



Rapport au Parlement

Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique

Période 2005 - 2015

Introduction

La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI)

La PPI est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique par un développement équilibré de la production nationale d'électricité, en termes de répartition entre énergies primaires, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements.

Le présent document (correspondant à l'exercice PPI 2005) constitue le second rapport au Parlement, le premier rapport ayant été transmis au Parlement le 29 janvier 2002 et ayant conduit à la prise d'un arrêté ministériel le 7 mars 2003.

La PPI n'est pas seulement un exercice prospectif. Dans le cas où les investissements prévus dans l'arrêté relatif à la PPI ne sont pas réalisés par les acteurs du marché, le Gouvernement peut décider de lancer un appel d'offres (article 8 de la loi du 10 février 2000). L'arrêté du 7 mars 2003 a ainsi permis de lancer trois appels d'offres pour la production électrique d'origine renouvelable : un concernant la production à partir de biomasse (le ministre délégué à l'industrie a délivré en janvier 2005 des autorisations d'exploiter pour 216 MW à partir de biomasse et 16 MW à partir de biogaz), un concernant la production éolienne en mer (105 MW ont été retenus par le ministre délégué à l'industrie en septembre 2005), et un concernant la production éolienne terrestre (près de 300 MW ont été retenus par le ministre délégué à l'industrie en novembre 2005). Un appel d'offres a également été lancé en Martinique pour une turbine à combustion destinée à satisfaire des besoins de pointe.

Au cas où les capacités installées dépasseraient les objectifs de l'arrêté, le Gouvernement peut suspendre l'obligation d'achat pour les futures installations de la catégorie concernée voire refuser des installations sur ce fondement (article 7 de la loi du 10 février 2000).

La PPI a pour but premier d'identifier les investissements souhaitables au regard de la sécurité d'approvisionnement électrique et au-delà des engagements déjà connus. Dans le contexte de l'ouverture des marchés et du respect de la concurrence, la PPI se limite donc à l'identification des investissements éventuellement nécessaires sans se prononcer sur les entreprises à même de réaliser ces investissements. Il appartient aux entreprises de réaliser leurs propres simulations et d'en tirer, en ce qui les concerne, les conclusions appropriées.

L'articulation de la PPI avec le bilan prévisionnel du gestionnaire du réseau électrique

La référence législative est la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. L'article 6 du titre II de cette loi institue une programmation pluriannuelle des investissements de production électrique par le Gouvernement et prévoit également que « pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les 2 ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport ».

Le bilan prévisionnel de RTE relève exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et joue, à ce titre, un rôle d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.

Comme exposé plus haut, la PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. La vocation de la PPI dépasse donc celle du bilan prévisionnel dont l'unique objectif est de déterminer les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande. La PPI prend par exemple en compte les dimensions économiques et environnementales. Ceci peut notamment se traduire par des choix en matière de filière énergétique (par exemple en

matière d'identification des filières renouvelables stratégiques ou de choix entre les filières thermiques), ce qui n'est pas réalisé dans le bilan prévisionnel. Les exercices bilan prévisionnel RTE et PPI sont donc complémentaires.

En outre, les utilisations qui sont faites du bilan prévisionnel et de la PPI sont de natures différentes. Ainsi, le bilan prévisionnel contribue à la PPI (les travaux du bilan prévisionnel 2005 ont débuté avant ceux de la PPI 2006, en lien avec ceux-ci et sous le contrôle du ministère de l'industrie) et constitue une base technique permettant d'apprécier les besoins en moyens de production au regard de la croissance de la demande électrique. Il est principalement utile aux acteurs du marché électrique, notamment aux producteurs pour l'optimisation de leurs investissements.

En ce qui concerne la PPI, elle constitue la vision qu'ont les pouvoirs publics de l'avenir du secteur électrique pour sa partie production :

- La PPI permet au Gouvernement d'intervenir si nécessaire sur le développement des moyens de production d'électricité à travers les mécanismes d'appels d'offres, d'obligation d'achat et d'autorisation exposés précédemment.
- La PPI constitue le document de référence de la politique énergétique française pour le secteur électrique. Elle est donc notamment utilisée par les pouvoirs publics dans leurs relations avec les opérateurs électriques et avec la Commission Européenne. Un exemple permet d'éclairer l'utilisation qui est faite de la PPI : elle sert notamment de base aux négociations pour l'attribution des quotas de CO₂, que ce soit avec les opérateurs électriques ou la Commission Européenne.

L'élaboration du rapport PPI 2006

Ce rapport a été préparé par un groupe de travail dont la présidence a été confiée à une personnalité qualifiée, M. Jean-Pierre Falque-Pierrotin¹, haut fonctionnaire du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Le groupe de travail était composé de représentants des ministères intéressés. Ce groupe a auditionné de nombreux experts et intégré les travaux déjà réalisés par ailleurs. Les travaux préparatoires ont notamment fait l'objet d'une étroite collaboration avec RTE dans le cadre de la préparation de son bilan prévisionnel 2006-2015, paru à l'été 2005.

Le Parlement a adopté le 23 juin 2005 le projet de loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, loi qui a été publiée au Journal Officiel le 14 juillet 2005. Cette loi identifie quatre objectifs pour la politique énergétique française :

- garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement,
- préserver l'environnement et renforcer la lutte contre l'effet de serre,
- garantir un prix compétitif de l'énergie,
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Cette loi comporte des engagements officiels que les travaux de préparation de la PPI 2006 ont cherché à éclairer. Dans le cas où l'intégralité des objectifs ne pourrait être atteinte, des schémas dégradés ont été explorés, si bien que les propositions de ce rapport, sans méconnaître les objectifs officiels, ne les ont pas systématiquement retenus comme scénarios de référence, afin d'explorer le plus largement l'éventail des « possibles » et des « probables ».

L'horizon retenu pour le présent exercice PPI est 2015. A cette échéance, les sujets principaux pour la production électrique en France concernent la poursuite du développement des énergies renouvelables, la mise en service d'un réacteur EPR conformément à la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique et la question du renouvellement des installations thermiques qui s'accompagne du choix à réaliser entre charbon et gaz comme source d'énergie primaire.

Le présent document constitue le cadre de référence pour la programmation proprement dite, qui sera arrêtée après publication et discussion du rapport.

¹ M. Jean-Pierre Falque-Pierrotin a été directeur général de l'industrie, des technologies de l'information et des postes du 28 novembre 2003 jusqu'au 9 février 2005.

Synthèse

La maîtrise de la demande électrique et les scénarios de demande

La PPI souligne l'importance de la maîtrise de la demande en électricité, plus particulièrement sur la demande de pointe, émettrice de gaz à effet de serre et de pollution atmosphérique.

Il importe en effet de rappeler que le secteur électrique français est très faiblement émetteur de gaz à effet de serre en comparaison de nos voisins européens, en raison du développement de l'énergie hydraulique et de l'énergie nucléaire notamment pour la production de base.

Conformément à la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, tous les scénarios de demande électrique étudiés comportent des actions de maîtrise de la consommation. Bien que le scénario le plus bas du bilan prévisionnel de RTE soit souhaitable au regard des objectifs en matière d'économie d'énergie, la PPI 2006 ne retient pas ce scénario. Celui-ci marque en effet une rupture par rapport à l'historique qui est apparue comme trop importante pour constituer la base de calcul dimensionnant les investissements en moyens de production.

Le niveau de risque accepté

Dans la mesure où le « risque zéro » n'existe pas, la PPI considère le parc comme ajusté lorsque l'ensemble de la demande ne peut être satisfaite pendant 3 heures par an en moyenne, ce qui est équivalent en France continentale à la probabilité de survenue d'un délestage une fois tous les 10 ans et à des risques forts pressentis pour la semaine à venir une fois tous les 2 ans.

Ce niveau de risque est homogène au niveau historiquement utilisé, qui a été en pratique largement respecté. Le parc de production électrique français s'approche aujourd'hui de ce critère d'ajustement tout en lui restant supérieur. Pour autant la France continentale a connu une situation tendue au cours de la vague de froid de février – mars 2005. Cette situation a eu de forts retentissements dans l'opinion publique bien qu'il n'ait pas été nécessaire de recourir à des délestages.

La poursuite du développement des énergies renouvelables

Les travaux de préparation de la PPI ont montré qu'il n'y avait pas d'ici 2015, en France, d'autre choix que l'éolien pour un développement significatif des énergies renouvelables dans la production électrique. Ce développement devra nécessairement avoir lieu majoritairement à terre, le potentiel de l'éolien en mer paraissant plus limité en France, au vu des technologies et coûts actuels. Il est donc essentiel de parvenir à surmonter les problèmes liés à l'acceptabilité locale des projets. Les travaux ont en outre montré que, pour une dizaine de gigawatts, l'aléa lié à l'intermittence de l'éolien pouvait être maîtrisé sous réserve d'une répartition adéquate des parcs éoliens en Métropole.

Un potentiel de moindre ampleur existe également pour la biomasse.

Il importe de signaler l'importance de l'hydroélectricité pour le système électrique français. La production actuelle doit impérativement être au moins maintenue dans le cadre d'une gestion équilibrée de la ressource en eau, d'autant plus que le potentiel de développement de l'hydroélectricité est limité. Un potentiel de 7 TWh supplémentaires d'ici 2015 a pu être identifié.

Le solaire photovoltaïque présente un fort rythme de croissance et fait l'objet d'un soutien fort, renforcé par l'augmentation de son tarif de rachat décidée par le Gouvernement en novembre 2005. Malgré cette très forte croissance, le solaire photovoltaïque ne contribuera significativement à la production électrique nationale qu'au-delà de 2015.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique reprend l'objectif de 21% de consommation électrique d'origine renouvelable. Après évaluation des rythmes de développement par filière de production électrique d'origine renouvelable, il ressort des travaux de préparation de la PPI que les 21% pourraient être atteints en 2013. L'arrêté PPI pourrait néanmoins fixer pour 2010 des objectifs compatibles avec l'atteinte des 21% à cette date.

La déclinaison géographique des objectifs de la PPI concernant le développement des énergies renouvelables, prévue par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, permettra de faciliter la prise en compte des enjeux de politique énergétique nationale à l'échelon local.

La mise en service d'un réacteur EPR en 2012

Conformément à la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, la PPI prévoit la mise en service d'un réacteur EPR en 2012. La PPI prend acte de la décision d'eDF, prise à l'issue du débat public qui a eu lieu d'octobre 2005 à février 2006, d'engager la réalisation d'un EPR à Flamanville.

Les travaux de préparation de ce rapport ont porté sur l'insertion de ce réacteur EPR dans le parc électrique français. Il en ressort que la mise en service d'un réacteur EPR en 2012 est justifiée en terme d'équilibre offre / demande dans la mesure où la durée annuelle de fonctionnement de ce réacteur sera supérieure à 5000 heures dans l'ensemble des scénarios de la PPI, y compris dans le scénario de développement des énergies renouvelables le plus haut. L'étude des « coûts de référence » conclut en effet à la compétitivité du nucléaire à partir de 5000 heures annuelles. Ce seuil de 5000 heures serait abaissé en cas de hausse durable du coût des combustibles fossiles et du CO₂ sur les marchés d'échanges de quotas.

Les besoins en investissements thermiques classiques

Le cadre réglementaire portant sur les moyens thermiques classiques va fortement évoluer entre 2005 et 2015 (directives Grandes Installations de Combustion et Plafonds Nationaux d'Emission). Il conduira au déclassement de plus de la moitié des centrales charbon existantes et limitera également le fonctionnement des centrales fioul actuellement en service. Concernant les installations de cogénération qui produisent 40% de la production thermique classique française, la PPI prévoit sur la période 2005-2015 le maintien du volume d'électricité produit annuellement.

eDF a d'ores et déjà décidé de remettre en service 2,6 GW de groupes fioul et de construire 0,5 GW de turbines à combustion supplémentaires. Les travaux de préparation de la PPI ont donc porté sur les besoins en investissements thermiques classiques supplémentaires selon les scénarios de demande et de développement des énergies renouvelables. Dans le scénario central de la PPI, les besoins supplémentaires sont estimés à 0,8 GW (en semi-base) en service à fin 2009 et à 5,2 GW (2,6 GW en semi-base et 2,6 GW en pointe) en service à fin 2015. **Etant donné les projets dont ont fait part les opérateurs électriques consultés, le besoin de mise en service à fin 2009 devrait être couvert.**

Pour le choix des moyens de semi-base supplémentaires, la PPI préconise le recours à des cycles combinés à gaz, justifiés par rapport à des centrales charbon notamment du point de vue environnemental. Les centrales au gaz rejettent en effet environ deux fois moins de CO₂ que les centrales au charbon propres. La réalisation de cette préconisation, accompagnée du développement des énergies renouvelables, conduirait dans le scénario central de la PPI à une baisse de l'ordre de 25% des émissions de CO₂ du secteur électrique français centralisé en 2015 (en moyenne hors aléas climatiques, hors cogénération). Pour le choix des moyens d'extrême pointe, la PPI préconise le recours à des turbines à combustion fonctionnant au fioul sans exclure le développement de stations de pompage hydrauliques.

Synthèse des investissements dans le scénario central de la PPI

En tenant compte des investissements décidés, l'ensemble des investissements identifiés dans le scénario central de la PPI sont rassemblés ci-dessous :

- ⌄ **un développement des énergies renouvelables**
 - **au moins à hauteur de 5 GW en 2010 et 12,5 GW en 2016 pour l'éolien,**
 - **au moins à hauteur de 6 TWh supplémentaires à partir de biomasse en 2016,**
 - **s'appuyant au minimum sur le maintien du niveau de la production hydroélectrique (un potentiel de développement de 7 TWh ayant été identifié),**
- ⌄ **la mise en service d'un EPR en 2012,**
- ⌄ **la remise en service de 2,6 GW de centrales fioul décidée par eDF,**
- ⌄ **la mise en service de 500 MW de turbines à combustion décidée par eDF,**
- ⌄ **0,8 GW (en semi-base) en service à fin 2009,**
- ⌄ **5,2 GW (2,6 GW en semi-base et 2,6 GW en pointe) en service à fin 2015.**

Deux régions présentant des besoins spécifiques en France continentale : Provence – Alpes – Côte d'Azur et Bretagne

Au-delà de la problématique de l'équilibre offre / demande national qui est liée à l'adéquation des moyens de production à la consommation se pose la problématique de l'approvisionnement des consommateurs en lien avec une problématique de réseau. Deux régions rencontrent des besoins spécifiques et urgents (dès aujourd'hui) : les régions PACA et Bretagne.

Pour la région PACA, il importe que la ligne Boute-Broc-Carros puisse être construite rapidement. Pour la Bretagne, l'implantation d'un moyen de production est nécessaire en Bretagne Nord. RTE a ainsi lancé un appel d'offres visant à rémunérer une capacité de pointe en Bretagne Nord, ce qui permet de assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique de la Bretagne au-delà de 2010.

Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

La PPI concerne également les systèmes énergétiques insulaires, à savoir la Corse, les départements d'Outre-Mer et Mayotte. Parmi ces systèmes, trois présentent des besoins à la fois importants et urgents (au plus tard en 2008), il s'agit de la Corse, de la Réunion et de Mayotte.

Il est également primordial de préparer les déclassements des moyens thermiques, ces déclassements devant intervenir avant 2010 en cas d'absence de mesures de dépollution sur les installations concernées. Il s'agit à la fois de déterminer la localisation des moyens de production de remplacement et d'identifier les opérateurs électriques réalisant ces développements. Cette problématique concerne aussi bien la Corse que les DOM.

Des mesures ont dès à présent été prises par le Ministre délégué à l'industrie, notamment à travers l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Dans les DOM, particulièrement en Guyane et à la Réunion, le solaire photovoltaïque devrait contribuer à la couverture des pointes quotidiennes, en complément des ressources hydroélectriques.

Réflexions à mener à la suite de la PPI

Les travaux de préparation de la PPI ont mis en évidence cinq sujets qui mériteront d'être étudiés avec attention :

- *le niveau de sécurité d'approvisionnement que les pouvoirs publics souhaitent pour le parc électrique national* : l'absence de défaillance ne peut en effet être garantie, il s'agit donc de définir le niveau « acceptable » de risque de défaillance.

- *la réalisation en France continentale des investissements identifiés, particulièrement pour les moyens de pointe* : la question de leur financement par des mécanismes de marché devra être traitée, au risque que le parc de production ne se trouve à terme déficitaire ;

- *la réalisation des investissements identifiés dans les systèmes énergétiques insulaires* : cette question méritera d'être étudiée afin d'apprécier la rentabilité de ces projets et de permettre la réalisation des investissements en cas d'absence de rentabilité aux conditions actuelles ;

- *la maîtrise de la demande d'énergie, notamment le potentiel d'effacement de la consommation lors des pointes* ;

- *l'évaluation du dispositif de soutien aux énergies renouvelables* : la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique demande qu'une évaluation de ce dispositif soit réalisée avant le 13 juillet 2008.

