



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

AVERTISSEMENT

Le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie a confié en mars 2004 à l'inspection générale des finances et au conseil général des mines une mission d'expertise sur la formation des prix sur le marché de l'électricité, qui s'ouvre progressivement à la concurrence depuis février 2000. L'augmentation des prix de l'électricité depuis 2003 a, en effet, suscité l'inquiétude de nombreux consommateurs d'électricité, notamment des industriels électro-intensifs.

Les analyses et les conclusions de la Mission, sous sa responsabilité, constituent une contribution à la réflexion sur le fonctionnement des marchés de l'électricité. Elles n'engagent cependant pas le Gouvernement, qui continuera à veiller, par tous les moyens dont il dispose, aux bonnes conditions de l'ouverture des marchés de l'électricité, dans l'intérêt de tous les consommateurs.

La diffusion de ce rapport, conformément aux engagements du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, permettra à chacun des acteurs et opérateurs du marché électrique d'affiner sa propre analyse et de contribuer ainsi, par ses choix futurs, à un meilleur fonctionnement du marché.



**MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE**



Inspection générale des Finances – Conseil Général des Mines

N°

RAPPORT

D'ENQUÊTE SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Établi par

Henri PREVOT

Ingénieur
Général des
Mines

Benoît de JUVIGNY

Inspecteur Général
des Finances

Frédéric LEHMANN

Ingénieur en Chef des
Mines

Matthieu LOUVOT

Inspecteur des
Finances

Christophe
IZART

Commissaire
Contrôleur des
Assurances

- OCTOBRE 2004 -

<u>INTRODUCTION</u>	1
----------------------------------	----------

<u>I – LE SEUL JEU DE LA CONCURRENCE NE GARANTIT PAS AU CONSOMMATEUR FRANÇAIS DES PRIX INFÉRIEURS À CEUX DE SES VOISINS EUROPÉENS.</u>	2
---	----------

<u>I.1 – UN DÉCALAGE EST APPARU ENTRE LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ LIBRE ET DES PRATIQUES D’ACHAT INDUSTRIEL HÉRITÉES DE L’ÉPOQUE DES PRIX RÉGULÉS</u>	2
<i><u>I.1.1 – Le prix de l’électricité est aujourd’hui entièrement structuré par le marché de gros</u></i>	2
<i><u>I.1.2 – La politique d’achat des grands consommateurs ne s’est pas encore totalement adaptée au fonctionnement du marché de l’électricité</u></i>	4
<u>I.2 – LA THÉORIE PRÉVOIT UNE LOGIQUE DE COÛTS VARIABLES SUR LE MARCHÉ SPOT ET DE COÛTS COMPLETS À TERME</u>	5
<u>I.3 – LA RÉPONSE DES PRIX AUX FACTEURS FONDAMENTAUX EST PEU AISÉE À APPRÉCIER</u>	7
<i><u>I.3.1 – L’analyse des prix spot ne fournit aucun renseignement sur l’état de la concurrence et la formation des prix</u></i>	7
<i><u>I.3.2 – Les prix du marché à terme répondent à une dynamique assez indépendante des prix spot et très liée au marché allemand</u></i>	8
<i><u>I.3.3 – Les prix au-delà de deux ans ne sont plus vraiment guidés par les transactions de marché et plus du tout au-delà de cinq ans</u></i>	11
<i><u>I.3.4 – Le marché du CO₂ et le prix des combustibles affectent les prix français à travers les prix allemands</u></i>	12
<u>I.4 – LE JEU DE LA CONCURRENCE NE PEUT PAS GARANTIR DES PRIX DE FOURNITURE EN BASE CALÉS SUR LES COÛTS DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</u>	14
<i><u>I.4.1 – Le marché français demeure très fortement concentré quelle que soit la mesure adoptée</u></i>	14
<i><u>I.4.2 – Les moyens d’action du régulateur de la concurrence sont limités</u></i>	17
<i><u>I.4.3 – A long terme, la concurrence est plus facile à contrôler mais la question du nucléaire et des nouveaux entrants est centrale</u></i>	18
<i><u>I.4.4 – La situation de la concurrence explique sans doute pourquoi les prix à terme français s’alignent sur les prix allemands</u></i>	20
<u>I.5 – L’ATTRIBUTION DES CAPACITÉS D’EXPORTATION PÉNALISE ARTIFICIELLEMENT LE CONSOMMATEUR FRANÇAIS</u>	21
<i><u>I.5.1 – L’attribution gratuite des capacités sur toutes les frontières terrestres réserve la rente de la rareté des interconnexions aux exportateurs français et aux importateurs étrangers</u></i>	22
<i><u>I.5.2 – Le coût des investissements et de l’atteinte à l’environnement est mutualisé entre les acteurs du marché français alors qu’il ne bénéficie qu’aux exportateurs</u></i>	22
<u>I.6 – CONCLUSION : LA CONCURRENCE PRÉSENTE AUTANT DE DANGERS QUE DE VERTUS DANS UN MARCHÉ AUSSI CONCENTRÉ QUE L’ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</u>	23

<u>II – UNE SOLUTION SEMBLE POSSIBLE POUR LES INDUSTRIES ÉLECTRO-INTENSIVES DÉLOCALISABLES QUI PEUVENT ACQUITTER LE COÛT COMPLET DU NUCLÉAIRE</u>	25
--	-----------

<u>II.1 – L’ÉVOLUTION DES PRIX DEPUIS L’OUVERTURE DU MARCHÉ AFFECTE SURTOUT LES INDUSTRIES DOTÉES DE POSSIBILITÉS D’EFFACEMENT</u>	25
<i><u>II.1.1 – La hausse des prix de l’électricité sur le marché de gros est une réalité récente</u></i>	25
<i><u>II.1.2 – L’impact de la hausse sur la facture d’un grand consommateur industriel est sensible mais les niveaux de prix atteints restent soutenables</u></i>	26
<i><u>II.1.3 – Les prix de l’électricité en Europe et hors d’Europe peuvent atteindre des niveaux très inférieurs à ceux du marché de gros français</u></i>	28
<u>II.2 – LA CONSOMMATION DES INDUSTRIES ÉLECTRO-INTENSIVES ET DÉLOCALISABLES REPRÉSENTE 8 À 10% DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE TOTALE EN FRANCE</u>	30
<u>II.3 – DES CONTRATS DE LONG TERME ENTRE EDF ET INDUSTRIELS ÉLECTRO-INTENSIFS APPARAÎTRAIENT COMPATIBLES AVEC LE DROIT DES AIDES D’ÉTAT AU-DELÀ D’UN PRIX D’ENVIRON 30 €²⁰⁰⁴/MWH</u>	31
<i><u>II.3.1 – Des contrats de long terme à prix trop bas pourraient recevoir la qualification d’aides d’État illégales</u></i>	31

<u>II.3.2 – Pour se différencier des prix du marché de gros, les contrats doivent porter sur le long terme, partager certains risques et s’appliquer exclusivement aux industries électro-intensives</u>	32
<u>II.3.3 – À partir d’un seuil d’environ 30 €/MWh, le prix de l’énergie nucléaire apparaît conforme aux critères d’appréciation des aides d’État</u>	33
<u>II.4 – CONCLUSION : LA PROBLÉMATIQUE DES CONTRATS DE LONG TERME</u>	34
<u>III – QUATRE CATÉGORIES DE MESURES PEUVENT AMÉLIORER LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ</u>	35
<u>III.1 – UNE TARIFICATION QUI VALORISE LES INTERCONNEXIONS EXPORTATRICES, CONFORME À LA RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE</u>	35
<u>III.2 – UNE DIVERSIFICATION DU SYSTÈME DES VPP POURRAIT FACILITER LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE GROS</u>	36
<u>III.2.1 – Les VPP sont indispensables à la liquidité du marché de gros en France</u>	36
<u>III.2.2 – Une diversification du produit et la création d’une catégorie de VPP « long terme » seraient un apport utile à la liquidité du marché de gros</u>	36
<u>III.3 – UNE TRANSPARENCE OBLIGATOIRE SUR LES PARAMÈTRES PHYSIQUES DE PRODUCTION</u>	37
<u>III.4 – DES POUVOIRS ÉTENDUS POUR LE RÉGULATEUR</u>	39
<u>CONCLUSION</u>	41

INTRODUCTION

Par lettre¹ du 24 mars 2003, le ministre d'État, ministre de l'économie, des finances et de l'industrie a confié au Conseil Général des Mines et à l'Inspection Générale des Finances une mission d'enquête sur les prix des achats d'électricité des industriels éligibles. La mission avait pour objet d'expertiser les déterminants à court et moyen terme des prix de l'électricité sur le marché libre, de comparer les prix français et étrangers, et d'évaluer l'impact des hausses de prix récentes sur la compétitivité des industriels électro-intensifs.

Les investigations de la mission se sont appuyées sur une série d'entretiens avec l'ensemble des acteurs de l'économie de l'électricité : producteurs français et étrangers, gestionnaires de réseau de transport, régulateurs, fournisseurs, grands consommateurs industriels, consultants en énergie, agences internationales, bourses de l'électricité, courtiers, négociants, agences d'information financière. La mission a traité un grand nombre de données de marché fournies par les bourses et de données physiques sur les échanges fournies par RTE, et utilisé de nombreuses études, en particulier les *Coûts de référence* de la production électrique publiés par la direction de la demande et des marchés énergétiques (Dideme). Elle a aussi bénéficié de l'appui déterminant de la direction des relations économiques extérieures (DREE) dans l'évaluation des coûts de l'électricité sur les marchés extra-européens : l'enquête menée par les missions économiques a permis d'objectiver plusieurs constats clés.

La mission a par ailleurs effectué quatre déplacements à l'étranger, en Grande-Bretagne, en Allemagne, en Norvège et en Belgique, et rencontré des représentants de la DG transports et énergie et de la DG concurrence de la Commission européenne. Ces déplacements ont permis d'observer plusieurs points d'organisation des marchés électriques éventuellement transposables en France et d'apprécier l'évolution de la situation sur des marchés plus anciennement ouverts pour discerner si les développements récents en France ont un caractère durable ou transitoire. Le déplacement à Londres a de surcroît permis de rencontrer les principaux acteurs du marché de gros français et le déplacement en Allemagne de mieux cerner les déterminants d'un marché très structurant pour la formation des prix en France. Les missions économiques ont apporté un soutien efficace à la mission dans l'organisation de ces déplacements.

Le présent rapport fournit une synthèse des constats de la mission, dont le détail figure dans 11 fiches jointes qui présentent aussi la méthodologie et les sources des travaux de la mission. La première partie présente le marché de l'électricité français et européen et analyse son fonctionnement. La deuxième présente l'appréciation de la mission sur les difficultés rencontrées par l'industrie, les secteurs les plus touchés et les solutions envisageables. La dernière partie examine les pistes d'amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l'électricité en France.

¹ Jointe en annexe.

I – LE SEUL JEU DE LA CONCURRENCE NE GARANTIT PAS AU CONSOMMATEUR FRANÇAIS DES PRIX INFÉRIEURS À CEUX DE SES VOISINS EUROPÉENS

Le marché de l'électricité se sépare en deux compartiments bien distincts : le marché du consommateur final qui s'adresse à son fournisseur et le marché de gros, réservé aux initiés, où s'échangent des blocs d'électricité entre un petit nombre d'acteurs. Après avoir exposé les différences entre ces deux marchés et les liens qui s'établissent entre eux, cette partie se concentrera sur la formation des prix de l'énergie sur le marché de gros : les coûts de transport et de distribution, importants pour le consommateur final, sont beaucoup plus stables et n'ont pas fait l'objet de travaux approfondis de la mission.

I.1 – Un décalage est apparu entre le fonctionnement du marché libre et des pratiques d'achat industriel héritées de l'époque des prix régulés

I.1.1 – Le prix de l'électricité est aujourd'hui entièrement structuré par le marché de gros

I.1.1.1 – La création et la définition d'un marché de gros

L'électricité est un bien homogène, de définition simple, où les technologies sont bien connues et les services associés relativement marginaux pour de grands industriels². Ces caractéristiques permettent de standardiser le produit autour de définitions simples : une puissance, une durée, une date et un lieu de livraison.

Il s'est donc créé dans tous les marchés électriques ouverts un *marché de gros*, que l'on peut définir comme l'ensemble des transactions qui ont lieu autour de ces produits standards. Il est nécessaire pour échanger ces blocs d'être *responsable d'équilibre*, c'est-à-dire de s'engager auprès du gestionnaire du réseau de transport à « nommer » (c'est-à-dire déclarer) la veille du jour de livraison les injections et soutirages sur le réseau, et à payer après coup sous forme de prix des écarts les décalages observés en temps réel entre les nominations de la veille et les injections et soutirages réels. Un acheteur d'électricité qui n'est pas responsable d'équilibre doit demander à un responsable d'équilibre de lui fournir l'électricité et d'endosser cette responsabilité pour lui. La facturation de ce service n'est pas standardisée, ce qui limite le marché de gros proprement dit aux échanges entre responsables d'équilibre. Le Réseau de Transport d'Électricité (RTE) publie une liste d'environ 70 responsables d'équilibre en France, qui comprend un très grand nombre de producteurs européens, mais aussi de grands consommateurs comme Rhodia ou des banques comme BNP Paribas ou Barclays.

Sur les marchés européens, les produits standard sont des « blocs » représentant une puissance consommée constante pendant une certaine durée : un an, un trimestre, un mois, une journée ou une heure. Si la puissance est permanente, c'est un « ruban » ou « baseload », si elle n'est appelée qu'entre 8h et 20h en semaine, c'est un bloc de pointe ou « peakload ». Ces produits sont échangés de deux manières :

- de gré à gré ; informel, ce marché se structure cependant autour d'intermédiaires importants, les courtiers qui publient des fourchettes de prix auprès des négociants ; de plus, les négociants informent des agences d'information financière telles que Heren ou Platts ; la standardisation des produits et la semi-publicité des transactions tendent à aligner tous les échanges autour d'un *prix de marché* que publie³ par exemple l'agence Platts pour le ruban de base de l'année calendaire à venir (année n+1) en France, depuis octobre 2001 ;

² La valeur ajoutée de ces services (conseil en optimisation de la consommation d'énergie en particulier) apparaît potentiellement plus significative pour les professionnels du secteur tertiaire et les particuliers.

³ Contre souscription. La méthodologie utilisée par Platts est analysée en II.

- sur des bourses ; ce sont des marchés publics où les transactions sont transparentes, comme Powernext en France, Nordpool en Scandinavie et EEX en Allemagne.

L'électricité suit donc l'évolution qu'ont déjà connue les produits appelés *commodités* comme les métaux, pétrole, café, soja où la standardisation des produits et la publicité des transactions permettent l'émergence d'un prix public, le cours, sur lequel s'alignent à peu près tous les acteurs. Aucun n'a intérêt à vendre significativement sous le prix de marché s'il peut trouver une contrepartie pour le même volume sur le marché de gros, et pour la même raison aucun acheteur n'acceptera de payer plus cher que le prix public du marché de gros. On voit que ce processus dépend avant tout de la capacité à trouver une contrepartie sur le marché de gros pour des volumes importants sans faire beaucoup monter ou baisser les prix, c'est-à-dire de la profondeur et de la résilience⁴ du marché de gros. Elles donnent la mesure de la « qualité » du prix qui en émerge.

Le risque lié au choix du fournisseur disparaît puisque tous offrent le même produit à ce prix et l'incertitude se reporte sur le choix de la date d'achat. Dès lors, la mise en concurrence perd de son intérêt.

I.1.1.2 – Le marché de gros français est structurant en dépit de son faible volume

Pour les consommateurs français, avant la libéralisation du marché de l'électricité⁵, ni la question de la date ni la question du choix du fournisseur ne se posaient : des tarifs publics et régulés permettaient un choix assez aisé de la meilleure formule tarifaire, et la fourniture était un monopole.

Aujourd'hui, en France, la mission a pu constater que la transition décrite ci-dessus est déjà bien avancée. Le marché de gros de l'électricité est actif mais fonctionne essentiellement de gré à gré. Le volume traité est de ce fait difficile à évaluer mais les acteurs du marché rencontrés par la mission l'estiment pour 2003 entre 200 et 250 TWh⁶ annuels, à comparer aux 467 TWh de la consommation annuelle en France et au 152 TWh de la consommation éligible⁷ avant le 1^{er} juillet 2004.

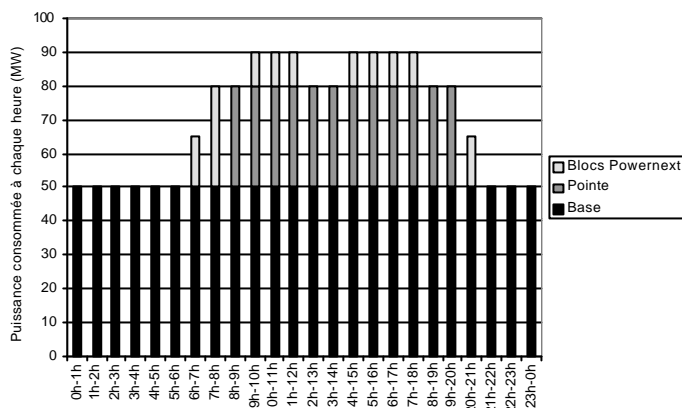
Parallèlement, la bourse de l'électricité Powernext fonctionne selon un principe d'enchères publiques, avec détermination chaque jour à midi d'un prix de l'électricité pour chacune des heures du lendemain. Les volumes sont ici connus : de l'ordre de 12 TWh par an, ils sont considérablement inférieurs à ceux du marché de gré à gré sans que cela remette en cause l'utilité de la bourse. Celle-ci sert à acheter les blocs d'une heure, non traités à terme, qui permettent de couvrir finement le profil réel de consommation. La figure ci-dessous montre comment se construit l'achat d'un profil de charge : les blocs gris clair représentent les achats sur Powernext.

⁴ La profondeur s'applique souvent au carnet d'ordre : c'est la capacité de trouver une contrepartie pour un gros volume sur le marché. La résilience reflète la « platitude » du carnet d'ordres : le marché est résilient si un gros ordre additionnel ne crée qu'une faible variation de prix.

⁵ La fiche jointe n° 3 au rapport rappelle les principales étapes législatives et réglementaires de l'ouverture du marché.

⁶ Térawattheure = 1000 Gigawattheures (GWh) = 1 000 000 Mégawattheures (MWh) = 10⁹ KWh.

⁷ Depuis le 1^{er} janvier 2003, les sites consommant plus de 7 GWh par an.



Powernext a cependant commencé en juin 2004 à coter des contrats à terme mensuels, trimestriels et annuels, ce qui offre comme en Allemagne ou en Scandinavie une alternative à un marché jusque là exclusivement traité de gré à gré en France.

Il est toutefois assez rare, même dans les pays d'ouverture plus ancienne comme la Scandinavie ou la Grande-Bretagne, que des industriels soient des acteurs directs du marché de gros. Il faut en effet pour cela être responsable d'équilibre, donc assumer une responsabilité financière importante et fournir les garanties qui vont avec. Il faut aussi disposer des équipements informatiques, des abonnements auprès des courtiers et des bourses et des équipes de négoce nécessaires. À l'exception de très gros consommateurs, les industriels s'adressent donc, directement ou à travers des consultants, aux fournisseurs, qui sont essentiellement en France les branches commerciales des producteurs.

