

Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité

Présidée par Paul Champsaur

Avril 2009

INTRODUCTION.....	4
1 TROIS OBJECTIFS DE POLITIQUE PUBLIQUE AU SERVICE D'UN DÉVELOPPEMENT DURABLE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	4
2 LA SITUATION ACTUELLE N'EST NI ÉCONOMIQUEMENT SATISFAISANTE À COURT TERME, NI SOUTENABLE À LONG TERME.....	5
2.1 LES PRIX DE MARCHÉS EN FRANCE NE REFLÈTENT PAS LES AVANTAGES COMPÉTITIFS DU PARC DE PRODUCTION	5
2.1.1 <i>Le parc de production français est dominé par des moyens de production compétitifs, le nucléaire et l'hydraulique, dont la production représente 90% de la production totale</i>	5
2.1.2 <i>Aujourd'hui, les prix de marché s'alignent sur les coûts des moyens de production au gaz ou au charbon, dominants dans les pays limitrophes de la France et non sur le parc de production français</i>	5
2.2 LA MULTIPLICATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS, DONT AUCUN NE CONSTITUE UNE SOLUTION PÉRENNE À LA DÉCONNEXION ENTRE PRIX DE MARCHÉ ET STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION, AINSI QUE LES CONDITIONS DE RÉVERSIBILITÉ EN VIGUEUR, N'ASSURENT PLUS LA COHÉRENCE ÉCONOMIQUE D'ENSEMBLE.	6
2.2.1 <i>Les conditions de réversibilité cloisonnent des consommateurs à profils identiques dans des dispositifs tarifaires sans cohérence d'ensemble</i>	6
2.2.2 <i>Le tarif réglementé transitoire d'ajustement, mis en place pour résoudre les problèmes rencontrés sur le marché de l'électricité, ne constitue pas une solution pérenne.....</i>	6
2.2.3 <i>Les acteurs industriels, producteurs ou consommateurs, expriment un besoin de vision à long terme. ...</i>	7
2.2.4 <i>Les incertitudes réglementaires à court terme pénalisent fournisseurs et consommateurs, à la recherche de visibilité, notamment dans un contexte de reprise nécessaire de l'investissement</i>	7
2.3 LES NOUVEAUX ENTRANTS N'ONT PAS DE MARGE DE DÉVELOPPEMENT.....	7
3 IL EST NÉCESSAIRE D'ÉVOLUER D'UNE RÉGLEMENTATION GÉNÉRALE ET PERMANENTE À UNE RÉGULATION PLUS CIBLÉE ET DYNAMIQUE	8
3.1 LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ, NOTAMMENT AUX PETITS CONSOMMATEURS, PEUT ÊTRE QUALIFIÉE DE SERVICE D'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE GÉNÉRAL (SIEG), CE QUI AUTORISE CERTAINES DÉROGATIONS AU DROIT DE LA CONCURRENCE.....	8
3.2 PLUSIEURS DISPOSITIONS DU SYSTÈME FRANÇAIS ACTUEL, QUI FAIT L'OBJET D'UNE RÉGLEMENTATION GÉNÉRALE ET PERMANENTE, SONT INCOMPATIBLES AVEC LE DROIT COMMUNAUTAIRE.....	9
3.3 L'ANALYSE DES STRUCTURES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ APPELLE UNE RÉGULATION SPÉCIFIQUE INSPIRÉE DU DROIT DE LA CONCURRENCE, MAIS ACTUELLEMENT ABSENTE DU DROIT FRANÇAIS	9
3.3.1 <i>La production d'électricité en pointe est un marché sur lequel la concurrence peut s'exercer au niveau français et européen, exception faite des moyens dits d'extrême pointe qui fonctionnent très rarement.....</i>	9
3.3.2 <i>La production en base reste marquée par des différences de politiques nationales qui empêchent un fonctionnement efficace des marchés et appelle une régulation spécifique</i>	10
3.3.3 <i>Le nucléaire ne constitue cependant pas une « facilité essentielle » au moins de façon durable mais ses spécificités nécessitent une prise en compte particulière.....</i>	11
3.3.4 <i>A l'aval, les petits consommateurs ne disposent pas aujourd'hui de tous les moyens de faire jouer la concurrence et bénéficier totalement de ses avantages.....</i>	11
4 DEUX SOLUTIONS REPOSANT SUR UNE RÉGULATION PLUS CIBLÉE ET UNE ANALYSE PLUS ÉCONOMIQUE PEUVENT PERMETTRE UN FONCTIONNEMENT EFFICACE DU MARCHÉ SUR UNE PÉRIODE TRANSITOIRE DE LONG TERME.....	12
4.1 COMPTE TENU DE LA STRUCTURE DURABLEMENT NON CONCURRENTIELLE DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE, UNE LIBÉRATION DES PRIX POURRAIT ÊTRE ENVISAGÉE EN LA COUPLANT AVEC UN MÉCANISME DE TAXATION ET DE RÉALLOCATION DES BÉNÉFICES DU PARC DE PRODUCTION EN BASE.....	12
4.1.1 <i>Les bénéfices associés au parc nucléaire dans un contexte de marché libéralisé pourraient être prélevés par l'intermédiaire d'une taxe</i>	12

4.1.2	<i>La redistribution des bénéfices du nucléaire à tous les consommateurs finals pourrait s'envisager selon différents mécanismes</i>	13
4.1.3	<i>La solution de taxation et redistribution est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs.....</i>	13
4.2	UN ACCÈS RÉGULÉ À LA PRODUCTION EN BASE, À DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES REPRÉSENTATIVE DU PARC HISTORIQUE, PERMETTRAIT LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE À L' AVAL TOUT EN BÉNÉFICIAIRE DE LA COMPÉTITIVITÉ DU PARC.....	14
4.2.1	<i>Un dispositif transitoire et plafonné de régulation à l'amont doit permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approcher des conditions économiques de l'opérateur historique, sans fragiliser l'investissement à long terme</i>	14
4.2.2	<i>La mise d'un accès régulé à la production d'électricité en base est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs.....</i>	15
4.2.3	<i>A l'horizon du renouvellement du parc de production en base, la régulation à l'amont devrait pouvoir progressivement disparaître.....</i>	16
4.3	QUELLE QUE SOIT LA FORME DE RÉGULATION DE LA BASE RETENUE, IL EST INDISPENSABLE DE REDÉFINIR DES RÉFÉRENCES DE COÛTS ET DE TARIFS COHÉRENTES AVEC LE MAINTIEN EN CONDITION DU PARC HISTORIQUE EXISTANT	16
4.4	LA COMMISSION RECOMMANDE LA SOLUTION D'ACCÈS RÉGULÉ À LA PRODUCTION EN BASE	17
5	SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS DE LA COMMISSION	18
	ANNEXE 1 : LETTRE DE MISSION.....	19
	ANNEXE 2 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LA COMMISSION	22
	ANNEXE 3 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ.....	23
	ANNEXE 4 : LES COÛTS DE RÉFÉRENCE 2008	24
	NOTES.....	27

Introduction

Constatant que l'objectif d'offrir une énergie sûre et compétitive au consommateur européen n'a pas été pleinement atteint par l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité, le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, et la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi ont mis en place en novembre 2008 une commission chargée de faire des propositions d'organisation du marché électrique conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux et l'incitation aux économies d'énergie (cf. annexe).

Cette commission, présidée par Paul Champsaur, rassemble des élus nationaux (MM. les députés François Brottes et Jean-Claude Lenoir, MM. les sénateurs Jean-Marc Pastor et Ladislav Poniatski) ainsi que des experts et des personnalités qualifiées (MM. Jean Bergougnoux, Martin Hellwig, Daniel Labetoulle et Jacques Percebois). La commission a auditionné très largement les acteurs et les institutions du marché de l'électricité (cf. liste en annexe). Elle a par ailleurs invité tout acteur à lui faire parvenir des contributions écrites.

Par ce rapport, la commission expose sa compréhension du marché de l'électricité et propose des pistes d'évolution permettant un fonctionnement efficace de ce marché. La commission s'en est tenue aux principes, les modalités restent à préciser et à négocier avec toutes les parties prenantes. De plus, elle ne traite pas du problème de la transition entre le système actuel et les systèmes étudiés. Si globalement la commission a atteint un consensus, les éventuelles divergences ont été explicitées dans le rapport.

1 Trois objectifs de politique publique au service d'un développement durable du marché de l'électricité

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française définit trois objectifs : sécurité d'approvisionnement, préservation de l'environnement et lutte contre l'effet de serre, et compétitivité des prix de l'énergie. Ces objectifs sont repris au niveau européen et ont été réaffirmés à l'occasion de la seconde revue stratégique européenne de l'énergie à l'automne 2008.

La sécurité d'approvisionnement en électricité passe non seulement par la qualité des infrastructures permettant l'acheminement de l'électricité mais aussi par le bon dimensionnement du parc de production et son maintien en bon état. Les investissements nécessaires pour garantir cette sécurité d'approvisionnement doivent pouvoir être financés par les ressources dégagées par les marchés de l'électricité. A ce titre, il est important de signaler l'ampleur des investissements nécessaires sur le système électrique européen dans les 20 prochaines années¹.

Le Grenelle de l'environnement en France et l'adoption du paquet énergie-climat au niveau européen en décembre 2008 ont fixé des objectifs ambitieux en terme de maîtrise de la demande en énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables. La concrétisation de ces objectifs passe par une évolution des comportements individuels et des investissements à la fois par les particuliers et les industriels. Pour ce faire, il est nécessaire d'envoyer les justes signaux économiques intégrant le prix du CO₂ et incitant à la maîtrise de la demande en particulier lors des pointes de consommation quand l'électricité est la plus chère à produire et la plus émettrice de CO₂. Ces signaux devront permettre de différencier l'électricité dite de base² (typiquement produite par des centrales nucléaires et hydroélectriques au fil de l'eau fonctionnant en permanence) et de pointe (typiquement produite par des centrales thermiques au charbon, gaz ou fioul et par des centrales

hydroélectriques de lac ne fonctionnant pas en permanence mais pour s'ajuster à la demande) et inviter le marché à proposer des offres incitant à la maîtrise de la demande.

Enfin, si le prix de l'électricité doit permettre de financer les investissements nécessaires et inciter à des comportements vertueux, il est légitime que le consommateur français bénéficie de la compétitivité des capacités de production d'électricité françaises. Cet objectif peut certes apparaître peu compatible avec l'idée de marché unique européen, mais il est important de rappeler que la transmission de cette compétitivité aux consommateurs finals est une condition sine qua non de l'acceptabilité sociale et de la pérennisation d'un parc électro-nucléaire français qui a été un succès au plan économique et dans la lutte contre le changement climatique. A contrario, vouloir faire de la France le centre de production d'électricité d'origine nucléaire alimentant le reste de l'Europe serait inefficace d'un point de vue technico-économique (surdimensionnement du réseau électrique, perte en ligne,...), se heurterait à la question de la prise en charge des déchets nucléaires correspondants et fragiliserait l'acceptabilité du nucléaire en France.

2 La situation actuelle n'est ni économiquement satisfaisante à court terme, ni soutenable à long terme

2.1 Les prix de marchés en France ne reflètent pas les avantages compétitifs du parc de production

2.1.1 Le parc de production français est dominé par des moyens de production compétitifs, le nucléaire et l'hydraulique, dont la production représente 90% de la production totale

La France bénéficie d'un parc de production d'électricité très compétitif et très peu émetteur de CO₂ (de l'ordre de 30 millions de tonnes en 2008 au titre de la production d'électricité) grâce au nucléaire et à l'hydraulique, la production nucléaire représentant un peu moins de 80% de la production totale en France et l'hydraulique environ 12%. La compétitivité du parc de production électrique français résulte non seulement des choix passés de mix énergétique, la technologie nucléaire restant compétitive pour la production d'électricité en base par rapport aux moyens de production fossiles (cf. annexe), mais aussi d'une organisation efficace, notamment par l'unicité de l'exploitant et la standardisation d'un parc construit sur une courte période.

Jusqu'alors, le parc de production, relativement jeune, nécessitait peu d'investissements de maintenance. Néanmoins, son maintien en état sur le moyen terme, sa mise en conformité avec l'évolution des réglementations environnementales et de sûreté imposent des dépenses d'investissements qui repartent à la hausse. De plus, de nombreuses centrales nucléaires approchent les 30 ans et EDF a décidé d'investir pour prolonger leur durée de vie sous réserve, conformément à la loi, de l'accord de l'Autorité de sûreté Nucléaire centrale par centrale. Si de tels investissements sont moins coûteux que des investissements dans de nouvelles installations de production, ils augmenteront néanmoins les coûts de production d'électricité en France dans les prochaines années, sans pour autant remettre en cause la compétitivité du parc de production. Les coûts de production de l'électricité en France sont donc amenés à augmenter d'abord vers un premier palier lié aux investissements d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, puis, à plus long terme, vers un second palier au titre du renouvellement du parc de production.

2.1.2 Aujourd'hui, les prix de marché s'alignent sur les coûts des moyens de production au gaz ou au charbon, dominants dans les pays limitrophes de la France et non sur le parc de production français

Conformément à la théorie de l'optimum économique et compte tenu des caractéristiques spécifiques de l'électricité³, le prix de marché est fixé par la plus chère des unités de production nécessaire pour satisfaire la demande⁴.

Si le système électrique français était isolé du reste de l'Europe, les prix de marché reflèteraient effectivement les coûts de production français, et notamment ceux du nucléaire. Cependant, du fait des interconnexions avec les autres pays européens et de l'intégration des marchés, le raisonnement doit être étendu à l'échelle de la zone interconnectée et la dernière centrale de production nécessaire pour satisfaire la demande des pays interconnectés est alors la plupart du temps une centrale au charbon ou au gaz. Le prix de marché s'aligne donc sur le coût de production de cette centrale, sensible aux coûts du combustible et du CO₂, y compris sur la bourse de l'électricité française.