Sommaire

1 PERSPECTIVES ET ENJEUX DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE	11
1.1 LES OBJECTIFS ET AXES DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE DÉFINIS PAR LA LOI DE PROGRAMME FIXANT LES ORIENTATIONS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE.	11
1.2 LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE EN 2004	12
1.3 LES COÛTS DE RÉFÉRENCE DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE	13
1.4 LES OBJECTIFS ET OBLIGATIONS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	19
1.5 LE CONTEXTE EUROPÉEN DANS LE CADRE DE L'OUVERTURE DES MARCHÉS	24
2 LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ	27
2.1 ÉVOLUTIONS PASSÉES DES DEMANDES ÉNERGÉTIQUE ET ÉLECTRIQUE	27
2.2 LES ACTIONS DE MAÎTRISE DES DEMANDES ÉNERGÉTIQUE ET ÉLECTRIQUE	28
2.3 LA DEMANDE ÉLECTRIQUE DANS LE SCÉNARIO « ÉNERGÉTIQUE TENDANCIEL DE RÉFÉRENCE » DE LA DGEMP	32
2.4 LES SCÉNARIOS DE DEMANDE ÉLECTRIQUE DU BILAN PRÉVISIONNEL DE RTE	33
3 LES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES	37
3.1 LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	37
3.2 LE NUCLÉAIRE	52
3.3 LES FILIÈRES THERMIQUES CLASSIQUES	56
3.4 LE GAZ (HORS COGÉNÉRATION)	59
3.5 LA COGÉNÉRATION	64
4 L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE POUR LA FRANCE CONTINENTALE	69
4.1 LA GESTION OPÉRATIONNELLE DE L'ÉQUILIBRE OFFRE / DEMANDE	69
4.2 RETOUR SUR LA GESTION DE LA VAGUE DE FROID DE FÉVRIER – MARS 2005	69
4.3 LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE POUR L'IDENTIFICATION DES BESOINS	71
4.4 LES BESOINS POUR L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE NATIONAL	72
4.5 LE CHOIX DES MOYENS DE SEMI-BASE ET DE POINTE	76
4.6 LES ZONES DE TENSION NON-INSULAIRES	77
5 LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL	83
5.1 L'ARRÊTÉ DU 23 MARS 2006 PERMET DE RÉUNIR LES CONDITIONS ÉCONOMIQUES POUR DE NOUVEAUX INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	83
5.2 MÉTHODOLOGIE UTILISÉE POUR L'IDENTIFICATION DES BESOINS	83
5.3 LA CORSE	84
5.4 LES DÉPARTEMENTS D'OUTRE-MER ET MAYOTTE	88
6 ÉMISSIONS DE CO₂ ET POLLUTION LOCALE DE L'AIR	95
6.1 LES ÉMISSIONS DE CO ₂ DU SECTEUR ÉLECTRIQUE	95
6.2 LA POLLUTION LOCALE DE L'AIR	97
7 ANNEXES	99
7.1 GLOSSAIRE	99
7.2 TABLEAU DE SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE EXTERNE	100
7.3 BLACK-OUT ET RECONSTITUTION DU RÉSEAU	100
7.4 COMPOSITION DU GROUPE CHARGÉ DES TRAVAUX PRÉPARATOIRES AU RAPPORT	102
7.5 PERSONNES ASSOCIÉES AUX TRAVAUX PRÉPARATOIRES	103

1 Perspectives et enjeux de la production électrique

1.1 Les objectifs et axes de la politique énergétique française définis par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

Après le débat national sur les énergies qui s'est déroulé en 2003, après la diffusion d'un livre blanc sur les énergies reprenant largement les propositions qui ont résulté du débat national, un débat parlementaire sur les enjeux de la politique énergétique nationale a été mené à l'Assemblée Nationale et au Sénat en 2004. À cette occasion, le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie a souligné que la France et l'Europe étaient à un tournant en matière de sécurité d'approvisionnement et d'efficacité énergétique et que l'immobilisme conduirait inmanquablement à l'échec. Après cette dynamique de concertation, tous les travaux menés dans ces différentes instances ont trouvé leur concrétisation le 13 juillet 2005 dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

Cette loi identifie quatre objectifs pour la politique énergétique française, à savoir

- garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement,
- préserver l'environnement et renforcer la lutte contre l'effet de serre,
- garantir un prix compétitif de l'énergie,
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Construit autour des objectifs majeurs de la politique énergétique, ce projet retient des objectifs particulièrement ambitieux :

- porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale² à 2 % d'ici 2015 (sur la période 1982-2003, le rythme moyen de décroissance annuelle est de 1,0%) ;
- réduire de 3 % par an des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre globalement une division par quatre du total des émissions nationales d'ici 2050 ;
- une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation intérieure brute en 2010 ;
- le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
- l'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2% d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75% d'ici au 31 décembre 2010.

En plus de ces objectifs concernant la maîtrise de la demande énergétique et la poursuite du développement des énergies renouvelables, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique décide du maintien de l'option nucléaire ouverte à travers la prise en compte dans la prochaine PPI (i.e. cette PPI) de la mise en service d'un réacteur nucléaire de conception la plus récente vers 2012-2013.

La loi renforce également la sécurité d'approvisionnement en électricité : le maintien de l'alimentation de consommateurs d'électricité en cas de défaillance de leur fournisseur sera organisé de la manière suivante. Un responsable d'équilibre garantit l'adéquation entre les programmes d'injection et de soutirage d'électricité. Puis, en cas de défaillance d'un responsable d'équilibre, c'est au gestionnaire du réseau de transport d'électricité d'assurer la fourniture des clients de l'opérateur défaillant pendant une période transitoire. Au terme de cette période, un fournisseur de dernier recours chargé de la fourniture de ces consommateurs (et sélectionné par appel d'offres) intervient jusqu'au

² Définie comme le rapport entre la consommation énergétique finale et le PIB

terme de leur contrat initial, si ces consommateurs le souhaitent. Les consommateurs ont ainsi la garantie du maintien de leur alimentation jusqu'à ce qu'ils aient choisi un nouveau fournisseur.

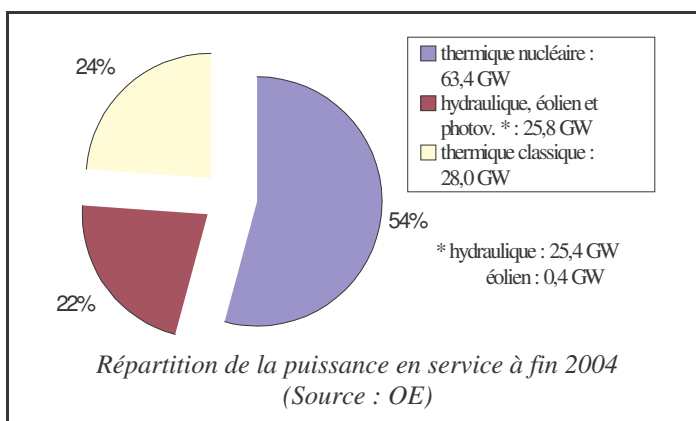
Par ailleurs, tirant les leçons des difficultés d'approvisionnement en électricité rencontrées lors de la canicule de l'été 2003, il est prévu que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité vérifie que la sécurité d'approvisionnement demeure garantie à moyen terme et alerte le ministre chargé de l'énergie des risques de déséquilibre.

Enfin, le projet de loi comporte une disposition dont l'objectif est de sécuriser le système de l'obligation d'achat d'électricité et de compensation des charges induites par la contribution des charges de service public, institués par la loi du 10 février 2000 en le rendant conforme à la législation européenne (afin que les échanges intra-communautaires d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou de cogénération ne soient pas affectés par la contribution pour charges de service public).

1.2 La production électrique en 2004

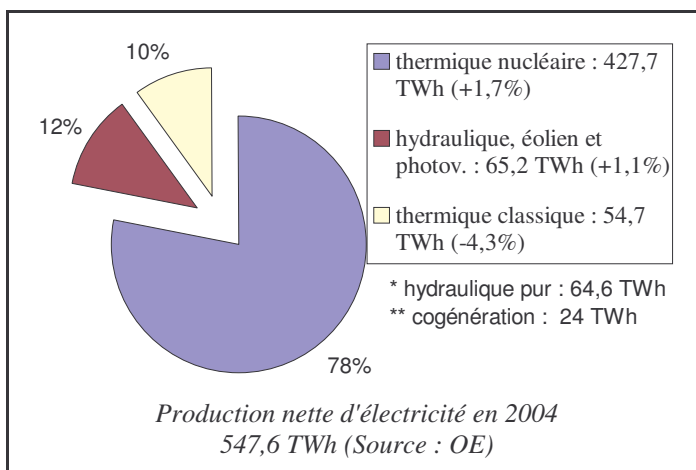
La structure du parc de production français s'est considérablement modifiée depuis 30 ans. Ainsi, la mise en place du programme électronucléaire, à partir de 1974, a permis une substitution massive de l'énergie nucléaire au fioul pour la production d'électricité. La montée en puissance de la production nucléaire, de 14 TWh nets en 1973 à 428 TWh en 2004, s'est donc accompagnée d'une réduction de la production thermique classique. Les 55 TWh nets qu'elle atteint en 2004 représentent à peine la moitié de son niveau de 1973. Le charbon constitue encore le combustible majoritaire, mais le gaz naturel a beaucoup progressé, en particulier grâce à l'augmentation de la cogénération. La part de l'hydraulique dans la production totale d'électricité s'est également réduite, de moitié, passant de 26 % en 1973 à 12% en 2004, l'équipement des grands sites aménageables étant presque achevé.

Le parc national de production électrique a ainsi une puissance maximale de 117 GW fin 2004, dont 25 GW pour l'hydraulique et 63 GW pour le nucléaire. A la suite du second choc pétrolier, la consommation d'électricité s'est développée moins vite que prévu, faisant apparaître une surcapacité temporaire d'électricité nucléaire qui a permis d'exporter. C'est pourquoi la dernière mise en service industriel d'une centrale nucléaire remonte à avril 2002 à Civaux.



En énergie, en 2004, le nucléaire a contribué à la production totale d'électricité à hauteur de 78%, tandis que la part du thermique classique s'élevait à 10% et celle de l'ensemble « hydraulique et éolien » à 12%.

Par filière, les évolutions en 2004 ont été contrastées puisque la production nucléaire a progressé de 1,7% et la production hydraulique de 0,8%, tandis que la production thermique classique reculait de 4,3%.



1.3 Les coûts de référence de la production électrique

L'étude des « coûts de références de la production électrique »³ a été publiée par la DGEMP en 2003 pour la production centralisée et en 2004 en version provisoire pour la production décentralisée. Elle avait pour objectif de comparer les coûts des différentes filières, sur la durée de vie des installations et indépendamment des conditions de commercialisation.

En effet, dans une logique de politique énergétique, on se fonde sur les coûts de production et non sur les prix de marché⁴, qui se situent en 2005 à un niveau supérieur aux résultats de l'étude des « coûts de références de la production électrique ». Une des raisons de cet écart est la préparation d'un cycle d'investissements importants de production électrique sur la plaque européenne. C'est pourquoi un groupe de travail associant les industries électro-intensives et les producteurs d'électricité a été mis en place afin de concilier relance des investissements de production électrique et compétitivité des entreprises. Les conclusions en ont été rendues publiques par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre délégué à l'industrie le 20 juillet 2005.

1.3.1 Méthodologie de l'étude des coûts de référence

Choix du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est essentiel pour le calcul du coût de production. Les investissements de construction et de démantèlement sont réalisés respectivement avant et après la production. Afin d'estimer le coût de production, il est donc nécessaire de tenir compte du fait que certaines dépenses sont avancées ou reculées. Le taux d'actualisation traduit « l'effort que la collectivité est prête à consentir pour répondre aux défis posés par l'avenir »⁵. Plus ce taux est élevé, moins l'effort que la collectivité est prête à consentir pour le futur sera grand et plus la part de l'investissement sera considérée comme importante dans le coût de production.

Le taux d'actualisation « central » retenu dans les « coûts de référence » est de 8%, conformément au taux historiquement recommandé par le Commissariat Général du Plan. En décembre 2004, le Commissariat Général du Plan a proposé de ramener le taux d'actualisation de 8 à 4% et a préconisé que les systèmes des prix relatifs des biens environnementaux soient révisés dans le temps afin de mieux prendre en compte les externalités.

Le taux d'actualisation utilisé par les investisseurs privés est sensiblement plus élevé que le nouveau taux d'actualisation public. Les entreprises privées utilisent un taux égal au coût pondéré de leur capital, situé aux environs de 8% (avant impôt) en monnaie constante, soit proche de l'ancien taux d'actualisation public.

Le service public de l'électricité étant assuré par des entreprises privées en concurrence, la question se pose de savoir quel taux d'actualisation retenir pour évaluer et pour hiérarchiser les investissements nécessaires. C'est pourquoi les coûts de référence ont évalué les coûts avec un taux d'actualisation de 8 % et avec un taux de 5 %.

Internalisation des effets externes dans les coûts

La production d'électricité induit un certain nombre de dommages concernant les écosystèmes et l'homme, au titre desquels on citera la pollution locale de l'air, une contribution au réchauffement climatique, les atteintes aux milieux liées aux déchets nucléaires pour ne retenir que les principaux effets. De tels dommages constituent des coûts externes, lorsqu'ils ne sont pas reflétés par le prix de marché de l'énergie. Les choix des agents privés ne les prennent alors pas en compte, ce qui conduit à des inefficacités économiques.

³ Le document est disponible sur internet : http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm

⁴ En théorie, sur le marché spot, le prix de marché reflète le coût marginal de la dernière unité de production démarrée et non le coût moyen de production.

⁵ Commissariat Général du Plan – Révision du taux d'actualisation des investissements publics – Décembre 2004

Les coûts externes sont évidemment difficiles à évaluer puisqu'il faut pour cela quantifier les nuisances, modéliser la dispersion des polluants pour estimer les augmentations de concentrations ; en déduire les dommages occasionnés à court et long terme, en termes de santé notamment, et finalement valoriser ceux-ci en termes monétaires. Une telle valorisation nécessite de nombreuses hypothèses, notamment sur le prix de la vie humaine, la valeur de l'espace, la valeur des récoltes perdues ou des paysages altérés, le prix de la tonne de CO₂ ou la valeur du taux d'actualisation à retenir.

En Europe, l'étude ExternE⁶ menée par la Commission européenne constitue la référence la plus sérieuse en matière d'externalités associées à la production d'électricité. Les résultats donnent des coûts externes de l'électricité considérables, de l'ordre de 1 à 2 % du produit intérieur brut au niveau de l'Union Européenne. Ces coûts élevés traduisent non seulement l'impact sur l'effet de serre mais également des nuisances locales importantes : même lorsque les effets du réchauffement climatique sont exclus, les coûts externes environnementaux atteignent pour certaines filières, charbon et pétrole notamment, des montants équivalents aux coûts actuels de production de l'électricité, de l'ordre de 40 €/MWh. L'internalisation de ces coûts est ainsi susceptible de modifier substantiellement la compétitivité relative des différentes filières et d'affecter aussi certains choix de localisation.

Ces résultats agrégés masquent néanmoins le caractère multidimensionnel des impacts environnementaux à considérer, qui sont de plus très différenciés selon les secteurs. Le bilan environnemental de toute substitution entre équipements de production est ainsi une résultante d'effets positifs et négatifs : des énergies propres du point de vue de la pollution atmosphérique ont aussi des effets négatifs, sur les paysages pour l'éolien et sur les ressources piscicoles et l'état écologique des cours d'eau pour l'hydroélectricité. De nombreuses autres études sont donc nécessaires pour améliorer les valorisations environnementales appliquées au secteur de l'énergie.

Une internalisation stricto sensu des coûts externes dans le prix constitue, en théorie, l'optimum « de premier rang » : en faisant ressentir aux émetteurs de dommages (ici les producteurs d'électricité) leurs coûts sociaux, elle orienterait leurs comportements et ceux des consommateurs finaux vers une utilisation économe des ressources collectives. A priori, deux types d'instruments semblent internaliser efficacement les coûts externes dans les comportements de production : une taxe différenciée selon les énergies primaires et un marché de crédits d'émissions. Un instrument de ce type est entré en vigueur au niveau communautaire en 2005, il s'agit du marché de quotas de CO₂. C'est pourquoi l'externalité CO₂ en cours d'internalisation est distinguée du coût de production dans les « coûts de référence », sa valeur étant fixée par le marché et le caractère plus ou moins contraignant des quotas.

Des instruments « de second rang » peuvent cependant être préférés pour des raisons de faisabilité à court terme. La loi du 10 février 2000 prévoit deux instruments permettant de tenir compte des coûts externes des différentes sources de production électrique : la PPI et les prix de rachat associés au mécanisme d'obligation d'achat.

Pour l'ensemble des filières de production, si les coûts liés aux émissions de CO₂ ont pu être chiffrés, il n'a en revanche pas été possible d'attribuer dans les « coûts de référence » une valeur économique à l'ensemble des conséquences environnementales (rejets, bruits...) ni aux gains en terme sociaux. Un chiffrage partiel⁷ des coûts environnementaux liés aux polluants atmosphériques (dont SO₂, NO_x) et de ceux liés à la sûreté a conduit, sur la base de l'étude ExternE, à la conclusion que la hiérarchie entre les différentes filières restait inchangée. L'étude des « coûts de référence » prend en compte pour le nucléaire les coûts liés au démantèlement des centrales, au retraitement du combustible et à la gestion des déchets.