Cela ne signifie pas pour autant que les prix pratiqués entre ces branches commerciales et les consommateurs soient différents du prix de marché. Selon l'organisation adoptée par de nombreux électriciens intégrés, dont EDF, RWE ou même des structures plus petites comme la Stadtwerke Leipzig⁸, les branches commerciales « achètent » l'électricité à la branche négoce, qui traite directement sur le marché de gros. La branche production « vend » de même l'énergie qu'elle produit à la branche négoce : le passage direct de la branche production à la branche commerce est donc en principe aboli, et par là même la construction des prix autour des coûts de production. Les prix du marché de gros deviennent une référence interne aux grands électriciens intégrés. Pourtant, les faibles volumes du marché français indiquent que ces transactions restent largement des références internes.

Les indices qui émergent du marché de gros français n'ont pas la même fiabilité que ceux qui proviennent de marchés plus liquides (cf. *infra*, I.3.2). Cependant, la mission a pu constater que le calage des offres commerciales sur ce marché est une réalité du fonctionnement actuel du marché de l'électricité français.

I.1.2 – La politique d'achat des grands consommateurs ne s'est pas encore totalement adaptée au fonctionnement du marché de l'électricité

Dans les pays visités par la mission, en particulier la Grande-Bretagne et la Norvège, la construction des offres autour d'un indice de prix de marché de gros n'apparaissait pas comme problématique aux grands clients industriels rencontrés. En Norvège, 30 à 50% des clients industriels achètent l'électricité par des contrats à prix variables, dont 20 à 40% à des prix indexés sur le prix spot, ce qui montre une pleine acceptation de la volatilité des prix.

Comme indiqué en I.1.1, dès lors qu'apparaît une référence publique fondée sur un marché d'une profondeur suffisante, les acteurs doivent traiter le risque de la date d'achat plus que du choix du fournisseur. Il n'est pas négligeable : l'analyse menée en fiche n°2 montre que la facture d'un gros consommateur peut varier dans un intervalle de plus de 15% selon le

⁸ Compagnie municipale d'électricité, mais animée d'une stratégie d'expansion sur le marché allemand.

moment où il achète à terme la fourniture de l'année suivante. La volatilité n'est pas une caractéristique de jeunesse du marché de l'électricité mais un fait durable, comme le montre sa persistance sur des marchés plus mûrs que le nôtre, en Scandinavie, au Royaume-Uni ou en Allemagne.

Deux types de volatilité différents s'observent selon la structure de production. Sur le Nordpool où la production d'électricité hydraulique de barrage, « stockable », est importante, la volatilité est faible au jour le jour mais les *variations sur longue période sont considérables* en raison des aléas annuels de la pluviométrie. La situation est inversée sur un marché thermique comme la France ou l'Allemagne : mesurée par le coefficient de variation⁹ des cours, la volatilité des blocs annuels est cinq fois inférieure à celle des prix spot sur le marché français en 2003. S'agissant de *produits à terme annuels ou mensuels*, la volatilité des marchés de l'électricité n'est pas supérieure à celle d'autres marchés énergétiques comme celui du gaz ou du pétrole¹⁰.

Ces caractéristiques ont conduit les industriels exposés dans d'autres domaines aux prix des commodités à modifier leur gestion des achats. À l'origine fondé sur un processus de mise en concurrence qui faisait principalement appel aux compétences de la direction des achats, dans la mesure où des critères de qualité, de fiabilité et de service entraient en considération, l'achat de la commodité devient une question de gestion des risques, généralement soumise au pilotage de la direction financière et s'appuyant sur des outils de couverture développés autour des indices du marché de gros.

Dans le cas de l'électricité, cette démarche s'est développée sur le marché britannique ou norvégien, où de nombreux industriels achètent par l'intermédiaire de consultants en énergie et où les plus gros d'entre eux participent directement au marché de gros et sont membres des bourses. L'Allemagne, dont le marché s'est ouvert plus récemment, est dans une situation intermédiaire : seuls quatre ou cinq grands industriels participent aux échanges sur la bourse EEX. Mais une enquête menée par le VIK, association allemande des gros consommateurs d'électricité, montre qu'un tiers des industriels sondés a recours à de nouvelles méthodes d'achat de l'électricité depuis l'ouverture du marché : 10 des 57 entreprises sondées avaient elles-même endossé la responsabilité d'équilibre ; 14 couvraient elles-mêmes par achats séparés successifs leur profil de consommation ; 12 participaient directement ou indirectement au marché de gros ; 27 avaient eu recours à des consultants en énergie.

En France, seul un grand industriel de la chimie participe activement au marché de gros et les intermédiaires sont balbutiants. Les prix du marché de gros français se forment par conséquent entre négociants, pour la plupart producteurs à l'exception de quelques banques et fournisseurs indépendants, sans intervention directe des grands consommateurs.

I.2 – La théorie prévoit une logique de coûts variables sur le marché spot et de coûts complets à terme

Dans un marché de l'électricité parfaitement concurrentiel, les producteurs ne pensent pas détenir de pouvoir sur les prix : ils observent le prix du marché et décident de produire si le prix de vente couvre leurs coûts variables¹¹, et laissent leur centrale au repos sinon. Ce principe simple gouverne en théorie la formation des prix de l'électricité sur les marchés spot et a inspiré les modèles de marché du type « pool ». Comme la concurrence parfaite assure en principe par ailleurs que les prix ne dépasseront pas le coût variable de l'unité

⁹ Rapport entre l'écart-type et la moyenne.

¹⁰ Cf. fiche n°3, V.5.

¹¹ Et d'investir s'il couvre leurs coûts complets.

active la plus chère, le prix de l'électricité doit donc être à chaque instant égal à ce coût marginal, appelé *coût marginal du parc de production*.

Ce principe rend naturellement l'électricité plus chère en heures de pointe qu'en heures creuses. En effet, dans un parc de production optimal, les moyens à gros coûts fixes et faibles coûts variables (nucléaire) couvrent la base, c'est à dire la puissance appelée en permanence, celle des heures les plus creuses de l'année (un peu moins de 40 GW) ; les moyens de production à faibles coûts fixes mais à fort coût variable (fioul) interviennent quelques centaines d'heures par an lors des pics de demande (plus de 30 GW ne sont appelés que moins de 500 heures¹² dans l'année) ; entre les deux, des moyens en «semi-base » (gaz, charbon, nucléaire) couvrent les besoins de quelques milliers d'heures par (20 à 30 GW) an. En heures de pointe, les prix sont donc très élevés puisque les coûts variables des moyens de production utilisés le sont. En heures creuses en France, ils doivent en principe se situer entre 7 et 8 €/MWh puisque tel est le coût variable du nucléaire.

En pratique, le prix de l'électricité d'un consommateur en « ruban » dépendra donc de la nature du parc de production mais aussi et surtout des autres consommateurs : s'ils sont très gourmands, l'équilibre offre demande requerra le recours à des centrales de pointe rentabilisées sur de courtes périodes donc très coûteuses et les prix seront élevés.

Ce prix est très sensible aux variations de l'offre et de la demande car les écarts entre les coûts variables des moyens de production sont importants. Par exemple, en France, la perte d'1GW de production nucléaire d'un coût marginal¹³ de 8 € peut obliger d'avoir recours 400 heures de plus à des moyens de production d'un coût de 23 € ce qui n'augmente les *coûts* de production moyens annuels que de **0,6%**¹⁴. Mais les *prix* passent alors en théorie de 8 à 23 € durant 400 heures, ce qui entraîne une hausse de 0,69 €/MWh, soit **2,3%**¹⁵, du prix du ruban annuel d'électricité. Ce calcul simple montre que la réaction des *prix* à une augmentation ou diminution de la « durée de marginalité » est très prononcée et dépasse largement les variations correspondantes sur les *coûts*. Cela remet en cause l'hypothèse d'absence de pouvoir de marché des producteurs, condition nécessaire du marché parfait. En effet il suffit pour un acteur de disposer d'un parc de production relativement peu important pour percevoir la réaction du prix de marché à la capacité qu'il offre, ce qui crée des risques de sous-investissement ou de rétention abusive de capacités¹⁶.

Ces paramètres rendent de surcroît les prix très difficiles à anticiper à terme. Par exemple, en 2003, la consommation a dépassé 60 GW en France durant 827 heures de plus qu'en 2002. L'incertitude sur l'offre est aussi importante : volume absorbé par les exportations, pannes de centrales, hydraulité... Il en résulte une grande difficulté à anticiper les prix du marché sur la base de moyennes de coûts marginaux, incertitude qui ne fait que s'accroître quand l'échéance est plus lointaine. En revanche, sur le moyen terme, tous les producteurs doivent couvrir les coûts complets de leur production : coûts fixes annuels de fonctionnement des centrales et coût de leur construction. Ils ne construiront donc de centrales que si le prix moyen du marché aux heures de pointe, de semi-base ou en base couvre les coûts complets du

¹² Les heures de pointe sont très variables d'une année à l'autre : si la «pointe» est définie comme une puissance appelée moins de 500 heures par an, elle commençait à 68,4 GW en 2003 mais 63,8 GW en 2002. L'intervalle entre le maximum appelé et cette puissance était 11 GW en 2002, 12 GW en 2003. Mais le système doit toujours garder une marge de sécurité de moyens thermiques par convention supérieure de 20% à la puissance maximale.

¹³ D'après les prix d'exercice des VPP, Virtual Power Plants.

¹⁴ 467 TWh ont été produits en 2003 en France. À 30 €/MWh, cela représente 14 Md€. Si la centrale de 1GW qui tombe en panne devait fournir 6000 heures, le surcoût est de 6000 x (23-8) x 1000 = 90 M€, soit 0,6% de 14 Md€.

¹⁵ Cet effet est sous-estimé : le moyen de semi-base appelé pour se substituer au moyen de base ne sera pas disponible à la pointe, d'où un appel plus long des moyens de pointe, etc...

¹⁶ Cf. fiche n°4.

moyen de production envisagé. Tant que le prix du marché est inférieur, la hausse tendancielle de la consommation et le déclassement des centrales obsolètes font monter les prix. Si le prix du marché est supérieur, la surcapacité fait baisser les prix. Le prix « moyen » du marché dans chaque strate doit donc osciller autour du coût complet de production.

L'analyse des prix du marché de l'électricité doit donc suivre deux approches pour vérifier qu'il fonctionne « normalement » : (1) vérifier qu'à court terme, à parc fixé, avec des incertitudes limitées sur la consommation d'une année, les prix ne s'éloignent pas des coûts variables des moyens de production ; (2) vérifier que sur le moyen terme ils ne s'éloignent pas des coûts complets. Malheureusement, l'essentiel du commerce d'électricité en France et en Allemagne consiste en des achats à terme à échéance de 6 mois à 2 ans, périodes intermédiaires sur lesquelles le prix peut adopter toutes sortes de logiques entre l'anticipation des prix spot et la couverture des coûts complets. L'appréciation de la formation des prix est donc très délicate, et d'autant plus malaisée qu'en France le marché à terme était entièrement de gré à gré jusqu'au 18 juin 2004, ce qui prive l'analyse de données publiques fiables.

I.3 – La réponse des prix aux facteurs fondamentaux est peu aisée à apprécier

I.3.1 – L'analyse des prix spot ne fournit aucun renseignement sur l'état de la concurrence et la formation des prix

Les travaux économiques menés sur la crise de l'électricité en Californie ou le pool britannique ont avant tout étudié le rapport entre les prix spot et les coûts marginaux de production pour déterminer si la théorie du marché de l'électricité s'appliquait. La mission a procédé à cette analyse pour l'année 2003 sur le marché français. Il ressort de cette analyse que seule la production au charbon a un lien net avec les prix spot : quand les prix dépassent la zone de 20-30 €/MWh, elle varie dans une bande de 3 à 5 GW alors qu'elle dépasse rarement 2 GW quand les prix sont inférieurs à 15 €. La production des autres moyens thermiques n'a guère de rapport avec les prix spot.

Les moyens de production les plus importants du marché français, le nucléaire et l'hydraulique, ont une relation complexe avec les prix. L'eau des barrages s'apparente à un stock d'électricité qui est géré en fonction des paramètres de l'ouvrage et de la valeur espérée des MWh en réserve. Cette valeur dépend de calculs complexes de programmation dynamique qui rendent très délicate toute analyse du rapport entre prix et production hydraulique. Il en va de même pour une petite partie de la production nucléaire qui fait l'objet d'une modulation selon des principes comparables.

Au total, il est presque impossible d'apprécier heure par heure les fondements économiques des prix spot. Il arrive très fréquemment que la production au fioul soit très faible alors que les prix *spot* dépassent 40 ou 50 €/MWh, ce qui ne semble pas économiquement logique, mais les puissances en jeu sont si faibles qu'il est difficile d'en tirer des conclusions générales, d'autant plus que les impératifs de l'ajustement impliquent le maintien de réserves tournantes sans lien économique avec les prix spot.

Il apparaît de même difficile de lier les prix spot aux importations. La mission a étudié tout particulièrement l'interconnexion France-Allemagne, les deux marchés étant très liés. Il en ressort que durant 814 heures dans l'année 2003 la France a importé de l'électricité d'Allemagne alors que les prix étaient plus élevés outre-Rhin, et que durant 2809 heures elle en a exporté alors que les prix y étaient plus élevés (cf. fiche n°9 et *infra*, I.4.1.1). La coordination complexe entre allocation des capacités d'interconnexion, fixation des prix sur les bourses et nomination des échanges de blocs peut expliquer ces difficultés, mais elles n'en rendent pas moins le lien peu lisible entre prix de marché et utilisation de l'interconnexion.

En conclusion la formation des prix spot sur le marché français apparaît éminemment difficile à analyser au regard des fondamentaux ce qui les rend complexes à anticiper et permet difficilement à la mission ou aux autorités de la concurrence d'évaluer la manière dont sont définis ces prix. Même si, comme exposé en I, le marché spot ne remplit qu'une fonction spécifique d'ajustement¹⁷, cette incertitude sur la formation des prix spot complique l'analyse du marché à terme, beaucoup plus important, car l'observation *ex post* des prix spot donne des références pour la formation des prix à terme (cf. *infra*).

I.3.2 – Les prix du marché à terme répondent à une dynamique assez indépendante des prix spot et très liée au marché allemand

I.3.2.1 – Les prix à terme et prix spot n'ont pas de lien évident

Sur le marché de la plupart des commodités, le lien entre prix à terme et prix spot s'effectue par le stockage : les grands écarts entre les prix à deux échéances données déclenchent des constitutions ou ventes de stocks qui tendent à réduire la différence. Or l'électricité ne présente cette caractéristique que dans un marché comme le Nordpool où la vaste quantité d'eau des barrages joue ce rôle de stock¹⁸. Sur la plupart des marchés, dont la France, l'hydraulique ne retient que de petits volumes, même en intégrant les barrages suisses. Le niveau des barrages n'influe donc que faiblement sur les anticipations de prix.

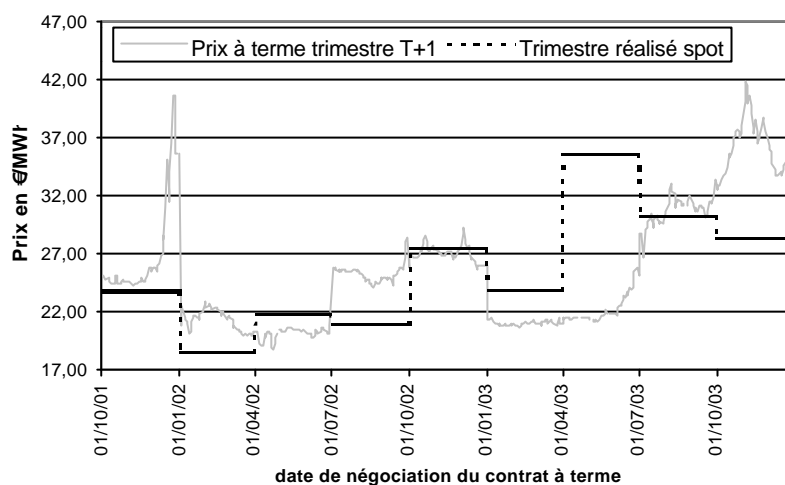
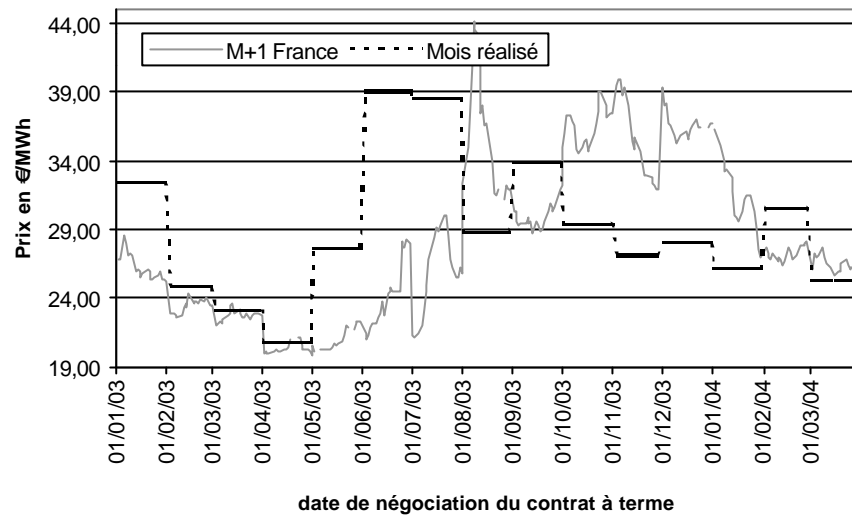
Dès lors, le marché à terme se forme de manière indépendante de la situation présente, autour des prévisions de l'offre et de la demande. Des clients comme les industriels mais aussi de nombreux fournisseurs aux particuliers connaissent à l'avance assez bien leur consommation. Le marché est donc actif et traite l'essentiel des volumes : 20 fois plus que sur le spot en France, 20 à 30 fois plus en Allemagne, 8 fois plus en Scandinavie¹⁹.

Toutefois, le marché à terme doit aussi être en théorie une anticipation du marché spot : si les prix divergeaient fortement de l'un à l'autre, les acteurs du marché arbitreraient la date de leurs achats, ou joueraient sur les deux marchés pour tirer profit de l'écart. Or la mission a trouvé des écarts importants entre prix spot et prix à terme, à toutes les échéances : mensuelle, trimestrielle et annuelle. Les graphiques ci-dessous comparent par exemple les prix spot réalisés en France (courbe noire en créneaux, décalée d'un trimestre ou un mois en avance) avec les prix du produit trimestriel à terme correspondant. Dans sept trimestres étudiés sur neuf, la cote du produit trimestriel ne s'était jamais approchée à moins de 1 €/MWh du prix réalisé en pratique. En revanche un phénomène de correction semble apparaître car les écarts ne sont jamais allés dans le même sens trois trimestres d'affilée ou cinq mois d'affilée. Il semble donc que les opérateurs compensent des écarts d'anticipation passés par des anticipations décalées en sens inverse.

¹⁷ Alors qu'il sert de source régulière d'approvisionnement sur un marché comme le Nordpool.

¹⁸ La production hydraulique atteint 200 TWh sur le Nordpool soit 54% de la production totale.

¹⁹ Sur la base d'estimations approximatives des volumes échangés de gré à gré, cf. fiche n°3.



Explication : les courbes grisées représentent le cours à terme à la date indiquée en abscisse, pour une livraison à la période suivante. Les courbes noires en créneaux montrent la moyenne des prix spot sur la période en question. Pour faciliter la comparaison, cette courbe noire a été **avancée** d'une période : la valeur indiquée est donc celle du trimestre ou du mois qui suit la date donnée en abscisse.