Les coûts de production du parc français, notamment la compétitivité des moyens de production en base, ne sont quasiment pas reflétés dans les prix de marché en raison de la non homogénéité des mix énergétiques entre les différents Etats membres. A titre d'exemple, là où la France produit environ 80% d'électricité d'origine nucléaire et 10% d'origine hydraulique, l'Allemagne produit environ 26% d'électricité à partir du nucléaire, 42% d'électricité à partir du charbon, 12% à partir de gaz et 12% à partir d'énergies renouvelables (données 2006)⁵. Les Etats membres étant maîtres de leur mix énergétique et certains pays ne semblant pas décidés à entrer ou revenir dans le nucléaire, la situation sur les marchés de l'électricité ne devrait pas évoluer à court et moyen terme. Une évolution du mix énergétique de la plaque interconnectée (principalement France, Allemagne, Benelux) prendrait du temps en raison de l'ampleur des investissements à réaliser.

2.2 La multiplication des tarifs réglementés, dont aucun ne constitue une solution pérenne à la déconnexion entre prix de marché et structure du parc de production, ainsi que les conditions de réversibilité en vigueur, n'assurent plus la cohérence économique d'ensemble.

Pour garantir un juste prix de l'électricité, puis se prémunir contre la volatilité et la forte hausse des prix de l'électricité observée sur les marchés entre 2003 et 2006, les pouvoirs publics ont mis en place une série de mesures visant à assurer au consommateur final un accès à l'électricité à un prix reflétant l'avantage compétitif du parc de production français. L'empilement de ces différentes mesures a conduit à une segmentation tarifaire où deux clients ayant le même profil de consommation n'ont pas accès aux mêmes offres tarifaires. Les tarifs ne transmettent donc plus un signal cohérent reflétant les coûts et incitant à la maîtrise des pointes de consommation.

2.2.1 Les conditions de réversibilité cloisonnent des consommateurs à profils identiques dans des dispositifs tarifaires sans cohérence d'ensemble

La juxtaposition du tarif réglementé de vente de l'électricité (cf. annexe), du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché et des prix de marché ainsi que les conditions de réversibilité entre les offres réglementées et les offres libres qui diffèrent d'une catégorie de consommateurs à une autre ont fait perdre la cohérence du signal prix.

- les clients professionnels ne bénéficient pas de la réversibilité et sont donc cloisonnés dans des types d'offres différents en niveau voire en structure.
- pour les clients domestiques, la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel a permis la mise en place transitoire de la réversibilité, jusqu'en 2010, permettant à un client domestique ayant décidé de souscrire une offre libre de revenir au tarif réglementé de vente.

2.2.2 Le tarif réglementé transitoire d'ajustement, mis en place pour résoudre les problèmes rencontrés sur le marché de l'électricité, ne constitue pas une solution pérenne

La hausse des prix de l'électricité de 2003 à 2006 a imposé aux consommateurs professionnels, qui avaient décidé de conclure des contrats librement négociés, d'importantes hausses de prix au moment du renouvellement de leurs contrats en 2006. Ces prix étaient alors déconnectés des fondamentaux du parc de production français du fait des mécanismes de formation des prix de marché dans un marché européen

interconnecté. Pour ne pas mettre en péril ces entreprises, les pouvoirs publics ont alors décidé de mettre en place un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) calculé à partir du tarif réglementé de vente augmenté de 10%, 20% ou 23% assorti d'un mécanisme de compensation permettant à l'ensemble des fournisseurs de le proposer à leurs clients.

Malgré son apparente simplicité, ce système de réglementation s'est avéré très complexe à mettre en œuvre⁶ et a gelé les parts de marché des fournisseurs. Les nombreux dysfonctionnements constatés tant du côté des fournisseurs que des consommateurs témoignent du caractère inadapté d'un dispositif fondé sur une compensation ex-post. La fragilité du dispositif a encore été accrue par la procédure ouverte par la Commission européenne en juin 2007 au titre des aides d'Etat, procédure aujourd'hui étendue suite à la prolongation du TaRTAM par la loi de modernisation de l'économie.

2.2.3 Les acteurs industriels, producteurs ou consommateurs, expriment un besoin de vision à long terme.

On constate que de nombreux acteurs industriels cherchent, dans une logique industrielle de partage des risques, à conclure des contrats de long terme pour leur approvisionnement en électricité. La commission souligne l'intérêt de tels contrats qui contribuent à répondre à une réelle demande des consommateurs et recommande de ne pas les exclure a priori dès lors qu'ils sont élaborés de sorte à ne pas fermer le marché. La commission n'a cependant pas bâti ses propositions d'organisation de marché sur ce modèle de contrat long terme qui ne peut être une solution systémique aux problèmes observés sur le marché français d'électricité. En effet, d'une part, en fermant les relations entre consommateurs et producteurs, il ne permet pas de développer de la concurrence sur l'aval et, d'autre part, il ne peut être une réponse qu'aux seuls clients qui ont des besoins de long terme.

2.2.4 Les incertitudes réglementaires à court terme pénalisent fournisseurs et consommateurs, à la recherche de visibilité, notamment dans un contexte de reprise nécessaire de l'investissement

Plusieurs dispositions législatives et réglementaires arrivent à échéance le 1^{er} juillet 2010 (conditions de réversibilité, bénéfice du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché). La forte instabilité du cadre réglementaire et l'absence de cadre clair au-delà de 2010 sont sources d'incertitude pour le marché qui ne peut s'inscrire dans une logique de long terme, pénalisant l'investissement tant du côté des producteurs que des consommateurs. Les industriels s'adaptent aujourd'hui aux évolutions récentes du marché de l'électricité en France en fonction de perspectives limitées à court terme. Tous les acteurs auditionnés par la commission insistent sur la nécessaire visibilité à moyen terme et admettent le principe d'une hausse éventuelle des prix si elle est justifiée par des raisons industrielles.

2.3 Les nouveaux entrants n'ont pas de marge de développement

Sur le marché de la fourniture d'électricité, la concurrence encourage la proposition d'offres commerciales innovantes. Par exemple, des fournisseurs proposent de sensibiliser leurs clients au travers d'un suivi « en temps réel » de leur consommation énergétique à l'aide de boîtiers, dits « boxes », installés sur leur compteur électronique. De telles innovations, qui s'inscrivent dans la perspective du Grenelle de l'environnement et favorisent de nouveaux comportements plus économes en énergie, sont à encourager. Comme dans toute ouverture de marché, il est difficile d'anticiper la richesse des innovations commerciales, organisationnelles, managériales qui pourront émerger de la concurrence.

Cependant, les différents dispositifs de réglementation des prix de l'électricité ne laissent aucun espace économique pour mettre en place ces innovations. En effet, les opérateurs alternatifs ne peuvent concurrencer les tarifs réglementés actuels, qui reflètent les coûts de production du parc nucléaire amorti de l'opérateur historique auquel les fournisseurs n'ont a priori pas accès. Pour ouvrir l'accès à la production

nucléaire de base aux fournisseurs concurrents d'EDF, plusieurs dispositifs ponctuels ont été mis en place sur le marché amont (enchères dans le cadre des Virtual Power Plant mis en place suite à l'acquisition d'EnBW par EDF, enchères instaurées dans le cadre du contentieux initié par Direct Energie, swaps d'actifs, ...). Toutefois, pour les fournisseurs, les coûts d'approvisionnement issus des enchères ont été très variables et, dans la plupart des cas, plus élevés que le coût de production nucléaire retenu pour calibrer les tarifs réglementés de vente⁷. Ces divers dispositifs n'ont ainsi pas permis un développement réel et durable de la concurrence sur le marché de l'électricité.

La faible concurrence sur le marché aval de la fourniture se double d'un marché de gros peu développé au regard des volumes produits et consommés en France⁸ donc peu liquide et peu représentatif.

En l'absence de perspectives à moyen terme, les opérateurs alternatifs pourraient ainsi remettre en cause le développement d'offres innovantes (en terme de mode de commercialisation ou de dispositifs de maîtrise de la demande par exemple) et les investissements prévus dans des moyens de production (cf. note 17). Pour que puisse se développer une réelle concurrence avec l'apparition de nouvelles offres innovantes dans leur structure et compétitives en terme de prix, il est nécessaire d'instituer des mécanismes qui placent tous les fournisseurs dans des conditions comparables, bien que nécessairement différentes. Dans la perspective du Grenelle de l'environnement, la collectivité a intérêt qu'apparaisse le plus vite possible un espace économique suffisant pour permettre aux concurrents d'EDF de développer l'innovation.

3 Il est nécessaire d'évoluer d'une réglementation générale et permanente à une régulation plus ciblée et dynamique

Parce que l'électricité constitue un bien spécifique et essentiel pour la société, le droit français a fait de la production, du transport et de la distribution de l'électricité un service public. La directive 2003/54 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité fixe comme objectif aux Etats membres la réalisation d'un marché européen concurrentiel de l'électricité.

3.1 La fourniture d'électricité, notamment aux petits consommateurs, peut être qualifiée de service d'intérêt économique général (SIEG), ce qui autorise certaines dérogations au droit de la concurrence.

L'objectif d'un marché de l'électricité concurrentiel s'inscrit dans le cadre général posé par le traité instituant la Communauté européenne. Celui-ci prévoit certes certaines dérogations aux règles concurrentielles de droit commun, dont peuvent bénéficier, en France, les entreprises chargées d'une mission de service public dans le secteur de l'électricité. Les SIEG peuvent être définis comme des services de nature économique que les États membres ou la Communauté soumettent à des obligations spécifiques de service public en vertu d'un critère d'intérêt général. La notion de SIEG couvre certains services fournis par les grandes industries de réseau, comme le transport, les services postaux, les communications ou l'énergie. La CJCE a déjà eu l'occasion, à plusieurs reprises, de reconnaître que les entreprises du secteur électrique pouvaient être chargées d'un SIEG⁹.

Le recours éventuel à ces dérogations doit se faire dans le respect du principe général fixé par l'article 86 du traité CE¹⁰, selon lequel un SIEG ne peut s'affranchir des règles de concurrence de droit commun que dans le cas où l'application de ces règles fait échec à l'accomplissement de leur mission confiée aux entreprises dans le secteur électrique.

Ainsi, conformément aux dispositions de l'article 86 du traité CE, la directive 2003/54/CE organisant le secteur de l'électricité a prévu deux types de dérogations à l'objectif général d'ouverture à la concurrence :

- D'une part, les Etats membres ont la possibilité, en vertu de l'article 3§2 de la directive 2003/54/CE¹¹, d'imposer aux fournisseurs d'électricité des obligations « portant sur les prix » dans le cadre d'un service public de l'électricité¹².
- D'autre part, l'article 3§3 de la directive¹³ introduit une seconde dérogation aux règles concurrentielles de droit commun en imposant aux Etats membres de s'assurer que les consommateurs particuliers et éventuellement les PME de moins de 50 employés et 10 M€ de chiffres d'affaires puissent être approvisionnés en électricité à un prix « raisonnable ».

Toutefois, la recherche de solutions satisfaisantes pour un fonctionnement efficace du marché de l'électricité ne pourra faire une place à de telles dérogations qu'à la stricte condition qu'elles respectent bien l'article 86 du traité CE, afin de concilier respect du droit communautaire et prise en compte les spécificités du secteur électrique.

3.2 Plusieurs dispositions du système français actuel, qui fait l'objet d'une réglementation générale et permanente, sont incompatibles avec le droit communautaire

Plusieurs points du système réglementé français, tel qu'il est organisé actuellement, méconnaissent les objectifs de cette directive 2003/54 et de son article 3, qui interdit en outre aux Etats toute discrimination à l'égard des droits et des obligations des entreprises du secteur¹⁴, sans présenter pour autant les caractéristiques d'un SIEG. Le Conseil constitutionnel a ainsi relevé dans une décision du 30 novembre 2006¹⁵ l'incompatibilité manifeste du système actuel avec le droit communautaire dans la mesure où le dispositif français impose de manière générale et permanente des tarifs réglementés de vente inférieurs aux prix de marché sans lien avec une obligation de service public.

La Commission européenne conteste pour sa part les tarifs réglementés français sur deux fronts. Ainsi, par un avis motivé du 4 avril 2006, elle a initié une procédure pour manquement¹⁶ dans la mise en œuvre de la directive 2003/54. Elle remet également en cause, dans le cadre d'une seconde procédure d'examen au titre des « aides d'Etat », l'avantage compétitif offert aux entreprises bénéficiant des tarifs réglementés : selon la commission, les tarifs réglementés, dans leurs composantes jaune et verte, ainsi que le TaRTAM, également dans ses composantes jaune et verte, constituent, en raison de leur trop faible niveau, une aide d'Etat, consentie par la France aux entreprises bénéficiaires.

3.3 L'analyse des structures du marché de l'électricité appelle une régulation spécifique inspirée du droit de la concurrence, mais actuellement absente du droit français

Sur le marché de l'électricité, il faut distinguer :

- la production d'électricité en pointe et en base ;
- la fourniture d'électricité aux petits et aux gros consommateurs.

3.3.1 La production d'électricité en pointe est un marché sur lequel la concurrence peut s'exercer au niveau français et européen, exception faite des moyens dits d'extrême pointe qui fonctionnent très rarement

La production d'électricité de pointe, au sens large, est accessible à l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité compte tenu des faibles montants d'investissement, de la diffusion de la technologie et du nombre important de moyens de production existant en Europe¹⁷. Les conditions sont donc favorables au développement de concurrents sur ce segment et à l'émergence d'un marché de gros concurrentiel au niveau européen dans la limite des capacités d'interconnexion.

Néanmoins, ce constat ne trouve pas à s'appliquer pour la production dite d'extrême pointe, marquée par des coûts de production élevés au regard de leur durée d'utilisation et de forts aléas, pour laquelle les

marchés européens ont fait appel à des solutions variées. Si le principe et les modalités d'une régulation de l'extrême pointe est une question complexe qui dépasse le champ du présent rapport, elle présente des enjeux importants en terme de maîtrise de la demande, de qualité de la fourniture, et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La commission insiste sur la nécessité de la traiter rapidement¹⁸, en agissant prioritairement sur la demande (effacement des industriels et effacement diffus,...) puis sur la production.