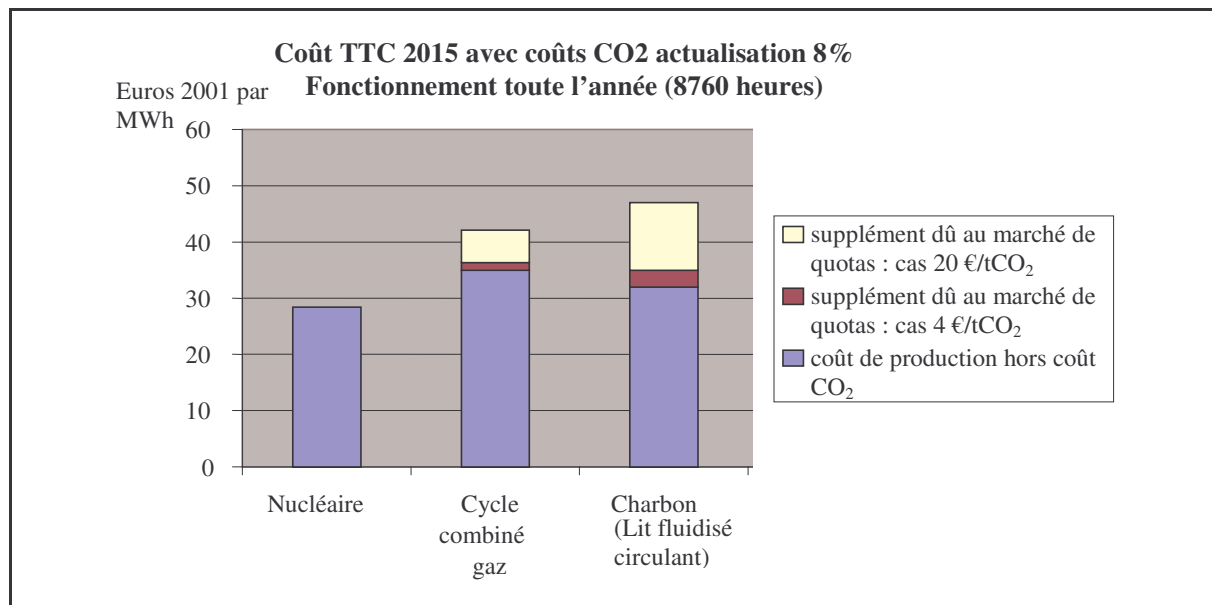
⁶ L'étude ExternE est disponible sur internet à l'adresse <http://www.externe.info>. Un tableau de synthèse figure également en annexe du rapport.

⁷ L'étude « coûts de référence de la production électrique 2003 » détaille ce sujet en pages 68 et suivantes : il en ressort des coûts supplémentaires pour le nucléaire de 4,4 €/MWh, pour le gaz de 20 €/MWh et pour le charbon de 44,6 €/MWh.

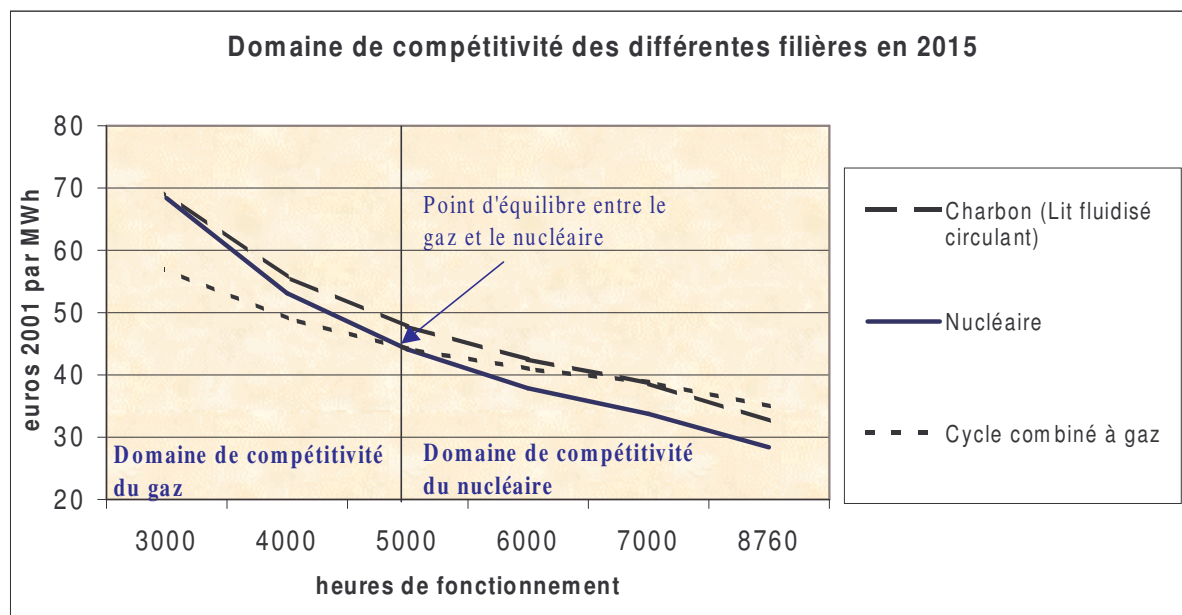
1.3.2 Production centralisée

La base

Les « coûts de référence » mettent clairement en évidence la compétitivité du nucléaire pour un fonctionnement toute l'année (8760 heures). Il importe de préciser que les coûts de démantèlement des centrales et de gestion des déchets sont inclus dans l'étude.



L'étude montre aussi que, **pour des durées supérieures à 5000 heures, le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production**⁸ (pour un taux d'actualisation⁹ de 8% qui représente le taux historiquement retenu par le Commissariat Général du Plan). A 5000 heures de fonctionnement, le gaz et le nucléaire s'équilibrent à un coût de production¹⁰ légèrement inférieur à 45€/MWh. Un renchérissement du gaz conduirait à abaisser le point d'équilibre.



⁸ Les hypothèses centrales sont : 23€/baril de pétrole, 3,3€/MBtu de gaz, 30€/tonne de charbon, 20€/lb d'uranium (le tout sur la base d'une parité euro/dollar). Les coûts sont exprimés en euros 2001.

⁹ Le taux d'actualisation traduit l'idée que l'on préfère dépenser un euro demain plutôt qu'aujourd'hui. Ainsi, avec un taux d'actualisation de 8%, un euro d'aujourd'hui est équivalent à 1,08 € un an plus tard.

¹⁰ Hors externalités CO₂

L'étude prenait comme hypothèse, pour le nucléaire, une série de 10 exemplaires EPR. En effet, passé le stade du démonstrateur que serait le premier réacteur EPR, c'est dans une série d'une certaine taille que le nucléaire trouverait tout son intérêt économique.

Si la série ne se réalisait pas, la réalisation d'un seul réacteur EPR représenterait un surcoût d'environ 400 M€ par rapport à une solution alternative de cycles combinés à gaz (avec les mêmes hypothèses sur les coûts des combustibles et le taux d'actualisation). La réalisation de 4 réacteurs EPR permettrait un équilibre de l'option nucléaire par rapport à l'option gaz.

Au-delà d'un prix du gaz de 4€/MBtu, une « série » limitée à un seul réacteur EPR serait compétitive par rapport à une solution alternative à partir de cycles combinés à gaz.

Comparativement aux filières charbon et gaz, la filière nucléaire présente des coûts de production stables par rapport aux variations du taux de change €/€ et à celles du coût des combustibles. Si le nucléaire est très sensible au taux d'actualisation, il reste le plus compétitif en base pour un taux d'actualisation inférieur à 11%.

L'avantage compétitif du nucléaire est renforcé si on prend en compte les coûts liés aux émissions de CO₂, suite à l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et du marché de permis qui y est associé¹¹. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production.

La semi-base

Dans l'étude des Coûts de référence 2003, le gaz est plus compétitif que le charbon pour des durées de fonctionnement inférieures à 6500 heures. Cette compétitivité est renforcée lorsqu'on intègre les coûts liés aux émissions de CO₂¹².

Cette compétitivité fait l'objet d'une discussion en page suivante en raison de l'évolution des cours des combustibles.

La pointe

Enfin, pour des fonctionnements en pointe, les turbines à combustion (TAC) constituent la seule alternative à l'hydraulique. Pour un fonctionnement annuel compris entre 300 et 2000 heures, ce sont les TAC au gaz naturel qui sont les plus compétitives. Puis les TAC au fioul deviennent compétitives pour des durées d'appel inférieures à 300 heures par an, qui ne permettent pas de financer l'abonnement au réseau de gaz. Le coût de production d'une TAC au fioul est estimé à plus de 500 €/MWh pour une durée d'appel de 100 heures.

Les coûts de production des TAC doivent également être comparés avec ceux des stations de pompage hydraulique (STEP). Il importe tout d'abord de préciser que **les coûts d'investissement des projets hydrauliques dépendent très sensiblement des sites et de l'existence préalable ou non d'une retenue**. On peut ainsi retenir 2 ordres de grandeur : 600 €/kW pour une STEP dont une partie significative de l'équipement est déjà réalisée et 1200 €/kW¹³ sinon.

¹¹ Le plan d'allocation de quotas de CO₂ est en vigueur pour la période 2005-2007, les échanges de quotas ont démarré en France sur Powernext le 16 juin 2005. Les prix ont oscillé autour de 23 €/tCO₂ le jour d'ouverture.

¹² de l'ordre de 400gCO₂/kWh pour un cycle combiné à gaz et de 900 gCO₂/kWh pour les centrales charbon.

¹³ Les valeurs sont en euros 2001 comprenant 20% d'intérêts intercalaires

Pour un fonctionnement de 500 heures, dans les hypothèses centrales des coûts de référence et en prenant pour hypothèse que l'électricité de pompage est produite à partir de moyens nucléaires disponibles la nuit, on obtient un coût résultant d'environ 220 €/MWh pour une STEP dont les coûts d'investissement seraient de 600€/kW et de 330 €/MWh pour une STEP dont les coûts d'investissement seraient de 1200 €/kW (le coût de production d'une TAC est de 153 €/MWh hors coûts CO₂, et de 170€/MWh dans l'hypothèse d'un coût CO₂ de 20€/t). **Une augmentation durable des cours du pétrole au-delà d'environ 40€/bl permettrait, en première approximation¹⁴, de faire franchir aux STEP nouvelles les moins chères (600€/kW) le seuil de rentabilité par rapport à des TAC.**

Au-delà de cette approche pédagogique des STEP (on suppose en effet que la consommation d'électricité pour la STEP correspond à un moment où de l'énergie nucléaire est disponible), **la véritable difficulté qui apparaît est l'évaluation du coût de l'électricité utilisée pour remonter l'eau dans les STEP** : le cas favorable retenu ne doit pas masquer le fait que selon les moments de l'année on puisse être amené à utiliser de l'électricité thermique pour remonter l'eau, ce qui renchérit d'autant le coût de production de la STEP.

Sensibilité des résultats aux cours des combustibles

Les cours des combustibles ont fortement augmenté depuis la réalisation de l'étude des « coûts de référence » en 2003. Ils ont également augmenté au cours des travaux de préparation de ce rapport et de sa rédaction. Cette augmentation est néanmoins partiellement compensée par la hausse de l'euro par rapport au dollar¹⁵.

Que se passe-t-il lorsque l'on remplace les valeurs utilisées dans les *Coûts de référence 2003* par les valeurs de la mi 2005 ou de la fin de l'année 2005 ? En ce qui concerne la base, la compétitivité du nucléaire est renforcée : on constate un allongement de la plage de compétitivité du nucléaire, le nucléaire étant la filière la plus compétitive jusqu'à 3000 heures de fonctionnement annuel en équivalent pleine puissance (au lieu de 5000 heures).

Pour les moyens de semi-base, le gaz était encore plus compétitif que le charbon à mi 2005, ce qui n'est plus le cas à fin 2005. Il apparaît donc difficile de distinguer du point de vue économique les filières charbon et gaz pour la production d'électricité

Pour autant, il importe de préciser que ces chiffres ne constituent qu'un éclairage de la compétitivité des filières par rapport aux cours des combustibles à mi-2005. Etant donnée la durée de vie des moyens de production électrique, les investissements sont décidés sur des prévisions de long terme des cours des combustibles. Une mise à jour des *Coûts de référence* sera prochainement réalisée.

¹⁴ en négligeant notamment les coûts liés à la souscription RTE

¹⁵ Les coûts de référence supposent la parité €/\$. En juin 2006, 1\$ vaut 0,79€.

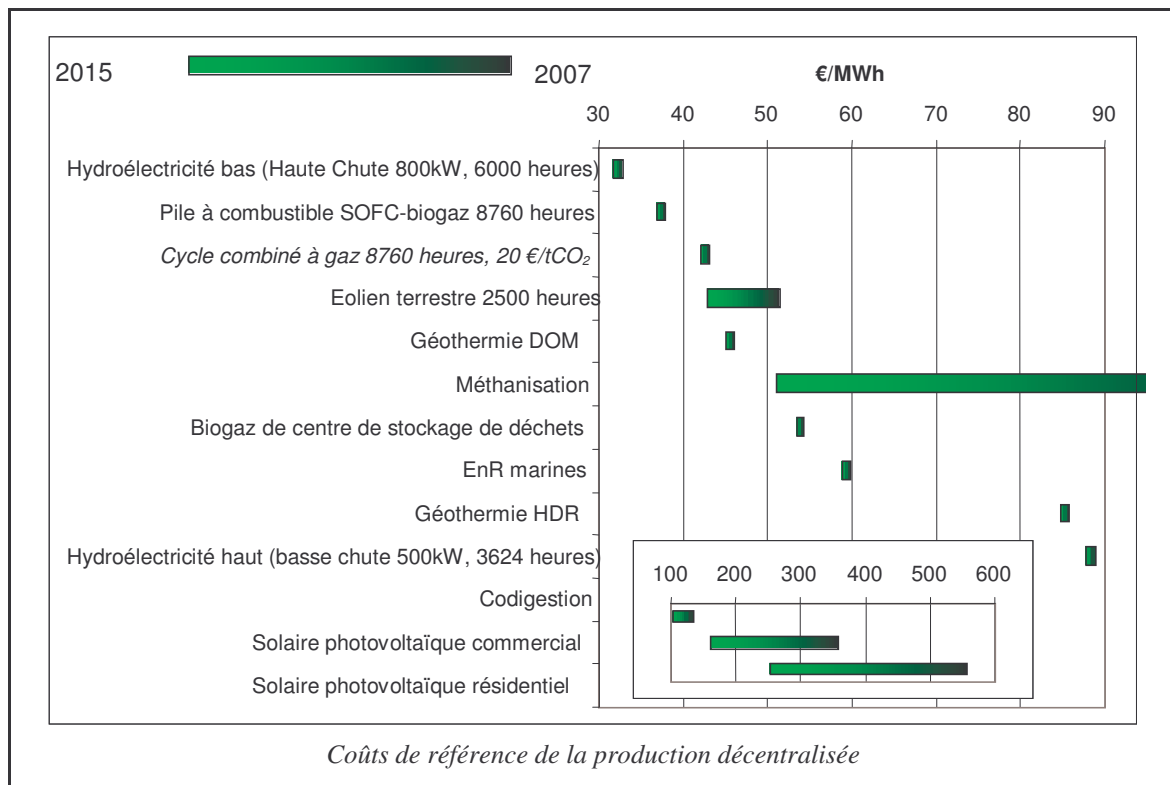
1.3.3 Production décentralisée - Energies renouvelables

Les « coûts de référence » des filières éolien offshore et biomasse n'étaient pas disponibles à la parution du rapport en 2005. Il a en effet été jugé préférable de bénéficier du retour d'expérience sur les appels d'offres¹⁶ lancés en 2004.

L'échéance de cette PPI étant 2015, il est intéressant d'étudier les baisses de coût à cet horizon. Les courbes d'apprentissage des coûts de référence conduisent à des baisses sensibles pour les filières éolien terrestre (de l'ordre de 20% de 2007 à 2015) et biogaz (grâce à des évolutions non inscrites à ce jour dans la réglementation).

Le graphique ci-dessous présente à gauche les coûts 2015 et à droite les coûts 2007¹⁷. L'enseignement majeur du graphique est qu'à l'horizon 2015, l'éolien sera compétitif¹⁸ avec une solution cycle combiné à gaz, dans l'hypothèse de 20€/tCO₂. Cette compétitivité existe déjà en 2005 dans les DOM, pour lesquels les moyens de production thermique ont des coûts de production élevés du fait de leur taille réduite et des contraintes d'approvisionnement en carburant. On peut en conclure¹⁹ qu'en 2015, les filières renouvelables les plus compétitives pourraient se développer de manière autonome, sans mécanisme de soutien (tarif d'achat ou appel d'offres). Cette situation est de nature à assurer leur développement.

Il apparaît en revanche que les coûts de la filière solaire photovoltaïque seront encore très élevés en 2015, entre 150 et 225 €/MWh, y compris dans les DOM.