Ces observations mènent à conclure que les prix à terme ont une valeur prédictive très limitée sur les prix spot. L'écart entre le prix spot et le prix à terme a atteint 7,9 €/MWh dans un sens à l'hiver 2004 et 13,3 €/MWh dans l'autre à l'été 2003. Cela peut s'expliquer par :

- ❶ l'incertitude météorologique, essentielle dans l'anticipation de la demande électrique ;
- ❷ le relatif cloisonnement entre le marché spot et le marché à terme ; le premier ne sert pas à la fourniture régulière et n'est pas non plus un indice sur lequel s'appuient des contrats commerciaux ou *futures* ; de nombreux consommateurs industriels souhaitent connaître par avance leur budget et achètent par principe à terme sans chercher des arbitrages intertemporels entre produits ;
- ❸ l'incertitude sur l'offre, c'est-à-dire sur la capacité de production disponible : alors que les producteurs sont obligés en Scandinavie ou en Grande-Bretagne de fournir des informations sur l'état de leur appareil de production à échéance de 1 mois à trois ans, aucune information de ce type ne parvient aux acteurs du marché français.

I.3.2.2 – Le marché français souffre d'un manque de maturité et de liquidité

Avec un volume annuel approximativement estimé par les acteurs à 200-250 TWh, le marché de gros français brasse environ 1,5 fois la consommation éligible. C'est peu : le marché allemand traite un volume 2 à 3 fois supérieur à la consommation éligible, les marchés britannique et scandinave des volumes 8 à 10 fois supérieurs. Les volumes correspondants équivalent par exemple en moyenne environ à 1 TWh par jour, alors qu'un gros industriel électro-intensif consomme fréquemment 0,5 ou 1 TWh dans l'année. La conséquence du faible volume du marché apparaît alors nettement : si l'industriel ou son fournisseur plaçait ses achats sur une seule journée, il apporterait un surcroît de demande proche du volume moyen échangé sur la journée ce qui a de fortes chances de faire monter les prix. Cela contraint en pratique les consommateurs ou plutôt leurs fournisseurs à fractionner leurs achats mais indique que le marché français est sans doute encore trop restreint pour que les indices prix du marché de gros soient une référence robuste. Cela limite aussi la capacité de fournisseurs dénués de base de production à attirer de gros clients.

D'autre part, la formation des prix révèle des signes évidents du manque de maturité du marché. Les analyses développées dans la fiche n°3 jointe au rapport montrent qu'au début du mois d'août 2003 les prix *forward* de la fourniture d'électricité de pointe du mois de septembre sont montés de 25 à 42 €/MWh en quelques jours et presque revenus à leur niveau antérieur quelques jours après. Sauf à supposer que les acteurs aient craint que la canicule dure jusqu'en octobre, ce phénomène n'a pas d'explication limpide. À la même période, les prix du ruban de l'année 2004 ont aussi réagi, quoique plus faiblement, en montant d'1,5 €/MWh environ. La jeunesse du marché peut expliquer des comportements erratiques, mais il faut aussi voir dans ces mouvements la réaction d'opérateurs qui n'ont accès qu'à peu de données de base sur la production électrique et surréagissent aux éléments partiels dont ils disposent.

Ces mouvements brutaux et le faible caractère prédictif des prix à terme ont des conséquences sur le marché :

- ils favorisent les producteurs, qui disposent de l'outil de production donc de l'information et anticipent sur les risques des marchés ; la volatilité renforce la valeur des centrales de pointe puisqu'elles s'assimilent à des options d'achat ;
- ils défavorisent les consommateurs ou les nouveaux entrants sur le marché, qui doivent se couvrir contre des risques qu'ils ne savent pas anticiper en acquittant une prime de risque, délicate à estimer.

I.3.2.3 – Les références de prix du marché français sont nécessairement imparfaites dans ce contexte

Comme expliqué en I.1, l'alignement des offres de tous les grands consommateurs sur les prix de référence du marché de gros publiés par les agences Platts ou Heren est une réalité, ce qui pose la question de la représentativité des données fournies par les agences de ce type. La mission a rencontré à deux reprises les journalistes de Platts à Londres, ce qui a permis de faire le point sur leurs méthodes d'analyse, en particulier sur le marché français.

Un premier point important concerne le choix méthodologique que Platts a fait pour le marché français de publier un *assessment*, c'est-à-dire une estimation à dire d'expert du juste prix, à la différence d'un *indice* dont le calcul se fonde sur une formule rigide déterminée par avance. Platts estime en effet que la faiblesse du volume de transactions du marché français exposerait un indice à des risques de manipulation et à des variations erratiques sans rapport avec le niveau réel des prix. C'est admettre que les transactions de marché ne sont pas pleinement représentatives de la valeur réelle des blocs d'électricité, puisqu'il est impossible de s'en remettre aveuglément aux prix qu'elles révèlent.

L'estimation à dire d'expert part donc du principe que l'incertitude liée à la pertinence des appréciations de l'analyste est moindre que celle qui ressort des transactions du marché ou de l'image que les acteurs en fournissent. Platts n'a en effet pas un accès inconditionnel à toutes les transactions. L'agence ne s'intéresse qu'aux échanges de produits standard sur le marché de gros comme défini en I.1, ce qui laisse de côté les échanges directs entre fournisseurs et clients finaux. Ses journalistes s'appuient sur trois sources d'information principales :

- des conversations téléphoniques quotidiennes avec 8 à 10 acteurs (pour le marché français) sur les transactions réalisées ; les interlocuteurs sont censés occuper des positions différentes sur le marché : négociants, producteurs et gros acheteurs ;
- les fourchettes de prix proposées par les courtiers ;
- les prix publics des bourses, ou les enchères de centrales virtuelles (ou VPP, *Virtual Power Plants*, cf. IV).

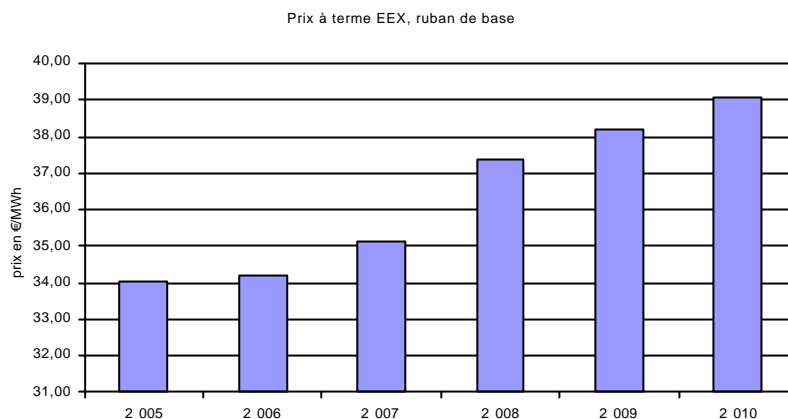
Platts n'a pas accès aux volumes échangés, il n'en connaît que ce que les négociants veulent bien lui en dire, et il en va de même pour les prix. Le travail de l'analyste procède donc d'abord par élimination des valeurs qui apparaissent excentriques : le prix de marché n'émerge donc pas d'une moyenne mais plutôt d'un groupement de transactions d'acteurs divers autour de valeurs proches. Ensuite, le prix est comparé à celui des autres pays et des bourses publiques ou des enchères de VPP : des écarts anormaux suscitent l'interrogation et éventuellement un ajustement.

Platts s'assure en principe qu'aucun conflit d'intérêts ne biaise les analyses de ses experts. Comme la vente des publications dépend totalement de la crédibilité des prix publiés, la société a un intérêt certain à éviter les manipulations et estimer les prix au plus juste. Filiale de l'éditeur américain McGraw Hill, Platts n'est pas liée à des intérêts particuliers du secteur énergétique. Au demeurant, la seule véritable garantie possible sur les prix publiés viendra de la cotation publique des produits et de la compensation (*clearing*) des transactions de gré à gré auprès des bourses : un expert de Platts ou Heren devra dès lors avoir de bonnes raisons, *explicitites*, de publier des prix sensiblement différents des valeurs publiées sur ces places de marché. La coexistence de deux méthodes différentes de formation des prix est alors une garantie contre les manipulations. Le développement du marché des *futures* sur Powernext, lancé en juin 2004, est donc le meilleur espoir de renforcement de la fiabilité des références de prix de marché en France.

I.3.3 – Les prix au-delà de deux ans ne sont plus vraiment guidés par les transactions de marché et plus du tout au-delà de cinq ans

Aucun prix n'était fourni en France pour l'année n+2 jusqu'à l'apparition des *futures* de Powernext. En Allemagne, les *futures* sont cotés sur EEX jusqu'à l'année n+5 mais la liquidité du marché chute brutalement entre l'échéance n+2 et n+3 : en 2003, 134 TWh se sont échangés sur EEX sur l'année 2004, 73 TWh sur l'année 2005 mais seulement 13 TWh sur 2006 et 1,2 TWh sur 2007. Le marché est donc actif jusqu'à des horizons prévisionnels de deux ans, ce qui corrobore les constats formulés par l'ensemble des acteurs des marchés français et allemand rencontrés par la mission. La vaste majorité des consommateurs, même importants, se préoccupe avant tout de sécuriser ses hypothèses de gestion pour l'année à venir et donc d'acheter à cette échéance.

Cependant, un certain nombre d'acteurs confrontés à des décisions de longue durée, portant généralement sur des choix industriels d'investissement, ont besoin de visibilité au-delà des échéances de 2 à 3 ans. Les bourses ont ainsi des *market makers* sur les contrats *futures* qui s'engagent à proposer des fourchettes de prix achat/vente. Par exemple, les prix à la date du 20 juillet 2004 de la fourniture en ruban annuel en Allemagne sont repris sur le graphique suivant :



Source : EEX, 20 juillet 2004

Une rupture nette intervient entre 2007 et 2008, qui peut être liée aux permis d'émission de CO₂ (cf. *infra*), qui seront plus rares et plus coûteux sur la période 2008-2012 que 2005-2007, ou révéler des anticipations sur une tension accrue sur les capacités. Si l'écart entre prix français et allemands persiste, cela laisserait entrevoir des prix proches de 37 €/MWh en 2010 sur le marché français, donc supérieurs de 5 €/MWh à leurs niveaux de 2005, données à relativiser du fait qu'une seule transaction a eu lieu à ce jour sur 2009 ou 2010 en Allemagne.

La faiblesse des références de marché apparaît logique à une échéance où les besoins d'achat ne concernent que quelques gros industriels et où l'offre et la demande sont très incertaines. Dans ce contexte certains producteurs proposent des contrats de long terme fondés sur le coût de certains moyens de production, car c'est la plus sûre référence de prix à des échéances de moyen ou long terme. Le coût complet de l'électricité produite par des moyens « légers » tels que le cycle combiné à gaz s'impose alors naturellement car la clientèle industrielle concernée a les moyens financiers et techniques de construire ses propres centrales en concurrence implicite avec celles des producteurs. Cette perspective n'a rien de théorique dans un marché comme l'Allemagne où l'industrie produit elle-même 10% de l'énergie électrique. C'est donc à cette échéance de cinq ans et plus que les prix, qui ne sont plus publics, retrouvent une référence claire aux « fondamentaux ».

1.3.4 – Le marché du CO₂ et le prix des combustibles affectent les prix français à travers les prix allemands

Comme il sera exposé en I.4.4, le trait majeur du marché à terme en France est son alignement sur le marché allemand. Il implique une réaction des prix français aux fondamentaux de la production au charbon, en particulier le coût des permis d'émission de CO₂.

I.3.4.1 – Le marché des permis d'émission de CO₂ a d'ores et déjà un impact, faible mais réel, sur les cours de l'électricité à partir de 2005

L'impact du coût des permis d'émission de CO₂ sur les prix spot est assez facile à anticiper dans la logique où les prix sont calés sur les coûts variables. Les estimations convergent pour estimer à 0,41 tCO₂/MWh les émissions des centrales au cycle combiné à gaz et 0,92 tCO₂/MWh celles des centrales au charbon. Les plans d'allocation ne couvrant pas à

100% les besoins des producteurs, tout mégawattheure produit en plus dans la bande habituelle de fluctuation de la production impliquera l'achat de permis : le coût des permis se répercute donc intégralement sur les coûts marginaux de production.

Le prix des permis d'émission est extrêmement difficile à anticiper. Un marché s'est d'ores et déjà établi à Londres, mais à la date de la mission il n'avait qu'une faible activité, la représentativité des transactions qui s'y livrent était donc sujette à caution. Après un pic à 13 €/tCO₂ en février-mars, les prix y ont décliné et se situent aujourd'hui à 9 €/tCO₂. Une étude de Mc Kinsey publiée en 2003 estime que les prix partiront de 7-8 €/tCO₂ en 2005-2006 pour atteindre 20-25 €/tCO₂ en 2010.

Pour les années à venir, un coût du CO₂ de 8-10 €/tCO₂ renchérit le coût marginal de la production au gaz de 3 à 4 €/MWh et celle de la production au charbon de 8 à 9 €/MWh. L'impact sur le prix de l'électricité est dès lors dépendant du moyen de production sur lequel se cale le marché. En pratique, l'effet est cependant difficile à apprécier. Entre février 2004 et avril 2004, l'annonce du plan allemand d'allocation des permis d'émission a précisé l'avenir du marché et suscité une chute de 6 € du cours de la tonne de CO₂, mais les prix du ruban en Allemagne, où la production au charbon est dominante, n'ont baissé que d'1 €/MWh sur la même période, ce qui peut être dû à d'autres causes mais n'indique pas, en l'état, un lien aussi fort que la théorie le prévoit entre prix du CO₂ et prix de l'électricité. Sur le marché anglais, les interlocuteurs de la mission estiment approximativement à 3 €/tCO₂ le prix implicite contenu dans les prix de l'électricité pour 2005 et 2006, soit un effet faible de 1,2 €/MWh.

Les permis d'émission de CO₂ auront néanmoins un impact certain sur les *prix de l'électricité*, théoriquement proche de celui qu'ils auront sur les coûts *marginaux à court terme*. Ceux-ci intégreront en totalité le surcoût de l'achat de permis, puisque les producteurs utilisant les énergies fossiles n'en auront pas assez pour couvrir toute leur production et devront en acheter pour chaque MWh supplémentaire produit. L'étude précitée de Mc Kinsey envisage ainsi une hausse de 6 €/MWh entre 2008 et 2010 et 8 €/MWh entre 2011 et 2015 des prix de gros de l'électricité en Europe.

Mais les *coûts complets* de production de l'électricité n'évolueront pas autant si les producteurs utilisant les énergies fossiles reçoivent, comme durant la période 2005-2007 en Allemagne, une importante allocation de permis gratuits qui couvre l'essentiel de leurs besoins. L'écart entre la montée des prix et la montée plus réduite des coûts complets se traduira par un important bénéfice additionnel, aussi bien pour les sociétés qui émettent du CO₂ mais reçoivent beaucoup de permis gratuits, comme les producteurs allemands, que pour celles qui produisent sans émettre grâce au nucléaire, comme EDF. Seule l'allocation d'importants permis gratuits aux nouveaux entrants, *indépendamment de leur technique de production*, peut créer une pression concurrentielle susceptible de modérer les prix et les bénéfices.

I.3.4.2 – Les prix des combustibles fossiles ont un impact sur le prix français par l'intermédiaire des prix allemands

Le prix du charbon « vapeur » utilisé dans la production électrique en Europe est monté de 44% entre fin 2002 et fin 2003. La demande mondiale et les coûts du fret sont en cause : le prix du fret de charbon depuis l'Afrique du Sud est passé d'une moyenne de 6\$/t en 2002 à 29 \$/t en janvier 2004. La moitié de la production allemande provenant du charbon, l'impact sur les coûts de production a été important : d'après les estimations de la Dideme, une hausse de 1 €/t du coût du charbon se traduit par une hausse de 0,33 €/MWh du coût marginal de production. Une hausse comme celle qui est intervenue peut donc jouer de manière importante sur les prix, même si l'effet est amorti par la présence d'autres moyens de production et par les contrats particuliers dont bénéficient les producteurs.

De même, la hausse des cours du pétrole entraîne celle des prix du gaz, mais cette énergie n'a pas encore un rôle déterminant dans la formation des prix en France ni en Allemagne. Les anticipations sur l'évolution des coûts influent cependant sensiblement sur les choix d'investissement.

I.4 – Le jeu de la concurrence ne peut pas garantir des prix de fourniture en base calés sur les coûts de la production nucléaire

En raison de la faible élasticité de la demande, les prix de l'électricité sont extrêmement sensibles à la concurrence entre producteurs. En effet, comme l'électricité est dans la plupart de ses usages un bien vital et non substituable à court terme, les consommateurs peuvent accepter de payer des prix très élevés plutôt que de renoncer à consommer. L'exercice d'un pouvoir de monopole ou d'oligopole a donc des effets potentiellement considérables sur les prix.

Il n'entre pas dans les attributions de l'IGF et du CGM de contrôler l'exercice effectif de la concurrence au sens où le font la DGCCRF et la Commission Européenne, et ils n'ont pas les pouvoirs juridiques et moyens d'investigation nécessaires. En revanche, l'appréciation du fonctionnement du marché de gros de l'électricité passe impérativement par une analyse des *conditions de concurrence* qui sont un élément crucial d'une bonne formation des prix sur le marché.

Pour analyser la concurrence, la première étape consiste à mesurer la concentration du marché et la concurrence potentielle par de nouveaux entrants. Puis il faut examiner si les prix moyens du marché fournissent les indices de pratiques interdites tels qu'abus de position dominante ou prix prédateurs. Il faut enfin évaluer si la menace de sanction par le régulateur est crédible, ce qui demande que de tels abus puissent être repérés, prouvés et réprimés.

I.4.1 – Le marché français demeure très fortement concentré quelle que soit la mesure adoptée

EDF détient 88% des capacités de production, assure 80% à 85% de la fourniture d'électricité aux clients éligibles²⁰ avant juillet 2004.

La mesure la plus largement utilisée de la concentration d'un marché est exprimée sur une échelle qui va de 0 à 10 000 par l'indice de Hirschmann-Herfindahl (HHI), somme des carrés des parts de marché, exprimées en pourcentage. Le rapport annuel 2004 de la CRE rappelle les seuils communément admis : un HHI situé entre 1000 et 2000 indique un marché assez concentré, un HHI supérieur à 2000 un marché très concentré. La CRE calcule ces indices pour le marché français de l'électricité : 6 824 sur la vente sur le marché des éligibles, 8 838 sur les ventes totales et 6 335 sur les exportations, autant d'indices caractéristiques d'un quasi-monopole.

Deux facteurs viennent limiter les effets de cette concentration : la concurrence potentielle à travers les importations et la grande dispersion des intervenants sur le marché.

²⁰ Sur la base du rapport 2004 de la CRE, qui indique une fourniture de 2 à 2,5 TWh par mois par les fournisseurs autres qu'EDF, à rapporter aux 152 TWh du marché éligible en 2003.

I.4.1.1 – La concurrence par les importations est limitée

La capacité des interconnexions importatrices atteint environ 12 300 MW de puissance potentiellement disponible sur le marché français²¹ pour concurrencer la production nationale, soit environ 10% de la capacité intérieure de production. Cependant, même en prenant en compte la capacité des interconnexions importatrices, EDF détient encore 80% de la capacité de production et d'importation cumulées, et cette part de marché ne tient pas compte de ses filiales étrangères.

La puissance n'est toutefois guère utilisée : les importations ont atteint en 2003 un volume de 24,3 TWh soit seulement 5,6% de la consommation intérieure, ce qui équivaut à 1 972 heures de pleine utilisation de la capacité d'importation mentionnée ci-dessus. La raison principale vient du coût de production en base qui est moins élevé en France que dans les pays voisins, ce qui n'exclut pas que les importations puissent être utiles de nombreuses heures dans l'année. La mission a cherché à évaluer l'utilisation de cette possibilité.