3.3.2 La production en base reste marquée par des différences de politiques nationales qui empêchent un fonctionnement efficace des marchés et appelle une régulation spécifique

La France a lancé dans les années 1970 un programme nucléaire en confiant au seul opérateur EDF, entreprise publique, le déploiement à grande échelle d'une technologie standardisée. Le succès de ce programme permet aujourd'hui à la France de disposer d'un parc de production compétitif et peu émetteur de CO₂ dans de bonnes conditions de sûreté et d'acceptation sociale.

Certains pays européens ayant en revanche exclu l'option nucléaire, il n'y a de facto pas de liberté d'établissement au niveau européen pour la production en base d'électricité. La production en base est donc marquée par des caractéristiques nationales¹⁹ et le restera :

- a) En France, comme l'ont montré les travaux préparatoires de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI)²⁰, le parc de production en base n'a pas vocation à être renouvelé massivement à court terme²¹ et ne se développera qu'à la marge²² ;
- b) Le parc nucléaire actuel est confié à un opérateur public unique. Grâce à la standardisation de l'ingénierie, le développement du parc de production nucléaire a exploité au mieux les effets de série et ainsi diminué les coûts de construction et d'exploitation. Ceci a permis d'améliorer significativement la sûreté des installations par une dynamique éprouvée de retour d'expérience. Par ailleurs, la gestion par un opérateur unique et public a fortement contribué à l'acceptabilité sociale de l'énergie nucléaire en France ;
- c) L'émergence éventuelle de nouveaux opérateurs industriels dans la production nucléaire en France prendrait du temps²³. Outre le fait que les actuels projets nucléaires ne modifieront que marginalement la structure du parc, peu d'opérateurs disposent aujourd'hui de la totalité des compétences en matière nucléaire. Le développement de ces compétences prendra du temps même si, par leurs engagements dans les projets d'EPR de Flamanville et demain Penly, Enel et GDF Suez ont l'opportunité d'acquérir plus rapidement de l'expérience ;
- d) Dans l'hydraulique, la production en base a déjà fait l'objet d'une ouverture via la cession des parts d'EDF dans la Compagnie Nationale du Rhône²⁴. Le développement d'opérateurs concurrents d'EDF dans l'hydroélectricité se poursuit grâce à une large mise en concurrence des concessions hydroélectriques au moment de leur renouvellement²⁵.

Ainsi, l'échelle de temps pour l'émergence d'une concurrence effective sur le marché de la production de base n'est pas compatible avec les objectifs de développement rapide de la concurrence au niveau européen et national. Le droit commun de la concurrence offre des outils pour régler ex-post des problèmes liés aux abus de position dominante : ciseau tarifaire²⁶, subventions croisées²⁷ et prix prédateurs²⁸ sont ainsi interdits. A l'inverse, aucun outil ne permet de traiter ex-ante le problème du marché de la production en base en France. Or, sans régulation de la base produite par le parc historique, les fournisseurs concurrents d'EDF n'ont pas les moyens de concurrencer l'opérateur historique par des offres compétitives aux consommateurs finals. Une régulation spécifique sur le marché de la production en base est donc nécessaire afin de garantir l'égalité de tous les fournisseurs et le développement effectif de la concurrence sur le marché de la fourniture.

3.3.3 Le nucléaire ne constitue cependant pas une « facilité essentielle » au moins de façon durable mais ses spécificités nécessitent une prise en compte particulière.

Surtout intervenue dans le domaine des infrastructures, la théorie des facilités essentielles peut également être appliquée pour l'accès à des biens immatériels protégés par un droit de propriété intellectuelle²⁹. Le nucléaire ne constitue toutefois pas une facilité essentielle au sens strict, dans la mesure où l'accès à cette ressource n'est pas indispensable aux concurrents pour exercer une activité de production et de fourniture d'électricité.

L'histoire du parc électro-nucléaire français nécessite, cependant, une prise en compte de ses spécificités. Les exigences de sécurité publique et les considérations stratégiques ont par exemple conduit, historiquement, à confier le monopole de la gestion des installations nucléaires à Electricité de France et à ses filiales, et, de façon générale, à imposer une réglementation stricte de ce secteur d'activité. Les concurrents actuels n'ont donc pas pu se positionner à l'époque.

Les conséquences de l'histoire et les considérations propres au nucléaire légitiment une intervention du régulateur³⁰, limitée en volume et dans le temps. La régulation ne devrait porter que sur l'accès à de l'électricité en base aux conditions économiques du parc nucléaire historique d'EDF, dont la duplication n'est ni souhaitable ni réalisable dans des conditions économiques raisonnables.

Les autres moyens de production en base sont, en revanche, sur la voie d'un développement concurrentiel que ce soit l'hydraulique avec la mise en concurrence des renouvellements de concessions ou le nouveau nucléaire qui implique déjà des co-investissements dans une logique concurrentielle.

Certains membres de la commission soulignent leur attachement à ce que toute la production d'électricité en base entre dans le champ de la régulation. Une telle réserve ne remet cependant pas en cause l'analyse juridique et économique.

3.3.4 A l'aval, les petits consommateurs ne disposent pas aujourd'hui de tous les moyens de faire jouer la concurrence et bénéficier totalement de ses avantages

Les industriels disposent d'organisations, de moyens humains et techniques qui leur permettent de faire jouer la concurrence à leur bénéfice. Ils sont notamment en mesure de différencier les offres des fournisseurs parce qu'ils peuvent connaître précisément, heure par heure, leur consommation. La fourniture d'électricité aux industriels est donc potentiellement un marché pleinement concurrentiel³¹. Dès la convergence des différents niveaux de prix, dès lors qu'une solution aurait été trouvée pour faire bénéficier l'aval de la compétitivité du parc à l'amont, le maintien des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels n'apparaît donc pas indispensable à la protection des consommateurs et la priorité doit être donnée au développement rapide de la concurrence.

En revanche, ce n'est pas le cas pour les petits consommateurs (domestiques et petits professionnels) qui réagissent moins aux variations de prix et ne disposent que d'informations sommaires sur leur consommation. Cela ne leur permet notamment pas de distinguer leurs consommations d'électricité en base et en pointe. Or, les fournisseurs se différencient principalement sur l'approvisionnement d'électricité en pointe et sur la gestion de la consommation correspondante. Le développement de compteurs dits « communicants » permettra à terme de combler ce déficit³². La faculté des consommateurs à faire jouer la concurrence est donc aujourd'hui limitée. Dès lors, il apparaît nécessaire de maintenir pour cette catégorie de clients des prix de détails réglementés qui puissent s'appuyer sur le droit des Services d'Intérêt Economique Général et du Service Universel. Le maintien de tarifs réglementés pour les petits consommateurs nécessite que ces derniers puissent librement aller et venir d'offres réglementées à des offres libres.

Par ailleurs, dans la perspective du Grenelle de l'environnement, la commission souligne l'importance d'un « signal prix », traduisant le coût et les impacts de la production d'électricité de pointe, réellement incitatif à des comportements vertueux de la part des consommateurs pour créer les conditions d'une utilisation rationnelle de l'énergie. Dans la perspective d'un tarif réglementé construit par empilement des coûts de réseau et d'énergie, il est important que le TURPE continue à évoluer vers plus d'horosaisonnalité, le cas échéant jusqu'à l'interruptibilité, afin de pouvoir donner une plus grande valeur à l'effacement de consommation en période de pointe. Dès lors que des conditions de concurrence équitable entre fournisseurs seront rétablies, les tarifs réglementés doivent pouvoir évoluer également pour mieux intégrer les enjeux d'économie d'énergie.

4 Deux solutions reposant sur une régulation plus ciblée et une analyse plus économique peuvent permettre un fonctionnement efficace du marché sur une période transitoire de long terme

La commission a écarté plusieurs pistes : réglementation totale du marché de l'électricité³³, acheteur unique³⁴ et découpage d'EDF en plusieurs entités, solution au demeurant jamais mise en œuvre pour un opérateur nucléaire^{35,36}. La commission recommande par ailleurs de trouver une solution alternative au TaRTAM qui ne constitue pas une solution pérenne. Reste deux grands types d'organisation du marché : une taxe redistributive sur le nucléaire et un accès régulé à la production l'électricité en base d'EDF. Aucune des pistes n'est néanmoins exemptes de difficultés juridiques et leurs modalités pratiques de mise en place devront être précisées afin de garantir leur compatibilité avec les exigences juridiques nationales et communautaires.

4.1 Compte tenu de la structure durablement non concurrentielle de la production nucléaire, une libération des prix pourrait être envisagée en la couplant avec un mécanisme de taxation et de réallocation des bénéfices du parc de production en base

Le principe de cette piste consiste à mettre en place un dispositif de prélèvement et de réallocation des bénéfices associés au parc électrique en base de l'opérateur historique dans un contexte de liberté des prix. La suppression des tarifs réglementés pour tout ou partie des consommateurs assure la création d'un marché intérieur de l'électricité, dans lequel les opérateurs sont libres de s'échanger des blocs d'électricité et de proposer aux clients finals des offres reflétant leurs coûts d'approvisionnement. Le prélèvement, au moyen d'une taxe spécifique, des bénéfices du parc de production en base permet, d'une part, de réduire l'avantage compétitif de l'opérateur historique au profit d'un développement de la concurrence, et d'autre part, par des mécanismes directs ou indirects de redistribution, de faire bénéficier le consommateur final de la compétitivité de ce parc.

4.1.1 Les bénéfices associés au parc nucléaire dans un contexte de marché libéralisé pourraient être prélevés par l'intermédiaire d'une taxe

Comme vu précédemment, en raison de la rareté des actifs nucléaires sur la plaque interconnectée et de la structure fortement monopolistique de ce segment de production, la libération des prix de l'électricité conduirait à un alignement du prix de marché sur les coûts des moyens de production thermiques. Cela se traduirait par une hausse de la facture électrique du client final, et par une forte augmentation des bénéfices de l'opérateur historique sur le périmètre de ses actifs de production en base, valorisés à un prix de marché supérieur à ses coûts de production. La mise en place d'une taxe permettrait alors de capter ces bénéfices pour les redistribuer au client final.

L'assiette de la taxe pourrait ainsi correspondre à la capacité nucléaire installée permettant de répondre à la demande française en base, en prenant en compte les contraintes et les aléas de production par l'intermédiaire du taux de disponibilité du parc de production.

Le taux de la taxe serait déterminé par la différence entre le prix sur le marché de gros et le coût moyen de production en base. Ce différentiel correspond en effet à la marge réalisée sur la vente de l'électricité en base sur le marché de gros. Le prix spot du marché Powernext, déjà utilisé comme référence pour calculer les surcoûts des obligations d'achat d'EDF liées au développement des énergies renouvelables, devrait servir de référence de prix de marché pour calculer le montant à prélever³⁷.

4.1.2 La redistribution des bénéfices du nucléaire à tous les consommateurs finals pourrait s'envisager selon différents mécanismes

La redistribution des montants collectés par l'intermédiaire de la taxe permettrait de faire bénéficier tout consommateur final situé sur le territoire français de l'avantage compétitif du parc de production. Pour répondre aux exigences du droit communautaire, la redistribution du produit de la taxe devrait notamment prendre la forme d'une mesure générale, définie de façon transparente, non discriminatoire et, en particulier, applicable sans distinction à tous les opérateurs économiques³⁸.

Dans cette optique, on peut envisager une redistribution de ces bénéfices via un rabais sur la facture électrique qui soit directement proportionnel à la part d'énergie en base nécessaire pour répondre au besoin électrique de chaque consommateur³⁹. En pratique, les montants à redistribuer transiteraient ainsi par les mêmes entités que les montants prélevés dans le cadre de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)⁴⁰. Le dispositif fonctionnerait alors comme une CSPE négative⁴¹.

Alternativement, les sommes prélevées pourraient servir à financer les activités régulées telles que le transport et les activités de service public⁴². Comme certains gros consommateurs d'électricité sont aujourd'hui directement reliés au réseau de grand transport électrique, cette redistribution pourrait être limitée aux seules charges de transport de l'électricité afin d'assurer l'égalité des consommateurs vis-à-vis de la redistribution des revenus de la taxe.

Si les charges de service public sont appelées à fortement augmenter dans les prochaines années, notamment en raison du développement des énergies renouvelables, les montants prélevés par la taxe pourraient néanmoins être à court terme supérieurs aux charges qu'ils doivent couvrir⁴³. Tant que les charges de service public et de réseau restent modérées, le dispositif de rabais sur la facture (éventuellement en complément du financement des activités de réseau et service public) s'avère donc nécessaire pour redistribuer les bénéfices du parc de production en base aux consommateurs.

4.1.3 La solution de taxation et redistribution est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs

Dans le cadre et la limite de ce dispositif, le maintien des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs domestiques et petits professionnels pourrait être envisagé.

L'évaluation des montants à prélever dans le cadre du dispositif de taxation se baserait donc sur une assiette plus restreinte, correspondant à la production en base permettant de répondre à la demande des clients qui ne seraient pas soumis au dispositif de réglementation tarifaire. La redistribution (au travers du mécanisme de rabais sur la facture) serait naturellement limitée aux consommateurs pour lesquels il n'existe pas de réglementation tarifaire.

Pour permettre le développement de la concurrence sur la part des clients à laquelle s'applique la réglementation tarifaire, il pourrait notamment être envisagé un accès régulé à la production en base de l'opérateur historique. Le prix auquel est accordé cet accès, fixé par les pouvoirs publics, devrait alors être cohérent avec la tarification qui est appliquée à l'aval (voir infra pour une description plus détaillée de ce mécanisme).