¹⁶ Le coût moyen des projets retenus à l'issue de l'appel d'offres biomasse est de 86 €/MWh

¹⁷ Pour les filières non encore sur le marché en 2007, seul le coût 2015 figure

¹⁸ Le coût de l'intermittence a été chiffré entre 2 et 4 €/MWh dans les Coûts de référence et ne semble pas devoir remettre en cause cette conclusion.

¹⁹ L'hypothèse de 20€/tCO₂ sans allocation gratuite peut être considérée comme forte. Elle conduit à un coût de 42€/MWh, qui est identique au coût de production d'un CCG avec le cours du gaz à mi-2005. Le niveau de 42€/MWh apparaît donc plausible.

1.4 Les objectifs et obligations de protection de l'environnement

L'énergie est au cœur de la problématique du développement durable : sans énergie, il n'y a pas de développement économique et social. La poursuite des schémas énergétiques actuels ne s'inscrit toutefois pas dans une démarche durable, en raison notamment des dommages environnementaux provoqués par la consommation, la production et le transport de l'énergie, et du fait de la nature épuisable des ressources fossiles.

Pour les pays industrialisés, le but poursuivi est une stabilisation puis une réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, qui suppose notamment une baisse accrue de l'intensité énergétique finale à partir des énergies fossiles. **La consommation d'énergie²⁰, représente en effet 94,8%²¹ du total des émissions de CO₂ de la France (Métropole + DOM-TOM) en 2003 (soit 387 MtCO₂).**

L'évaluation environnementale de la politique énergétique suppose l'analyse, d'une part, des risques, et, d'autre part, des dommages environnementaux que l'on peut regrouper en trois catégories : l'accélération du changement climatique, la pollution atmosphérique et l'impact sur les écosystèmes et les paysages. Aux plans international, régional et national, les pouvoirs publics ont pris des mesures visant à modifier ces trajectoires.

Les progrès dans l'évaluation des dommages environnementaux et la prise de conscience des enjeux environnementaux liés à l'énergie se sont traduits par un ensemble de dispositions législatives et réglementaires, nationales et communautaires ainsi que par des engagements internationaux.

Par exemple, en matière d'émissions gazeuses, les installations de production centralisée d'électricité doivent respecter quatre exigences européennes cumulatives : le recours aux meilleures technologies disponibles (directive IPPC), l'application de valeurs limites d'émission (directive Grandes Installations de Combustion), le respect de plafonds nationaux d'émission (directive Plafonds) et l'utilisation d'instruments de marché pour le CO₂ (directive Quotas). A cela il convient d'ajouter les directives relatives à la qualité de l'air et les obligations qui en découlent relatives à la mise en œuvre de plans de gestion de la qualité de l'air en cas de dépassement des valeurs limites. D'autres textes législatifs concernent des thèmes comme le développement des énergies renouvelables, l'évaluation environnementale (études d'impact) ou la protection des milieux (directive cadre sur l'eau).

Les objectifs et obligations de protection de l'environnement que la France s'est fixés sont présentés ci-après. Pour les atteindre, on peut avoir recours à toute une famille d'instruments de politiques publiques. Certains privilégient les approches économiques en visant l'internalisation des coûts externes ou dommages environnementaux (mise en place d'un système d'échange de quotas, recours à la fiscalité). D'autres combinent des actions de maîtrise de la demande énergétique et des actions sur les moyens de production (normes plus strictes sur les moyens de production et développement des énergies renouvelables).

²⁰ Selon le CITEPA, la consommation d'énergie regroupe les industries de l'énergie (producteurs d'énergie), les industries consommatrices, les transports mais également le secteur résidentiel/ tertiaire et l'agriculture. Il faut ajouter les émissions dites fugitives en provenance, d'une part, de l'élaboration des produits pétroliers et, d'autre part, de l'extraction et distribution des combustibles (mines, stations services,).

²¹ Les principales sources d'émissions sont les suivantes :

- transport : 35% à 141 MtCO₂ ;
- résidentiel-tertiaire + agriculture (part mineure) : 26% soit 100 MtCO₂ ;
- industrie : 20% à 77 MtCO₂ ;
- énergie : 16% à 63 MtCO₂ (dont production d'électricité et chauffage urbain 45 MtCO₂ soit 11%)
- le solde est fourni par les autres procédés industriels

1.4.1 La lutte contre le changement climatique (protocole de Kyoto, plan climat, directive quotas)

En l'état actuel des connaissances, sans mesures vigoureuses de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES), c'est un réchauffement pouvant aller jusqu'à 6°C à la fin du siècle qu'il faut redouter. Toutes les projections indiquent à l'horizon 2050 une tendance forte à la hausse des émissions mondiales de GES. Au niveau mondial, la production d'électricité est actuellement le premier contributeur d'émissions de CO₂ (environ 40%). L'Agence Internationale de l'Energie reconnaît la nécessité d'inverser cette tendance. Pour la première fois, en 2004, son rapport annuel affiche un scénario visant à limiter les émissions mondiales. Une limitation du réchauffement à 2°C supposerait la réduction des émissions mondiales de 15% à 50% d'ici 2050 par rapport aux émissions actuelles, et davantage par la suite. Cela impliquerait la division par quatre des émissions des pays industrialisés, dont la France, d'ici 2050, ce qui serait compatible avec un taux de 0,5 tC par an et par habitant en 2050 (la population mondiale devrait être de l'ordre de 10 milliards). Cette proposition française a été reprise par le Conseil environnement du 10 mars 2005, et par le Conseil européen du 23 mars 2005, qui ont également demandé aux pays industrialisés d'examiner des fourchettes de réduction de 15-30% de leurs émissions en 2020 par rapport à 1990. Mais il est clair que cet objectif ne pourra désormais plus être atteint sans une participation des pays en développement à l'effort de réduction ; il s'agit notamment des plus peuplés d'entre eux et qui connaissent une croissance économique forte ayant pour corollaire une contribution de plus en plus significative aux émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Le protocole de Kyoto

Au plan international, la convention « Climat » a été signée en juillet 1992 et le protocole de Kyoto en 1997. Celui-ci est entré en vigueur en février 2005 suite à sa ratification par la Russie le 18 novembre 2004. Trente cinq pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions de GES entre 2008 et 2012. La France s'est engagée à stabiliser ses émissions par rapport à 1990 dans le cadre d'une réduction de 8% des émissions de l'Union Européenne (UE-15). Cet objectif de stabilisation prend en compte la position de la France de 3^{ème} plus faible émetteur de rejets de CO₂ par habitant parmi les pays industrialisés, ainsi que sa faible marge de réduction, du fait de la nature largement décarbonée de son électricité, qui est essentiellement d'origine nucléaire et hydraulique. L'objectif de stabilisation représente en réalité une baisse d'environ 20% par rapport à une évolution tendancielle. Sous réserve de l'application, dans les délais, du « plan climat », les objectifs français devraient, vus de 2005, être respectés, et ce malgré une dégradation de la performance ces dernières années, due au secteur Transports.

La directive Quotas

La directive européenne Quotas vise la lutte contre l'effet de serre et traduit concrètement l'engagement de l'Union européenne souscrit à Kyoto. Le marché de quotas de CO₂ a démarré dans l'Union Européenne à 25 le 1^{er} janvier 2005 pour la période 2005-2007. Il concerne les installations de puissance supérieure à 20 MW_{thermiques} (soit 1126 en France). Chaque Etat membre élabore un plan fixant des objectifs de réduction d'émission qui doit être validé par la Commission. Selon ce plan, chaque exploitant concerné reçoit ensuite, pour chaque installation soumise, un montant de quotas qui peuvent être échangés, vendus ou achetés sur le marché européen. Les entreprises participantes pourront également utiliser les crédits générés par les mécanismes prévus par le protocole de Kyoto : « développement propre » (dans les pays en développement) et, après 2008, « mise en œuvre conjointe » (dans d'autres pays industrialisés, notamment les pays à économie en transition).

Le Plan National d'Allocation de Quotas (PNAQ) a été approuvé par la Commission Européenne. Le montant annuel global de quotas alloués aux opérateurs concernés est de 156,51 MtCO₂ (dont une enveloppe de 5,69 MtCO₂ pour les nouvelles installations). Un effort supplémentaire de - 2,43% par rapport à l'allocation de « base » a été imposé par le Gouvernement à tous les exploitants afin de respecter l'objectif du Protocole de Kyoto. La part réservée au secteur de la production d'électricité est de 35,92 MtCO₂.

La négociation de la nouvelle version du PNAQ pour la suite de la période 2005-2007 revêt un enjeu fort, pour la lutte contre l'effet de serre mais aussi pour le secteur électrique, aussi bien pour l'orientation des investissements de production que pour leur réalisation effective.

Actuellement le prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen varie de 10€ à 25€, ce qui reste inférieur au coût moyen de l'élimination de la tonne²². Vu l'importance du secteur électrique dans le marché européen de carbone, la variabilité annuelle du climat, des températures et des précipitations, peut jouer un rôle important dans l'évolution à court terme du prix du carbone.

Le Plan Climat

Au niveau national, le Gouvernement a adopté, en juillet 2004, le plan climat, qui regroupe un ensemble de mesures traduisant l'engagement de stabilisation des émissions de GES de la France. Les actions phares sont la promotion des biocarburants, le renforcement du crédit d'impôt pour les économies d'énergies et les énergies renouvelables dans l'habitat, le développement de l'étiquetage énergétique notamment sur les véhicules et lors des diagnostics énergétiques des bâtiments, le bonus-malus CO₂ pour les véhicules particuliers et la climatisation durable. L'évaluation des mesures conduit à un objectif d'économie par rapport à la tendance de 72 MtCO₂ d'ici 2010, dont 16 MtCO₂ dans le secteur énergétique et tout particulièrement 5 MtCO₂ évitées grâce à des mesures de maîtrise de la demande d'électricité. Le plan climat fait l'objet d'une communication annuelle. Selon la loi d'orientation sur l'énergie, il doit être révisé tous les deux ans.

1.4.2 La pollution atmosphérique

La pollution atmosphérique existe à la fois au niveau local à travers les pollutions urbaines et aux niveaux régional et transfrontalier à travers notamment les pluies acides, la formation d'ozone, l'eutrophisation. Les principaux polluants atmosphériques sont les oxydes de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x), les composés organiques volatils (COV), les particules fines, les polluants organiques persistants, les métaux lourds, l'ammoniac (NH₃).

Plusieurs protocoles ont été adoptés dans le cadre de la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance (entrée en vigueur le 16 mars 1983) dont le protocole de Göteborg de 1999 qui a pour objectif des plafonds d'émission à l'horizon 2010. Au niveau de l'Union Européenne, la protection de la qualité de l'air, outre les directives relatives à la qualité de l'air, a débouché sur les directives Grandes Installations de Combustion et Plafonds Nationaux d'Emission. En 2005, la Commission annoncera sa stratégie en matière de qualité de l'air dans le cadre du programme CAFE (Clean Air for Europe) et proposera en 2006 une révision de la directive plafonds qui pourrait inclure des mesures spécifiques sur les particules. Parallèlement, dans le cadre du Plan santé – environnement décidé par le Gouvernement en 2004 pour la période 2004-2008, une étude sera effectuée en vue de la mise en place en 2006 d'un outil incitatif pour réduire les émissions de NO_x (taxe avec ou sans reversement, marché de quotas).

La directive Grandes Installations de Combustion (GIC)

La directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion fixe des valeurs limites d'émission (VLE) pour le SO₂, les NO_x et les poussières. La directive GIC s'applique dès le 1^{er} janvier 2008 à toutes les installations de combustion de puissance supérieure à 50 MW. Les grandes installations de combustion des DOM bénéficient de plafonds adaptés à leur contexte d'exploitation.

Pour les installations antérieures au 1/7/1987, trois mesures de souplesse sont prévues : des dérogations (les VLE de la directive ne s'appliquent pas sous réserve d'une durée de fonctionnement

²² Le coût de l'économie d'une tonne de CO₂ a été estimé à 27€, hors gains pour la collectivité, pour la période 2000-2010 par le rapport Boiteux II, utilisé en France pour l'évaluation des projets publics de transports (Commissariat général du Plan, Transports : choix des investissements et coût des nuisances, 2001). Cette valeur ayant été calculée à partir de la différence entre le prix constaté du pétrole et celui qui permettrait à la France de respecter ses objectifs définis par les accords de Kyoto, on obtiendrait aujourd'hui une valeur bien plus faible.

inférieure à 20000 heures décomptées à partir du 1^{er} janvier 2008 et d'une fermeture de l'installation fin 2015), des VLE moins strictes pour les installations à faible durée de fonctionnement utilisant des combustibles solides (charbon) et la mise en place d'un schéma national de réduction des émissions (SNR). La directive GIC prévoit ainsi une transition assez longue pour les installations au charbon existantes.

La première mesure de souplesse conduit à la fermeture d'installations charbon en 2015, ce qui soulève la question de leur renouvellement. Cette problématique est traitée au 4.4.

Pour les installations au fioul, la France a fait le choix de la mise en place d'un SNR.

Directive Plafonds

L'objet de la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques est de limiter les quantités d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote, de composés organiques volatiles et d'ammoniac émis par chaque État membre. Son objectif est de limiter les retombées acides, les phénomènes d'eutrophisation et la création d'ozone au niveau du sol. Si la directive GIC fixait des VLE par installation ou autorisait la mise en place de schémas nationaux de réduction, la directive Plafonds impose des plafonds d'émission nationaux par polluants à l'horizon 2010. Elle laisse aux Etats-membres le choix des moyens à mettre en œuvre. L'objet de la directive a conduit à exclure les DOM de son champ d'application.

L'objectif pour 2020 est le maintien de la concentration des polluants en dessous du seuil de nuisance pour la Communauté Européenne, ce qui se traduit par des objectifs à 2020, pour la Communauté dans son ensemble, à hauteur de 3634 kt de SO₂ contre 3850 en 2010, 5923 kt de NO_x contre 6519 en 2010, et 5581 kt de COV contre 6510 en 2010. D'ici 2010 chaque Etat membre doit respecter les plafonds d'émission pour le SO₂, le NO_x, les COV et le NH₃ et soumettre à la Commission un programme détaillant les mesures prises.

Au plan national, la mise en œuvre de cette directive a consisté en l'adoption en 2003 d'un programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques. Ce programme fait l'objet d'une évaluation en 2005 qui pourra donner lieu, en tant que de besoin, en 2006, à des mesures complémentaires afin de s'assurer que les objectifs à l'horizon 2010 seront atteints.

1.4.3 La protection des écosystèmes et des paysages

Certaines formes de consommation et de production d'énergie peuvent contribuer à la pollution des eaux et la dégradation ou destruction des sites naturels. Ainsi, le refroidissement des centrales électriques (thermiques à flamme et nucléaires) se traduit par une pollution thermique qui peut altérer l'écosystème d'un cours d'eau. Les équipements hydrauliques modifient le régime des cours d'eau, les sites naturels et la biodiversité aquatique.

C'est dans cette logique, non spécifique à l'électricité, que le cadre juridique de l'eau est en évolution. Au plan européen, la directive cadre sur l'eau (DCE) du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau se fixe notamment pour objectif à l'horizon de 2015 la prévention de la détérioration de l'eau en vue d'un bon état écologique des cours d'eaux. Au plan national, le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques (PLEMA) est en discussion au Parlement. Il comporte, notamment, des mesures portant sur les installations électriques (centrales hydroélectriques, centrales thermiques utilisant de l'eau pour leur refroidissement).

La production comme le transport de l'énergie peuvent également se traduire par des atteintes au paysage. La gêne visuelle est ainsi une critique fréquemment adressée aux éoliennes comme aux lignes de transport électriques.

Au plan national, les installations productrices d'énergie comme les projets relatifs au transport d'énergie sont soumis à étude d'impact (articles L 122-1 et 123-1 du code de l'environnement). Celle-ci constitue une démarche destinée à intégrer les préoccupations environnementales (écosystème, qualité de l'air) et sanitaires lors de la conception d'un projet par son promoteur, à éclairer l'autorité appelée à décider d'en autoriser la réalisation, à informer le public afin de l'associer à la prise de décision.

1.4.4 La sûreté nucléaire et la radioprotection

La radioactivité, qu'elle soit naturelle ou artificielle, présente des risques pour l'homme et pour l'environnement en raison des rayonnements émis par les éléments radioactifs. Une forte irradiation par des éléments ionisants provoque des effets immédiats sur les organismes vivants comme, par exemple, des brûlures plus ou moins importantes. Au-delà des conséquences immédiates sur l'organisme, les expositions à des doses plus ou moins fortes peuvent avoir des effets à long terme sous la forme de cancers.

En raison de ces risques, l'activité nucléaire est très strictement encadrée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dont l'échelon national est la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR). La DGSNR a, sous l'autorité des ministres chargés de l'environnement, de l'industrie et de la santé, la responsabilité de la définition et de la mise en œuvre de la politique en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

La sûreté nucléaire est définie comme l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations comportant une source de rayonnements ionisants, ainsi qu'au transport des matières radioactives, et destinées à prévenir des accidents et à en limiter les effets.