Plus précisément, une étude de la mission sur la frontière franco-allemande a montré que l'arbitrage des différences de prix *spot* entre les deux pays était imparfaitement assuré à travers les importations. On peut en effet observer que durant 1 515 heures les prix allemands ont été *inférieurs* en 2003 de plus de 4 €/MWh aux prix français²² alors que la capacité des l'interconnexion n'a jamais été saturée dans le sens de l'importation (bien au contraire, durant 60% de ces heures le solde des échanges franco-allemands était *exportateur*²³). Ces flux sont apparemment contraires à la logique du marché et dans un sens défavorable au consommateur français. Cette situation peut s'expliquer par les contraintes techniques : l'articulation entre le *fixing* de prix sur les bourses et la décision d'importer ou d'exporter est délicate à mettre en œuvre. Seul un système de *market splitting* permet de lier avec une pleine efficacité les écarts de prix et les flux à la frontière. La mission a calculé en fiche n°9 l'ordre de grandeur du gain théorique possible sur les prix français (Pownext) si l'interconnexion importatrice avait été exploitée au maximum pour arbitrer les différences de prix entre marchés : la baisse de prix atteindrait 1 à 1,5 €/MWh pour le prix *spot* du ruban.

Ce constat ne se limite sans doute pas à l'interconnexion franco-allemande, mais les données publiques sur les prix de marché manquent sur les autres frontières. Il incite à examiner s'il n'existe pas des freins plus forts à l'importation qu'à l'exportation. Par exemple, la place des fournisseurs étrangers est très modeste sur le marché français. Cette activité implique en effet une responsabilité d'équilibre potentiellement coûteuse si les clients sont peu nombreux avec un profil de charge difficile à anticiper, parce que le prix des écarts d'ajustement peut être pénalisant. Or les producteurs étrangers n'ont que très peu de possibilités d'intervenir sur le marché de l'ajustement pour se couvrir contre ces écarts : seuls les Suisses ont actuellement cette possibilité. C'est un frein à l'activité de fourniture et à la concurrence sur le marché de l'ajustement²⁴.

²¹ Cf. fiche n°9. Les données sont celles du rapport 2004 de la CRE, majorées d'une capacité d'importation depuis la Suisse (le rapport de la CRE n'en mentionne pas) égale au maximum des importations observées en 2003.

²² Durant 4 111 heures, soit 47% des heures de l'année, les prix *spot* allemands sur la bourse EEX étaient *inférieurs* aux prix français sur Pownext. Durant **68%** de ces heures où le marché allemand était moins cher que le marché français, la France a néanmoins été *exportatrice nette* d'électricité vers l'Allemagne.

²³ Des flux illogiques s'observent aussi dans l'autre sens, mais en proportion bien moindre : la France a ainsi été *importatrice nette* durant 15% des 2 331 heures où les prix français ont été inférieurs de plus de 4 €/MWh aux prix allemands.

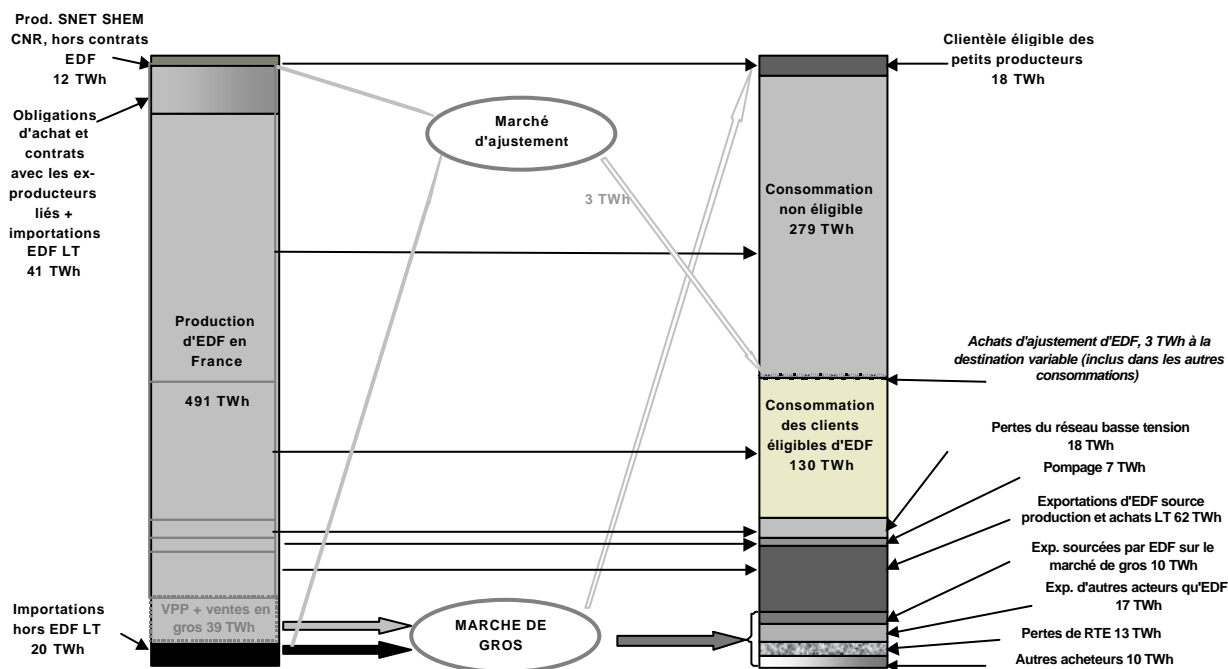
²⁴ EDF détient actuellement 94% du marché d'ajustement à la baisse et 74% du marché d'ajustement à la hausse.

Un autre obstacle asymétrique aux flux d'électricité était la taxe à l'exportation de 0,5 €/MWh que les gestionnaires de réseaux étrangers appliquaient en 2003²⁵ aux frontières continentales de la France, indépendamment des congestions constatées. Comme la France n'applique pas une telle taxe en retour, il y a pénalisation asymétrique des importations et du consommateur français. D'autres biais structurels, explicités en II.4, encouragent de surcroît artificiellement les exportations.

I.4.1.2 – La dispersion des échanges sur le marché est plus grande que dans la production ou la fourniture, grâce aux VPP et aux importations

Les indices HHI des ventes et des achats sur Powernext s'établissent respectivement à 599 et 726, ce qui démontre une grande dispersion, mais la bourse ne brasse qu'un faible volume de 12 TWh. Si l'on observe les soutirages des responsables d'équilibre sur le réseau²⁶, l'indice HHI est supérieur à 5 000 sur l'ensemble des soutirages et égal à environ 3 500 en excluant les soutirages liés à la consommation non éligible. La concentration demeure donc considérable, ce qui laisse penser que la concentration des échanges sur le marché OTC, impossible à connaître, devrait être elle aussi importante. Or cette concentration semble assez modérée.

Le graphique ci-dessous permet de comprendre pourquoi. Il a été calculé à partir de données publiques comme le détaille la fiche n°9. Il examine les positions nettes des acteurs du marché français et les volumes que ceux-ci doivent au minimum échanger sur les marchés de gros. Une certaine prudence doit accompagner la lecture de ces données, en particulier des soldes sur lesquels les incertitudes d'estimation sont proportionnellement importantes.



Comme le graphique permet de le constater, bien qu'EDF ait disposé en 2003 de 491 TWh de production et d'environ 44 TWh au titre des obligations d'achat, des contrats de long terme et des achats d'ajustement, il ne lui reste que 67 TWh une fois fournis ses clients

²⁵ Le rapport de la CRE publié en juillet 2004 indique que ces taxes devraient être supprimées.

²⁶ Soutirages commerciaux entre avril 2003 et mars 2004, cf. fiche n°9.

éligibles, non éligibles et les acheteurs de VPP²⁷, compte-tenu du pompage et des pertes sur le réseau basse tension. Avec une part de marché à l'exportation estimée environ à 80%, EDF exporte probablement 72 TWh. EDF bénéficie en effet d'une position préférentielle qui lui assure presque gratuitement d'importantes capacités d'exportation grâce au système des listes de priorité, position qui la conduit à exporter au maximum pour conserver cette priorité et la rente implicite considérable qu'elle représente (cf. *infra*, II.4).

Au total, selon les calculs de la mission, EDF se trouve donc en position d'*achat* nette de 5 TWh²⁸ sur le marché de gros. En l'absence des VPP, sa position nette aurait plutôt été à la vente. Une fois prises en compte les VPP, il apparaît que les besoins d'achat et de vente d'EDF sur le marché de gros s'équilibrent à peu près.

Le marché de gros apparaît donc alimenté très majoritairement par deux sources : les importations et les VPP. Il sert à RTE et à quelques fournisseurs indépendants pour s'approvisionner, les exportateurs achetant des quantités importantes. Mais cette analyse observe les soldes *nets*. En réalité, beaucoup d'acteurs achètent et revendent l'électricité, soit à des fins de spéculation ou de couverture de risque, soit plus simplement parce même des producteurs intégrés couvrent plus ou moins bien la consommation de leurs clients avec leur outil de production selon l'heure et la date.

I.4.2 – Les moyens d'action du régulateur de la concurrence sont limités

Les développements exposés ci-dessus montrent un marché français fortement concentré même si le marché de gros semble être resté assez ouvert. Dans ces conditions, même si l'acteur dominant a un comportement irréprochable, le simple potentiel d'action sur les prix dont il dispose peut jouer un rôle dissuasif sur les entrants potentiels. La crédibilité du régulateur et de ses moyens d'action est donc fondamentale car c'est le seul palliatif de la concentration, à moins de diviser d'autorité le producteur monopolistique en plusieurs entités comme cela a pu se pratiquer à l'étranger.

Or les moyens du régulateur apparaissent limités. Deux types de menaces peuvent en théorie inquiéter les nouveaux entrants : pour les producteurs, une guerre des prix qu'ils n'auraient pu soutenir faute de réserves suffisantes ; pour les acheteurs sur le marché de gros, une manipulation des prix.

La première menace est extrêmement difficile à conjurer avec les outils juridiques actuels du droit de la concurrence en France. Les prix ne sont en effet considérés comme prédateurs que lorsqu'ils sont inférieurs aux coûts variables à court terme, soit environ 8 €/MWh pour le nucléaire. Or aucun producteur indépendant ne peut survivre en vendant à ce prix ou même à 10 ou 15 €/MWh, sauf à disposer de moyens hydrauliques.

En ce qui concerne la manipulation des prix à la hausse, elle peut prendre essentiellement la forme, à court terme, d'un retrait artificiel de capacités. La question de long terme de l'investissement se pose en des termes différents explicités *infra* en I.4.3.3.

Une éventuelle manipulation des prix à court terme serait extrêmement délicate à mettre en évidence. Il a été vu en I.3.1 que les prix spot du marché français étaient impossibles à interpréter aisément heure par heure. Les industriels et consommateurs ont pourtant initié des actions en ce sens sur de nombreux marchés électriques libéralisés. En France, la CRE expose dans son rapport 2004 n'avoir rien trouvé d'anormal. En Allemagne, une enquête menée par la

²⁷ *Virtual Power Plants* ou centrales virtuelles (cf. IV). En régime de croisière, les VPP « produisent » 42 à 43 TWh mais en raison d'une montée en charge progressive le total est moindre en 2003.

²⁸ EDF déclare en effet dans son rapport annuel acheter 54 TWh dans l'année, ce qui laisse 26 TWh une fois déduit le volume des obligations d'achat.

bourse EEX en juin-juillet 2003 n'a rien donné. En Norvège, une enquête a concerné un producteur mais n'a pas débouché. En Californie, les actions menées contre les producteurs soupçonnés de rétention de capacités n'ont pas abouti. En pratique, il est juridiquement très délicat de discerner *ex post* si un retrait de capacités de production est justifié ou non par des impératifs techniques.

En sus de ces difficultés de fond, la CRE semble manquer de points d'appui juridiques pour mener les investigations nécessaires, et serait aidée par la transparence des données de production et une définition plus précise des abus de marché, éventuellement édictée par ses propres soins dans le cadre d'une habilitation législative plus large qu'aujourd'hui. La répartition des rôles avec l'AMF devrait également être précisée : les solutions suggérées par la mission sont exposées en III.4.

I.4.3 – A long terme, la concurrence est plus facile à contrôler mais la question du nucléaire et des nouveaux entrants est centrale

I.4.3.1 – La comparaison du coût moyen de l'énergie et du coût complet des moyens de production permet d'évaluer simplement l'état de la concurrence

Les entretiens menés par la mission à la Commission européenne ont montré qu'une approche assez pragmatique y prévalait quant à la concurrence sur les marchés électriques. Comme le contrôle de la concurrence à court terme, heure par heure ou bloc par bloc, n'est pas aisé dans un secteur aussi complexe, il est plus simple d'observer si, en moyenne sur l'année, le prix des produits, pointe et ruban, correspond aux coûts complets des moyens de production. Comme exposé en I.2, la possibilité d'apparition de nouveaux entrants dans la production devrait garantir que les prix, appréciés sur des durées qui dépassent le délai de construction de nouvelles centrales, ne s'écartent pas à l'excès de ces coûts complets. C'est pourquoi les services de la Commission ne paraissaient pas préoccupés de l'état des marchés européens comme la France et l'Allemagne où les prix du ruban, soit 32-33 €/MWh en France et 34-35 €/MWh en Allemagne, sont encore inférieurs aux coûts communément admis pour une centrale au cycle combiné à gaz, soit 35 €/MWh en base, hors CO₂. Il convient ici de rappeler qu'un prix de 10 €/tCO₂ ajoute 4 €/MWh à ce prix et que les estimations Coûts de référence de la Dideme donnent des prix d'environ 32 à 40 €/MWh hors CO₂ en fonction des cours de l'euro et du gaz²⁹, à majorer de quelques euros en fonction de l'éloignement de la centrale des sources d'approvisionnement en gaz.

La question, pour la France, vient de la différence entre ces coûts et ceux de la production nationale : celle-ci provient à 78% du nucléaire et 12% de l'hydraulique, énergies communément supposées moins chères que la production au gaz et au charbon, surtout dans la perspective d'un marché de permis d'émission de CO₂ (cf. *supra*). Cela soulève deux questions :

- le nucléaire est-il effectivement moins coûteux que les autres énergies ?
- si tel est le cas, la concurrence est-elle suffisante pour garantir que le consommateur en base puisse acheter son énergie à un prix proche du coût du nucléaire, ce qui serait normalement le cas pour un achat en base à moyen-long terme et même à court terme si le parc est optimal³⁰.

²⁹ 32 €/MWh : gaz à 3,3 \$/Mbtu, 1 €=1,25 \$. 40 €/MWh : gaz à 3,6 \$/Mbtu, 1€=1\$. Le btu ou *british thermal unit* sert d'unité de mesure des quantités de gaz.

³⁰ Cf. fiche explicative n°1 jointe au rapport sur cette notion.

I.4.3.2 – Le coût complet du nucléaire dépend fortement de la structure de financement de la centrale

La question du *coût* du nucléaire est très délicate pour deux raisons. Premièrement, son cycle de production dure 60 à 80 ans, avec un coût massif d'investissement au départ, des coûts faibles d'exploitation et des coûts de démantèlement et d'aval du cycle du combustible qui durent bien après la fin de l'exploitation. Dès lors, les conditions de financement de l'activité prennent une importance considérable : les calculs menés par la mission montrent que les hypothèses de financement peuvent faire varier le coût de 30,9 €/MWh pour un coût du capital moyen après impôt sur les sociétés de 6,13% à plus de 40 €/MWh en base pour un coût du capital supérieur à 9%.

La fiche n°5 montre qu'un producteur bien établi, capable de gérer au mieux son financement c'est-à-dire de s'endetter à des taux de marché pour investir dans son métier, peut raisonnablement rémunérer ses fonds propres avec un prix de l'électricité nucléaire **EPR** de 31 à 32 €/MWh. La situation est beaucoup plus délicate à apprécier pour un producteur qui gère un parc largement amorti sans perspectives d'investissement à court terme mais un prix de 30,2 €/MWh correspond à un coût du capital de 7,12% et une valeur de l'actif conforme aux rares transactions observées autour de centrales nucléaires.

I.4.3.3 – L'influence de la capacité nucléaire sur les prix de marché est telle que les acteurs privés, même en oligopole, tendent à rationner leurs investissements

Dans un marché où plusieurs producteurs disposent de la technique nucléaire et où la capacité disponible dépasse la puissance appelée en base, si les producteurs se font concurrence, le prix de marché sera le coût marginal du parc de production, c'est-à-dire le coût marginal du nucléaire lorsque la capacité nucléaire suffit à répondre à la demande ou, sinon le coût marginal d'un autre moyen de production.

Un calcul simplifié comme celui du I.2 montre aisément que l'ajout de 1 GW de production en base peut diminuer les coûts de production de 0,6% mais réduit les prix de 2,3% car l'ajout de cette capacité raccourcit la période où seront appelés des moyens à fort coût variable comme le gaz ou le charbon, donc la période où les prix sont élevés. Le producteur qui a investi perdra alors d'autant plus qu'il dispose déjà d'une grosse part de marché : tous ses clients actuels achèteront moins cher³¹.

Un modèle réalisé par la mission et présenté en fiche n°4 montre que dans un marché oligopolistique à la Cournot, c'est-à-dire où chaque producteur exploite sa parcelle de pouvoir de marché et optimise son profit mais sans collusion ni cartel entre producteurs, la forte sensibilité des prix aux capacités nucléaires conduit les producteurs à maintenir celles-ci à un niveau inférieur à celui qui minimise les coûts de production. D'après le modèle de la mission, le prix de l'électricité en ruban « fixé par le marché », selon la logique théorique de court terme, sera supérieur d'environ 3 €/MWh au coût complet de la production en base pour un oligopole de 5 producteurs de taille égale, de plus de 5 €/MWh s'ils sont trois et de 9 €/MWh en monopole.

Un monopole sera naturellement surveillé. Mais l'intérêt de la simulation est de démontrer que même dans un marché oligopolistique comme la plaque franco-allemande, ou la Grande-Bretagne, le jeu conjoint de l'oligopole, de la tarification au coût variable, de

³¹ Pour reprendre l'exemple et les hypothèses du II.1 : si le producteur qui construit 1 GW de nucléaire au coût complet de 29 €/MWh vend par ailleurs par exemple 10 GW en base sur un marché où le ruban est à 32, il gagne en volume vendu $1\ 000 \times 8\ 000 \times (32 - 29) = 24 \text{ M€}$ mais les prix baissent de 0,69 € (cf. II.1) et il perd $0,69 \times 10\ 000 \times 8\ 760 = 30,2 \text{ M€}$ sur les prix, plus le coût d'investissement. Il a donc intérêt à ne rien construire...

l'inélasticité de la demande et du très grand écart entre le coût variable du nucléaire et celui des autres moyens, conduit les producteurs à rationner le marché en production nucléaire. Cette simulation est très sensible aux coûts fixes que l'on attribue au nucléaire, mais l'addition d'un surcoût dû au CO₂ la rend assez robuste aux hypothèses formulées sur ce point. Cela appelle une réflexion de fond sur la gestion de l'énergie nucléaire dans une économie de marché d'autant plus qu'il s'écoule une période de près de dix ans entre la décision d'investir et la mise en exploitation d'une nouvelle installation. L'investissement dans cette technologie risque d'être chroniquement insuffisant.