4.2 Un accès régulé à la production en base, à des conditions économiques représentative du parc historique, permettrait le développement de la concurrence à l'aval tout en bénéficiant de la compétitivité du parc

4.2.1 Un dispositif transitoire et plafonné de régulation à l'amont doit permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approcher des conditions économiques de l'opérateur historique, sans fragiliser l'investissement à long terme

La solution proposée consiste à permettre, dans la limite d'un plafond, à tout fournisseur alimentant des consommateurs sur le territoire national d'obtenir une certaine quantité d'électricité de base, à un prix régulé reflétant la réalité des coûts complets du parc historique de production nucléaire français, incluant les coûts de maintenance, d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, de démantèlement et de la gestion des déchets issus des centrales nucléaires. La quantité d'électricité à laquelle chaque fournisseur aura droit sera proportionnée à la consistance de son portefeuille de clients. Un plafond global sera déterminé pour permettre sans restriction le développement de la concurrence dans l'attente du développement de nouvelles capacités de production.

Il est indispensable de définir un critère précis pour déterminer la quantité d'électricité d'origine nucléaire à laquelle les fournisseurs auront droit. En l'absence de tels critères, les opérateurs seraient rationnellement conduits, dans une logique d'arbitrage, à demander l'obtention de l'intégralité de la production d'électricité d'origine nucléaire, afin de la revendre au prix du marché européen. Pour déterminer la quantité d'électricité d'origine nucléaire à laquelle auront droit les fournisseurs, il a donc été décidé de retenir un critère objectif, transparent et non discriminatoire : le portefeuille de clients résidant en France.

Un tel choix est cohérent avec la recherche de remèdes pour assurer l'ouverture du marché français :

- il rejoint en méthode, l'analyse et la décision du Conseil de la concurrence qui, dans le cadre du contentieux initié par Direct Energie sur une problématique de ciseau tarifaire sur le marché français des petits consommateurs, a validé la mise en place d'un remède limité à ce seul marché ;
- il n'est pas contesté aujourd'hui, et la commission a pu le constater à l'occasion des différents échanges notamment les représentants de la Commission européenne, que deux entreprises semblables, l'une installée en France, l'autre dans un autre Etat-membre, ne doivent pas nécessairement payer au même prix l'électricité consommée ;
- enfin, il est cohérent avec le fait que la France n'a pas vocation à devenir le « château d'eau nucléaire » de l'Europe.

Sans prétendre régler à ce stade la totalité des modalités pratiques de mise en œuvre de cette solution, les contrats standardisés pour l'accès régulé à la production en base doivent répondre à différentes exigences :

- pour que les fournisseurs assument le risque lié à leur activité commerciale, les volumes doivent être attribués, non pas en temps réel⁴⁴, mais avec une périodicité qui pourrait évoluer avec le développement et la maturité de la concurrence (par exemple trimestriellement ou semestriellement puis annuellement) en fonction du portefeuille prévisionnel de clients ;
- pour ne pas générer d'effet d'aubaine, les conditions d'accès doivent être ajustées ex-post en fonction du portefeuille effectif de clients⁴⁵, soit en volume, soit par un complément de prix ;
- pour permettre aux fournisseurs de concurrencer l'opérateur historique sur tous les segments de clientèle, les contrats standard régulés devront prendre en compte l'essentiel de l'avantage compétitif tiré du parc nucléaire actuel et notamment la modulation de sa production⁴⁶ entre l'été et l'hiver ;
- pour permettre à EDF de maintenir son parc en état, le prix de l'accès régulé devra couvrir l'ensemble des coûts de production (exploitation, maintenance, prolongement de la durée de vie, gestion des déchets et du démantèlement des centrales) ;
- pour ne pas décourager l'émergence d'une concurrence entre opérateurs intégrés sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les fournisseurs devront pouvoir également, dans la limite des volumes fixés, librement négocier avec EDF des contrats intégrant une part du risque industriel, à un prix naturellement inférieur au prix régulé. Dans ce cadre, il conviendra d'articuler cet accès régulé avec les

droit de tirage déjà acquis par un certain nombre d'opérateurs⁴⁷ sur le parc historique ainsi que les capacités hydrauliques au fil de l'eau détenu par certains opérateurs ;

- de l'avis de la majorité de la commission, la régulation ne doit porter que sur l'accès à la production de base aux conditions économiques du parc historique. Certains membres ont rappelé leur attachement à ce que tout opérateur nucléaire soit public, y compris à long terme. La majorité considère que la proposition de la commission ne tranche pas cette question et doit se limiter à réguler l'accès. Notamment, le parc en développement et l'hydro-électricité fait déjà l'objet de partenariats entre acteurs, par ailleurs concurrents à l'aval ;
- la régulation ne doit conduire ni à un éclatement de la gestion intégré du parc, ni à une fragilisation du modèle industriel d'EDF, intégré entre l'amont (production) et l'aval (commercialisation). Tant pour l'entreprise que pour la collectivité, ce modèle, auquel les autres acteurs européens se rallient de plus en plus, est sécurisant pour la robustesse du système électrique et l'équilibre entre offre et demande³⁴ ;
- la régulation doit inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré, tout en n'excluant pas le développement de commercialisateurs purs qui pourraient utiliser des solutions originales susceptibles d'animer rapidement la concurrence. Une concurrence sur la fourniture d'électricité qui dépendrait durablement et exclusivement d'un approvisionnement auprès d'EDF ne doit pas être considérée comme une solution soutenable : la commission ne recommande pas un tel modèle.

Une surveillance de l'évolution des parts de marché et des parcs de production des différents acteurs est nécessaire. Elle devra adapter la régulation, notamment le plafonnement des volumes régulés d'électricité de base, de façon à éviter tous biais réglementaires et assurer un développement efficace des acteurs du marché.

Il est apparu à la commission que l'achat des pertes électriques des réseaux (effet Joule) sur le marché de gros ne servait qu'à entretenir la liquidité du marché de gros. Il peut sembler légitime que les gestionnaires de réseau puissent bénéficier directement ou indirectement, par le biais de fournisseurs, de cet accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions économiques du parc historique à l'instar des autres gros consommateurs industriels⁴⁸. Cette question n'est cependant pas au cœur de la proposition de la commission et devra être discutée avec l'ensemble des acteurs et les autorités nationales et européennes.

4.2.2 La mise d'un accès régulé à la production d'électricité en base est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs

A l'aval, les tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels (tarifs verts et une partie des tarifs jaunes) et le TaRTAM n'apparaissent plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

En revanche, pour les petits consommateurs (tarifs bleus voire une partie des jaunes), du fait de leurs caractéristiques spécifiques (faible maturité, insuffisance du comptage), le maintien des tarifs réglementés apparaît justifié et compatible avec le développement de la concurrence dès lors que :

- ces tarifs sont construits par addition d'un prix reflétant les coûts de production de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique, les prix de marché pour le reste de l'approvisionnement, les coûts d'acheminement et les coûts de commercialisation ;
- tous les fournisseurs peuvent proposer des tarifs ne dépassant pas les tarifs réglementés. Un seul fournisseur, dit de dernier recours, sera, quant à lui, tenu de proposer ces tarifs ;
- la cohérence entre prix de l'accès régulé à la production en base et tarifs réglementés de vente aux petits consommateurs permet aux fournisseurs de proposer des offres alternatives compétitives et innovantes et ainsi à la concurrence de se développer.
- la part de la composante de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique dans le tarif réglementé diminue de toute façon à long terme pour disparaître avec le développement de

nouveaux moyens de production et la fin progressive du parc historique, le nouveau nucléaire n'étant pas régulé [cf. 4.2.3].

- la réversibilité totale de l'exercice de l'éligibilité est généralisée pour encourager les consommateurs à souscrire des offres de marché. Sur ce point, la France fait aujourd'hui figure d'exception, la majorité des Etats membres ayant déjà une réversibilité totale entre les offres régulées et les offres libres.

4.2.3 A l'horizon du renouvellement du parc de production en base, la régulation à l'amont devrait pouvoir progressivement disparaître

Dans le tarif réglementé à l'aval pour les petits consommateurs, la part représentant le coût de la fourniture d'électricité en base converge, par construction, vers le coût de développement du nucléaire du fait de la diminution mécanique de la part régulée assise sur le parc historique au fur et à mesure de son érosion et de l'augmentation concomitante de la part issue du renouvellement du parc nucléaire. Les acteurs devront donc pouvoir développer une offre de base compétitive sur le marché français à partir de leurs propres capacités de production et de leurs propres sources d'approvisionnement.

La France aura alors fait tout son possible pour développer une concurrence efficace sur le marché de l'électricité. La levée de toute régulation restera cependant conditionnée à une hypothèse forte : l'harmonisation des politiques énergétiques des différents Etats membres de façon à assurer une réelle liberté d'implantation des producteurs nucléaires. Ce n'est que sous cette condition que le parc de production européen pourra évoluer dans un cadre véritablement concurrentiel permettant un fonctionnement libre et efficace du marché de l'électricité. La commission rappelle par ailleurs que la France n'a pas à être le lieu de concentration des moyens de production nucléaire et le « château d'eau nucléaire » de l'Europe.

4.3 Quelle que soit la forme de régulation de la base retenue, il est indispensable de redéfinir des références de coûts et de tarifs cohérentes avec le maintien en condition du parc historique existant

Aujourd'hui, trois risques identifiés co-existent :

1. l'incohérence entre les différents niveaux de prix de l'électricité (tarifs réglementés, TaRTAM, prix de marché) qui fragilise tout l'édifice réglementaire ;
2. l'absence de référence et l'asymétrie forte entre le régulé et le régulateur. Ce dernier ne dispose pas de l'information suffisante lui permettant de jouer pleinement son rôle ;
3. l'inadéquation potentielle entre des investissements à venir et des tarifs réglementés fondés sur des coûts comptables historiques.

Ces risques s'inscrivent dans un contexte où le système électrique entre dans une phase d'investissements, ceux-ci étant tous justifiés et présents à tous les niveaux du marché de l'électricité. Si la référence de coûts servant à la régulation des prix de gros et des prix de détails de l'électricité ne suit pas les perspectives d'évolution des investissements, ces derniers pourraient être remis en cause.

La commission recommande donc que la régulation à mettre en place se fonde sur les trois principes suivants :

1. des outils méthodologiques robustes pour définir le coût de la base : comptabilité séparée, référence de coûts fondés sur des coûts basés sur l'avenir, et non rétrospectifs (coûts courants économiques)⁴⁹. Ce concept intègre des éléments plus économiques que strictement comptables et permet d'une manière générale de traduire les investissements de maintenance et d'allongement de la durée de vie des centrales actuelles sans augmentation de la dette. La nécessité d'avoir une référence de coût reflétant ces éléments fait consensus aux niveaux des fournisseurs et des producteurs.

2. La méthodologie proposée doit assurer un signal stable et lissé dans le temps ce qui répond à une attente forte tant de la part des producteurs/fournisseurs que des consommateurs notamment industriels qui doivent prendre des décisions s'inscrivant sur le moyen/long terme ;
3. Des tarifs intégrés réglementés construits par addition des coûts (coût de production de la base, de l'approvisionnement pour la pointe, coûts de commercialisation,...) afin d'assurer la cohérence d'ensemble et la transparence de la régulation ;
4. Un même régulateur et un même processus institutionnel pour la fixation du prix de l'accès régulé à la production en base et les tarifs réglementés aux petits consommateurs.

Il est souhaitable que la régulation des prix permette de rejoindre à terme les coûts de renouvellement du parc de production.

L'instauration de ce dispositif nécessitera néanmoins des mesures transitoires d'accompagnement :

- dissociation des évolutions du TaRTAM et des tarifs réglementés pour les professionnels afin de permettre la convergence de ces différents tarifs ;
- restructuration des grilles tarifaires actuelles afin que tous les consommateurs paient le même prix pour un ruban d'électricité comparable.

4.4 La commission recommande la solution d'accès régulé à la production en base

Les deux solutions étudiées dans le détail par la commission présentent toutes les deux des difficultés juridiques. Cependant, le dispositif d'accès régulé à la production d'électricité en base est préférable pour les raisons suivantes :

- (i) si le dispositif de taxation redistribution compense en principe, de par sa méthode de calcul, la volatilité liée à la libéralisation des prix, le montant de la taxation serait lui-même volatile, faisant peser des risques importants sur l'usage du produit de cette « taxe nucléaire ». Les consommateurs risquent alors de ne pas être convaincus que ce système leur permettra de « récupérer » effectivement la compétitivité du nucléaire,
- (ii) par ailleurs, au plan institutionnel, l'accès régulé à la production en base fait appel à des outils et des concepts liés à la concurrence et l'énergie. En revanche, le dispositif de taxation-redistribution est exposé à des enjeux plus larges, fiscaux et budgétaires, qui peuvent compromettre la stabilité dans le temps.
- (iii) enfin, il est à noter que, dans leur grande majorité, les acteurs entendus par la commission ont plaidé pour un dispositif d'accès régulé à la production en base.

5 Synthèse des recommandations de la commission

La commission préconise d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national. En ce qui concerne l'accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions du parc historique :

- les volumes devraient être attribués, en suivant l'évolution du portefeuille de clients, non pas en temps réel mais ex-ante à une fréquence d'abord trimestrielle ou semestrielle puis annuelle en référence à une prévision commerciale ;
- le prix devrait couvrir l'ensemble des coûts présents et futurs (charges d'exploitation, investissements de maintenance et d'allongement de la durée de vie des centrales) supportés par EDF sur son parc historique, sans augmenter la dette ;
- cet accès régulé à la production d'électricité en base devrait être ajusté ex-post en fonction du portefeuille réel de clients soit par les volumes soit par les prix ;
- la forme des contrats devrait prendre en compte l'essentiel de l'avantage compétitif tiré du parc nucléaire actuel et notamment du fait qu'il produit plus en hiver qu'en été ;
- dans la limite des volumes faisant l'objet de la régulation, il faudrait permettre aux fournisseurs de négocier librement avec EDF des contrats plus risqués à un prix plus compétitif.