La radioprotection est définie comme l'ensemble des règles, des procédures et des moyens de prévention et de surveillance visant à empêcher ou à réduire les effets nocifs des rayonnements ionisants produits sur les personnes directement ou indirectement, y compris par les atteintes portées à l'environnement.

1.4.5 L'internalisation des effets externes

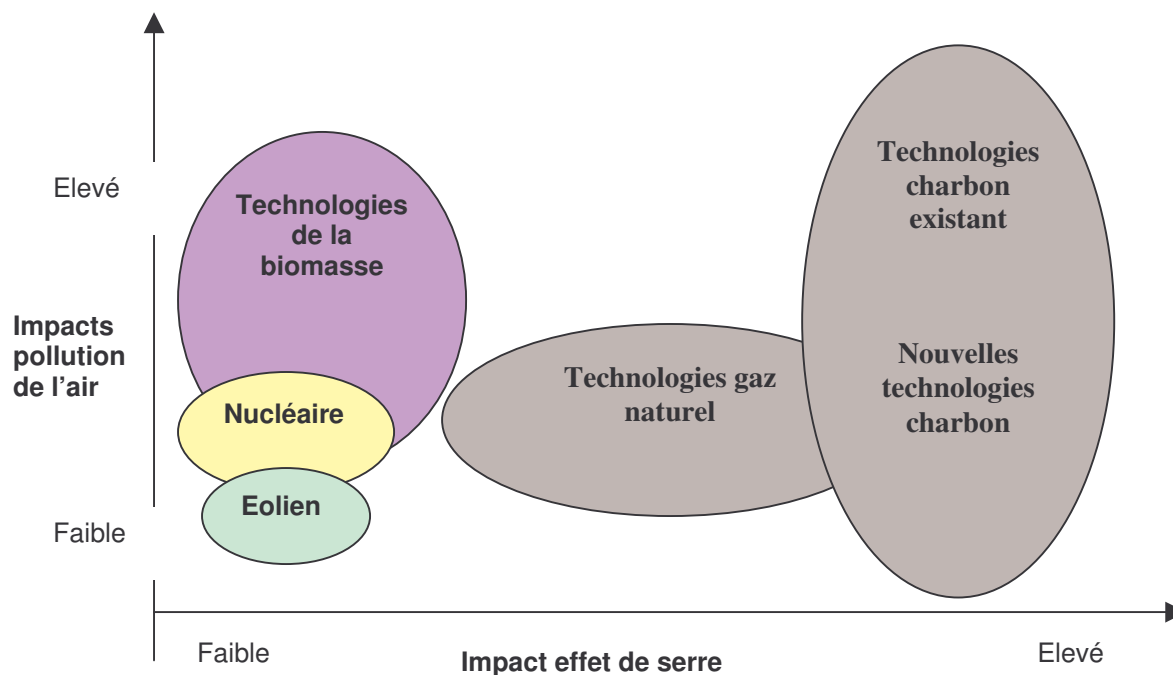
Une quantification des dommages environnementaux et sanitaires s'avère nécessaire pour progresser vers un usage de l'énergie qui tienne compte des nuisances provoquées, pour situer le point d'équilibre entre les avantages procurés par l'énergie et les effets « néfastes » sur les milieux.

Les dommages environnementaux et sanitaires peuvent être appréhendés à partir de différentes méthodologies qu'on peut regrouper en trois catégories : l'approche par filière énergétique où l'on suit toutes les interactions d'un bien énergétique particulier avec l'environnement ; l'approche par les impacts sanitaires des polluants émis par l'énergie ; l'approche par les milieux avec comptabilisation des émissions de polluants dans ces milieux. La première approche revient à internaliser les externalités dans les coûts de production, elle a été retenue dans l'étude Coûts de référence de la DGEMP (cf. 1.3.1).

Au niveau européen, la Commission européenne a développé le projet ExternE²³. Grâce à une évaluation des coûts des dommages dus à la pollution locale et au changement climatique, il permet de comparer les différentes formes d'énergie (fossiles, nucléaires et renouvelables). Pour certaines filières, charbon et pétrole, les coûts externes environnementaux atteignent des montants équivalents aux coûts actuels de production de l'électricité. L'internalisation de ces coûts est ainsi susceptible de modifier substantiellement la compétitivité relative des différentes filières et d'affecter certains choix de localisation.

Néanmoins, il convient d'être prudent quant à la portée d'une telle comparaison. D'abord, certaines externalités ne sont pas prises en compte ou très partiellement (impact sur la biodiversité ou le paysage). Ensuite, les résultats sont fortement dépendants de la situation locale et des hypothèses retenues par le modélisateur (taux d'actualisation pour les coûts intergénérationnels, valeur de la vie statistique).

²³ Etude disponible sur internet à l'adresse <http://www.externe.info>



Comparaison de certaines externalités environnementales de la production d'électricité²⁴

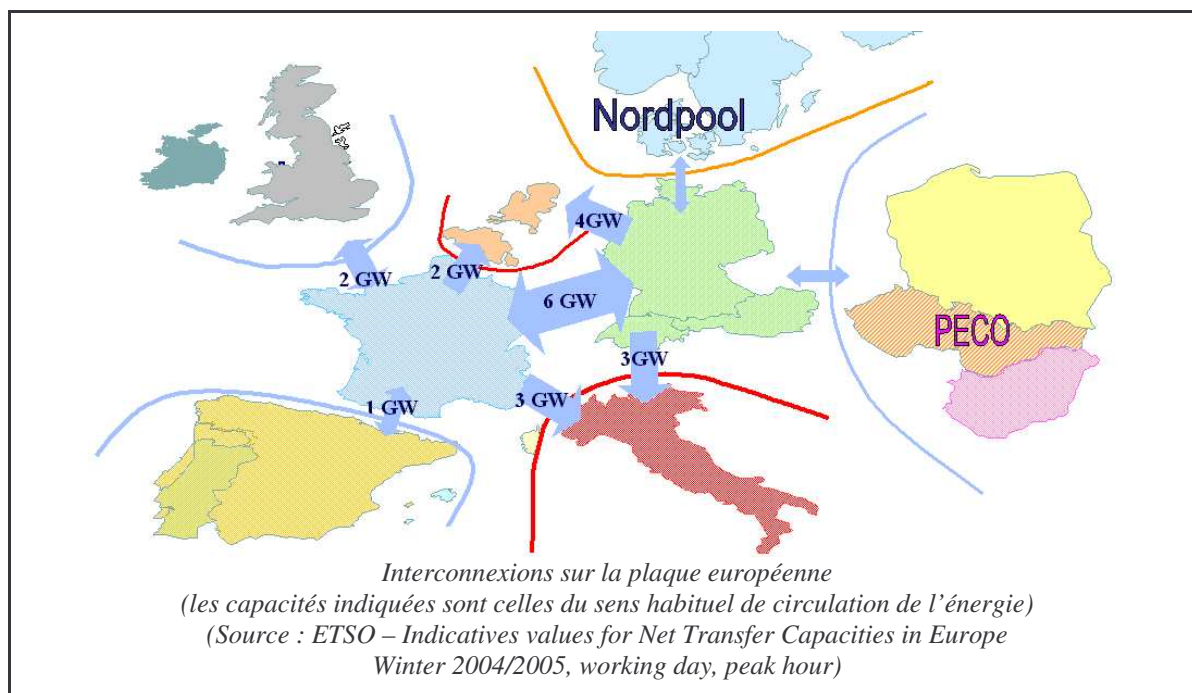
C'est pourquoi, dans l'examen des performances environnementales de la France, l'OCDE recommande de « renforcer les efforts visant à évaluer économiquement les dommages causés à l'environnement par le secteur de l'énergie pour mieux internaliser les coûts externes dans les prix de l'énergie ». Cette étape est indispensable pour mettre en œuvre deux autres recommandations de l'OCDE en terme de décision publique : évaluer économiquement les politiques publiques de promotion des énergies renouvelables afin d'en minimiser les coûts pour la collectivité, et réformer la fiscalité de l'énergie en intégrant mieux les préoccupations environnementales.

1.5 Le contexte européen dans le cadre de l'ouverture des marchés

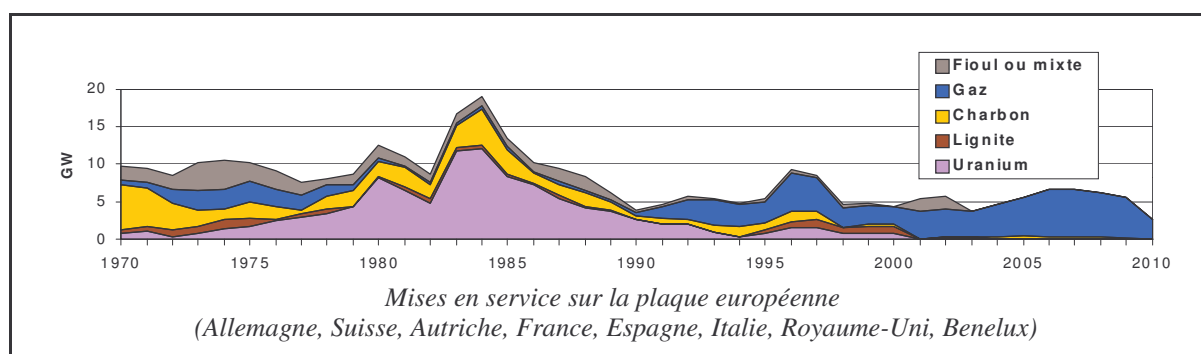
Le marché de l'électricité est aujourd'hui européen avec de fortes interconnexions entre les différents pays. Il est donc fondamental d'étudier au sein de la PPI la question des importations et des exportations par rapport à la problématique de la sécurité d'approvisionnement.

Pour la PPI, la question première concernant ce sujet est de mesurer la capacité des autres systèmes électriques à secourir le système électrique français en cas de besoin. Il est intéressant de noter que les parcs de production de la plaque européenne ont des caractéristiques différentes et sont soumis à des aléas décorrélés : l'aléa principal du système électrique français est lié à la pénétration importante du chauffage électrique en France, la demande française est donc très sensible à la température en hiver (il conviendra néanmoins de suivre l'évolution de la puissance de pointe en été en raison du développement de la climatisation) ; l'aléa principal du système allemand est lié à la très forte pénétration de l'éolien (16 GW à fin 2004), ce qui génère une forte fluctuation des imports / exports allemands ; l'aléa principal en Espagne et dans les pays nordiques est hydraulique...

²⁴ Source : Commission européenne (2003), *External costs. Research Results on socio-environmental damages due to electricity and transport*, Directorate General for Research, 2003.



Il est également intéressant de constater le foisonnement des cycles d'investissement sur la plaque européenne. Les différents pays européens disposent en effet de parcs de production d'âges et de durées de vie différents. Si chaque pays présente des effets « falaise » dans le développement et le renouvellement futur de son parc, on constate un lissage lorsque l'on considère la plaque européenne.



En se basant uniquement sur les capacités de production existantes en 2005, les besoins de nouvelles capacités de production pour l'ensemble du système européen²⁵ s'élèvent selon l'ETSO²⁶ à environ 100 GW²⁷ à l'horizon 2015. Cette valeur peut être considérée comme un minimum en raison du peu d'information disponible sur les déclassements de centrales si une nouvelle législation environnementale était mise en œuvre.

Cette valeur est cohérente avec le *World energy investment outlook 2003* réalisé par l'Agence Internationale de l'Energie. Celui-ci identifie un besoin de 600 GW à mettre en service sur 2001-2030 dont environ 120 GW sur la période 2001-2015²⁸. Les besoins en investissements sont

²⁵ UCTE + Nordel, Grande-Bretagne et Irlande.

²⁶ ETSO generation adequacy : an assessment of the interconnected european power systems 2007-2015 (mai 2005)

²⁷ qui se décomposent en 50 GW déjà prévus de manière certaine et 50 GW supplémentaires à réaliser, non décidés pour l'instant

²⁸ Il est naturel que le besoin identifié par l'AIE soit supérieur à celui identifié par l'ETSO car il porte sur une période plus longue puisqu'elle débute en 2001.

beaucoup plus importants sur la période 2015-2030 en raison de l'arrivée en fin de vie d'un grand nombre de centrales actuellement en service : de l'ordre de 300 GW²⁹ seront à renouveler sur la plaque européenne entre 2015 et 2030.

Concernant la période 2005-2015, l'UCTE estime³⁰ **que les décisions d'investissement à fin 2004 assurent la sécurité d'approvisionnement électrique sur la plaque européenne à l'horizon 2010.** Si on prend en compte les intentions de développement de production affichées par les acteurs, la plupart de ces besoins 2005-2015 peuvent être couverts en temps voulu sous réserve que les mécanismes de marché génèrent les incitations à investir adéquates.

La France a aujourd'hui un rôle particulier sur la plaque européenne dans la mesure où elle exporte entre 60 et 75 TWh chaque année. Les exports peuvent se faire sous la forme de contrats de long terme, de contrats de gré à gré ou de vente d'électricité sur les marchés. La question est de mesurer à quelle hauteur la France peut, en tenant compte des engagements des opérateurs à l'export sous la forme de contrats de long terme non interruptibles, faire appel aux capacités des pays voisins ou si les contrats de long terme ne peuvent être compensés en situation de tension sur l'équilibre offre demande.

La PPI, ainsi que le bilan prévisionnel de RTE, font l'hypothèse de la possibilité d'annulation ponctuelle du solde exportateur à la pointe, ce qui est équivalent à supposer que l'on trouvera à la pointe sur les marchés étrangers l'équivalent des contrats de long terme non interruptibles.

Cette hypothèse est structurante pour le dimensionnement du parc. Cette hypothèse est retenue car elle a été vérifiée dans le passé, voire dépassée puisque la France s'est retrouvée importatrice nette de 3 GW le 28 février 2005 lors de la vague de froid. Cette hypothèse est jugée crédible en raison de la non-corrélation des aléas des différents parcs européens. Ainsi les épisodes de tension du système électrique français, liés à des vagues de froid, ne sont a priori pas concomitants à des épisodes de tension sur les autres parcs en raison de la moindre pénétration du chauffage électrique.

Si cette hypothèse a été jugée crédible par les travaux de préparation de la PPI, des incertitudes existent sur les développements de moyens de production et les politiques qui auront lieu chez nos voisins européens. La question suivante permet d'illustrer l'incertitude : un recours plus important aux combustibles fossiles pour le chauffage pourrait poser des problèmes pour l'approvisionnement des centrales électriques dans les pays voisins et restreindre leurs possibilités à l'export. On peut également citer le cas de la canicule d'août 2003 où la situation était tendue sur l'ensemble de l'Europe.

Il sera donc **nécessaire dans le futur de rechercher une meilleure harmonisation des prévisions des différents gestionnaires de réseau européens.** Ceci constitue d'ailleurs un des objectifs (article 7) de la directive relative à la sécurité d'approvisionnement et aux investissements en infrastructure, votée par le Parlement Européen le 4 juillet 2005.

²⁹ Soit près de 3 fois la puissance du parc français

³⁰ UCTE System Adequacy Forecast 2005 – 2015 (janvier 2005)

2 La demande d'électricité

2.1 Evolutions passées des demandes énergétique et électrique

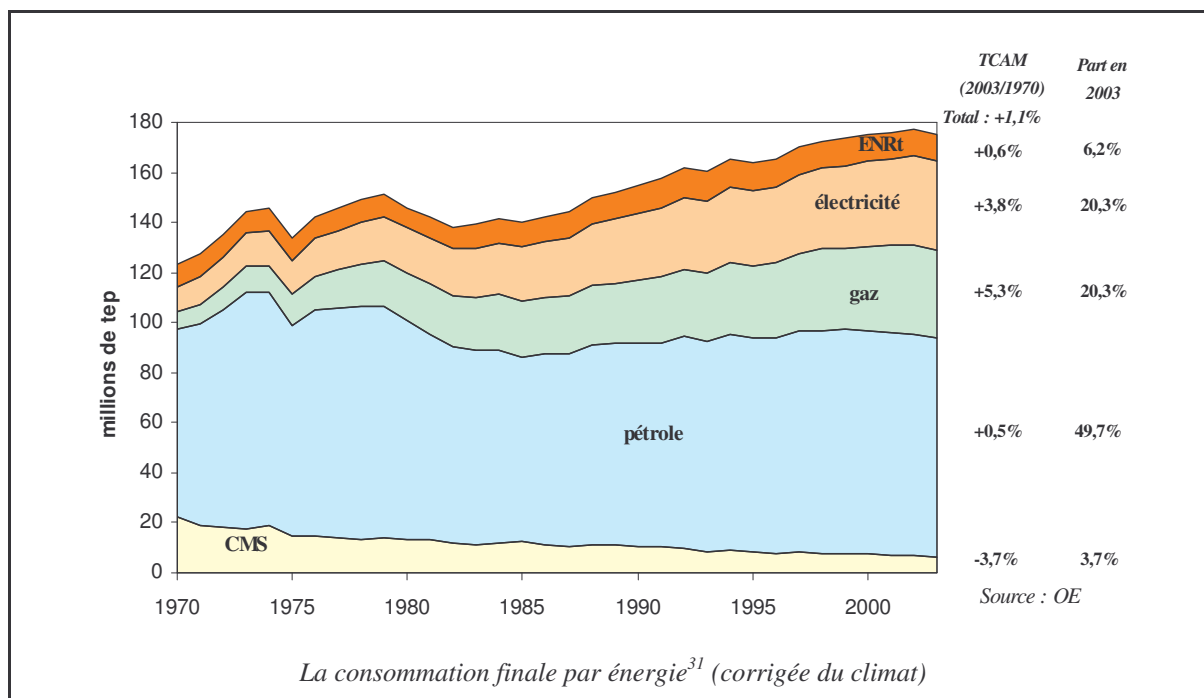
2.1.1 La demande énergétique finale en France

La consommation finale d'énergie, toutes énergies confondues, est passée de 123 millions de tep en 1970 à 175 millions de tep en 2003, soit un taux de croissance annuel moyen de +1,1%. La consommation finale du charbon a été divisée par 4 sur cette période.