Enfin, même lorsque le parc nucléaire est suffisant comme actuellement, le prix ne rapproche du coût de production que si les conditions d'une concurrence active sont en place dans le secteur nucléaire.

Deux approches sont alors possibles :

- choisir cette voie et encourager la concurrence dans la production nucléaire : la possibilité d'un « nouvel entrant » dans le nucléaire est un atout essentiel ; ce peut être une coopérative d'industriels comme cela s'est produit en Finlande ou un producteur électrique ; mais l'État doit donner des signes clairs d'encouragement en ce sens car le contexte actuel ne semble pas s'y prêter en France ;
- ou réguler lourdement la production nucléaire, soit en taxant et redistribuant aux consommateurs les superbénéfices issus du « rationnement » du nucléaire, soit en encourageant l'investissement, ce qui peut être plus perturbateur pour le marché.

1.4.4 – La situation de la concurrence explique sans doute pourquoi les prix à terme français s'alignent sur les prix allemands

La mission a comparé les prix français et allemands à diverses échéances. **Entre 2002 et mi-2004, la corrélation atteint 99,6 % pour les prix *forward* de l'année suivante, 98,6 % pour les prix *forward* du mois suivant.** Ce facteur fondamental est très structurant dans l'analyse du marché de gros français et de ses conséquences sur les consommateurs éligibles.

Cette forte corrélation entre les prix observés sur les marchés français et allemand ne veut pas dire que les prix sont parfaitement égaux. Les prix français sont légèrement inférieurs ; l'écart entre les prix de livraison en base pour l'année suivante se maintient depuis début 2003 dans un intervalle de 0,5 à 1,7 €/MWh³².

Il peut s'agir d'un phénomène transitoire, dû par exemple à la jeunesse du marché français et à la faiblesse des volumes échangés, 4 à 6 fois inférieurs à ceux qui sont échangés sur le marché allemand, ou au contraire d'un phénomène durable. Les caractéristiques du marché français conduisent la mission à estimer qu'il s'agit d'un phénomène structurel.

Le marché allemand est structuré comme tous les marchés européens du continent par la production thermique à partir d'énergies fossiles. Le marché français ne pourrait avoir de prix *supérieurs* à ces marchés car d'importantes importations s'ensuivraient, faisant baisser les prix. Mais comme la production française est avant tout nucléaire, les prix sur le marché français devraient logiquement suivre des tendances différentes et être *inférieurs* aux prix allemands pour trois raisons :

- le coût *marginal* de l'électricité nucléaire, proche de 7 à 8 €/MWh, est très inférieur à celui des autres énergies ;
- le coût *complet* de cette énergie est aussi un peu inférieur à celui du charbon ou du gaz (cf. fiche n°4) ;

³² Cet écart suit néanmoins une lente tendance à la hausse, en passant de 0,32 €/MWh en moyenne en 2002 à 1,11 €/MWh en 2003 et 1,49 €/MWh en 2004.

- les interconnexions exportatrices sont généralement saturées et laissent une capacité nucléaire qui devrait amener les prix à proximité des coûts de revient.

Mais dès lors que chaque producteur vend à chaque instant son électricité aussi cher qu'il le peut et que la concurrence n'existe pas sur l'outil de production qui fait la différence avec l'étranger, à savoir le nucléaire, le marché français n'a pas de raison de se situer en dessous du niveau proposé par les concurrents étrangers les moins chers disposant d'importantes capacités d'exportation vers la France.

Comme exposé ci-dessus, pour que la situation évolue sans intervention du régulateur, il faudrait que soient réunies deux conditions : la présence de plusieurs producteurs disposant de la technique nucléaire et une capacité totale disponible largement supérieure à la capacité appelée en base. Sur le marché français, compte tenu des limites de capacité des interconnexions, la deuxième condition est réalisée³³ mais pas la première ; sur le marché continental, la première condition est réalisée mais pas la seconde et l'on ne peut pas envisager que cette deuxième condition soit réalisée avant de très nombreuses années.

En conséquence, les prix sur le marché français s'alignent non pas sur les coûts de production en France mais sur le marché étranger susceptible de répondre au meilleur prix à une demande française, c'est-à-dire le marché allemand. L'analyse du marché menée en I.4.1.2 montre à quel point les exportations sont structurantes pour le marché de gros : elles en sont le principal débouché.

Il s'ensuit de nombreuses évolutions de marché qui ne seraient pas compréhensibles dans un environnement purement national, en particulier la réaction des prix de gros en France aux prix de la tonne de charbon ou des permis d'émission de CO₂ (cf. *infra*).

L'interprétation du léger écart entre les deux marchés n'est pas aisée : l'écart moyen sur les prix spot est moindre que sur les *forward* puisqu'il s'est limité à 0,73 €/MWh en 2003. Les coûts de congestion moyens appliqués aux exportations vers l'Allemagne n'atteignent que 0,11 €/MWh en moyenne en 2003, ce qui est nettement inférieur à la différence entre les niveaux de prix de part et d'autre de la frontière et ne peut donc entièrement expliquer la différence.

I.5 – L'attribution des capacités d'exportation pénalise artificiellement le consommateur français

Au cours de l'été 2003, lorsque les prix du bloc « pointe » sur Powernext ont dépassé 90 €/MWh durant plusieurs jours³⁴, la France continuait à exporter plus de 6 800 MW par ses frontières continentales, ce qui peut surprendre. Globalement, les exportations françaises sur ces frontières n'ont jamais été inférieures à 5 700 MW en 2003. Avec un volume de 89,2 TWh, elles correspondent à une durée d'appel moyenne de 7 369 heures de la capacité d'exportation disponible de 11 250 MW³⁵, et équivalent donc en réalité à une consommation additionnelle en base de 9 à 10 GW. Cette importante consommation, à comparer au volume de 133 TWh des échanges entre responsables d'équilibre sur le marché français, fait naturellement monter les prix. Ce n'est pas anormal ni néfaste à condition que les transactions d'exportations intègrent de manière économiquement saine le prix des capacités exportatrices utilisées. Or tel n'est pas le cas : le prix des interconnexions n'intègre ni leur valeur ni leur coût.

³³ La puissance appelée en base, y compris l'exportation est d'environ 47 GW (dont 8 ou 9 GW à l'export), le parc nucléaire actuel comptant 63 GW nominaux.

³⁴ Les 22 et 23 juillet, le 6, le 7 et le 11 août.

³⁵ D'après le rapport 2004 de la CRE.

1.5.1 – L’attribution gratuite des capacités sur toutes les frontières terrestres réserve la rente de la rareté des interconnexions aux exportateurs français et aux importateurs étrangers

La **valeur** de marché des interconnexions est le prix que les opérateurs sont prêts à payer pour leur rareté et n’existe donc qu’en cas de congestions : ce consentement à payer correspond en principe au différentiel entre le niveau des prix (donc théoriquement des coûts de production) de part et d’autre de l’interconnexion. Cette valeur existe *quelle que soit* la méthode d’attribution des interconnexions. Si les capacités sont attribuées par enchères, cette valeur est reflétée par le produit des enchères et revient au gestionnaire de réseau de transport comme c’est le cas dans des marchés très bien unifiés comme le Nordpool en Scandinavie, à travers des enchères implicites ou *market splitting*³⁶. Quand de surcroît le gestionnaire de réseau de transport (GRT) fait l’objet d’un contrôle des prix et des marges, cela veut dire que la rente qu’il encaisse doit être redistribuée à l’ensemble des acteurs du système électrique sous forme d’une baisse des tarifs ou d’une amélioration des infrastructures.

La France a cependant fait un choix, celui d’attribuer la valeur des interconnexions exportatrices aux entreprises qui détiennent un rang élevé sur les « listes de priorité » qui déterminent l’attribution des capacités aux frontières continentales³⁷. La possession de droits d’accès placés au premier rang de ces listes permet de pouvoir exporter quand la demande de capacité est supérieure aux possibilités du réseau, ce qui leur donne une valeur considérable sur des frontières saturées vers des marchés chers comme la Suisse ou l’Italie. Les listes ont été initialisées lors de l’ouverture du marché et le rang de priorité n’est perdu que si son détenteur n’utilise pas suffisamment la capacité qui lui a été allouée. Le système favorise donc les opérateurs historiques, pour l’essentiel EDF.

L’attribution à travers des mécanismes de marché ne se pratique, à travers des enchères, que sur la frontière britannique et devrait peut-être intervenir sur la frontière belge en 2005, mais elle apparaît lointaine sur les frontières espagnole, italienne, suisse et allemande. Cette situation est en contradiction avec le règlement européen n°1228-2003 qui demande lorsqu’il y a congestion, ce qui est le cas fréquemment sur toutes les frontières françaises, d’allouer la capacité selon une méthode fondée sur le marché, ce qui se ramène peu ou prou à des enchères. Celles-ci ont le double avantage de ne pas introduire de distorsions économiques et d’assurer aux gestionnaires de réseau de transport un retour sur leurs investissements.

1.5.2 – Le coût des investissements et de l’atteinte à l’environnement est mutualisé entre les acteurs du marché français alors qu’il ne bénéficie qu’aux exportateurs

En regard de leur valeur de marché, les interconnexions ont des **coûts** de trois natures : les coûts de congestion, la construction des infrastructures et l’impact sur l’environnement³⁸.

Seul le coût des congestions est actuellement répercuté directement sur les utilisateurs des interconnexions. Ce coût résulte des difficultés de prévision des flux : lorsqu’en raison des aléas de dernière heure les lignes ne peuvent supporter les flux qui ont été autorisés la

³⁶ Système décrit dans la fiche n°6 sur la Norvège et n°9 sur les interconnexions (fin). Tant que le prix de l’interconnexion est inférieur à la différence de prix entre les marchés, les intervenants ont intérêt à faire des offres plus hautes que ce prix, ils conserveront un gain. Par exemple, si le prix français est à 30 € le prix italien à 55 € et le prix de l’interconnexion à 20 €, un acteur peut proposer 21 €, il gagnera encore 4 € en exportant. En pratique, l’expérience de l’interconnecteur franco-anglais montre que les enchères ne montent pas jusqu’à la différence de prix mais s’en approchent. En *market splitting*, l’égalité est parfaite.

³⁷ Sauf Italie.

³⁸ Coût non éventuellement pris en compte dans une transaction mais réel pour les riverains et manifeste dans les surcoûts que les GRT sont prêts à accepter pour construire des lignes plus respectueuses de l’environnement : passage par le tunnel du Fréjus par exemple.

veille, les GRT doivent ajuster injections et soutirages pour soulager l'ouvrage. Du fait de la prudence des GRT, les coûts de congestion induits sont modiques : le coût réel des congestions en 2003 représente 0,66 €/par MWh d'exportations en 2003 à la frontière italienne, 0,24 € à la frontière suisse et 0,11 € aux frontières belge ou allemande, ce qui apparaît dans tous les cas nettement inférieur à la différence de prix entre les marchés de gros de part et d'autre des frontières. Du point de vue allemand, il est beaucoup moins coûteux d'importer depuis la France à un coût de 0,11 €/MWh que depuis le Danemark ou la République Tchèque où les enchères conduisent à un coût moyen de 3,81 €/MWh et 2,17 €/MWh respectivement.

Les autres coûts, infrastructures et impact environnemental³⁹, ne sont pas répercutés directement sur les exportateurs aux frontières continentales de la France. En l'absence d'enchères, les exportations sont donc presque gratuites, et c'est par le tarif d'accès au réseau que sont financées les infrastructures. Dans un pays structurellement exportateur⁴⁰, ce système revient à doublement pénaliser le consommateur intérieur : non seulement les exportations, qui limitent l'offre intérieure et ont donc tendance à faire monter les prix, sont facilitées par la gratuité de l'infrastructure, mais le coût de celle-ci est inclus dans les tarifs d'accès au réseau.

Le choix de cette tarification « timbre-poste » à l'échelle européenne provient d'un accord entre GRT et vise à faciliter le fonctionnement et l'unification du marché. Il serait économiquement acceptable si les flux étaient relativement équilibrés et que la carte de la consommation et celle de la production n'étaient pas trop différentes. Mais d'un pays à l'autre en Europe, les choix nationaux de production, les régulations et les avantages naturels sont très différents. Dès lors, il apparaît à la mission que la tarification timbre-poste est à l'origine d'incitations perverses : elle encourage par exemple implicitement l'Italie à persister dans son refus du nucléaire et sa sous-capacité de production nationale et amène la France à construire des centrales dans la vallée du Rhône et à renforcer la ligne Lyon-Chambéry pour envoyer l'électricité à travers les Alpes, ce qui ne semble pas un mécanisme économiquement vertueux.

En conclusion, l'attribution des interconnexions aux frontières de la France répond à une double logique de mutualisation des coûts des infrastructures exportatrices et de privatisation en faveur des exportateurs de la rente qu'elles génèrent. Comme de surcroît les gestionnaires de réseaux étrangers taxaient jusqu'à présent les exportations *vers* la France, le résultat paradoxal était qu'il devenait plus cher sur plusieurs frontières de faire entrer de l'électricité en France⁴¹ que d'en faire sortir alors que, le plus souvent, les flux et les congestions sont dans le sens exportateur. Cet état de fait résulte à la fois du manque de coopération entre gestionnaires de réseau et du choix économiquement contestable de maximiser par principe les flux aux frontières sans leur faire supporter le coût du franchissement d'obstacles naturels importants⁴². Ces distorsions favorisent, dans l'ordre :

- les grands consommateurs industriels étrangers et singulièrement italiens ;
- les producteurs français, et au premier rang EDF, qui peuvent exporter sur des marchés plus chers sans qu'eux ou les consommateurs étrangers payent pleinement le transport.

I.6 – Conclusion : la concurrence présente autant de dangers que de vertus dans un marché aussi concentré que l'électricité en France

³⁹ Coût non éventuellement pris en compte dans une transaction mais très réel pour les riverains et manifeste dans les surcoûts massifs que les GRT sont prêts à accepter pour construire des lignes plus respectueuses de l'environnement : passage par les tunnels, enterrement des lignes...

⁴⁰ Le solde import-export des échanges se monte à 66,1 TWh en 2003, ou 64,7 TWh d'après les échanges contractuels, soit 89 TWh d'exportations et 24,3 TWh d'importations.

⁴¹ La carte présentée page 65 dans le rapport 2004 de la CRE le fait clairement apparaître.

⁴² Sans compter les pertes additionnelles induites quand l'électricité va de centrales françaises jusqu'à Milan ou Bologne.

Le jeu de la concurrence sur les marchés électriques est extrêmement complexe et difficile à réguler dans sa dimension à court et moyen terme. Pour garantir au consommateur des prix orientés par les coûts, deux voies sont possibles : la régulation lourde par le contrôle des prix, c'est-à-dire le maintien des tarifs, ou la création d'un environnement concurrentiel performant. En ouvrant son marché tout en conservant un acteur ultra-dominant dans la production et la fourniture, la France se trouve dans la situation de n'avoir bientôt ni l'un ni l'autre, et s'expose donc à ce que les prix de marché ne soient pas aussi bas que le permettrait le potentiel de production national, et ce même en l'absence de manipulations.

La solution pragmatique semble être de concilier les deux approches : d'une part, prendre les mesures évoquées en partie III, qui permettront d'améliorer le fonctionnement du marché, de pallier sa concentration et de réduire l'encouragement implicite aux exportations que constitue la quasi-gratuité des interconnexions exportatrices ; d'autre part, favoriser autant que possible, sur le plan pratique et réglementaire, l'émergence de solutions partenariales de long terme qui permettent aux grands utilisateurs industriels d'acquérir l'électricité au coût complet du nucléaire moyennant un juste partage des risques et une rémunération appropriée des fonds propres.

II – UNE SOLUTION SEMBLE POSSIBLE POUR LES INDUSTRIES ELECTRO-INTENSIVES DELOCALISABLES QUI PEUVENT ACQUITTER LE COUT COMPLET DU NUCLEAIRE

La hausse des prix sur les marchés électriques a des effets très variables sur la compétitivité des industries. Deux critères essentiels permettent de cerner les industries les plus concernées :

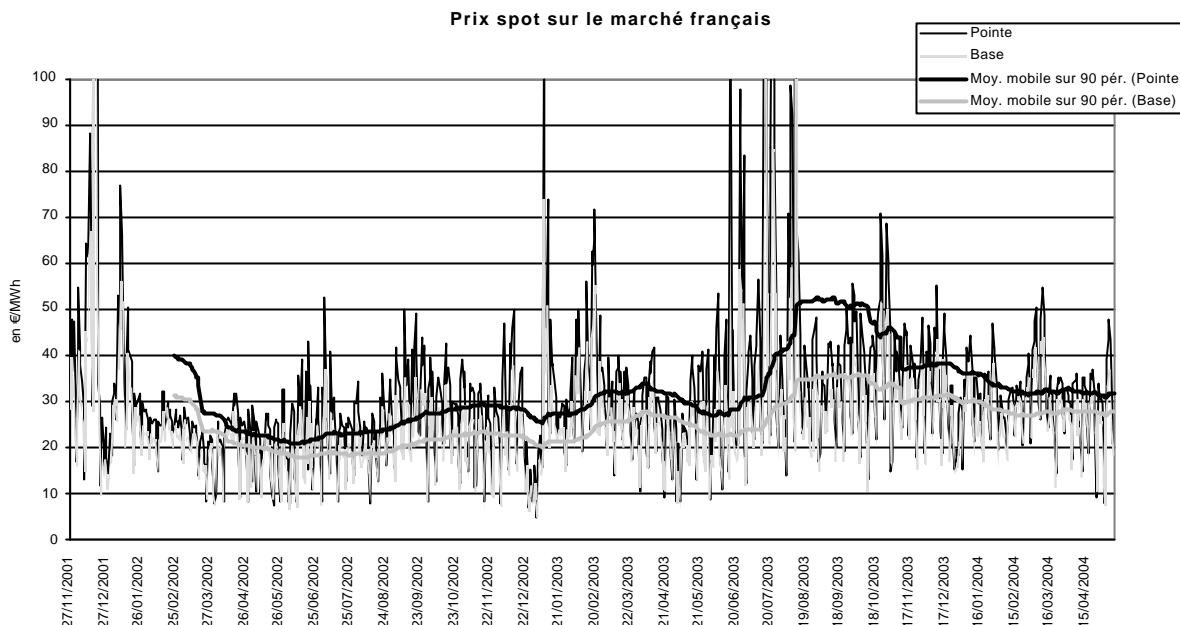
- le profil de leur consommation, qui détermine en particulier le type de tarif utilisé avant l'ouverture du marché ;
- leur sensibilité aux prix de l'électricité, qui dépend elle-même de la part de cette énergie dans les coûts de revient et du degré de concurrence mondiale auquel elles sont soumises.

Ce chapitre a pour objet de faire le point sur l'impact général des évolutions du marché de gros sur l'industrie, sur l'enjeu que représentent les secteurs électro-intensifs, la problématique de délocalisation et la faisabilité économique et juridique de partenariats de long terme entre EDF et les industriels électro-intensifs.

II.1 – L'évolution des prix depuis l'ouverture du marché affecte surtout les industries dotées de possibilités d'effacement

II.1.1 – La hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros est une réalité récente

Les prix de l'électricité à terme ont amorcé une hausse rapide à partir de mai 2003. Le prix du ruban annuel n+1 sur le marché de gros était en décembre 2003 supérieur de 27% au prix de décembre 2001. Cette hausse n'est pas propre à la France : elle a eu lieu en Allemagne dans des conditions similaires, et les prix du marché britannique ont commencé à monter fin 2003. La hausse touche aussi bien les prix de pointe que de base, les prix à terme que les prix spot.