La régulation proposée par la commission nécessitera de mettre en place un contrôle fin et continu par le régulateur. La mise en place d'une comptabilité séparée et auditée pour le parc nucléaire historique d'EDF permettra le calcul du juste prix des contrats régulés. Par ailleurs, en terme d'allocation de volumes, la régulation devra être dynamique et prendre en compte le développement effectif des acteurs du marché de l'électricité.

Cette intervention publique vise à placer sur un pied d'égalité tous les fournisseurs d'électricité agissant sur le marché français de l'électricité et doit être conçue de façon à déboucher à terme sur un fonctionnement concurrentiel et efficace du marché de l'électricité, incitant les acteurs à investir dans de nouvelles capacités de production. Certains membres de la commission soulignent néanmoins leur attachement à ce que le parc nucléaire soit opéré par un acteur public. Il s'agit donc bien d'une intervention transitoire, d'une durée d'une dizaine d'années, qui nécessitera un nouvel examen de la situation lorsque seront connues les conditions de l'allongement éventuel de la durée de vie des centrales existantes.

A l'aval, les tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels (verts et une partie des jaunes) et le TaRTAM n'apparaissent plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

En revanche, pour les petits consommateurs (tarifs bleus voire une partie des jaunes), du fait de leurs caractéristiques spécifiques (inertie, insuffisance du comptage), la commission préconise le maintien des tarifs réglementés :

- le niveau de ces tarifs doit être tel qu'il permette à la concurrence d'élaborer des offres compétitives basées sur l'approvisionnement par un accès régulé à la production en base. Il devra être élaboré par la même institution que pour les contrats d'accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions économiques du parc historique, et basé sur l'empilement des différents coûts sous-jacents ;
- les consommateurs devront pouvoir aller et venir sans contrainte des offres réglementées aux offres libres et réciproquement ;
- tous les fournisseurs pourront proposer les offres aux tarifs réglementés.

L'organisation ainsi proposée assurera le développement du marché de l'électricité tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement électrique, et des prix justes pour les consommateurs finals. Elle permettrait des signaux de prix incitant à la maîtrise de la demande, notamment en période de pointe.

ANNEXE 1 : Lettre de mission



LE MINISTRE D'ETAT, MINISTRE DE L'ECOLOGIE,
DE L'ENERGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE

LE MINISTRE DE L'ECONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

Nos réf : 08017012

24 OCT. 2008

Monsieur le Président,

La France a fait depuis plus de trois décennies le choix d'un bouquet énergétique qui garantit aujourd'hui aux entreprises comme aux particuliers une électricité compétitive, sûre et faiblement émettrice de CO₂. En effet, aujourd'hui, 77% de l'électricité produite en France est d'origine nucléaire et 11% est d'origine hydraulique.

Le développement de ce modèle a été porté par un opérateur national en situation de monopole, EDF, astreint à des obligations de service public et appliquant des tarifs réglementés.

L'Union européenne s'est engagée depuis 1996 dans un processus de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, encadré par deux paquets de directives (1996-98 et 2003), prévoyant une ouverture à la concurrence progressive des marchés, achevée au plus tard le 1^{er} juillet 2007. La France, s'est engagée pleinement aux côtés de ses partenaires européens dans la création d'un marché intérieur de l'énergie.

Cette ouverture à la concurrence visait à développer au sein d'un marché unifié une offre d'énergie sûre et compétitive, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs européens. A ce stade, force est de constater que ces objectifs n'ont pas été pleinement atteints.

La France a souhaité jusqu'ici conserver, pour son marché intérieur, un système de tarifs réglementés. Ce système ne s'applique qu'aux seuls fournisseurs astreints à des missions de service public, à l'exception du tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché, qui peut être distribué par tous les opérateurs et donne lieu à compensation.

Calculés à partir des coûts effectivement supportés par les fournisseurs, ces tarifs sont en moyenne inférieurs de moitié aux prix, très volatiles, correspondant à un approvisionnement sur les marchés de gros européens.

.../...

Monsieur Paul CHAMPSAUR
Président de l'Autorité de Régulation
des Communications électroniques
et des Postes
7, square Max Hymans
75730 PARIS CEDEX 15

Alors que les autorités européennes s'interrogent sur la compatibilité de ce dispositif tarifaire avec le droit communautaire, il est désormais indispensable de clarifier et de stabiliser les règles applicables au marché électrique, de façon à concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence, le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux et l'incitation aux économies d'énergie.

En application de la loi du 7 décembre 2006, le Gouvernement remettra d'ici septembre 2009 un rapport au Parlement sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché. Ce rapport doit permettre plus largement la tenue d'un débat sur l'organisation du marché de l'électricité en France.

Dans cette perspective, nous avons décidé de confier à une commission composée d'élus nationaux, d'experts et de personnalités qualifiées une réflexion sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires éventuellement souhaitables pour permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français, protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité.

Nous vous remercions d'avoir accepté la présidence de cette commission dont les membres seront les Parlementaires MM. les sénateurs Jean-Marc Pastor et Ladislas Poniatowski, MM. les députés François Brottes et Jean-Claude Lenoir, ainsi que MM. Jean Bergougnoux, Martin Hellwig, Daniel Labetoulle et Jacques Percebois, en tant que personnalités qualifiées.

Nous souhaitons que vos travaux portent en particulier sur les points suivants :

- Comment, compte tenu de la structure particulière du marché de l'électricité, s'assurer que l'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité se fasse au bénéfice des consommateurs, particuliers comme professionnels, et serve la compétitivité de l'économie française ?
- Comment garantir, dans le cadre des engagements européens de la France et de l'émergence d'un marché intérieur de l'énergie, une maîtrise des prix de l'électricité ?
- Pour un bien essentiel au fonctionnement de notre société tel que l'électricité, quel doit être le rôle joué par le marché de l'électricité pour l'approvisionnement en énergie de la France et de l'Europe ?

Dans le cadre de votre réflexion vous intégrerez notamment :

- les conséquences sur le prix final de l'électricité payée par le consommateur tant en termes de pouvoir d'achat que de compétitivité industrielle de la France ;
- les conséquences pour l'entreprise publique EDF et ses concurrents des différents modèles de marché qui peuvent être envisagés ;
- la conciliation des objectifs de maîtrise de la demande énergétique et de compétitivité : comment inciter efficacement les changements de comportement vers une plus grande efficacité énergétique ? ;
- la nécessité de conserver un cadre incitatif pour les investissements dans des moyens de production d'électricité afin que le modèle de marché électrique garantisse la réalisation des investissements de production nécessaires à la satisfaction de l'équilibre offre-demande.

.../...

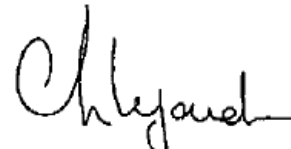
Vous pourrez procéder aux auditions que vous estimerez nécessaires et vous entourerez des experts pertinents. Vous disposerez de l'appui des services du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et du ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi. La direction de l'énergie assurera le secrétariat de votre Commission.

Les conclusions de vos travaux devront nous être remises pour la fin du mois de mars.

Nous vous prions de croire, Monsieur le Président, à l'expression de notre considération distinguée.



Jean-Louis BORLOO



Christine LAGARDE

ANNEXE 2 : Liste des personnes auditionnées par la commission

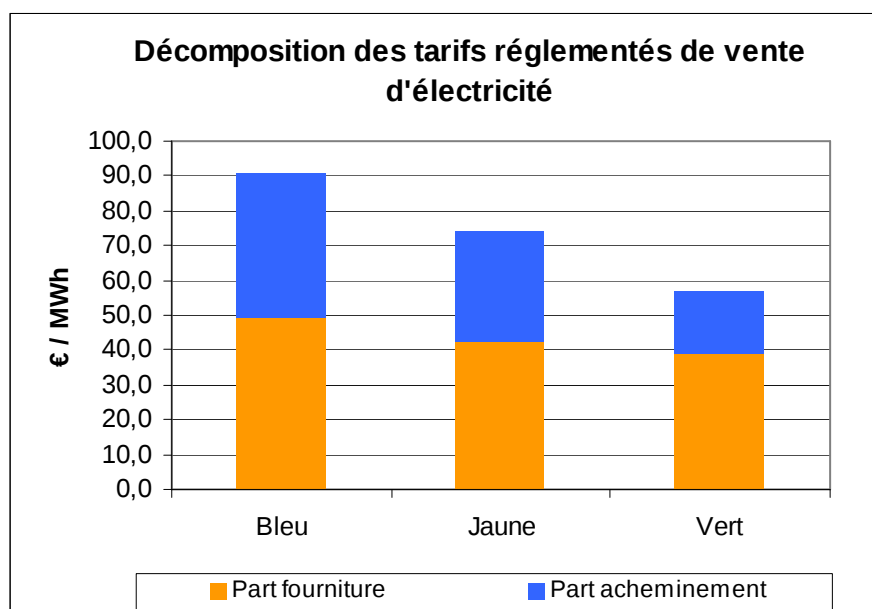
- Consommateurs : UNIDEN, CLEEE, UFC Que choisir, CLCV, CNAFAL ;
- Organisation patronale : MEDEF
- Producteurs / fournisseurs : Direct Energie, Powéo, E.ON, ENEL, Electricité de Strasbourg, UEM, GEG, SICAE Oise, EDF, GDF Suez, UFE ;
- Bourses : Powernext ;
- Gestionnaires de réseaux : RTE, ERDF ;
- Collectivités : FNCCR ;
- Organisations syndicales : FNME-CGT, FNEM-FO, CFDT, CFE-CGC, CFTC ;
- Personnalités qualifiées : MM. Hellwig, Boiteux, Spector, Lederer, Rey, Finon, Jacquino, Bouttes, Merlin ;
- Institutions : Conseil de la concurrence, Commission de régulation de l'énergie, DG Competition, DG Tren

ANNEXE 3 : Les tarifs réglementés de vente d'électricité

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont des tarifs intégrés, c'est-à-dire qu'ils couvrent à la fois les coûts de production, de commercialisation et d'acheminement de l'électricité. Ils sont divisés en trois catégories en fonction de caractéristiques physiques objectives :

- le tarif « bleu » pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36kVA,
- le tarif « jaune » pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36kVA,
- le tarif « vert » pour les sites raccordés au réseau de haute tension.

Pour le tarif « bleu », les coûts liés à l'acheminement (reflétés dans le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ou TURPE) représente environ 40%. Cette proportion diminue pour le tarif « jaune » ainsi que pour le tarif « vert » comme le montre le tableau ci-dessous.



A ces tarifs réglementés de vente, comme aux prix des offres de marché, s'ajoute la contribution au service public de l'électricité (CSPE) destinée au financement des objectifs de service public de l'électricité (en 2008 : 4,5 €/MWh pour un total de 1,6 Md€)



Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique

Objectifs de l'étude et méthodologie

L'étude des coûts de référence de la production électrique, menée périodiquement par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), a pour objet de comparer dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement.

Ces coûts de référence sont basés sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le prix des combustibles, le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. L'analyse fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique. Néanmoins, l'étude présente la variation des coûts en fonction de la durée d'appel du moyen de production. Cette synthèse présente les résultats suivant l'optique de l'investisseur privé.

L'étude considère les coûts d'installations de référence précisément décrites. En pratique, les conditions spécifiques du site (approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité) et les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence.

L'ensemble de ces hypothèses a été discuté dans le cadre d'une concertation regroupant entreprises, administrations, organisations et personnes qualifiées.

Dans le cadre de cet exercice de référence à moyen terme, l'étude s'efforce de faire abstraction des tensions conjoncturelles sur les marchés d'équipements par une analyse des coûts observés sur les quelques dernières années et sur des perspectives d'équilibre entre les capacités de production et la demande d'équipement. C'est dans ce cadre que la DGEC a retenu des hypothèses relatives aux coûts d'investissements et aux coûts d'exploitation. Par ailleurs, entre les horizons retenus pour les mises en service industrielles (2012 et 2020), aucun effet de dérive des prix supérieure à la croissance du PIB n'est pas pris en compte.

Néanmoins, dans cette période de forte relance des investissements, on constate de fortes tensions sur le marché des biens d'équipements. C'est pourquoi, on présente la sensibilité du coût du MWh aux surcoûts d'investissement par rapport à la situation de référence.

Enfin, s'agissant d'informations commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue mais plutôt, dans ce document public de synthèse, de présenter les résultats sous forme indicielle permettant ainsi d'évaluer la compétitivité relative des filières en fonction de différents paramètres pour le cas échéant participer à la définition du mix optimal. Cependant, pour les énergies renouvelables à l'économie régulée par les tarifs d'obligation d'achat, il a été jugé essentiel de présenter les coûts de manière à vérifier que les tarifs définis par le gouvernement couvrent bien les coûts de production.

Hypothèses macro-économiques

Taux d'actualisation

Les coûts de référence considèrent des opérations financières qui s'étendent sur plusieurs années. Ces différents coûts (investissement, exploitation, etc...) et recettes doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur, il s'agit de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital (WACC). Les coûts de référence sont estimés sur la base des taux suivants (en termes réels, avant impôt) :

- une hypothèse centrale à 8%, cohérente avec le coût du capital considéré par les entreprises de production électrique ;
- une variante basse à 5%, permettant de faire des comparaisons avec plusieurs études internationales ;
- une variante haute à 11 % correspondant à la rémunération du capital recherchée par certains investisseurs privés, et donc des arbitrages susceptibles d'être effectués entre les différentes filières.

De plus, dans l'étude de 2003, il était mentionné l'intérêt de choisir un taux d'actualisation plus faible pour les dépenses de long terme. Les rapports Galley-Bataille (1998) et Charpin-Dessus-Pellat (2000) proposaient tous deux l'utilisation de taux faibles au-delà d'un certain horizon. Le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise que le taux d'actualisation pour les charges de long terme ne peut excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ce plafond correspond aujourd'hui à un taux d'environ 3% (réel i.e. hors inflation). Ainsi, nous choisissons d'adopter pour les dépenses lointaines de la filière nucléaire (démantèlement et cycle aval du combustible nucléaire) un taux de 3%.