Le pétrole est encore aujourd'hui la première source d'énergie, malgré une diminution de sa prédominance (sa consommation a crû seulement de 0,5% par an en moyenne sur 1970-2003). Le charbon ne représente plus que 4% en 2003. La part des énergies renouvelables thermiques évolue peu, oscillant autour de 5 à 7%. A l'inverse, les parts du gaz et de l'électricité progressent de façon continue, atteignant chacune 20% en 2003.

Les évolutions du gaz et de l'électricité ont été caractérisées par une croissance soutenue. La consommation finale d'électricité a été multipliée par plus de 3 sur cette période, et celle de gaz par plus de 5. Depuis la fin des années 1970, après un rattrapage du gaz sur l'électricité, les taux de croissance et les niveaux de consommation ont été identiques pour ces deux énergies.

Divers facteurs peuvent expliquer ces évolutions : l'évolution des prix relatifs des énergies, l'existence et l'utilisation d'éventuelles ressources nationales (le recul du charbon est lié à la baisse de cette ressource), l'évolution des techniques de production d'énergie (l'essor de la filière nucléaire a facilité la hausse de la production d'électricité), les modifications structurelles de l'économie, les politiques d'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, amélioration des process industriels), le comportement des utilisateurs...

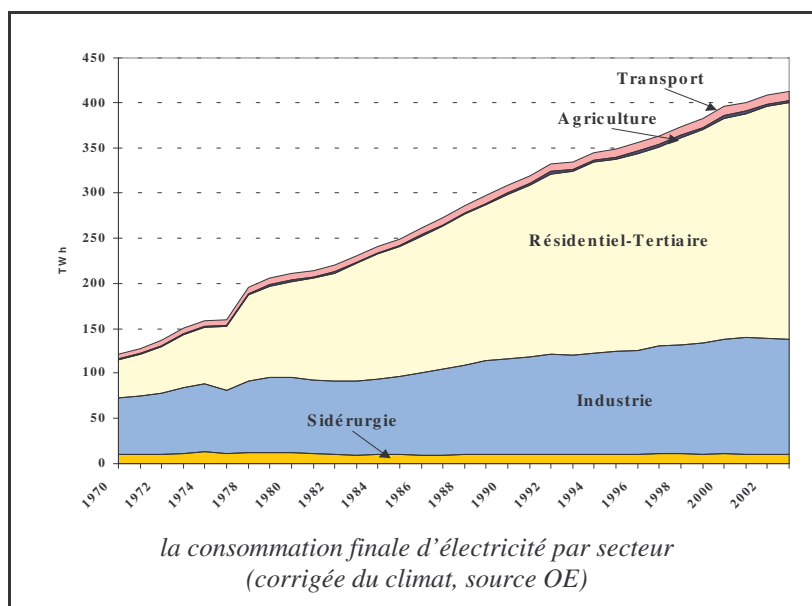


³¹ Les coefficients d'équivalence énergétique utilisés sont ceux préconisés par l'Agence Internationale de l'Energie et la Commission européenne, soit 0,086 tep/MWh pour l'électricité.

2.1.2 La demande électrique finale en France

La consommation d'électricité finale a été multipliée par plus de 3 depuis 1970, soit une croissance annuelle de 3,8%.

Entre 1970 et 2003, la consommation d'électricité du résidentiel - tertiaire a augmenté beaucoup plus vite que celle de l'industrie, puisque sa croissance annuelle moyenne a été de 5,7%, contre 2,2% pour l'industrie de telle sorte qu'en 2003, le résidentiel - tertiaire consomme deux fois plus d'électricité que l'industrie, avec une part de 63%.



L'intensité électrique finale a eu une tendance linéaire à la hausse jusqu'en 92-93, suivie d'une stabilisation depuis 10 ans, qui reflète la stabilisation de la croissance de la demande du résidentiel – tertiaire par rapport à la croissance du PIB.

2.2 Les actions de maîtrise des demandes énergétique et électrique

2.2.1 La maîtrise de la demande énergétique

La problématique

L'exploitation insouciante des réserves d'énergie afin de répondre à une demande énergétique en forte croissance, majoritairement satisfaite avec le pétrole, commence aujourd'hui à connaître ses limites, qu'il s'agisse de la capacité mondiale de raffinage du pétrole, du risque géopolitique dû à l'inégalité de la répartition de cette ressource naturelle, et du problème environnemental que pose une utilisation immodérée de la ressource, notamment par rapport à la problématique du réchauffement climatique.

Le pendant indispensable à cette ponction toujours plus lourde des réserves naturelles est l'exploitation des gisements d'économies d'énergie. Celle-ci constitue un des axes majeurs de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, au même titre que la recherche de nouvelles technologies.

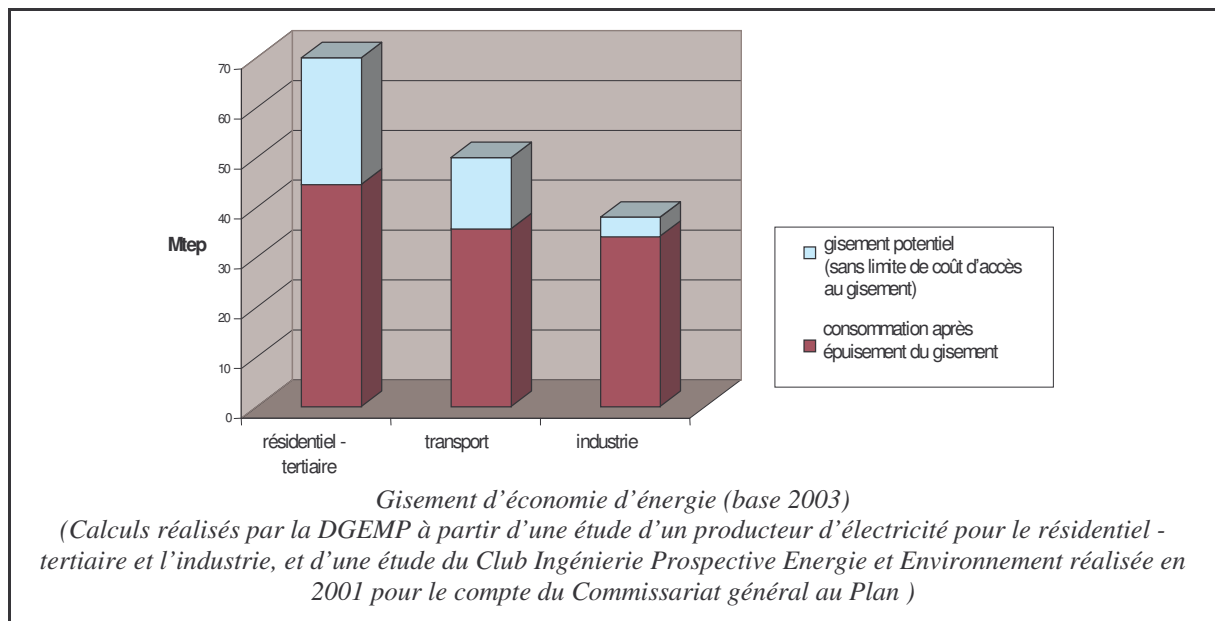
Les gisements d'économie d'énergie en France

Les gisements d'économie d'énergie en France sont encore sous-exploités. Le secteur du bâtiment avec sa part toujours prépondérante d'immeubles peu performants au plan thermique est emblématique de l'ampleur de la tâche, qui doit être entreprise dans les meilleurs délais, car on sait aujourd'hui faire du bâtiment énergétiquement sobre.

Bien que le secteur du transport se place en 2^{ème} position sur le podium des économies d'énergie potentielles, la prospection de gisements d'économie d'énergie dans le secteur des transports reste un vrai défi. Les améliorations technologiques sont certes prometteuses de résultats (accords volontaires des constructeurs, normes, véhicule hybride ou électrique...) mais la demande, satisfaite à

97% par le pétrole, ne cesse d'augmenter et le défi de la sensibilisation du citoyen aux économies d'énergie sera particulièrement délicat à relever dans ce secteur.

Le secteur industriel français est sans doute celui où le gisement a été le plus exploité. On peut constater que son intensité énergétique n'a cessé de décroître depuis quelques années (il s'agit du seul secteur dont la consommation d'énergie a diminué depuis 1990), et, de surcroît, c'est maintenant le secteur sur lequel les obligations de Kyoto pèsent le plus avec le système des quotas d'émissions européens. Il reste néanmoins encore, dans une moindre mesure, à conquérir certaines marges tout en s'attachant à préserver la compétitivité du secteur industriel.



La maîtrise de la demande énergétique dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique

La maîtrise des consommations énergétiques dans les bâtiments neufs ou anciens constitue un chapitre entier de la loi. En sus d'un toilettage de la réglementation thermique actuelle, le projet introduit le principe d'une performance énergétique minimale des bâtiments anciens lorsqu'ils font l'objet de travaux significatifs. Par ailleurs, le principe d'une inspection régulière des appareils de chauffage et de climatisation est également une novation, de même que les diagnostics de performance énergétique qui seront demandés lors de la vente ou de la location d'un bien immobilier.

Enfin, deux mesures novatrices sont introduites pour favoriser la maîtrise de la demande énergétique avec un nouveau dispositif de certificats d'économie d'énergie et une refonte du crédit d'impôt.

Les certificats d'économie d'énergie

Les certificats d'économies d'énergie créés par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique sont un moyen pour mobiliser les acteurs du secteur énergétique et responsabiliser la société civile, tout en limitant les dépenses publiques. Ce dispositif s'ajoute aux instruments existants (réglementation, fiscalité,...) et à une approche sectorielle qui, par nature, s'attache à des gisements plus concentrés comme par exemple dans le secteur de l'industrie. Ils ont fait l'objet de trois décrets en date du 23 mai 2006.

Des obligations d'économies d'énergie sont imposées, sur une période de 3 ans, aux vendeurs d'énergie présents sur le marché de l'habitat et du tertiaire. En fin de période, les vendeurs d'énergie qui n'auront pas réussi à obtenir suffisamment de certificats (en réalisant des économies d'énergie ou en les achetant) devront s'acquitter de la part manquante de leurs obligations en versant une pénalité libératoire dont le taux, fixé à un maximum de 2 centimes par kWh, permet de déterminer le coût

plafond des obligations. Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie est donc un mécanisme de marché, dont le fonctionnement s'apparente aux marchés de quotas de CO₂.

Le renforcement du crédit d'impôt

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique a prévu un renforcement du rôle du crédit d'impôt pour inciter les particuliers à investir dans des équipements produisant une énergie renouvelable ou permettant des économies d'énergie à l'occasion de l'aménagement ou de la rénovation de l'habitation principale. Les lois de finances pour 2005 puis 2006 ont concrétisé cette démarche en introduisant de nouvelles dispositions par rapport au crédit d'impôt existant. Ces dispositions³² ont notamment pour objet :

- de recentrer la liste des équipements éligibles au crédit sur les matériels les plus performants,
- d'augmenter l'avantage fiscal en doublant les plafonds des dépenses prises en compte et en appliquant des taux différenciés allant jusqu'à 50% pour les équipements de production d'énergie utilisant une source d'énergie renouvelable (chauffe-eau solaire, appareils à bois...).

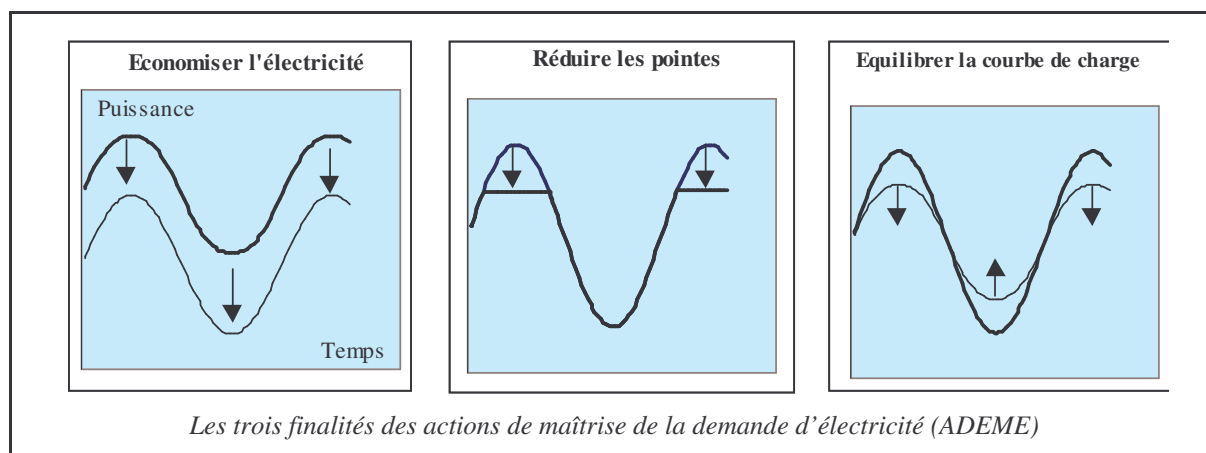
2.2.2 La maîtrise de la demande électrique

La problématique ainsi que les gisements présentés précédemment concernent l'ensemble de l'énergie. Renforcer les actions de maîtrise de la demande dans une filière énergétique peut conduire à un transfert de la consommation énergétique d'une filière vers une autre, sans pour autant réduire le niveau de consommation énergétique global. Ainsi une réduction du chauffage électrique ne signifie pas nécessairement une réduction globale du chauffage : au chauffage électrique peuvent être substitués les chauffages au gaz, au fioul ou au bois.

En conséquence, si le secteur électrique doit comme tout secteur énergétique participer aux objectifs de maîtrise de la demande énergétique, il ne serait pas pertinent de vouloir répercuter directement et à l'identique sur le secteur électrique les objectifs de baisse de l'intensité énergétique et de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

Si l'on se place exclusivement du point de vue de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il apparaît en outre que les actions de maîtrise de la demande ne doivent pas être menées, en France, principalement dans le secteur électrique dans la mesure où celui-ci n'est que très peu émetteur comparativement aux parcs de nos voisins européens³³.

Cependant, la limitation des émissions de gaz à effet de serre n'est pas le seul objectif : on peut également citer les objectifs visant à ne pas épuiser trop vite les réserves d'uranium, à limiter le volume de déchets nucléaires et à limiter la pollution atmosphérique.



³² http://www.industrie.gouv.fr/cgi-bin/industrie/frame23e.pl?bandeau=/energie/developp/econo/be_eco.htm&gauche=/energie/developp/econo/me_eco.htm&droite=/energie/developp/econo/cee-sommaire.htm

L'économie d'électricité

L'économie d'électricité en énergie illustrée par le graphique de gauche n'entraîne pas une réduction des émissions de gaz à effet de serre qui sont liées, en France, aux pointes de la consommation. Cette économie permet en revanche de limiter la production de déchets nucléaires, de ne pas épuiser trop vite les réserves d'uranium et de diminuer la facture énergétique.

La réduction des pointes

La réduction des pointes a pour but de limiter le recours aux moyens de pointe qui sont à la fois les plus polluants en terme de CO₂ et de pollution atmosphérique et également les plus coûteux.

Les effacements de consommation constituent un moyen avantageux par rapport à la problématique du passage de la pointe.

Auparavant, le coût des effacements était supporté pour moitié par la partie production et pour moitié par la partie réseau. Depuis l'entrée en vigueur de la tarification réseau, le tarif réseau ne prend plus en compte les effacements. La partie production n'a naturellement pas pris à sa charge la partie qui était supportée par le réseau, ce qui a conduit à une forte réduction des effacements réalisés.

Les contrats EJP représentent ainsi une puissance de 3 GW, pour une durée de 22 jours. Des effacements supplémentaires par rapport aux contrats EJP peuvent également être négociés. eDF estime que la puissance totale d'effacements disponibles se situe autour de 5 GW, EJP inclus.

La PPI, ainsi que le bilan prévisionnel de RTE, retiennent l'hypothèse conservatrice d'une puissance d'effacements de 3 GW. A l'avenir, un encouragement des effacements et une meilleure connaissance de leur potentiel apparaissent souhaitables.