Source : Powernext, calculs de la mission.

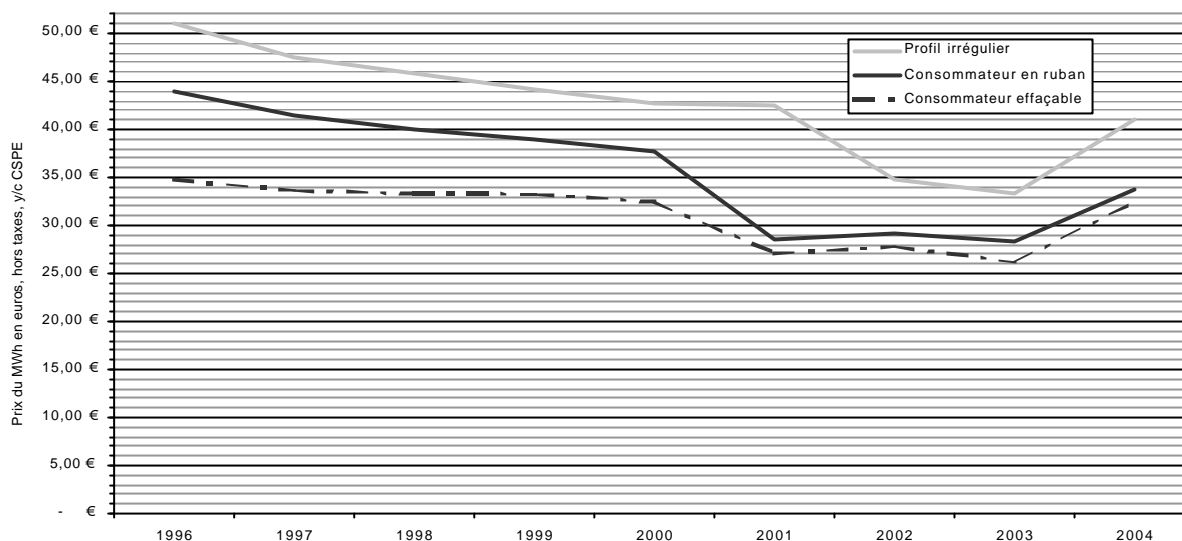
II.1.2 – L'impact de la hausse sur la facture d'un grand consommateur industriel est sensible mais les niveaux de prix atteints restent soutenables

La mission a évalué l'évolution de la facture électrique d'un grand consommateur industriel à partir de trois profils types schématiques : l'industriel qui consomme en permanence une puissance constante, celui qui présente le même profil mais avec la capacité d'effacer sa consommation quelques centaines d'heures par an, et celui qui a un profil irrégulier et consomme plus en heures de pointe qu'en base. Ces profils sont très simplifiés mais reflètent sans doute d'assez près les prix réels de l'électricité⁴³. Le détail de la méthodologie adoptée et des constats figure en fiche n°2.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des factures simulées d'industriels qui auraient exercé leur éligibilité en 2001 pour les profils de base et 2002 pour le profil irrégulier. Les industriels qui ont choisi de ne pas exercer leur éligibilité ne sont par définition pas concernés par les évolutions du marché. Ils représentent une part non négligeable de la consommation éligible : 12% en 2003, soit 18 TWh.

⁴³ En particulier, la « dentelle », c'est-à-dire les blocs d'une heure servant à ajuster finement le profil, ou le coût d'ajustement, représentent une très petite part de la facture. De surcroît, l'évolution du prix de la plupart des blocs horaires est corrélée à celle des produits standard « base » et « pointe ».

Prix médian de l'électricité hors taxes, y compris accès au réseau haute tension et CSPE,
en euros constants 2004



Source : tarifs publics EDF et RTE, prix Platts, calculs de la mission. Le détail des profils et des hypothèses est précisé en fiche n°2. Les prix de marché retenus sont la moyenne des hypothèses haute et basse présentées en annexe. L'effacement est supposé valorisé au prix d'exercice de 90 €.

CSPE : contribution au service public de l'électricité, plafonnée à 500 000 € par site pour les gros consommateurs qui sont l'objet du graphique ci-dessus.

Le graphique ci-dessus montre clairement que les prix de l'électricité en 2004 sont à des niveaux **plus favorables, en euros constants, qu'avant l'ouverture du marché**, pour les industriels sans possibilité d'effacement qui achetaient au tarif vert C. Les indications disponibles mi-2004 laissent penser qu'il en sera de même en 2005⁴⁴. Il est donc peu plausible, pour ces catégories de consommateurs, que les prix de l'électricité créent aujourd'hui des problèmes de compétitivité aigus alors que ces préoccupations ne seraient pas apparues au cours des nombreuses années de prix plus élevés.

Cependant, hors coût d'accès au réseau et contribution au service public de l'électricité⁴⁵, les prix de l'énergie pourraient encore augmenter dans les années à venir jusqu'au niveau de prix permettant de financer l'investissement couramment présenté comme le moins cher, celui d'une centrale à cycle combiné à gaz. Le prix correspondant se monte environ à 35 €/MWh, éventuellement majorés⁴⁶ de 3 ou 4 €/MWh au titre des émissions de CO₂. Ce niveau serait alors supérieur d'environ 9 € aux prix 2004 affichés ci-dessus, mais proche de celui de 1996, en euros constants. Même en cas de poursuite de la hausse des prix de marché dans les années qui viennent, il n'y aurait donc pas de véritable rupture avec le niveau historique des prix pour les industriels qui achetaient au tarif vert « normal » avant la libéralisation.

En revanche, un grand nombre de consommateurs industriels, parmi lesquels de nombreuses industries électro-intensives, achetaient leur électricité au tarif vert EJP⁴⁷, réservé aux consommateurs qui ont la capacité de s'effacer les jours de pointe. La comparaison des

⁴⁴ Les prix de marché ont été estimés à partir des prix à terme du ruban calendaire sur le deuxième semestre de l'année qui précède la consommation, sauf pour 2005 où ils sont estimés de la même manière, mais à partir des cotations de janvier 2004 à avril 2004.

⁴⁵ Qui représentent de 4,3 €/MWh pour le profil « ruban » à 5,65 €/MWh pour le profil irrégulier d'après les calculs de la mission, détaillés en fiche n°2.

⁴⁶ En cohérence avec un coût de la tonne de CO₂ de 8 à 10 €/MWh, niveau actuel du marché, et des émissions de 0,4 à 0,45 tCO₂ par MWh, hypothèses de l'Agence Internationale de l'Énergie.

⁴⁷ Effacement Jours de Pointe.

courbes montre nettement que l'avantage dû à l'effacement est bien moins valorisé par le marché qu'il ne l'était au tarif⁴⁸ réglementé. De surcroît, dans la période antérieure à l'ouverture du marché, le tarif vert EJP a baissé moins vite que les autres tarifs verts C. Pour ces consommateurs, la simulation de la mission montre que le niveau des prix de 2004 se rapproche, en euros constants, de celui de 1996, c'est-à-dire celui de la période antérieure aux fortes baisses de tarifs qui ont précédé l'ouverture du marché.

Il faut toutefois préciser qu'en 1996 les prix au tarif vert B et C⁴⁹ baissaient déjà depuis plusieurs années, et que les industries concernées ont donc déjà connu des niveaux de prix plus élevés il y a dix ans ou plus. Mais ce laps de temps assez long a sans doute été marqué par une intensification de la concurrence étrangère dans des pays où l'énergie électrique est peu coûteuse et dont la situation politique s'est stabilisée. De plus, pour 2004, un achat au mauvais moment pouvait ajouter (mais aussi retrancher) jusqu'à 2,5 €/MWh au prix indiqué ci-dessus en raison de la volatilité du marché à terme. Enfin, une hausse des prix jusqu'au niveau couramment annoncé pour un avenir proche, soit plus de 35 €/MWh⁵⁰ pour l'énergie c'est-à-dire plus de 40 €/MWh rendus site, **conduirait à des niveaux nettement supérieurs à ceux du tarif vert EJP des années 1990 et poserait incontestablement un problème de compétitivité.**

II.1.3 – Les prix de l'électricité en Europe et hors d'Europe peuvent atteindre des niveaux très inférieurs à ceux du marché de gros français

II.1.3.1 – Les prix français sont parmi les plus bas d'Europe mais plusieurs pays ont des tarifs préférentiels pour les électro-intensifs

Eurostat mène une enquête comparative annuelle sur les prix de l'électricité pour les gros industriels. Cette enquête ne donne pas d'indications sur le prix français. La mission a calculé ci-dessus un prix rendu site en 2003 d'environ 33 €/MWh pour un industriel au profil de consommation *irrégulier*, 28,5 €/MWh pour un consommateur en *ruban* et 26 €/MWh pour un consommateur *effaçable*, mais ces prix montent respectivement à 41 €/MWh, 34 € et 32 € en 2004. Mais ces prix (voir fiche 2) fournissent une base de comparaison imparfaite, car leur estimation s'applique à des consommations un peu plus volumineuses, donc moins coûteuses au MWh.

Même en tenant compte de ce point, le tableau ci-dessous, qui résume le prix rendu site collecté par Eurostat pour un très gros consommateur industriel (10 MW durant 7000 h, soit 70 GWh) montre que ces prix français sont parmi les plus bas d'Europe. Les prix allemands et surtout italiens sont sensiblement plus élevés.

⁴⁸ Cette valorisation dépend d'une manière cruciale du prix d'exercice de l'effacement, c'est-à-dire du niveau d'indemnisation requis par l'industriel pour interrompre sa consommation. Le graphique ci-dessus place ce niveau à 90 €/MWh. Ce niveau réaliste au regard de certains exemples de contrats actuels conduit à des volumes d'effacement beaucoup plus faibles qu'au tarif vert EJP. Pour atteindre des volumes comparables, il faut des prix d'exercice de 40 à 50 €/MWh selon le niveau des prix et la volatilité du marché. Les industriels qui sont prêts à s'effacer à ce prix sont assez rares.

⁴⁹ Tarifs réservés aux plus gros consommateurs.

⁵⁰ Niveau jugé proche du coût marginal de long terme du MWh produit par une centrale au cycle combiné à gaz (CCG), sans coût des permis d'émission de CO₂.

Pays	Prix hors toutes taxes (€/MWh)	Prix* y/c taxes électriques (€/MWh)
Italie	68,0	77,8
Allemagne	50,2	62,5
Irlande	56,2	57,1
Autriche	33,6	53,2
Espagne	45,8	48,1
Portugal	47,8	47,8
Finlande	40,9	45,5
Belgique	43,6	44,9
Grèce	42,3	42,3
Luxembourg	38,4	40,1
Royaume-Uni	35,7	37,0
Suède	36,3	36,3
Norvège	33,2	33,2

Source : Eurostat - Prix au 1^{er} juillet 2003. La France ne fournit pas de données à Eurostat pour une consommation industrielle de ce volume. * : hors TVA.

Plusieurs pays ont cependant conservé des contrats préférentiels pour les industries électro-intensives. En Espagne, par exemple, le tarif administré G4, public, ne s'applique qu'à 5 entreprises, qui consomment 8,9 TWh mais à un prix de **23,4 €/MWh** rendu site. Ce tarif est censé ne s'appliquer que jusqu'en 2007 mais le gouvernement espagnol réfléchit à sa prolongation jusqu'en 2010.

II.1.3.2 – Hors d'Europe, l'électricité est disponible à des prix très inférieurs aux prix français

Dans la plupart des pays du monde, les prix de l'électricité ne sont pas publics ou difficiles à trouver depuis la France. La mission s'est appuyée sur le réseau de la DREE, dont l'enquête a permis de dresser le tableau suivant.

Pays	Moyen	Prix au MWh rendu site	Commentaires
Moyen-Orient	cycle combiné à gaz	15-20 €	<ul style="list-style-type: none"> • Prix très bas du gaz : 0,5 à 1 €/Mbtu • Tarif au Qatar : 16,5 €/MWh ; le Qatar a 15% des réserves mondiales de gaz
Islande	géothermie, hydraulique	12 €/MWh été 24 €/MWh hiver	<ul style="list-style-type: none"> • prix de la compagnie publique Landsvirjun • investissement massif d'Alcoa (fermeture de deux unités de production aux États-Unis)
Afrique du Sud	centrale au charbon	20 €	<ul style="list-style-type: none"> • charbon à 6\$/tonne contre 60\$/t CIF ARA récemment en Europe • incertitudes croissantes au-delà de 2007 • existence de contrats LT indexés sur l'inflation et/ou le taux de change
Russie	tous	25 €+ transport	<ul style="list-style-type: none"> • prix conjoncturellement bas en raison de surcapacités, possibilité de remontée au-delà de 2009-2010
Chine	charbon	30 €	<ul style="list-style-type: none"> • tarifs publics : 28 à 60 €/MWh
Brésil	hydraulique, thermique	27-33 €	<ul style="list-style-type: none"> • énergie à bas prix : ~16 €/MWh à CT, 27 €/MWh à LT • tarifs de réseau élevés (10 à 15 €/MWh)
Australie	hydro, charbon	33-38 € 16 €	<ul style="list-style-type: none"> • prix accessibles aux gros consommateurs dans trois états (DREE)

Source : enquête de la DREE. Les prix ont été convertis en € au taux de 1\$ = 1€.

Les pays qui disposent de ressources naturelles d'électricité hydraulique, de gaz ou de charbon peuvent naturellement proposer des prix très bas aux industriels qui sont en mesure d'installer leur production à proximité de ces sources d'énergie. La plupart des bas prix évoqués ci-dessus ne résultent pas de subventions manifestes et illégales mais plutôt d'une valorisation logique de ces ressources. La voie de recours à l'OMC contre les pays concernés n'apparaît donc pas aisée à suivre. Au demeurant, plusieurs des pays ci-dessus risquent pour des raisons

diverses de voir leurs prix remonter dans les années à venir. Les situations durablement les plus favorables sont celles du Moyen-Orient ou de l'Islande.

Des prix de 20 €/MWh rendus site sont très inférieurs aux coûts complets de production et d'acheminement de l'électricité en France. Dans ce contexte, pour la fraction la plus électro-intensive de l'industrie, beaucoup plus sensible aux prix de l'électricité qu'à d'autres paramètres qui jouent à l'avantage de la France, le maintien de l'activité en France ne serait possible qu'avec des subventions qui effaceraient artificiellement les écarts naturels. Une telle politique présente tant d'inconvénients économiques et juridiques qu'il n'apparaît ni facile ni nécessairement souhaitable de la mettre en œuvre. En revanche, la France peut légitimement rechercher comment permettre à son industrie d'obtenir l'électricité au coût complet du moyen le plus économique dont elle dispose, l'énergie nucléaire.

II.2 – La consommation des industries électro-intensives et délocalisables représente 8 à 10% de la consommation électrique totale en France

Il est essentiel de distinguer les secteurs *électro-intensifs* des entreprises grandes consommatrices d'électricité. L'électro-intensivité se définit comme une grande sensibilité de la compétitivité de l'entreprise au prix de ses achats d'électricité, ce qui veut dire que l'électricité entre pour une part importante dans le coût de revient du produit. Ce n'est pas le cas d'un certain nombre de secteurs gros consommateurs électriques comme l'automobile ou l'agroalimentaire où la valeur ajoutée et le coût des autres achats sont proportionnellement beaucoup plus importants que la facture électrique dans les coûts de revient.

La taille des entreprises a son importance : l'énergie pèse plus lourd dans la facture des entreprises grosses consommatrices que dans celles d'entreprises plus petites où les coûts de transport et de distribution sont proportionnellement plus importants. Les phénomènes de volatilité et les écarts entre pays affectant surtout les prix de l'énergie, la problématique de compétitivité se pose moins pour ces petits consommateurs, ce qui n'exclut pas la possibilité de quelques cas particuliers critiques malheureusement difficiles à détecter *ex ante* avec les moyens statistiques disponibles.

Pour définir les secteurs économiques électro-intensifs, la mission a donc retenu deux critères :

- la facture électrique doit représenter au moins 2% du chiffre d'affaires ;
- la consommation des entreprises dépasse 45 GWh par entreprise.

Sous ces critères, les industries électro-intensives représentent en France annuellement une consommation d'environ 65 TWh mais un volume d'électricité acheté d'environ 50 TWh, la différence venant de l'autoproduction.

Parmi ces industries électro-intensives, deux types de secteurs apparaissent : des secteurs comme le ciment et les gaz industriels qui ne peuvent produire sur des sites éloignés de leurs consommateurs car le produit se transporte mal ⁵¹, et des secteurs plus mondialisés qui se caractérisent par d'importantes exportations car leur produit se prête bien au transport sur de longues distances. Seule la deuxième catégorie est exposée au risque de délocalisation. Les secteurs intensifs non délocalisables devront en revanche augmenter leurs prix pour conserver leurs marges, ce qui peut affecter leurs clients.

Le tableau ci-dessous présente les secteurs industriels appartenant à cette fraction des industries qui sont à la fois électro-intensives, directement exposées à la concurrence mondiale au point que leur activité est sous la menace d'une délocalisation, et composées

⁵¹ Sauf par mer, d'un port à un autre.

d'entreprises grosses consommatrices. Ce sont ces critères qui justifient économiquement que les secteurs concernés puissent se voir proposer des contrats et des prix sensiblement différents des autres consommateurs industriels dans la mesure où le maintien de leur activité en dépend. Ces contrats et ces prix, sous certaines conditions, peuvent être pratiqués par des entreprises publiques tout en restant compatibles avec le droit communautaire (cf. fiche n°11).

Activité	CA HT (M€)	Nombre d'entreprises	Effectif employé en France	Conso. d'élec. en Twh*	Achats d'électricité en Twh*	Part des 4 premières entr. dans les ventes	Taux d'exportation
Industrie du papier et carton	7 636,5	119	28 527	9,5	8	18,4%	53,1 %
Fabrication de fibres de verre	448,7	5	2 029			s	35,5 %
Fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base	2 230,8	46	7 252	33,5	27	33,4%	48,9 %
Sidérurgie (CECA)	11 619,4	40	40 083			53,9%	39,3 %
Production d'aluminium	2 259,9	16	3 923			81,0%	24,5 %
Production de plomb, zinc ou étain et première transformation	754,7	13	2 830			84,4%	40,9 %
Total	24 950	239	84 644	43	35	ns	

Source : SESSI, données 2002 / s : secret statistique / * : données 2001.

Ce tableau constitue une estimation maximale du volume et des emplois des industries électro-intensives délocalisables. Tous les procédés ne sont en effet pas électro-intensifs au sein de ces secteurs. Si l'on exclut les secteurs du papier et du carton et certains procédés de fabrication du verre qui sont relativement moins exposés, le total des achats d'électricité passe de 35 à 27 TWh.

Ces estimations sont cohérentes avec les indications données par EDF et par une étude faite par la mission sur les 50 plus gros sites éligibles.

Du point de vue de l'emploi, les secteurs les plus sensibles, l'aluminium, les métaux non ferreux et certains produits de chimie inorganique de base représentent 14 000 emplois. Les 70 000 autres emplois des secteurs figurant dans le tableau ci-dessus ne sont qu'en partie menacés par des hausses éventuelles des prix de l'électricité, sans qu'il soit possible de déterminer la proportion exacte.