Unité de compte et taux de change € / \$

Sauf indication contraire, tous les coûts sont exprimés en indice, sur la base de calculs effectués en euros 2007, en monnaie constante.

De nombreux prix, dont celui des énergies primaires, sont liés au cours du dollar américain. Nous retiendrons pour notre étude la moyenne historique sur la période 1990-2007 soit un cours d'environ 1 € = 1,15 \$. Des études de sensibilité seront effectuées en vue d'examiner dans quelles proportions les coûts varient selon les fluctuations de la monnaie américaine.

Prix des combustibles et du CO₂

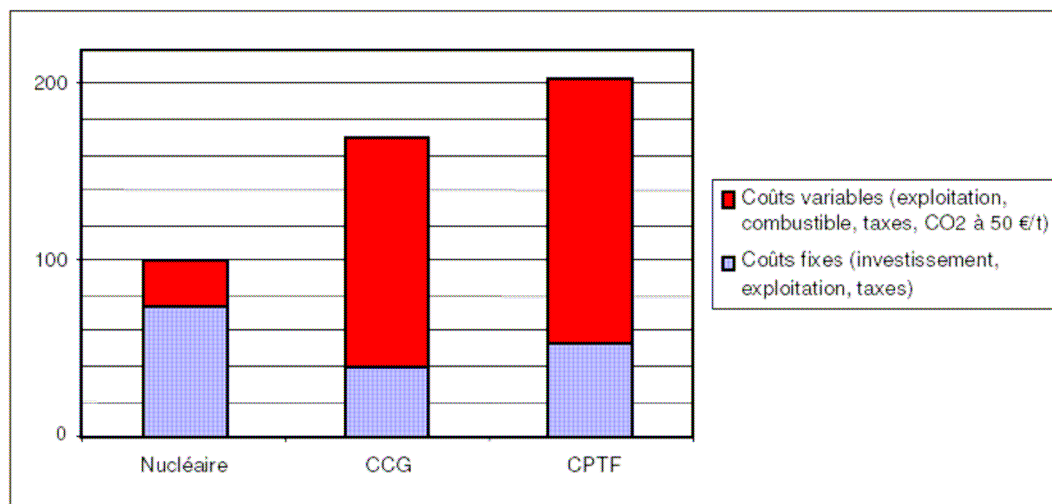
L'étude se base sur les prévisions réalisées par l'AIE (cf. WEO 2006). Ainsi, le scénario de référence retient les hypothèses suivantes : prix du gaz à la frontière française égal à 6,5\$/MBtu, prix de la tonne de charbon CIF ARA égal à 60\$, et prix du baril de Brent à 55\$. Le prix de l'uranium naturel est quant à lui pris égal à 52\$/lb. Par ailleurs, on présente des résultats avec un prix de 20 ou 50€ pour la tonne de CO₂ émise.

Fiscalité

Dans l'optique de l'investisseur, on prend en compte les charges fiscales, en particulier les taxes professionnelles et foncières. En revanche, ne sont pas pris en compte la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ni l'impôt sur les sociétés. En effet d'une part, la TVA est récupérée par le producteur, d'autre part, l'impôt sur les sociétés n'intervient pas dans les coûts de référence car les taux de rémunération du capital utilisés correspondent à des rendements réels avant cet impôt. La fiscalité est supposée constante sur la durée de vie des installations.

MOYENS DE PRODUCTION CENTRALISES

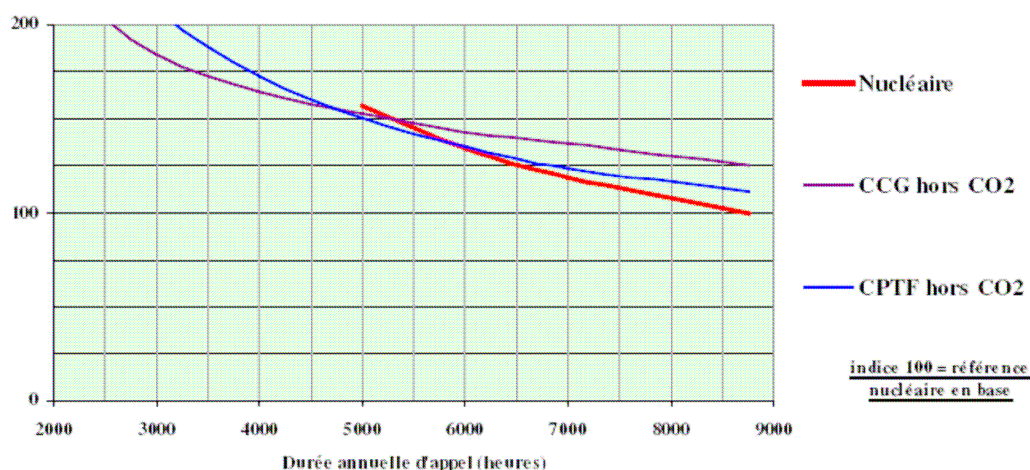
Dans l'optique d'un investisseur, suivant les hypothèses centrales (taux d'actualisation correspondant à un coût du capital hors inflation égal à 8%, gaz à 6,5 \$/MBtu, charbon à 60€/t), on obtient pour une production en base, les résultats suivants intégrant à l'horizon 2020 un effet de série et excluant dans la situation de référence toute tension sur le marché de biens d'équipements.



Remarque : CCG = Cycle Combiné à Gaz / CPTF = Charbon Pulvérisé avec Traitement aval des Fumées

Ainsi, avec les hypothèses centrales, le nucléaire est la filière la plus compétitive pour la production électrique en base. Cet ordre de mérite reste vérifié avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40%. La compétitivité relative des moyens de production au gaz et au charbon est très sensible aux prix des combustibles et à la valorisation du CO₂.

Avec les hypothèses centrales et hors prix du CO₂, on constate que, pour une durée annuelle d'appel allant de 6 000 heures à 8760 heures (base), le moyen le plus compétitif est le nucléaire. Puis, dans l'intervalle 4 700 heures – 6 000 heures, le charbon présente le coût de production le plus faible. Enfin, pour des durées d'appel allant de 2 000 heures à 4 700 heures, l'option du CCG est la plus intéressante.



NOTES

¹ Selon Eurelectric, 1000 Md€ d'investissements sur toute la chaîne de valeur du système électrique seraient nécessaires d'ici 2035. En ce qui concerne le seul segment de la production, il serait nécessaire de mettre en service sur la même période 700 à 1000 GW de nouvelles centrales sur l'ensemble de l'Europe pour remplacer les centrales vétustes et faire face à l'accroissement – au demeurant relativement modeste – de la demande d'électricité.

² Dans ce rapport, on distingue, par souci de simplification, d'une part, l'« électricité de base », fournie par des moyens de production dont la durée annuelle d'utilisation est supérieure à 6000 heures (comme les centrales nucléaires, en général) et, d'autre part, l'« électricité de pointe » fournie par des moyens de production dont la durée annuelle de production est inférieure à 4000 heures (certaines centrales à charbon, par exemple). En fait, ce qui est appelé « électricité de pointe » contient de l'électricité pointe mais aussi de semi-base.

³ L'électricité est un bien qui ne se stocke pas nécessitant en permanence un équilibre entre l'offre et la demande (en termes de volume, de tension et de fréquence). Cela se traduit, compte tenu des aléas qui peuvent affecter tant l'offre (fluctuations des productions éoliennes et hydrauliques, indisponibilités fortuites d'équipement de production et de transport) que la demande (aléas climatiques) par une forte volatilité des prix de marché de court terme.

⁴ Dans un marché libéralisé parfait, les prix du marché de gros reflètent à chaque instant les coûts variables de fonctionnement de la dernière centrale mobilisée pour répondre à la demande (« centrale marginale »). Au-delà des productions « fatales » classiques (hydraulique au fil de l'eau) ou nouvelles en fort développement (éoliennes aujourd'hui, photovoltaïque demain), ce sont les centrales ayant le coût variable de fonctionnement le plus faible (nucléaire en France, nucléaire et centrales au lignite en Allemagne,.....) qui sont mobilisées en premier : ces centrales seront dites « centrales de base ». Puis viennent les centrales de pointe brûlant des combustibles de plus en plus onéreux.

Les centrales dont les coûts variables sont les plus faibles ayant généralement les coûts fixes les plus élevés, on conçoit que pour un profil donné de la demande, il existe un équilibre optimal entre les différents types de centrales qui permet de minimiser le coût global de production sur longue période. D'après l'étude des coûts de référence de la production électrique (cf. annexe 4), **si le système électrique français était isolé**, les centrales nucléaires devraient, pour un parc de production optimisé par rapport à la demande, être en situation marginale entre 30 et 50% du temps (la durée de marginalité optimale dépend de l'évaluation des coûts des combustibles fossiles et du carbone). Plus ces coûts sont élevés et plus le nucléaire est compétitif par rapport aux moyens de production fossiles.

Dans les situations où les capacités de production (ou de transport) ne permettent pas de faire face à la demande dans des conditions **normales**, les prix de marché traduisent le coût marginal implicite des moyens **exceptionnels** qui doivent être mis en œuvre pour assurer l'équilibre production consommation : groupes de production vétustes et polluants, effacements négociés de clientèle, délestages tournants, En théorie, l'espérance mathématique de ces coûts doit couvrir à l'optimum les coûts fixes de la dernière unité de production de pointe (turbine à combustion par exemple). En pratique, de tels signaux de prix sont extrêmement aléatoires et il est permis de douter de la pertinence des mécanismes de marché pour déclencher les investissements de sécurisation du système électrique. D'où l'usage de méthodes plus normatives fondées sur des bilans production / consommation permettant une approche plus fiable des « risques de défaillance » du système électrique.

⁵ L'influence sur les prix de l'électricité français des prix dans les pays limitrophes de la France, notamment l'Allemagne, peut s'expliquer de la façon suivante :

- durant les pointes de consommation, l'électricité est importée d'Allemagne et les prix s'alignent sur les centrales aux gaz allemandes particulièrement onéreuses ;
- en dehors des pointes de consommation, l'électricité est en revanche exportée vers l'Allemagne. Cela correspond à une certaine marginalité du nucléaire en France, cependant, les centrales au charbon allemandes qui fonctionnent tout de même en Allemagne influencent le prix de l'électricité français.

Tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées, la « plaque continentale » se comporte plus ou moins comme un marché unique avec un coût marginal qui n'est qu'exceptionnellement le coût variable du nucléaire.

La compétitivité de la production française en base ne se reflète donc pas dans les prix français observés du fait des interactions entre le marché français et les autres marchés européens, notamment le marché allemand.

⁶ Le mécanisme du TaRTAM repose sur un dispositif de compensation ex-post des fournisseurs dans la limite d'un plafond déterminé par référence au prix de marché. Cette référence devait permettre de maintenir un « lien » avec le marché organisé et ne pas assécher la bourse de l'électricité Powernext. Cependant, en pratique, tant la définition d'un

« juste » plafond que celle des coûts d'approvisionnement d'un fournisseur se sont avérées délicates à établir. Par ailleurs, la mécanique d'une compensation ex-post nécessitant de définir des charges prévisionnelles entraîne inévitablement des écarts entre prévisions de compensation et charges constatées et donc, pour les entreprises compensées, potentiellement de lourdes difficultés financières en termes de trésorerie. A titre d'illustration, en 2008, un déficit de compensation de 100M€ sur un total de 500M€ a été constaté.

Le tarif réglementé est un tarif intégré conçu pour être fourni par un unique fournisseur sur un unique site. Le TaRTAM ayant été bâti sur la base du tarif réglementé, c'est dans les mêmes conditions qu'il devrait normalement s'appliquer. Cependant, pour ne pas perturber le marché, il a été décidé d'autoriser l'application du TaRTAM pour des sites alimentés par plusieurs fournisseurs, pour des contrats ne couvrant qu'une partie de la consommation d'un site. Ces modalités se sont avérées complexes à mettre en œuvre et source de dysfonctionnements.

La mise en place TaRTAM a eu pour conséquence un gel des parts de marché des différents fournisseurs.

Enfin, l'instauration du TaRTAM a généré de l'incertitude sur l'évolution de la réglementation du marché de l'électricité en France ce qui a gêné les acteurs dans la mise en place de stratégies d'approvisionnement optimisées.

⁷ Les différents types d'accès à la production nucléaire existants actuellement sont les suivants :

- Seuls les Distributeurs Non Nationalisés, qui sont, comme EDF, des fournisseurs au tarif réglementé de vente, ont accès à de la fourniture en base à un prix dit de cession qui reflète le coût comptable du parc nucléaire historique.
- En contrepartie de sa montée au capital d'EnBW, EDF s'est engagée en 2001 auprès de la Commission Européenne à donner aux opérateurs du marché accès à 4,4GW de puissance de base pendant une durée de 5 ans. Cet accès, qu'EDF a accepté de prolonger, est assuré sous forme d'enchères également appelées Virtual Power Plants (VPP). Lorsque les acteurs participent à ces enchères, ils définissent le prix qu'ils proposent par rapport aux conditions d'acquisition qu'ils pourraient obtenir en s'approvisionnant directement via le marché de gros, notamment les bourses d'électricité comme Powernext. Le prix des enchères s'aligne donc naturellement sur le prix du marché de gros du contrat à terme d'échéance similaire aux VPP, c'est-à-dire un prix plus élevé que le coût du nucléaire.
- Enfin, dans le cadre de la saisine du Conseil de la Concurrence par le fournisseur d'électricité Direct Energie, qui reprochait à EDF de pratiquer un ciseau tarifaire entre les offres de gros qu'il proposait aux fournisseurs alternatifs et les offres de détail proposées à ses clients, EDF s'est engagé à mettre à disposition de ses concurrents 1,5GW de capacité nucléaire, sous forme d'enchères. Comme les capacités proposées doivent être utilisées exclusivement pour répondre à la demande nationale et correspondent à des durées de contrat qui n'existent pas sur les bourses électriques, il n'y a pas a priori d'alignement des prix de ces enchères avec les prix proposés sur le marché de gros. Néanmoins, le prix de ces enchères reste nettement supérieur au coût comptable historique du parc de production nucléaire. Les concurrents d'EDF ne peuvent s'aligner sur les prix de détails d'EDF sans perte.