L'équilibrage de la courbe de charge

L'équilibrage de la courbe de charge signifie un volume d'énergie constant mais une moindre variation de la puissance appelée, ce qui permet de réduire le différentiel entre la puissance de pointe et la puissance de base. L'équilibrage de la courbe de charge est donc un moyen de réduire l'appel aux centrales de pointe. Le stockage de l'électricité dans les stations hydrauliques de pompage est un moyen d'équilibrer la courbe de charge en constituant, la nuit ou le week-end, des réserves.

Les axes stratégiques identifiés par l'ADEME

L'ADEME identifie 3 axes stratégiques pour les actions de maîtrise de la demande électrique : développer des équipements performants, agir sur les marchés et les comportements (notamment à l'aide des étiquettes énergie sur les appareils électroménagers et de la diffusion de lampes basse consommation), contribuer à l'optimisation des infrastructures et à un aménagement harmonieux des territoires. La maîtrise de la demande électrique peut également contribuer à différer des renforcements du réseau électrique. C'est ainsi que la maîtrise de la demande électrique est un axe stratégique de la politique énergétique de la région PACA en accompagnement du projet de ligne électrique Boute-Broc-Carros.

Si les économies d'énergie électrique sont également pertinentes, les priorités de la maîtrise de la demande électrique sont, en France, de réduire les pointes et d'équilibrer les courbes de charge dans l'optique d'une maîtrise des émissions de gaz à effet de serre et de la pollution atmosphérique.

³³ Grâce à la part prédominante du nucléaire et de l'hydroélectricité, le contenu en carbone de l'électricité produite en France continentale est d'environ 20 gC émis par kWh, à comparer à 134 gC pour l'Allemagne, 115 gC pour l'Espagne ou 82 gC pour la Belgique (Source : Observatoire de l'Énergie)

2.3 La demande électrique dans le scénario « énergétique tendanciel de référence » de la DGEMP

La DGEMP propose tous les quatre ans un scénario énergétique « tendanciel de référence », dont le dernier en date a été rendu public le 30 juin 2004. Son objectif est de donner un cadre d'analyse, en présentant ce qui surviendrait si aucune politique ou mesure nouvelle n'était prise, par rapport à ce qui est déjà acté dans la politique énergétique française. Il ne s'agit ni d'un scénario souhaitable ni même du scénario le plus probable. Le scénario tendanciel sert de référence pour d'autres travaux, notamment à l'Agence Internationale de l'Énergie et au ministère de l'écologie et du développement durable (afin de mesurer les effets du Plan Climat et du marché des permis d'émission de CO₂).

2.3.1 Les hypothèses

Le scénario tendanciel inclut l'ensemble des mesures prises avant le 31 décembre 2003, ainsi que quelques mesures considérées comme actées, notamment la réglementation thermique RT 2005 et l'objectif de 21 % de production d'électricité d'origine EnR en 2010. Les autres objectifs chiffrés de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (chaleur renouvelable, biocarburants, intensité énergétique, division par 4 des émissions de GES...) ne sont pas pris en compte, ni le marché de permis d'émissions de CO₂.

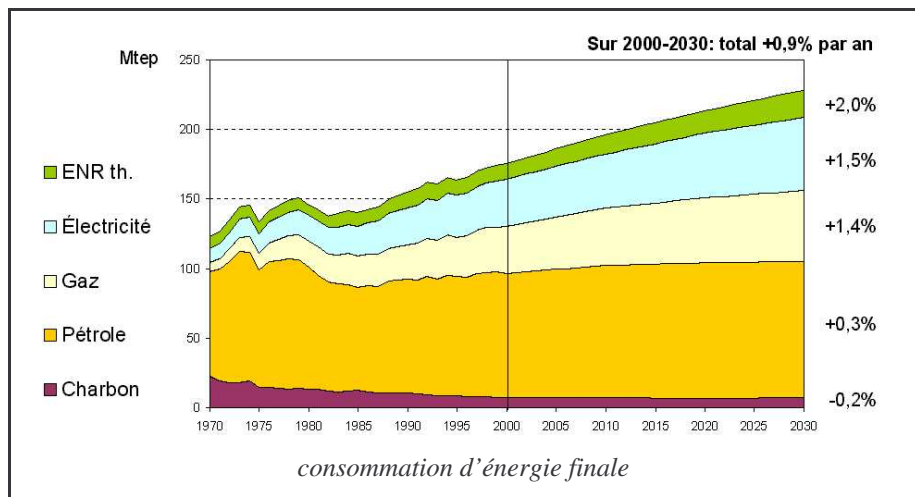
Le scénario tendanciel inclut également un certain degré de « sagesse conventionnelle », notamment la capacité à prévenir les effets rebonds³⁴ des mesures d'efficacité énergétique ou d'améliorations techniques prises en considération.

Le prix du pétrole a été considéré comme constant à 30\$/baril³⁵. Le taux de croissance du PIB a été fixé à 2,3% par an sur la période 2001-2030, en accord avec le Commissariat général du Plan.

Des hypothèses spécifiques ont également été faites par secteur d'activité. Les prévisions prennent ainsi en compte pour l'industrie une forte croissance de la filière papier et une stabilité de la demande électrique de la sidérurgie, de la chimie de base, de la filière ciment. La croissance de la population est basée sur le scénario central de l'INSEE³⁶.

2.3.2 Les résultats

La croissance de la demande énergétique finale serait en moyenne de 0,9% par an sur la période 2000-2030, et de 1,5% pour l'électricité. La croissance de la demande d'électricité est environ égale à celle de la demande de gaz, alors que la demande de pétrole est en faible croissance et que la demande en charbon recule sur 2000-2030.



³⁴ L'effet rebond traduit une stabilité des consommations, résultant du fait qu'une perte sur le plan comportemental fait suite à un gain sur le plan technique.

³⁵ \$ 2003 constant

³⁶ en millions d'habitants : 61,1 en 2010 ; 62,7 en 2020 et 63,9 en 2030

La demande énergétique est, comme il se doit, inférieure dans le scénario tendanciel 2004 à la demande du scénario tendanciel 2000 : c'est le signe que les actions de maîtrise de la demande énergétique permettent d'infléchir la tendance.

Le scénario tendanciel conduit à une baisse moyenne de l'intensité énergétique sur 2000-2030 de 1,3% par an. Ceci illustre le fait que **l'objectif consistant à atteindre en 2015 une baisse annuelle de 2% de l'intensité énergétique suppose d'ambitieuses actions de maîtrise de la demande énergétique.**

2.4 Les scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel de RTE

Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, RTE élabore, tous les 2 ans, le bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité. Le nouveau bilan, paru en juillet 2005, porte sur l'horizon 2020.

2.4.1 Les hypothèses du bilan prévisionnel pour la demande électrique

Trois scénarios de demande électrique (R1, R2, R3) sont étudiés par RTE. Pour leur élaboration, RTE travaille avec le CEREN et modélise trois secteurs d'importance équivalente : l'industrie, le tertiaire et le secteur résidentiel. Les hypothèses macro-économiques sont communes aux trois scénarios. Les hypothèses d'évolution démographique sont celles de l'INSEE, soit 62,7 millions d'habitants en 2020. Le taux de croissance du PIB a été fixé à 2,3 %³⁷. Le taux de croissance de la production industrielle a été fixé à 1,3%.

Tous les scénarios du bilan prévisionnel de RTE prennent en compte des actions de maîtrise de la demande, dans une ampleur différente et avec un décalage dans le temps des effets des mesures.

Les actions de maîtrise de la demande prises en compte dans les scénarios reposent notamment sur les réglementations thermiques (impact sur les consommations de chauffage électrique), sur les usages spécifiques (lampes basse consommation, étiquetage des équipements) et sur l'utilisation de procédés performants pour l'industrie (optimisation des fours de fusion, utilisation de procédés à membranes, éclairage, sur les circuits d'air comprimé et les armoires de froid, utilisation de moteurs à vitesse variable...).

Le tableau ci-après présente une estimation³⁸ de ce qui peut être imputé aux effets des actions de maîtrise de la demande en électricité dans les trois scénarios en 2020. L'effet des réglementations thermiques est identique entre R1 et R2 en 2020 car les deux supposent que les réglementations thermiques 2000-2005 puis 2010 et 2015 produisent leur effet avec un retard d'environ 10 ans. Dans le scénario R3 figure également une moindre utilisation des procédés électro-intensifs, ce qui conduit à une économie de 7 TWh en 2020.

TWh	R1			R2			R3		
	Rés.	Tertiaire	Ind.	Rés.	Tertiaire	Ind.	Rés.	Tertiaire	Ind.
Réglementation thermique	6	2	-	6	2	-	11	3	-
Progrès technique	9	-	-	12	2,5	2,5	16	10	8
Quantités produites	-	-	-	-	-	-	-	-	7
TOTAL	17			25			55		

Estimation des effets des actions de maîtrise de la demande prises en compte en 2020 dans les scénarios RTE

³⁷ Il apparaît que la sensibilité des scénarios du bilan prévisionnel à l'hypothèse de croissance du PIB est relativement limitée.

³⁸ Il s'avère que, dans la construction des scénarios de demande, on ne peut associer directement une économie d'énergie à une mesure de maîtrise de la demande. L'effet d'une telle action est donc estimé a posteriori.

Au-delà des actions de maîtrise de la demande, l'élément majeur du point de vue de la demande électrique sera pour la période 2010 – 2015 le changement de technologie de l'usine Eurodif pour l'enrichissement de l'uranium. Eurodif est aujourd'hui le premier consommateur d'électricité en France avec une consommation annuelle comprise entre 16 et 19 TWh. Grâce à un changement technologique (le choix de l'ultracentrifugation), cette consommation va être divisée par 30 environ pour atteindre de l'ordre de 0,5 TWh. **Ce changement technologique représente pour la demande électrique nationale un gain équivalent à 2 à 3 années de croissance de la demande en électricité** (cf. graphe ci-dessous). S'il est acquis que ce changement technologique interviendra entre 2010 et 2015, la date n'a à ce jour pas été décidée par Areva. La baisse de la consommation d'Eurodif a été positionnée entre 2012 et 2013 dans le bilan prévisionnel et dans la PPI, hypothèse qui sera à confirmer pour la gestion fine de l'équilibre offre / demande.

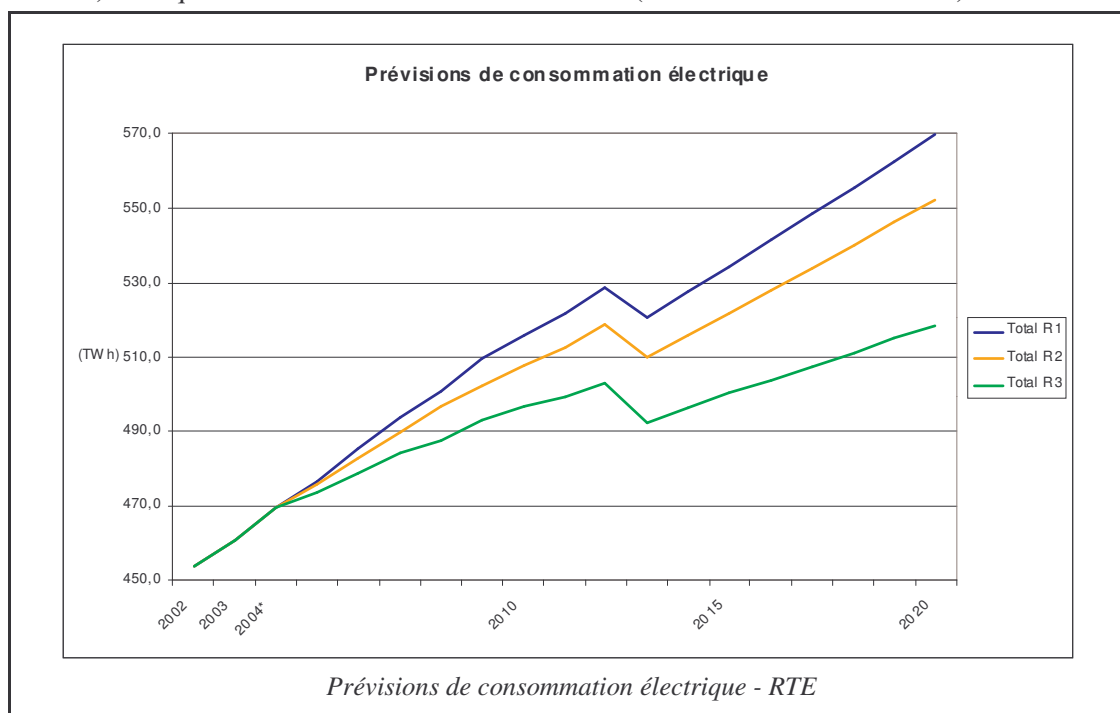
2.4.2 Les trois scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel

Les scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel figurent dans le tableau ci-dessous. Les taux de croissance s'infléchissent à partir de 2010, notamment à cause de la prise en compte des réglementations thermiques. Il apparaît que le scénario R3 suppose une forte inflexion dès maintenant.

	Energie annuelle en TWh ³⁹			Taux de croissance annuel moyen ⁴⁰			
	2004	2010	2015	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
R1	468,5	515	534	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
R2		508	522	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
R3		494	499	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

*Scénarios de demande électrique du bilan prévisionnel RTE - France continentale et Corse
Pertes électriques incluses, consommation des auxiliaires des centrales exclues*

On voit que l'effet des hypothèses sur les réglementations thermiques, le progrès technique et les quantités produites expliquent une partie de l'écart entre les scénarios R1 et R2 (8 TWh sur un écart de 18) et la quasi-totalité de l'écart entre R2 et R3 (30 TWh sur un écart de 34).



³⁹ à conditions normales

⁴⁰ calculés hors baisse de consommation d'Eurodif

Les scénarios de demande du bilan prévisionnel sont naturellement inférieurs au scénario tendanciel de la DGEMP puisque celui-ci ne prend en compte que les mesures de maîtrise de la demande existantes au 31 décembre 2003 et les réglementations thermiques.

A titre d'éclairage il est intéressant de rappeler que **sur la période 1995-2002, le taux de croissance annuel moyen de la consommation intérieure d'électricité⁴¹ a été d'environ 2%** et que la croissance annuelle du PIB en volume sur la même période a été de 2,4%. On voit donc que le scénario R1 (+ 1,7% sur la période 2002 - 2010), par le biais des mesures de maîtrise de la demande en énergie, comporte déjà un objectif de réduction de la croissance de la consommation d'autant plus ambitieux que beaucoup des mesures de maîtrise de la demande énergétique porteront sur les formes de production d'énergie émettrices de CO₂ et pourraient donc induire un basculement partiel des énergies fossiles vers l'électricité.

Tous ces éléments conduisent donc à **considérer le scénario R3 comme très improbable et plutôt associé à un ralentissement très important de la croissance économique sur la période, qui n'est bien entendu pas souhaitable. C'est pourquoi ce scénario n'est pas retenu dans la PPI⁴²**. Le scénario R3 est en revanche naturellement souhaitable s'il n'est pas associé à un ralentissement de l'économie mais dû exclusivement au succès des actions de maîtrise de la demande. Le fait de ne pas retenir le scénario R3 dans la PPI ne remet nullement en cause l'importance des actions de maîtrise de la demande mais, bien au contraire, la renforce. Il importe que les pouvoirs publics poursuivent et intensifient leur action de maîtrise des consommations afin de se rapprocher autant que possible du scénario R3.

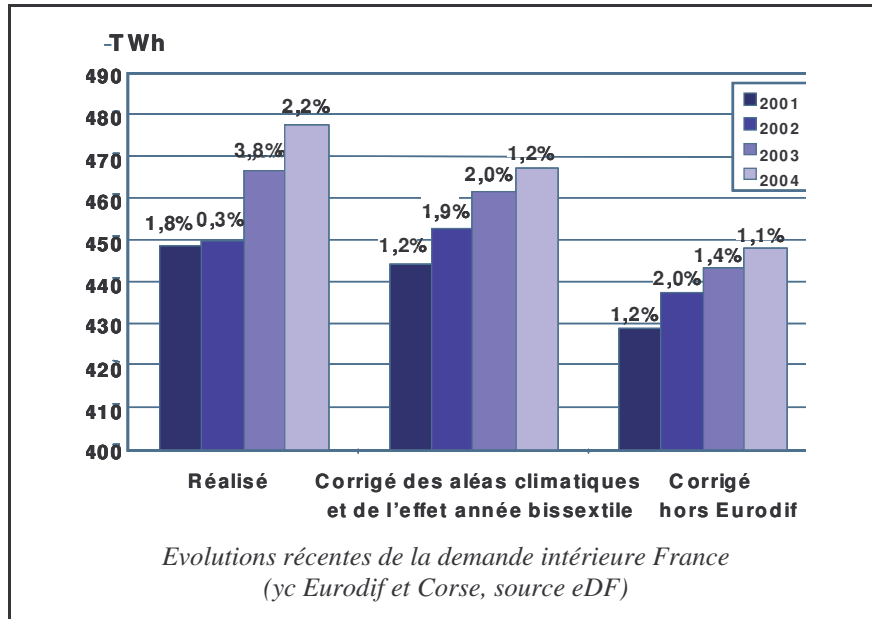
Le scénario R2 est compatible avec l'objectif de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique de réduire de 2% par an l'intensité énergétique à partir de 2010. Ce scénario conduit en effet à une décroissance de l'intensité électrique de 1,3% par an sur 2004-2015, ce qui est cohérent avec une baisse globale toutes énergies de 2%, avec un effort particulier porté sur les énergies fossiles émettrices de CO₂.