II.3 – Des contrats de long terme entre EDF et industriels électro-intensifs apparaîtraient compatibles avec le droit des aides d'État au-delà d'un prix d'environ 30 €²⁰⁰⁴/MWh

II.3.1 – Des contrats de long terme à prix trop bas pourraient recevoir la qualification d'aides d'État illégales

La perspective d'une aide d'État aux industries électro-intensives apparaît contraire au droit européen dans l'état actuel des textes. L'article 87 du traité CE qui prohibe les aides d'État ne prévoit aucune catégorie d'exceptions susceptible de s'appliquer, sauf à considérer que la hausse des prix de l'électricité constitue une « perturbation grave » de l'économie française, ce qui semble excessif au regard de la taille du secteur concerné. Seule la création d'une catégorie d'aides nouvelles pour ce secteur pourrait les rendre légales, mais cela requiert une décision du Conseil à la majorité qualifiée.

Du fait de l'illégalité probable d'une aide d'État aux industries électro-intensives, les subventions directes par l'État ne sont pas possibles⁵². Des contraintes importantes pèsent aussi sur EDF. La jurisprudence communautaire prohibe clairement les avantages accordés à travers les prix pratiqués par les entreprises du secteur public⁵³, dès lors que l'État contrôle celles-ci, que ses ressources sont concernées, en particulier lorsqu'il est fortement présent au capital de l'entreprise, et s'il est directement impliqué dans la décision contestée. La jurisprudence⁵⁴ communautaire se fonde dans chaque cas sur un faisceau d'indices. La participation de l'État au capital d'EDF et le contrôle qu'il exerce sur elle sont des faits objectifs ; même si l'implication directe dans la décision commerciale est matière à appréciation la mission juge probable que des tarifs manifestement préférentiels seraient imputés aux pressions de l'État. Reste la question principale : pour qu'il y ait aide d'État, il faut que les prix pratiqués par EDF soient différents de ceux que pratiquerait l'entreprise dans des « conditions normales de marché ».

II.3.2 – Pour se différencier des prix du marché de gros, les contrats doivent porter sur le long terme, partager certains risques et s'appliquer exclusivement aux industries électro-intensives

Comme expliqué en I et II, à des échéances égales ou inférieures à deux ans, les marchés de gros français et allemand sont suffisamment liquides pour que les prix qui s'y forment servent de référence universellement admise. Il ne fait dès lors pas de doute que des contrats qui s'écarteraient sensiblement systématiquement de ces prix de marché seraient fragiles au regard du droit communautaire des aides d'état. En revanche, les références du marché de gros s'estompent au-delà de deux ans et disparaissent au-delà de cinq ans, en raison des multiples incertitudes qui affectent ces échéances, telles que le prix des combustibles fossiles ou l'évolution de la demande. Un contrat de long terme élaboré en « cost plus » sur le fondement des coûts de production et d'une juste rémunération des fonds propres relève alors d'une logique économique raisonnable. Seuls des contrats d'une durée minimale de 5 ans et préférentiellement de 10, 15 ou 20 ans peuvent donc s'affranchir des références données par le marché de gros.

D'autre part, il faut que le producteur ait intérêt à conclure de tels contrats. Deux éléments apparaissent à cet égard importants. Premièrement, il faut que la conservation de sa clientèle soit en jeu. En l'occurrence, EDF est le seul producteur en France capable de fournir une électricité nucléaire, la seule dont le coût s'anticipe correctement sur le long terme⁵⁵ : la concurrence nationale ne force donc pas l'entreprise à conclure de tels contrats. En revanche, la fermeture des activités et leur délocalisation dans les pays cités en III.2 aurait pour conséquence la disparition d'un bloc de consommation en base, ce qui imposerait à certaines centrales nucléaires déjà construites de tourner au ralenti, ce qui fait monter les coûts, ou de déverser leur électricité sur le marché, faisant baisser les prix. EDF a donc un intérêt économique à la conservation de ces clients. La jurisprudence communautaire a admis, dans ce cas, qu'un fournisseur d'énergie puisse pratiquer des tarifs très préférentiels dès lors qu'il couvrait ses coûts et la rémunération de ses capitaux : l'arrêt du 29 février 1996 *Royaume de Belgique c/ Commission* autorisait un fournisseur de gaz néerlandais à pratiquer des tarifs très bas auprès des fournisseurs d'engrais parce que ceux-ci, avec des prix élevés, n'auraient plus acheté de gaz mais acheté directement sur les marchés mondiaux l'ammoniac qu'ils produisaient eux-mêmes à partir de ce gaz. Par conséquent, c'est sur le seul périmètre des industries électro-intensives délocalisables recensées *supra* que pourraient s'appliquer des contrats de long terme assis sur les coûts.

⁵² L'analyse du droit communautaire est exposée en fiche n°11.

⁵³ Cf. arrêts de la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE), *Steinike & Wendling*, 22 mars 1977 ou *Van der Kooy c/ Commission*, 2 février 1988.

⁵⁴ Arrêt CJCE *République Française c/ Commission*, 16 mai 2002.

⁵⁵ La production hydraulique n'est pas suffisante ni adaptée aux besoins des électro-intensifs.

Deuxièmement, les contrats long terme ont l'intérêt de sécuriser un certain volume de ventes pour un fournisseur comme EDF dont la structure de coût est très rigide et face à des prix volatils sur les marchés de gros. Pour que cette sécurisation soit effective, il faut que l'industriel co-contractant partage les aléas majeurs qui peuvent affecter la structure de coût d'EDF dans les années à venir. Il s'agit essentiellement de taxes éventuelles sur l'électricité nucléaire, d'une compensation insuffisante des charges de service public par la CSPE ou de décisions publiques sur les charges liées au régime de retraites. Une telle indexation aurait de surcroît l'avantage majeur d'intégrer dans les paramètres de la décision publique l'impact sur les consommateurs d'électricité et l'emploi dans l'industrie électro-intensive des multiples mesures qui alourdissent potentiellement les charges d'EDF.

Il faut enfin préciser que de tels contrats ne peuvent être réservés aux industriels électro-intensifs français. Le droit communautaire impose que des industriels étrangers puissent aussi les obtenir aux mêmes conditions. Ceci impose que le prix pratiqué soit économiquement sain (cf. *infra*) et que les interconnexions exportatrices ne soient pas octroyées à des prix artificiellement bas (cf. II.4).

II.3.3 – À partir d'un seuil d'environ 30 €/MWh, le prix de l'énergie nucléaire apparaît conforme aux critères d'appréciation des aides d'État

La jurisprudence communautaire exige de l'entreprise publique qu'elle facture « dans les conditions normales de marché ». À défaut de prix de marché publics, ce qui serait le cas pour des contrats de long terme, la Commission compare les prix au coût complet des prestations en cause, c'est-à-dire à la somme des coûts d'exploitation et de la rémunération du capital, y compris les fonds propres. Une méthode utilisée par la commission dans une affaire concernant la Poste consistait à comparer le taux de rendement interne (TRI) d'un contrat avec le coût du capital de la société.

S'agissant de l'électricité nucléaire, la question de la juste rémunération des capitaux est centrale. Les autres paramètres tels que le coût de construction de la centrale, du combustible ou les coûts d'exploitation, font relativement consensus. La mission a consacré la fiche d'analyse n°5 à cette question, de laquelle il ressort que sur la base d'un coût du capital moyen⁵⁶ de 6,13% à 6,67%, un actif comme l'EPR produit de l'électricité à un coût de 31 à 32 €/MWh. Ce coût correspond à celui d'un « nouvel entrant » qui construirait l'actif et l'exploiterait, comme un consortium d'industriels l'a par exemple fait en Finlande.

Un parc déjà construit comme celui d'EDF coûte un peu moins cher car de nombreuses incertitudes préalables à la construction de l'actif, qui justifient *ex ante* un coût élevé du capital, sont déjà levées. Les coûts d'exploitation sont en revanche plus élevés et la disponibilité de l'actif inférieure. Le montant des capitaux engagés est le paramètre plus délicat à apprécier. Appréciee à travers les comptes, la valeur des actifs nucléaires d'EDF n'atteint que 16 571 M€ soit 267 M€ par gigawatt de puissance nucléaire. Sur la base d'un coût du capital de 8,14% après impôts, le coût complet de l'électricité correspondant ne serait que de 26,9 €/MWh.

Une estimation plus proche de la valeur économique du bien peut s'appuyer sur deux références convergentes.

① Aux États-Unis, une centrale de 1 034 MW avec 20 ans minimum d'exploitation prévisionnelle a été vendue en 2002 au prix de 516 M\$ hors transfert du fonds de déconstruction, ce qui revient à estimer à environ 500 M€/GW la valeur de la centrale ; cette

⁵⁶ Après impôts. Sur la durée de l'actif, avec un coût de la dette de 5,55% (avant impôts) et un retour sur fonds propres de 10,51% après impôts. Comme l'actif est au départ supposé financé aux 2/3 par de la dette, le coût du capital initial est bas, soit 5,9 %, mais un remboursement sur 30 ans conduit à un coût du capital beaucoup plus élevé sur la fin de vie de l'actif, d'où un coût moyen pondéré du capital de 7,12%.

valeur est proche de celle des centrales d'EDF puisque sur la base d'un âge moyen de 18 ans et d'une durée d'exploitation de 40 ans celles-ci ont encore 22 ans d'exploitation.

② Un ratio simple utilisé dans le secteur des utilités conduit à estimer à 8 fois l'excédent brut d'exploitation (EBE) la valeur d'une entreprise ; sur le fondement des objectifs 2006 de la branche production-commercialisation, la valeur de celle-ci serait 32 Md€ soit à nouveau 500 M€ par GW nucléaire, à supposer que la totalité de la valeur de la branche repose sur ces actifs.

Le coût de l'électricité correspondant à ces estimations des capitaux engagés d'EDF est de **28,9 €/MWh**.

Enfin, EDF fait valoir que la commercialisation représenterait un surcoût d'environ 1,5 €/MWh sur les coûts mentionnés ci-dessus. Au terme de cette analyse, il semble donc que le coût complet de l'électricité nucléaire, majoré des coûts de commercialisation, doive se situer entre 30 €/MWh et 35 €/MWh selon les hypothèses de coût du capital, du choix de centrales existantes ou à construire et de la valeur des centrales existantes. Il apparaît en tout état de cause qu'un prix égal ou supérieur à 30 €/MWh couvre les coûts et rémunère le capital engagé à un taux raisonnable et compatible avec les exigences du droit communautaire. Ce prix de vente ne lèse pas l'actionnaire et peut être pratiqué auprès d'industriels français ou communautaires, sous réserve d'une juste tarification des interconnexions. Il peut aussi être légèrement minoré, de 1 €/MWh à 2 €/MWh, voire plus, pour les industriels effaçables.

II.4 – Conclusion : la problématique des contrats de long terme

De longue date, certains industriels électro-intensifs qui disposaient de moyens de production ont signé avec EDF des contrats par lesquels ils lui cédaient ces moyens et, en contrepartie, achètent leur électricité à un prix inférieur au coût complet de production. Ces contrats arrivent à terme dans les années à venir. D'autres avaient conclu des contrats avec effacement à des conditions de prix inaccessibles aujourd'hui ou bénéficiaient du tarif vert EJP (cf. partie I). Les perspectives actuelles du marché font peser une menace sur la compétitivité de ces diverses catégories d'industriels.

Les contrats qui présenteraient les caractères suivants semblent à la fois susceptibles de répondre aux attentes des industriels et de respecter la lettre et l'esprit du droit communautaire :

- être conclus sur une durée longue, au minimum dix ans ;
- partager entre les signataires les risques réglementaires pesant sur les coûts de production nucléaire : durée de vie des centrales, non-compensation des charges de service public, surcharge importante du coût des retraites, taxe sur l'énergie nucléaire ;
- se situer dans une zone de prix proche du coût complet du nucléaire, rémunération des fonds propres incluse, soit 30 à 32 €/MWh en 2004, revalorisée chaque année selon un indice à déterminer ;
- prévoir des possibilités d'effacement lorsque cela est possible ;
- s'adresser exclusivement à des industries électro-intensives délocalisables de n'importe quel pays de l'UE (moyennant bien sûr l'existence des capacités d'interconnexion nécessaires et la répercussion du coût d'acquisition de celles-ci).

De tels contrats sont susceptibles de permettre à de nombreux industriels d'exercer leur activité dans un cadre sécurisé tout en rémunérant les actionnaires d'EDF à un niveau compatible avec les conditions de marché et la réglementation communautaire des aides d'État. Ils ne sont pas exclusifs de partenariats industriels plus poussés autour de la construction de nouveaux actifs. Ils pourraient aussi prendre la forme, sur le plan du financement, d'une « VPP long terme » avec paiement d'une prime importante au départ pour obtention d'un droit de tirage à bas coût.

III – QUATRE CATEGORIES DE MESURES PEUVENT AMELIORER LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE

III.1 – Une tarification qui valorise les interconnexions exportatrices, conforme à la réglementation européenne

Le biais défavorable aux consommateurs français de la quasi-gratuité actuelle de l'attribution des capacités d'interconnexion exportatrices a été exposé en II.4. La mission recommande que ce biais disparaisse. Dans le cadre du droit et des accords actuels entre gestionnaires de réseaux, « 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 de marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés* » selon les termes de l'article 6 du règlement européen n°1228-2003. Le mécanisme actuel de résolution des congestions est contraire à ce règlement : il n'est pas basé sur le marché et surtout ne donne aucun signal économique efficace aux opérateurs. Un changement du mode de gestion des congestions aux frontières n'est donc pas une modification mais une simple mise en application de la législation existante. RTE dispose de l'essentiel des leviers d'action nécessaires, même si la concertation avec les opérateurs étrangers est indispensable, bien que difficile avec l'Allemagne.

Sur la frontière franco-belge, le processus d'application du règlement semble en voie d'aboutir avec la mise en place d'un système de « *market coupling* » entre les Pays-Bas, la Belgique et la France. L'enjeu le plus critique concerne les frontières suisse et italienne. La perte de la priorité automatique accordée aux contrats d'exportation de long terme conclus avec les partenaires helvétiques et italiens remettrait sans doute en cause les données fondamentales de ces contrats, auxquels la mission n'a pas eu accès. Toutefois, la légalité de cette remise en cause par RTE ne fait pas de doute, puisque les règlements communautaires sont d'application directe et priment tant sur le droit interne que sur les contrats. La Commission a adopté des orientations sur l'application de l'article 6, qui précisent en particulier que « les contrats à long terme existants n'ont aucun droit de préemption au moment de leur renouvellement », ce qui semble constituer l'acceptation implicite de la prorogation des contrats existants. En revanche, cela ne les protège pas contre un choix national de remettre en cause la priorité accordée.

Il ne fait pas de doute que l'attribution par voie d'enchères des interconnexions à la frontière suisse et italienne créerait des difficultés avec les partenaires étrangers, aussi est-il préférable d'amorcer aussi tôt que possible des concertations sur ce point. La mission n'a pas eu accès au détail des contrats d'exportation à long terme. Selon que les contrats prévoient ou non une hausse du prix d'accès à l'interconnexion, l'impact de la mise en place d'enchères affectera plus ou moins le vendeur.

Pour estimer l'effet d'une attribution par enchères des capacités, deux paramètres sont à prendre en compte : la rémunération qu'en tirerait RTE (EDF Transport) et, dans une certaine mesure, la modification des flux échangés. Pour estimer le premier effet, il faut évaluer le produit qui serait tiré des enchères et son affectation. Par exemple, s'il était partagé pour moitié entre les GRT de chaque côté des frontières et entièrement affecté à la baisse des tarifs et si la capacité allouée valait 20 €/MWh à la frontière italienne, 2 €/MWh à la frontière suisse et allemande et 4 €/MWh à la frontière belge et espagnole, les sommes collectées atteindraient 600 M€ à volume d'exportation inchangé, dont 300 M€ reviendraient à RTE. Comme les ventes de RTE ont atteint 4 124 M€ en 2003, ceci permettrait par exemple une baisse de 7% de tous les tarifs, soit en moyenne de 0,66 €/MWh tous consommateurs confondus. Pour un industriel qui consomme « en ruban », cela représenterait une économie de 0,3 €/MWh ; pour un industriel au profil plus irrégulier la baisse pourrait approcher 0,5 €/MWh. Cette baisse pourrait profiter aux nombreux consommateurs qui acquittent le tarif intégré mais, si ce n'est pas le cas, elle

profiterait alors à EDF et compenserait en partie les droits d'accès qu'elle devrait acquitter pour les capacités d'interconnexion.

L'effet sur le marché serait moindre mais réel car le système actuel donne une incitation maximale et asymétrique à utiliser les capacités. Si le règlement européen est appliqué, les exportateurs, devant acquitter un droit d'accès aux interconnexions saturées, se porteront acheteurs à des prix plus bas sur le marché de gros français, ce qui est susceptible d'y faire baisser les prix. L'effet est difficile à chiffrer en l'absence de données précises sur la résilience du marché de gros ou sur le niveau des prix étrangers. Il porterait sur l'énergie, donc irait plutôt aux industriels gros consommateurs, alors que la baisse des tarifs de réseau profiterait plutôt à des profils de consommation irréguliers. L'attribution par enchères, plus transparente, aurait aussi pour mérite un accroissement substantiel de la liquidité du marché français.

III.2 – Une diversification du système des VPP pourrait faciliter le fonctionnement du marché de gros

III.2.1 – Les VPP sont indispensables à la liquidité du marché de gros en France

Par décision du 7 février 2001, la Commission a exigé d'EDF, pour compenser la concentration née du rachat d'EnBW en Allemagne, qu'elle mette sur le marché, par enchères, l'équivalent de 42 TWh d'énergie sous forme de « centrales virtuelles » ou VPP, *Virtual Power Plants*. Chaque trimestre, une allocation a donc lieu pour trois types de produits :

- 4 000 MW de « centrale de base », qui fournit de l'électricité à un prix de 8 €/MWh ;
- 1 000 MW de « centrale de pointe », qui fournit de l'électricité à 23 €/MWh ;
- 1 000 MW de « cogénération », qui correspond à l'achat d'un bloc de base sur la période 1^{er} novembre – 31 mars.

Ce droit de tirage s'obtient contre une prime fixe dont le montant est fixé par enchères. Les centrales peuvent être achetées pour 3, 6, 9, 12, 24 ou 36 mois, mais ne sont pas mises aux enchères séparément pour chacune des maturités. Le fondé de pouvoir indépendant d'EDF et des acheteurs qui administre l'enchère définit une « courbe d'indifférence » reliant le prix des différentes maturités. Cette courbe donne les coefficients à appliquer au prix 3 mois pour obtenir le prix aux autres maturités. L'enchère s'effectue donc autour d'un seul prix, tous les autres s'en déduisant mécaniquement.

Ce système joue un rôle central dans le fonctionnement du marché français. L'analyse exposée en fiche n°9 montre qu'EDF, une fois servis ses clients éligibles et non éligibles et les pertes couvertes, ne dispose que d'environ 89 TWh qui partiraient presque en totalité couvrir des exportations estimées à 72 TWh. La vente de 42 TWh⁵⁷ accroît donc sensiblement le volume mis sur le marché donc la liquidité du marché de gros français : hors d'EDF, les autres producteurs peuvent n'y apporter que quelques térawattheures une fois leurs clients fournis et les importations n'apportent que 24 TWh.

III.2.2 – Une diversification du produit et la création d'une catégorie de VPP « long terme » seraient un apport utile à la liquidité du marché de gros

Les VPP ne sont toutefois qu'un substitut imparfait à une centrale réelle pour deux raisons :

- elles sont attribuées sur des durées très inférieures au cycle d'investissement d'une centrale réelle ; en outre, les produits à long terme partent peu : en mars 2004, la capacité vendue pour 2006 et au-delà ne dépasse pas 500 MW et la

⁵⁷ Volume approximatif en année pleine des VPP.

capacité vendue au-delà de 12 mois (soit au-delà d'avril 2005) n'atteint que 1 700 MW environ, sur un total de 6 000 MW ;

- elles ne permettent pas de participer au marché de l'ajustement ; elles ne permettent donc pas à un fournisseur de se couvrir contre le prix des écarts de soutirages.