8

Marché	Bourse d'échange	Date de création	Membres actifs	Volumes échangés (marchés spot en TWh)				Volumes échangés (marchés à terme en TWh)			
				2007	2006	2005	2004	2007	2006	2005	2004
Espagne	OMEL	1998	180	200	118	257	241	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Péninsule Scandinave	NordPool	1993	420	290	251	176	167	1059	766	786	590
Allemagne	EEX	2002	147	n.c.	89	86	80	n.c.	1044	517	338
Benelux	APX	1999	110	30	19,8	15,9	13,4	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
France	Powernext	2001	68	44,2	29,6	19	14	79	83,1	62,4	12,9

⁹ CJCE, 27 avril 1994, Commune d'Almelo et autres contre NV Energiebedrijf Ijsselmij, C-393/92.

¹⁰ Traité CE - Article 86

(...)

2. *Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie. Le développement des échanges ne doit pas être affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de la Communauté*

¹¹ Article 382

En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de

service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union européenne un égal accès aux consommateurs nationaux.(...)

¹² Outre l'exigence selon laquelle de telles obligations sur les prix sont possibles dans le seul cas où le libre jeu du marché ferait échec à l'accomplissement de la mission des entreprises chargées du SIEG, cinq conditions expresses doivent être respectées afin que les dérogations aux règles concurrentielles soient possibles : l'obligation doit être clairement définie, transparente et, non discriminatoire ; elle doit présenter un caractère contrôlable et, enfin, ne pas empêcher un égal accès des entreprises aux consommateurs nationaux.

¹³ Article 3§3

Les États membres veillent à ce que tous les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises (à savoir les entreprises employant moins de 50 personnes et ayant un chiffre d'affaire annuel ou un bilan qui n'excède pas 10 millions d'euros) bénéficient du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents. Pour assurer la fourniture du service universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Les États membres imposent aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 23, paragraphe 2. Rien dans la présente directive n'empêche les États membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs ménagers ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs. Le premier alinéa doit être mis en œuvre d'une manière transparente et non discriminatoire et ne doit pas empêcher l'ouverture du marché prévue à l'article 21. (...)

¹⁴ Directive 2003/54/CE Article 3§1

« Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, en vue de réaliser un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. »

¹⁵ Décision 2006-543 DC (décision n°2006-543 du 30 novembre 2006, Loi relative au secteur de l'énergie. Dans cette décision, le Conseil constitutionnel a d'abord rappelé que, si les Etats membres ont la possibilité d'imposer des obligations aux entreprises du gaz et de l'électricité dans l'intérêt économique général, notamment en matière tarifaire, « ces obligations doivent se rattacher clairement à un objectif de service public, être non discriminatoires et garantir un égal accès aux consommateurs nationaux. ». Le Conseil constitutionnel a ensuite estimé que les dispositions imposant aux opérateurs historiques du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public, « méconnaiss[aient] manifestement l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité » fixé par la directive 2003/54.

¹⁶ Dans sa procédure en manquement, ouverte sur le fondement de l'article 226 du traité CE., la Commission estime, notamment, que la France, en maintenant des tarifs réglementés, aurait enfreint l'article 3§1 de la directive qui pose le principe de la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel. En effet, selon l'avis motivé, ces tarifs réglementés, qui « imposent aux organismes de distribution publique d'électricité une obligation de fourniture à un prix régulé », sensiblement inférieur aux prix de marché, ne peuvent être regardés comme des « obligations de service public » qui auraient justifié une dérogation à la règle générale. La commission souligne en particulier qu'un tel mode de fixation des prix par l'Etat, qui présente un triple caractère de généralité, de permanence et de rigidité, ne peut être présumé indispensable dans un système où le libre jeu de la concurrence entraîne en principe la fixation de prix compétitifs. Selon cette analyse, les tarifs réglementés français conduiraient de facto à restreindre l'entrée des concurrents sur le marché.

¹⁷ Le segment de la production en semi-base et en pointe, au sens large, est caractérisé par des moyens de production :

- fonctionnant de quelques centaines d'heures à 4000-5000 heures par an ;
- peu capitalistique : les coûts d'investissement sont de l'ordre de 500-600€/kW pour des installations d'une puissance d'environ 400MW, ainsi pour un fonctionnement de 4000h/an les coûts de combustible intégrant les

coûts liés au CO₂ représentent entre 60% et 80% du coût complet suivant qu'il s'agit d'un CCG ou d'une centrale à charbon ;

- bénéficiant de temps de construction relativement courts (environ 2 ans) : ainsi, des décisions d'investissements dans de tels moyens de production peuvent être réactives par rapport aux conditions/anticipations du marché ;
- d'une répartition uniforme entre les acteurs et les Etats membres de l'Union européenne (il n'y a aucune limitation politique au sein des différents Etats membres).

Aujourd'hui, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) encourage ainsi le développement d'une concurrence sur les moyens de pointe fonctionnant 3000-5000 heures par an et principalement représentés par les Cycles Combinés à Gaz (CCG). Tout en considérant que les projets de CCG, engagés par de nombreux opérateurs majoritairement concurrents de l'opérateur historique EDF, permettent de satisfaire l'équilibre offre-demande dans le scénario de référence suite au Grenelle de l'environnement, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront un moyen d'ajustement du parc de production, notamment au regard de l'évolution des parcs fioul et charbon. Suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement électrique.

Le tableau ci-dessous illustre le caractère concurrentiel du marché de la production en pointe (pour des fonctionnements de 1000 à 5000 heures).

Liste des 20 tranches de CCG ayant obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108

Lieu	Producteur	Puissance (MW)	Date de l' "autorisation électrique" loi 2000-108
Bayet (03)	Atel	440	30/08/2007
Martigues (13)	EDF	465	04/09/2008
Martigues (13)	EDF	465	04/09/2008
Blénod la Maxe (54)	EDF	435	04/09/2008
Verberie (60)	Direct Energie	446	13/01/2009
Verberie (60)	Direct Energie	446	13/01/2009
Fos / Mer (13)	Electrabel	438	12/03/2007
Fos / Mer (13)	GDF	424	24/01/2007
Montoire (44)	GDF	435	03/08/2007
Pont / Sambre (59)	POWEO	436	09/06/2006
Beaucaire (30)	POWEO	440	13/06/2007
Beaucaire (30)	POWEO	440	13/06/2007
Toul - Croix de Metz (57)	POWEO	400	30/01/2008
Carling (57) / Emile Huchet 7	SNET	400	23/09/2005
Carling (57) / Emile Huchet 8	SNET	400	23/09/2005
Hornaing 4 (59)	SNET	400	23/09/2005
Os-Marsillan 1 (64)	SNET	400	18/12/2007
Os-Marsillan 2 (64)	SNET	400	18/12/2007
Lucy 4 (71)	SNET	400	23/09/2005
Gardanne 4 (13)	SNET	400	23/09/2005

¹⁸ Les moyens de production d'extrême pointe ne fonctionnent que quelques heures à quelques centaines d'heures par an et, ce, de façon aléatoire. Malgré des investissements initiaux faibles, l'incertitude sur la rémunération ne permet pas un financement spontané par le marché.

Face à ce constat, certains pays ont mis en place des contraintes réglementaires comme les obligations de capacités mises en place sur la région Pennsylvania-Jersey-Maryland, d'autres des marchés de capacités (l'Argentine, le Royaume-Uni et l'Espagne), des capacités dédiées comme en Nouvelle-Zélande.

Le sujet de l'extrême pointe est particulièrement important en France qui est le principal pays responsable de la sensibilité de la demande électrique aux températures. Il importe de donner une juste valeur à l'électricité produite à partir des moyens d'extrêmes pointe de façon à encourager la maîtrise de la demande et, le cas échéant, permettre le financement des capacités de production. Ces questions doivent être traitées de manière approfondie et dans une large perspective avant, le cas échéant, d'étendre une réflexion à une échelle européenne. Ce sujet dépasse donc le champ du présent rapport mais la commission insiste sur la nécessité de le traiter rapidement.

¹⁹ En toute rigueur, l'hydroélectricité au fil de l'eau permet également une production compétitive d'électricité de base. Néanmoins, les potentiels hydroélectriques en Europe ne sont pas uniformes et sont limités. Au total, et dans le langage de la concurrence, le marché français de la base serait un marché pertinent.

²⁰ La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), prévue par l'article 6 de la loi 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité, arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production.

²¹ Le parc de production nucléaire est encore jeune : avec un âge moyen de 22 ans, les premiers réacteurs du parc nucléaire atteindront 40 ans à l'horizon 2020. Le scénario privilégié par EDF est la prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans, ce qui repousse à l'horizon de 15-20 ans la perspective du renouvellement massif du parc. Ce scénario est néanmoins soumis à des incertitudes car il faut laisser à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) toute latitude pour proposer la décision de fermeture ou de prolongation de chaque réacteur. Ainsi, la PPI doit gérer les risques sur l'équilibre offre-demande liés aux incertitudes sur la durée de vie et la disponibilité du parc actuel.

²² La programmation pluriannuelle des investissements, réalisée par l'Etat en 2008-2009, ne retient qu'un développement marginal du parc nucléaire à l'horizon 2020 avec la construction de deux EPR, celui de Flamanville devant entrer en service en 2012 et celui de Penly devant entrer en service en 2017.

²³ Certains membres de la commission ont rappelé leur attachement au caractère public de la production nucléaire.

²⁴ Au début de l'ouverture des marchés de l'électricité, l'Etat a souhaité ouvrir la concurrence sur la production en cédant les parts d'EDF dans la CNR, titulaire de la concession hydroélectrique du Rhône soit 2 980 MW au fil de l'eau représentant environ 30-35 % des capacités hydrauliques française au fil de l'eau au groupe Suez, devenu GDF Suez.

²⁵ L'Etat continue ce développement via la mise en concurrence du renouvellement des concessions hydroélectriques en s'engageant dans une politique très volontariste de renouvellements anticipés de concessions hydroélectriques, aujourd'hui attribuées à EDF, pour procéder à des regroupements d'installations hydroélectriques d'une même vallée. Il s'agit pour les années à venir essentiellement de capacités de production de pointe. Néanmoins, vu la complexité des enjeux environnementaux et donc la durée des procédures, ces renouvellements de concessions ne peuvent être immédiats mais s'échelonneront sur les 5 prochaines années.

²⁶ Il y a un ciseau tarifaire lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant ainsi la concurrence de se développer.

²⁷ La subvention croisée est une pratique que l'on peut rencontrer sur un marché dont la chaîne de création de valeur est constituée de maillons de différentes natures. Certains maillons sont soumis aux règles du marché et sont donc totalement dérégulés. Le prix et les coûts afférant à cette activité sont déterminés par le libre jeu de la concurrence. Les autres maillons sont gérés par un monopole légal (se trouvant de fait en position dominante) et sont donc soumis à une forte régulation. Cette activité est rémunérée par un tarif déterminé par une autorité de régulation.

Ce cas se présente notamment dans les activités de réseaux (télécommunications, énergie...). Par exemple, dans le secteur de l'électricité où la production et la fourniture d'électricité sont des activités dérégulées et soumises aux règles du marché, alors que le transport et la distribution d'électricité sont des activités régulées et soumises au contrôle de la CRE. Il y a risque de subvention croisée chez les opérateurs intégrés, c'est-à-dire chez les acteurs présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur (EDF, GDF, France Télécom...) ou, tout au moins, présents sur un maillon régulé et un maillon dérégulé. La subvention croisée consiste alors pour ces opérateurs intégrés à utiliser la marge dégagée par l'activité régulée pour financer en partie l'activité dérégulée et soumise au libre jeu de la concurrence.

²⁸ Le prix prédateur est un prix inférieur aux coûts variables ou à la moyenne des coûts totaux supportés par l'entreprise produisant le bien. Les critères permettant de détecter cette pratique anticoncurrentielle ont été précisés par la CJCE dans son célèbre arrêt « AKZO » n° C-62-86 en date du 3 juillet 1991 :

« 71. Des prix inférieurs à la moyenne des coûts variables (c'est-à-dire de ceux qui varient en fonction des quantités produites) par lesquels une entreprise dominante cherche à éliminer un concurrent doivent être considérés comme abusifs. Une entreprise dominante n'a, en effet, aucun intérêt à pratiquer de tels prix, si ce n'est celui d'éliminer ses concurrents pour pouvoir, ensuite, relever ses prix en tirant profit de sa situation monopolistique, puisque chaque

vente entraîne pour elle une perte, à savoir la totalité des coûts fixes (c'est-à-dire de ceux qui restent constants quelles que soient les quantités produites), et une partie, au moins, des coûts variables afférents à l'unité produite.

72. Par ailleurs, des prix inférieurs à la moyenne des coûts totaux, qui comprennent les coûts fixes et les coûts variables, mais supérieurs à la moyenne des coûts variables doivent être considérés comme abusifs lorsqu'ils sont fixés dans le cadre d'un plan ayant pour but d'éliminer un concurrent. Ces prix peuvent, en effet, écarter du marché des entreprises, qui sont peut-être aussi efficaces que l'entreprise dominante mais qui, en raison de leur capacité financière moindre, sont incapables de résister à la concurrence qui leur est faite. »

²⁹ Voir par exemple arrêt Magill du 6 avril 1995 - C 241/91 et C 242/91, RTE et ITP c/ Commission, § 53, rec.I p.743 pour le cas du refus de sociétés de télédiffusion d'accorder une licence sur les listes des programmes hebdomadaires à une société qui souhaitait éditer un guide de télévision.

³⁰ Le terme de « régulateur » doit être compris dans son sens général ; le régulateur pouvant être le gouvernement ou une autorité de régulation indépendante telle que la Commission de régulation de l'énergie.