Ces deux problèmes ne peuvent être entièrement palliés. La seule solution viable au second consisterait à remplacer la vente de VPP par la location ou la vente de centrales réelles. Cette solution n'aurait de sens qu'avec des acteurs capables d'exploiter ces centrales, et peut constituer une piste pour diminuer la concentration du marché français.

Le premier problème pourrait éventuellement être résolu en séparant un quota de VPP « long terme » d'un ensemble de VPP court terme. Un produit à échéance unique de trois ou 5 ans, pourrait être proposé, avec un prix d'exercice éventuellement indexé sur l'inflation ou sur des indices publics plus pertinents pour simuler l'évolution du coût variable de fonctionnement. Cette solution aurait l'avantage de créer des transactions autour de longues échéances, alors que la vente actuelle de VPP base apporte un substitut très proche du ruban acheté sur le marché, par l'échéance comme par la nature du produit. En effet, comme entre fin 2001 et mai 2004 le prix Powernext a été supérieur 97% du temps à 8 €/MWh, les VPP base « produisent » en permanence. Le produit long terme pourrait être introduit en petites quantités dans un premier temps pour ne pas perturber violemment le marché.

D'autre part, les produits sont trop peu diversifiés pour refléter la variété des besoins liés à un profil de consommation. En moyenne, entre le 1^{er} mai 2002 et le 1^{er} mai 2004, un produit dit « de pointe » à 23 €/MWh aura été appelé 57% du temps soit environ 5 000 heures par an. Ce produit simule donc en réalité une production en semi-base. Des produits à des prix d'exercice plus élevés reproduiraient le coût des vrais moyens de pointe, turbine à gaz, centrale au fioul ou eau des barrages. Ils délivreraient toutefois beaucoup moins d'énergie pour une capacité donnée : d'après les prix Powernext de la période 1^{er} mai 2002-1^{er} mai 2004, une VPP à 30 € « fonctionnerait » 2 450 heures par an, une VPP à 40 € seulement 995 heures et une VPP à 60 € 174 heures. Pour maintenir le volume de vente d'énergie demandé par la commission, les puissances devraient donc être augmentées : 500 MW de VPP base pourraient par exemple devenir un « parc » composé de 1 300 MW de VPP à 30 €, 1 000 MW de VPP à 40 € et 500 MW de VPP à 50 €. Ces produits s'apparenteraient de très près à des options qui permettraient au marché de développer ses outils de couverture et de faciliter l'anticipation de la volatilité. Des produits dont les prix d'exercice sont indexés sur le cours des combustibles, charbon ou gaz par exemple, peuvent aussi être étudiés. Les valeurs évoquées ci-dessus ne sont qu'indicatives : il appartiendrait à EDF de proposer des prix d'exercice et des formules cohérentes avec sa structure de coût et les attentes du marché.

Enfin, il serait aussi possible d'augmenter le volume d'énergie mis sur le marché sous forme de VPP, ce qui serait à l'évidence l'un des moyens de réduire la concentration du marché de gros et d'en accroître la liquidité. Elle rassurerait les consommateurs et les nouveaux entrants sur le fonctionnement du marché de gros, mais n'aurait en elle-même que peu d'effet sur les prix.

III.3 – Une transparence obligatoire sur les paramètres physiques de production

Une grande asymétrie d'information existe sur le marché de gros entre les producteurs, qui connaissent finement les paramètres de l'offre et surtout peuvent les prévoir, et les autres acteurs. Comme la forte concentration de la capacité de production et l'inélasticité de la demande rendant le marché particulièrement sensible aux écarts entre offre et demande, cette asymétrie donne un avantage considérable aux producteurs et accroît les risques pour les autres acteurs. Ceux-ci sont dès lors plus réticents à intervenir sur le marché français, lui préférant des

marchés électriques européens plus ouverts. Il en résulte une limitation de la profondeur du marché donc de la capacité d'acteurs indépendants ou de gros consommateurs à s'approvisionner sans faire monter les prix. L'incertitude permet de surcroît aux producteurs, qui la maîtrisent, de facturer une prime de risque pour assurer les consommateurs, qui la redoutent. Celle-ci est difficile à estimer mais son ordre de grandeur peut être proche d'1 €/MWh⁵⁸.

Deux marchés européens ont résolu cette difficulté et encouragé l'activité de leur marché en imposant la transparence sur les données de production. Cette transparence permet de surcroît de mieux contrôler l'exercice éventuel du pouvoir de marché des producteurs oligopolistiques.

Le système du Nordpool est le plus élaboré et repose sur les principes suivants :

- l'information et les données diffusées sont celles qui ont une influence sur le marché ;
- l'information doit être agrégée de manière anonyme pour ne donner aucune information nominative sur les participants ;
- l'information doit être diffusée simultanément à l'ensemble des participants.

L'information du site de Nordpool est accessible aussi bien aux acteurs du marché organisé qu'à ceux du marché de gré à gré. Le site diffuse sur une base hebdomadaire ou quotidienne les informations relatives aux paramètres physiques du secteur de l'électricité : production et consommation, capacités d'interconnexions entre les différentes zones, données climatiques et météorologiques, programmes de maintenance et d'arrêt des centrales ; l'ensemble de ces informations est disponible pour toute la zone d'échange.

En particulier, les acteurs doivent informer le Nordpool des programmes de maintenance et des indisponibilités non programmées selon les principes suivants :

- les modifications des programmes de maintenance pour les centrales de plus de 200 MW pour les 6 semaines à venir doivent être signalées dès qu'elles ont été adoptées ;
- pour les centrales de plus de 400 MW, les modifications des programmes de l'année en cours et des trois années suivantes doivent être signalées dès qu'elles ont été adoptées ;
- toute indisponibilité imprévue pour les centrales de plus de 200 MW doit être signalée sous 60 minutes. Les détails (cause et durée) doivent être communiqués à Nordpool sous 4 heures.

L'approche britannique est différente et s'articule autour de deux échéances temporelles :

- les participants au marché électronique NETA fournissent leurs plans de maintenance de l'année à venir et le mettent régulièrement à jour, ce qui permet au site du NETA de fournir un état semaine par semaine pour les 52 semaines à venir et jour par jour pour les deux semaines à venir, de l'offre, de la demande et des marges disponibles sur le système ;
- les accidents tels qu'une grève ou une panne sont signalés en temps réel.

Par ailleurs, le réseau de transport élabore tous les ans à partir des informations dont il dispose sur les centrales en voie de construction, de mise sous cocon ou de déclassement, et de prévisions de demande, un état prévisionnel à sept ans de l'offre et de la demande, les données étant agrégées sur une base régionale ou nationale. La programmation pluriannuelle des investissements joue en France déjà sensiblement le même rôle.

⁵⁸ Estimation très approximative d'acteurs du marché électrique continental.

L'exactitude des informations est sanctionnée dans les deux pays par la réglementation financière générale sur les « abus de marché ».

Un système comparable à ces exemples étrangers pourrait être adopté en France. Les informations pertinentes incluraient le niveau des lacs de barrage ou le débit utilisable par les barrages au fil de l'eau, et les programmes de maintenance des centrales, en particulier nucléaires. Ceux-ci sont connus avec une grande certitude sur la date trois mois à l'avance et connus dans leur principe un an à l'avance. Les périodes de maintenances décennales qui immobilisent l'actif durant plus mois sont connues plusieurs années à l'avance. Une meilleure information contribuerait sans une meilleure coordination des décisions des producteurs et consommateurs, qui atténuerait les déséquilibres entre offre et demande, générateurs de fortes fluctuations de prix. La réalisation des programmes de maintenance devrait être publiée ex-post pour s'assurer de sa conformité aux annonces.

Comme ces obligations de transparence sur les prévisions de capacités de production auraient pour objet un meilleur fonctionnement du marché, elles s'appliqueraient à tous ceux qui alimentent physiquement le marché français, qu'ils produisent en France ou qu'ils exportent.

Le principe de la transparence obligatoire devrait idéalement être posé par la loi, mais une décision de la CRE dans le cadre d'une habilitation législative plus générale sur la surveillance et le bon fonctionnement du marché de gros pourrait suffire (cf. *infra*). Le détail des obligations pourrait être élaboré par décision de la CRE et leur communication s'appuyer sur le site internet de RTE. L'idéal serait bien sûr que les opérateurs étrangers susceptibles de vendre leur production sur le marché français soient soumis aux mêmes obligations, et au premier chef les producteurs allemands. Une démarche du gouvernement français auprès du gouvernement allemand pour coordonner les démarches serait à cet égard utile. Les pouvoirs du futur régulateur du marché allemand de l'électricité (cf. fiche n°8) sont très importants pour le bon fonctionnement du marché français tant les deux marchés sont liés, ce qui légitime les préoccupations de coordination et d'harmonisation des approches.

III.4 – Des pouvoirs étendus pour le régulateur

Les statuts et pouvoirs de la commission de régulation de l'énergie (CRE) ont été définis par les lois du 10 février 2000 et du 4 janvier 2003. Ces lois sont toutefois essentiellement consacrées à la définition des obligations de service public et à la régulation des monopoles naturels que sont le transport et la distribution. Elles ne comprennent que peu de dispositions relatives au marché de gros de l'électricité :

- l'article 3 charge la CRE conjointement avec d'autres autorités, en ce qui la concerne, de veiller « au bon fonctionnement du marché de l'électricité » ;
- l'article 33 précise que la CRE, pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès du ministre chargé de l'énergie, des GRT, des GRD, et des « autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité » ;
- l'article 39 dispose que « le président de la CRE saisit le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant l'exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel », et que réciproquement le Conseil de la concurrence communique à la CRE toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci.

Aucun de ces articles ne définit de mission propre à la CRE concernant la régulation ou la surveillance du marché de gros de l'électricité. Ceci peut s'expliquer par le fait que la production et la vente en gros ou au détail de l'énergie sont des activités relevant d'un

marché libre et donc soumises au droit commun de la concurrence et des marchés. Cependant, on a vu en diverses étapes de ce rapport à quel point les questions de transport, d'interconnexions et de marché étaient liées, ainsi que la technicité propre au secteur de l'électricité. La CRE est un acteur naturel d'une bonne surveillance du marché de gros de l'électricité de par les multiples missions que lui confie la loi en divers domaines, par la mission générale que lui confie l'article 3 de la loi du 10 février 2000 modifiée et les pouvoirs d'investigation dont elle dispose, par les connaissances techniques de ses agents.

L'autorité des marchés financiers (AMF) créée par la loi du 1^{er} août 2003 dite de sécurité financière a des compétences générales qui ne s'appliquent qu'imparfaitement au marché de l'électricité tel qu'il fonctionne actuellement : d'après les dispositions de l'article 2 de la loi qui l'institue, elle « veille à la protection de l'épargne investie dans les instruments financiers et tous autres placements donnant lieu à appel public à l'épargne, à l'information des investisseurs et au bon fonctionnement des instruments financiers. Elle apporte son concours à la régulation des marchés aux échelons européen et international. » L'AMF considère que les produits échangés sur Powernext sont des instruments financiers, bien qu'ils se soldent tous par des livraisons physiques. En revanche, sur le marché de gré à gré, la qualification d'instruments financiers est moins évidente. La compétence de l'AMF n'est donc pas clairement définie à ce stade bien qu'une petite équipe y suive le marché Powernext. Elle coopère avec la CRE et la société Powernext la signale sur son site internet comme régulateur de ses activités.

Au Royaume-Uni, l'autorité des marchés de l'électricité et du gaz (Gas and Electricity Markets Authority) dispose aux termes du « Competition Act » de 1998 d'une compétence générale pour surveiller la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz. « L'abus de marché », c'est-à-dire les manipulations diverses des prix, est soumis au contrôle de l'Ofgem (Office of Gas and Electricity markets).

Une disposition simple confirmant la CRE dans son rôle de surveillance des marchés de l'électricité suffirait à lui permettre d'exercer dans un cadre plus clair ses activités d'investigation. Elle pourrait sanctionner les abus de position de dominante par communication au Conseil de la Concurrence dans le cadre existant, mais pourrait aussi contrôler l'action des négociants. La sanction d'abus relevant de la manipulation des cours, de délits d'initiés ou de divulgation d'informations inexacts relève plutôt du droit des marchés, aussi bien sur le marché de gré à gré que sur la bourse. Selon des modalités à élaborer entre la CRE et l'AMF, la CRE pourrait sanctionner directement les infractions ou se limiter à proposer le cadre de régulation à l'AMF et à instruire les dossiers pour cette autorité. Mais il est souhaitable que cette mission lui soit reconnue par la loi pour qu'elle ait un cadre juridique sécurisant pour la mener, et surtout pour que la possibilité de contrôle et de sanction soit **crédible auprès des opérateurs du marché**. Cela pourrait contribuer à restaurer la confiance dans la formation des prix sur les marchés de gros de l'électricité.

CONCLUSION

La hausse des prix sur les marchés de l'électricité depuis 2003 est européenne et peut se rattacher à plusieurs causes de fond. L'ouverture du marché a eu lieu dans une période particulièrement favorable où les tarifs venaient de fortement baisser, où la surcapacité était importante et le prix des combustibles raisonnable. La hausse est donc dans une certaine mesure logique.

Toutefois, même en présence d'éléments objectifs justifiant une hausse, la situation française suscite par nature le doute sur les causes des évolutions enregistrées sur les marchés de gros. La Grande-Bretagne et la Scandinavie, marchés ouverts depuis une dizaine d'années, ont connu récemment des variations importantes des prix du marché de l'électricité sans que cela apparaisse anormal en raison de l'importante concurrence qui anime ces marchés.

À la différence de ces pays, la France a ouvert son marché tout en maintenant sur le marché national un acteur en position presque monopolistique dans la production. Si la possibilité de concurrence par les importations est considérée comme une réponse suffisante à cette situation, il ne faut pas alors en attendre plus que ce qu'elle peut fournir, c'est-à-dire des prix calés sur les coûts de production au charbon et au gaz, majorés d'éventuels coûts du CO₂, car ce sont ces technologies de production qui dominent chez nos voisins. Les prix que peuvent pratiquer les producteurs nationaux suivront donc les évolutions des combustibles et du cours du CO₂. À mesure que ces prix décolleront au-dessus des coûts de la production essentiellement nucléaire et hydraulique des producteurs nationaux, ceci créera un bénéfice important qui ne reviendra pas au consommateur mais restera propriété des producteurs qui l'utiliseront sous forme de profits ou d'avantages sociaux particuliers. Les vertus de l'ouverture du marché pour le consommateur risquent, à juste titre, d'apparaître nulles.

Cela n'interdit pas d'apporter un certain nombre d'améliorations utiles au marché français : allouer les capacités d'exportation à leur juste valeur, renforcer la transparence, clarifier le cadre de régulation du marché de gros et améliorer le système des VPP. Ces améliorations peuvent supprimer les biais favorables aux exportations et renforcer la liquidité et la profondeur du marché français, avec deux avantages : une meilleure capacité des fournisseurs et gros consommateurs à s'approvisionner dessus et des références de prix plus stables et plus crédibles. Elles peuvent aussi apporter une baisse limitée du niveau des prix, surtout par l'intermédiaire d'une redistribution aux consommateurs du produit de la mise aux enchères des capacités d'exportation. Elles ne suffiront en revanche pas à garantir aux acteurs dont le profil de consommation est en base un prix proche du coût marginal à long terme du moyen de production correspondant : le nucléaire.

Or les prix de l'électricité sont un facteur essentiel de compétitivité et de localisation pour une catégorie bien précise d'entreprises : les industries électro-intensives délocalisables. La mission a recensé six secteurs d'activité qui répondent à cette définition et emploient environ 80 000 personnes et consomment au total environ 30 TWh par an. Pour ces entreprises, l'électricité représente une part importante des coûts de revient d'un produit lui-même aisé à transporter. La localisation des activités dépend donc beaucoup des prix de l'électricité, or la mission a mis en évidence que plusieurs pays dans le monde disposent d'avantages naturels qui leur permettent de pratiquer des prix de l'énergie allant de 16 à 25 €/MWh alors que les prix français approchent 34 €/MWh⁵⁹. Mais la France n'ayant ni mines de charbon, ni puits de gaz, ni ressources hydrauliques inexploitées, il ne semble ni possible au regard de règles de la concurrence et du commerce international, ni économiquement souhaitable d'aller à l'encontre des avantages comparatifs naturels en offrant indéfiniment en France une électricité au prix du Moyen-Orient ou de l'Islande.

⁵⁹ Gros consommateur industriel en ruban, 2004, calcul de la mission.

En revanche, il serait légitime et économiquement logique que les industries électro-intensives délocalisables puissent s'approvisionner au coût du nucléaire qui fournit 80% de la production nationale. La problématique de ces industries se pose surtout en termes d'investissements donc de long terme, à des échéances où les marchés de gros ne sont plus actifs et où le prix redevient l'objet d'une négociation bilatérale entre un producteur et un gros consommateur. Dans ce cas, il devrait être possible en France comme cela l'est en Finlande que des partenariats permettent aux industriels de s'approvisionner au coût complet du nucléaire avec un juste partage des risques et au moyen de schémas de financement spécifiques.

Entre producteurs oligopolistiques et a fortiori en monopole, le jeu de la concurrence n'incite ni à pratiquer des prix proches des coûts complets ni à investir suffisamment pour que le nucléaire dépasse la fourniture en base. Pour que la concurrence soit efficace et suscite la construction de nouvelles capacités, il faut que puissent intervenir de nouveaux producteurs car ils n'ont pas une grosse clientèle et sont donc plus sensibles au profit tiré du volume qu'ils produisent qu'à la baisse des prix que cette nouvelle capacité suscite. De tels producteurs peuvent être les industriels eux-mêmes : ils produisent 10% de l'électricité en Allemagne et construisent en consortium un réacteur nucléaire en Finlande. Cependant, dans le contexte français, pour que la concurrence dans le secteur nucléaire se concrétise avec l'apparition de nouveaux entrants, des signaux forts de l'État apparaissent nécessaires.

Toutefois il apparaît probable que des actifs aussi lourds à construire que des centrales nucléaires restent généralement en Europe la propriété d'un oligopole de producteurs. Dans ces conditions, chacun d'entre eux aura tendance à limiter sa capacité de production nucléaire à un niveau où elle influe peu sur les prix de marché. Cette situation conduirait donc les prix du marché de gros à refléter le coût de production à partir d'énergies fossiles, situation qui serait d'autant plus préjudiciable au consommateur que le coût des émissions de CO₂ sera élevé. Le problème se posera lorsque les parcs existants devront être renforcés ou renouvelés, en particulier en Allemagne et en Italie. Dans les années à venir, une meilleure visibilité sur le marché des permis d'émission et les besoins de capacité permettra de poser sur de bonnes bases économiques, à l'échelle européenne, la question de la compatibilité du marché et d'une politique d'investissements pertinente.

À Paris,

L'Inspecteur
Général des
Finances
Superviseur,

L'Ingénieur
Général des
Mines,

L'Ingénieur en
Chef des Mines,

L'Inspecteur des
Finances,

Le Commissaire
Contrôleur des
Assurances,

Benoît de
JUVIGNY

Henri
PREVOT

Frédéric
LEHMANN

Matthieu
LOUVOT

Christophe
IZART