³¹ En termes économiques, l'élasticité par rapport au prix de la demande des industriels est significative. Autrement dit ceux-ci sont sensibles à des signaux de prix différenciés.

³² La technologie de comptage existante ne permet pas aux petits consommateurs de connaître précisément leur consommation électrique et par conséquent de faire pleinement jouer la concurrence. Aujourd'hui, deux tiers des ménages français possèdent un compteur électrique mécanique, qui est paramétré pour distinguer au maximum deux périodes de consommation. Un tiers des ménages possèdent un compteur électronique qui, s'il est couplé à une sortie numérique ou " box ", permet de relever en temps réel la courbe de charge du consommateur (c'est ce que proposent aujourd'hui certains fournisseurs comme Poweo et EDF), et de proposer par conséquent des offres tarifaires plus diversifiées. L'apparition d'offres innovantes, qui seraient plus à même de répondre aux besoins spécifiques de chaque consommateur et permettraient de réels progrès en termes de maîtrise de la demande électrique, est donc aujourd'hui limitée à un tiers des consommateurs domestiques, sous la condition supplémentaire que ces derniers soient prêts à payer pour l'installation de la box.

La généralisation des compteurs communicants (qui permettent de suivre en temps réel la consommation) à l'ensemble des consommateurs domestiques, dont le projet pilote a été lancé par ERDF sous la forme d'un appel d'offres en janvier 2008, serait achevée en 2017. Un des objectifs principaux de la mise en place de ces compteurs, qui est repris dans l'article 4 de la loi du 10 février 2000, est de " permettre aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différenciés selon les périodes de l'année ou de la journée ".

³³ Le maintien de tarifs réglementés pour toutes les catégories de public n'a pas été retenu par la commission. Même si la France a longtemps argumenté que le fait que les tarifs réglementés de vente d'électricité couvraient les coûts suffisait à les rendre compatibles avec le cadre communautaire, la commission a dû prendre acte que le maintien de ces tarifs ne permettait ni le développement d'offres concurrentielles ni l'ouverture effective du marché. Pour permettre aux fournisseurs alternatifs de se développer, il aurait fallu mettre en place un encadrement tarifaire à l'amont. Une telle réglementation générale est apparue non proportionnée, et présentant des risques réglementaires élevés : manque de cohérence et absence d'innovation commerciale.

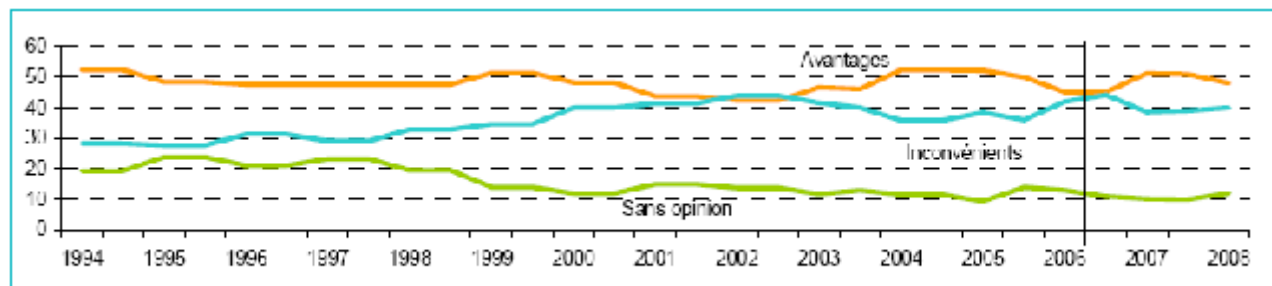
³⁴ Le principe de l'acheteur unique est de réglementer l'aval (la fourniture d'électricité) par les prix et de faire jouer la concurrence sur l'intégralité de l'amont. Cet acteur joue le rôle de point de passage unique entre les producteurs et les fournisseurs.

Cette organisation de marché conduit à séparer les activités de fourniture des activités de production et remet donc en cause le modèle d'opérateur intégré entre l'amont (production) et l'aval (commercialisation). Or, le maintien de ce modèle est souhaitable d'un point de vue industriel et collectif. L'électricité ne se stockant pas, la performance économique globale s'apprécie sur la capacité à optimiser le mix de production, le recours au marché et la consommation des clients. Ainsi, le modèle de fournisseurs « purs » ne possédant pas de moyens de production ne semble pas s'imposer. Contraints à un approvisionnement sur un marché de gros extrêmement volatil et ne pouvant asseoir les demandes de leur client sur des moyens de production, les fournisseurs « purs » sont fragiles.

Par ailleurs, l'intégration amont-aval de la production et de la fourniture d'électricité permet de mieux transférer les signaux de maîtrise de la puissance en pointe, et donc de la production de gaz à effet de serre, du producteur vers le consommateur. L'opérateur intégré, en tant que fournisseur, a intérêt à inciter ses clients à être exemplaires en terme de maîtrise de la pointe.

³⁵ Lorsque le Gouvernement britannique a privatisé le secteur de la production en découpant l'opérateur historique, il a laissé l'ensemble de la production nucléaire dans une entreprise publique privatisée un an après sa création en 1996.

³⁶ Le graphique ci-dessous montre que l'acceptabilité du nucléaire, même en France, n'est pas une donnée garantie. Elle doit donc être prise en compte dans toute régulation du marché.



Source : URDDOC, Baromètres de l'énergie 1994-2008

³⁷ Le taux de prélèvement prendrait alors la forme suivante :

$$\text{Taux (EUR/MW)} = \text{MAX}((\text{PRIX}_{\text{marché}} - \text{COUT}_{\text{nucléaire}}) * K_p * 8760 ; 0)$$

PRIX_{marché} = moyenne du prix spot de Powernext sur la période considérée

COUT_{nucléaire} = coût comptable de production du parc nucléaire

K_p = facteur de charge, égal au rapport entre la production effective du parc nucléaire et la production théorique maximale lorsque les centrales nucléaires fonctionnent 100% du temps.

La formule ci-dessus implique que la taxe ne rapporte rien lorsque les prix de marché sont inférieurs aux coûts du nucléaire.

Comme pour le calcul des obligations d'achat d'électricité renouvelable dont EDF doit s'acquitter, les évaluations ex ante du montant de la taxe pour pourraient se baser sur les prix forward du marché de gros pour la période considérée. A cause de la non-stockabilité de l'électricité, des différences plus ou moins importantes peuvent apparaître entre le prix forward et le prix effectivement observé sur le marché spot. Une régularisation ex post pourrait alors être mise en place pour corriger des éventuelles différences

³⁸ La CJCE estime en effet qu'une mesure générale applicable sans distinction à tous les opérateurs économiques ne constitue pas une aide d'Etat (par exemple : **CJCE, 19 septembre 2000, Allemagne / Commission, C-156/98, Rec._p._I-6857, cf. point 22** : un allégement fiscal dont bénéficient les assujettis, qui vendent certains biens économiques et peuvent déduire le bénéfice en résultant en cas d'acquisition d'autres biens économiques, n'est pas constitutif d'une aide d'Etat). Même solution pour une mesure étatique qui profite indistinctement à l'ensemble des entreprises situées sur le territoire national, qui n'est pas susceptible de constituer une aide d'Etat : des mesures nationales qui prévoient un remboursement partiel des taxes sur l'énergie frappant le gaz naturel et l'énergie électrique ne constituent pas des aides d'Etat lorsqu'elles s'appliquent à toutes les entreprises situées sur le territoire national, indépendamment de l'objet de leur activité. A contrario, constitue une aide d'Etat une mesure nationale qui ne prévoit un remboursement partiel des taxes sur l'énergie frappant le gaz naturel et l'énergie électrique qu'en faveur d'une catégorie d'entreprises (**CJCE, 8 novembre 2001, Adria-Wien Pipeline et Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke, C-143/99, Rec._p._I-8365, cf. points 34-36, disp. 1**).

³⁹ Cette redistribution se baserait donc sur les profils de consommation électrique des différents types de clientèle, connus pour les gros consommateurs et estimés pour les petits consommateurs. La redistribution dépendrait ainsi de l'électricité consommée mais également de la puissance appelée de chaque consommateur, et s'exprimerait en €/MWh. Ce mode de redistribution semble le plus juste étant donné l'utilisation du nucléaire comme moyen de base. Toutefois, une version simplifiée consisterait à redistribuer à chaque consommateur un montant identique, exprimé en €/MWh.

⁴⁰ La CSPE permet de financer la péréquation tarifaire, le soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération et le tarif de première nécessité permettant aux ménages à faible revenu d'avoir accès à une électricité moins chère. Elle est payée par les consommateurs sur la base de leur volume de consommation. La CSPE transite via le fournisseur d'électricité puis le gestionnaire de réseau lorsque le consommateur final éligible a conclu un contrat global avec un fournisseur, ou via le gestionnaire de réseau pour les clients ayant directement conclu un contrat d'accès au réseau.

⁴¹ Dans le cadre de la CSPE, on calcule les surcoûts supportés par EDF du fait des obligations d'achat, sur la base du différentiel entre prix de marché et coût de production de l'électricité renouvelable. La CSPE est alors prélevée auprès du consommateur pour être versée à EDF comme compensation de ses surcoûts. A l'inverse, dans le dispositif, on calculerait les bénéfices d'EDF sur la base du différentiel entre prix de marché et coût de production en base. La taxe serait alors prélevée à EDF pour être reversée au consommateur.

⁴² Le reversement d'une partie du produit de cette taxe au gestionnaire de réseau pourrait se justifier par le fait que le tarif d'utilisation des réseaux actuellement facturé au consommateur comprend une partie de service public liée à la péréquation tarifaire.

⁴³ Le tarif de transport minimum s'élève en effet en moyenne à 7€/MWh. De plus, le coût des objectifs de politique énergétique qui sont financés par la CSPE a été évalué à 1,6Md€ en 2008, soit un coût de 4,5 €/MWh.

Ainsi, pour certains consommateurs, la redistribution des montants prélevés (~17€/MWh si on suppose un différentiel de 20€/MWh entre coût de production en base et prix de marché) est supérieure aux charges supportées dans le cadre du financement du réseau de transport et du service public de l'électricité (7+4,5=11,5€/MWh).

A l'horizon 2015, l'augmentation des charges de service public et de réseau pourrait modifier ce constat. En effet, si le soutien aux énergies renouvelables n'a représenté en 2008 que 251M€, soit 15% du montant global de la CSPE, le développement conséquent des énergies renouvelables tel que prévu dans le Grenelle de l'Environnement pourrait sensiblement alourdir les charges financées par la CSPE.

⁴⁴ Un tarif de cession ne donne aucune incitation aux acteurs pour investir dans leur propre moyen de production car ces tarifs sont sûrs à la fois en termes de prix (celui-ci est régulé) et en termes de volumes (ceux-ci s'adaptent rigoureusement au portefeuille du fournisseur). Pour rendre les acteurs responsables, qu'ils développent des stratégies de couvertures, qu'ils acceptent de prendre des risques, il est donc nécessaire que les contrats de l'accès régulé possèdent une certaine rigidité, traduisant une implication « industrielle » des fournisseurs et une prise de risque.

⁴⁵ Les clauses correctrices ex-post pouvant porter soit sur des volumes (compte de régularisation des écarts entre la base régulée fournie et la base du portefeuille de clients) soit sur les prix (complément de prix sur le principe des enchères Direct Energie, ou Exeltium) ;

⁴⁶ Afin de permettre aux opérateurs alternatifs de concurrencer l'opérateur historique, la régulation doit porter sur deux produits, dont il est proposé à ce stade de définir une durée d'un an de septembre à septembre afin d'intégrer un cycle hivernal complet :

1. un « ruban » de production de base c'est-à-dire une puissance constante tout au long de l'année,
2. une puissance modulée au long de l'année fixée suivant le profil de production normal des moyens de production en base considérés.

⁴⁷ Des interactions peuvent exister entre l'accès à la base régulée et les droits acquis sur le parc historique dans un cadre non régulé. Ces droits doivent faire l'objet d'un examen particulier :

- Les droits déjà acquis par ENEL s'inscrivent dans le cadre du nouveau nucléaire pour lequel la commission ne souhaite pas mettre d'accès régulé qui bloquerait son développement ;
- Les droits acquis par certains acteurs depuis le début du programme nucléaire (c'est le cas d'Electrabel qui a des droits de tirage sur les centrales nucléaires de Chooz et du Tricastin) s'inscrivent en fait dans le cadre d'accords gouvernementaux qu'il n'apparaît pas opportun de remettre en cause. Même si la notion de « destination » a perdu de son sens, il est clair que les droits étaient destinés à la Belgique ;
- Les enchères Direct Energie et les SWAP du type de celui signé entre Powéo et EDF méritent une attention particulière dans la mesure où c'est une forme d'accès au parc de base mais dans des conditions économiques a priori moins favorables qu'un prix régulé ;
- Les ouvrages hydroélectriques au fil de l'eau (moyens historiques de base compétitifs) dont le concessionnaire a changé et qui ont été soumis à redevance.

⁴⁸ Aujourd'hui, les gestionnaires de réseau sont obligés d'acheter leurs pertes aux prix de marché. Ces achats se font auprès de divers fournisseurs. La hausse des prix de marché a entraîné par construction une hausse importante des tarifs d'acheminement (TURP). Avec les niveaux atteints, le coût des pertes est devenu la principale cause de hausse du TURP.

Le volume total des pertes représente, en 2008, 33,5TWh. La fourniture de ces pertes assure une bonne partie de la liquidité du marché.

En France, les pertes sont achetées par les gestionnaires de réseaux. Il existe en revanche d'autres modèles où ce sont les consommateurs finals qui achètent leurs propres pertes aux prix auxquels ils se fournissent. Dans la situation présente, cela permettrait de facturer les pertes au même titre que l'électricité consommée par le client final.

⁴⁹ Le coût courant économique couvre les coûts d'exploitation, de maintenance, de démantèlement et de déchets et d'investissements de prolongation, sans augmentation de la dette afférente au périmètre régulé.