Il importe enfin d'explicitier les raisons qui conduisent à estimer que le scénario R1 est un scénario majorant en terme de croissance de la demande d'électricité sur la période 2005-2015. Les taux de croissance annuels moyens de R1 (1,7 %/an entre 2002 et 2010, 1,3 %/an entre 2010 et 2020 hors fermeture de l'usine d'Eurodif) sont soutenus en comparaison des taux de croissance 2002-2003 et 2003-2004 observés sur les données de demande corrigées des aléas climatiques et des variations des consommations d'Eurodif (cf. histogramme ci contre).

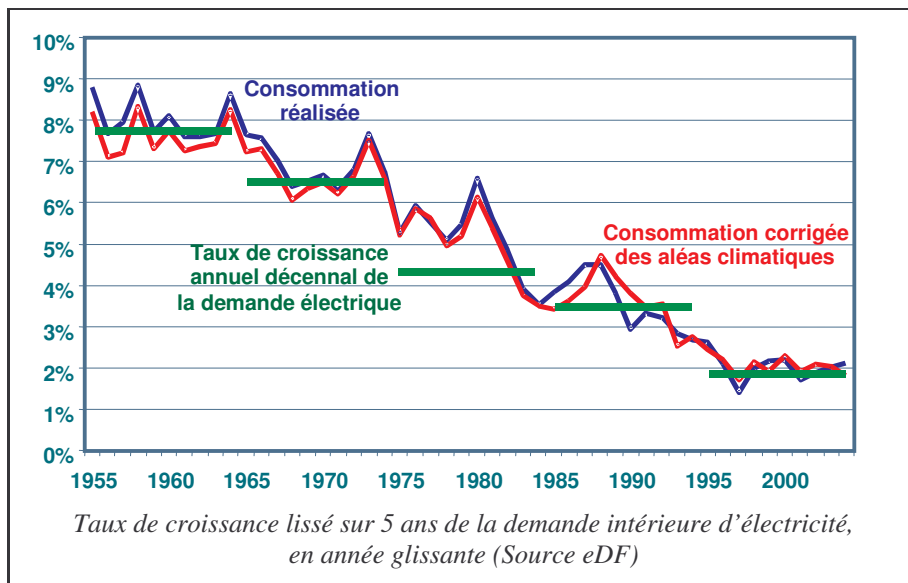
Ces croissances corrigées sont sensiblement différentes des données brutes avant correction, les aléas ayant amené des consommations plus faibles que la normale en 2002, et plus forte que la normale en 2003 et 2004. C'est bien sur les données corrigées qu'il faut fonder les prévisions, dans la mesure où les aléas climatiques sur la demande, comme ceux existant sur l'offre, sont spécifiquement modélisés dans les simulations d'équilibre offre/demande. Les prévisions de demande ne doivent alors traduire qu'une vision statistique moyenne, comparable aux données réalisées corrigées.

⁴¹ Corrigée des aléas climatiques

⁴² RTE écrit dans la synthèse de son bilan prévisionnel 2005 : *Il ressort de ces analyses et confrontations que les scénarios R1 (marché) et R2 (référence) s'inscrivent bien dans la tendance actuelle et sont perçus comme relativement équiprobables. Le scénario R3 illustre ce que pourrait être un scénario de rupture en faveur de la maîtrise de la demande en électricité. Il suppose qu'une inflexion forte ait lieu dès maintenant, ce qui rend sa probabilité de réalisation faible. A l'inverse, un scénario de croissance plus forte que R1 supposerait une relance volontariste de la consommation d'électricité. Une telle rupture contredirait l'évolution constatée depuis le milieu des années 80, qui voit se tasser progressivement la croissance de la consommation d'électricité par rapport à celle du PIB.*



La décroissance du rythme de croissance apparaît en outre crédible au regard des données historiques. Le graphique ci-dessous montre que les taux de croissance annuels moyennés sur 10 ans n'ont cessé de diminuer.



3 Les filières énergétiques

3.1 Les énergies renouvelables

3.1.1 Le rôle des énergies renouvelables dans la production électrique française

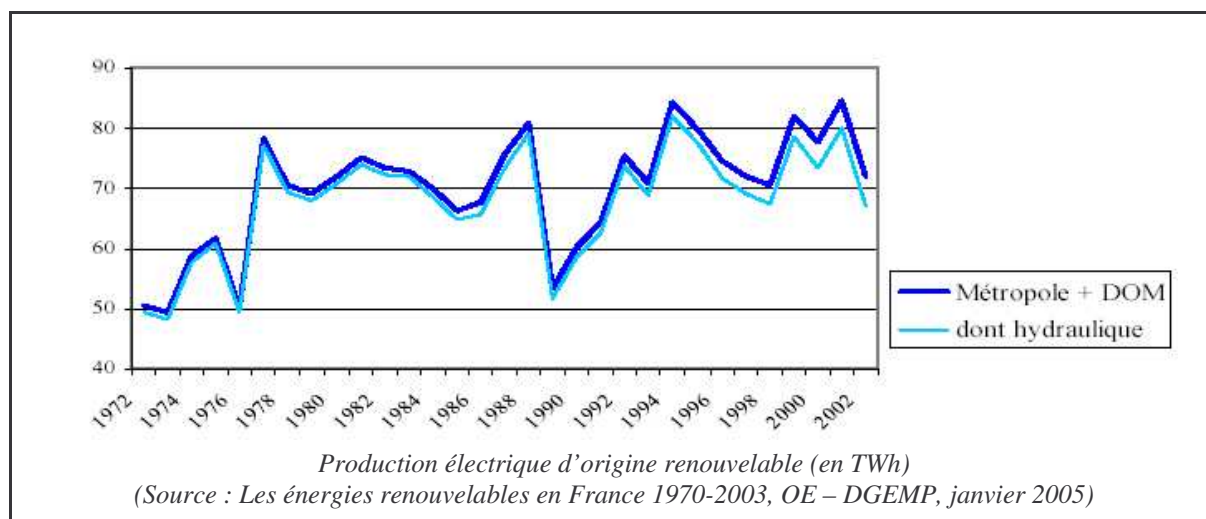
Les énergies renouvelables sont à double titre une composante fondamentale de la politique énergétique française en matière d'électricité : **au nom de la diversification du bouquet énergétique national et de la sécurité d'approvisionnement** (les énergies renouvelables sont inépuisables) ; **au nom de la préservation de l'environnement** (les énergies renouvelables constituent avec le nucléaire la seule source de production électrique non émettrice de CO₂ ou de pollution atmosphérique, elles ne génèrent de plus pas de déchets).

Elles représentent par ailleurs, ainsi que les actions de maîtrise de la demande, un enjeu important en terme de développement économique et d'emplois. Leur diffusion sur le territoire national dynamisera les fabricants d'équipements français (éoliennes, panneaux solaires thermiques et photovoltaïques, chaudières, turbines hydrauliques...), et, par ailleurs, renforcera les positions des fabricants nationaux de composants.

La France a été en 2004, grâce à l'hydroélectricité, le premier pays de l'Union Européenne en matière de production électrique d'origine renouvelable. Pour autant, la France s'est engagée à poursuivre le développement des énergies renouvelables. Cet engagement a été pris dans un premier temps dans la directive 2001/77/CE à travers l'objectif indicatif de **21% de la consommation intérieure brute d'électricité au 31 décembre 2010 pour la production⁴³ intérieure d'électricité d'origine renouvelable.** Cet objectif a été depuis inscrit dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

La PPI s'attache donc à l'étude des potentiels de développement des filières à l'horizon 2015 et de l'intégration de ces nouveaux moyens dans le parc de production électrique français. C'est pourquoi les énergies renouvelables constituent le premier ensemble de filières énergétiques étudié dans le rapport.

Le graphique ci-dessous illustre la part prépondérante de l'hydroélectricité dans les énergies renouvelables sur la période 1970 – 2003.



⁴³ Concernant les énergies renouvelables, les prévisions sont réalisées en productible, i.e. en moyennant la production sur les différents aléas (hydraulicité, régimes de vent...). La production peut en effet assez fortement fluctuer d'une année sur l'autre.

3.1.2 Les mesures de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique concernant la production d'électricité d'origine renouvelable

La loi réaffirme, en l'amendant pour l'éolien, le mécanisme de soutien dont bénéficient les installations de production d'électricité d'origine renouvelable depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au service public de l'électricité.

Actuellement, les installations bénéficient d'une obligation d'achat et d'un tarif garanti quand leur puissance est inférieure à 12 MW. Les installations de puissance supérieure à 12 MW peuvent concourir dans le cadre d'appels d'offres lancés par le Gouvernement. Ainsi des centrales à biomasse et à biogaz pour une puissance de plus de 200 MW ont été retenues au titre d'un appel d'offres lancé fin 2003.

Des appels d'offres pour l'éolien terrestre (500 MW) et en mer (500 MW) sont en cours.

La loi modifie sensiblement le mécanisme de l'obligation d'achat pour l'éolien, hors zones non interconnectées, afin de minimiser les impacts paysagers. Dorénavant les parcs éoliens devront être situés dans des zones de développement de l'éolien (ZDE), arrêtées par le préfet sur proposition des communes, après avis des communes limitrophes et de la commission départementale des sites, perspectives et paysages. Les communes peuvent fixer elles-mêmes un plafond ou un plancher de puissance par installation.

Enfin, la loi prévoit une évaluation, par le ministre et par zone géographique, du potentiel de développement des filières de production d'électricité d'origine renouvelable. Cette évaluation tient compte de la PPI et peut donner lieu, pour l'éolien, la biomasse et l'hydroélectricité, à la réalisation de schémas.

3.1.3 L'hydroélectricité

La production hydroélectrique française aujourd'hui

Déterminée par l'hydrographie et le relief, l'hydroélectricité est très localisée sur le territoire. La production hydroélectrique française se répartit conventionnellement sur trois zones géographiques : les Alpes⁴⁴ avec 15,7 GW, les Pyrénées avec 2,5 GW et le Centre avec 7,2 GW. Les puissances indiquées ici sont des puissances maximales brutes⁴⁵.

Une classification possible des installations consiste à retenir comme critère la durée de remplissage du réservoir, ce qui permet d'expliquer leur utilisation. La durée de remplissage du réservoir permet en effet de déterminer la capacité de modulation et de fonctionnement en pointe de l'ouvrage : plus cette durée est grande, plus l'ouvrage fonctionnera en modulation et en pointe.

La première catégorie est celle des installations au fil de l'eau (durée de remplissage du réservoir inférieure à 2 heures), ces installations se trouvent notamment sur les grands fleuves. Viennent ensuite les installations fonctionnant en éclusées (durée de remplissage du réservoir entre 2 et 400 heures) et les usines de lac, (durée de remplissage du réservoir supérieure à 400 heures).

Une quatrième catégorie, celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), est à part. Il s'agit de remonter l'eau dans un réservoir lors des heures creuses pour la turbiner lors de la pointe. L'électricité produite par les STEP n'est pas considérée comme renouvelable dans la mesure où la remontée de l'eau préalable au fonctionnement des STEP consomme de l'électricité. Toutefois, les STEP ont un intérêt vis à vis du CO₂ dans la mesure où elles permettent d'améliorer le lissage de la courbe de charge, ce qui optimise l'utilisation du parc nucléaire en base et est favorable à la maîtrise du CO₂ moyen produit par le mix français.

⁴⁴ Le Rhin et l'Est du Rhône sont inclus

⁴⁵ La puissance dépend à la fois du débit d'eau utilisé (débit dérivé) et de la hauteur de chute. Ces deux facteurs déterminent la puissance maximale brute (PMB). La puissance réelle d'une installation se calcule à partir de la PMB en soustrayant les pertes de charge et de rendement des machines.

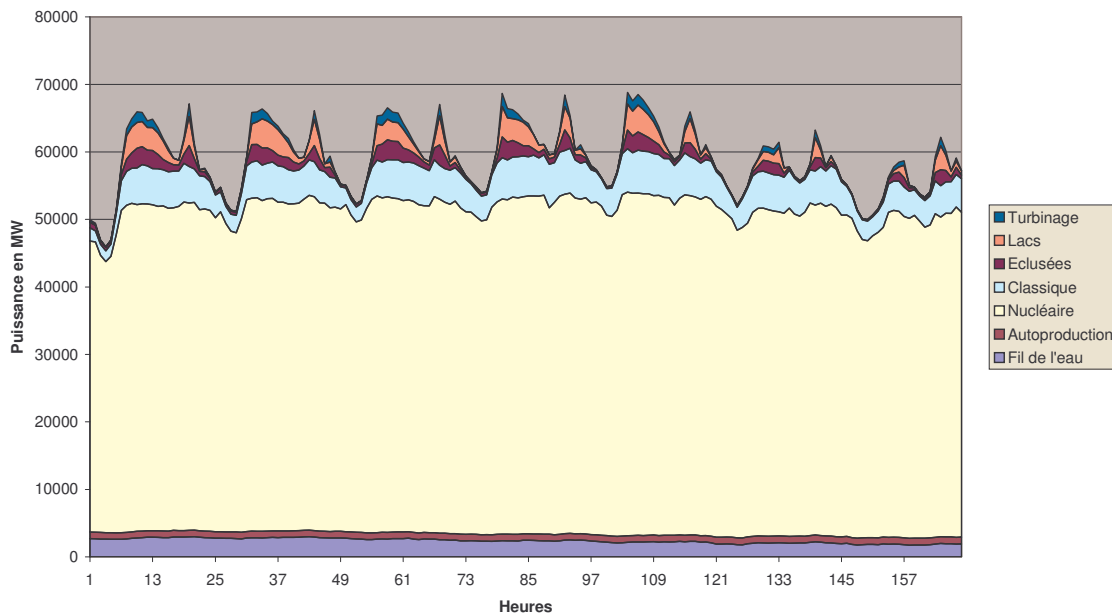
L'importance de l'hydroélectricité dans l'équilibre offre-demande

La production hydroélectrique fluctue de plusieurs TWh d'une année sur l'autre en raison des fluctuations de l'hydraulicité. On considère en conséquence pour l'hydraulique le productible défini comme la production moyenne. Le productible annuel se monte à 70 TWh⁴⁶ y compris les pompages, ce qui représente 14% de la consommation intérieure brute 2003.

Une partie des installations hydroélectriques constituent l'instrument idéal pour l'équilibre offre-demande de par leur qualité d'énergie garantie et leur rapidité de mise en œuvre (la chaîne de la Durance permet par exemple de mobiliser 2 GW en 20 minutes environ). En effet, alors que les installations de fil de l'eau fonctionnent en base et produisent de l'ordre de 37 TWh, les éclusées, les usines de lac et les STEP permettent de produire 33 TWh modulables. Ces installations permettent donc de passer la pointe de la consommation et de répondre aux besoins d'ajustement.

Hormis ces installations, seules les turbines à combustion ont des temps de démarrage comparables. Ainsi, **près de la moitié de la production hydroélectrique contribue à l'équilibre offre-demande national en tant que moyen de pointe et se substitue directement à de la production thermique classique, fortement émettrice de CO₂.**

Le graphique ci-dessous représente l'empilement des moyens pour assurer l'équilibre offre / demande français : **les installations de fil de l'eau et le nucléaire assurent la base, le thermique classique est ensuite utilisé en semi-base ou en pointe. Enfin sont utilisées les éclusées puis les usines de lac et enfin les STEP. Les STEP interviennent en dernier recours, notamment à cause du coût de l'eau à remonter.**



Production pendant une semaine d'automne 2003 – Source RTE

Il est à signaler qu'un des rôles de l'hydroélectricité dans l'ajustement est aussi de donner le temps aux moyens thermiques de monter en charge. Par exemple, en région PACA, la chaîne de la Durance est sollicitée pendant quelques heures pour permettre la montée en puissance des installations thermiques de Martigues.

L'hydroélectricité, première production électrique d'origine renouvelable

Le deuxième atout fondamental de l'hydroélectricité réside dans le fait qu'il s'agit d'une production électrique d'origine renouvelable (hors STEP). Sur les 70 TWh de productible annuel, 66 contribuent aux objectifs EnR nationaux. **En 2003, près de 95% de la production électrique française d'origine renouvelable provenait de l'hydroélectricité.**

⁴⁶ Moyenne calculée sur 1997-2003

Le nouveau cadre législatif de l'eau

Le cadre législatif de l'eau est en forte évolution depuis 2002. La Directive Cadre sur l'Eau (DCE) a été transposée en droit français par la loi n° 2004-338 du 21 avril 2004. Le Projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques (PLEMA) sera discuté par l'Assemblée Nationale, après une première lecture au Sénat en mai 2005.

Sans préjuger de la loi telle qu'elle sera votée par le Parlement, cette loi aura des effets directs sur l'hydroélectricité à travers des mesures sur les débits réservés, le fonctionnement des éclusées et le classement des cours d'eau. La loi prévoira également un renforcement de l'importance de la gouvernance locale. Afin d'assurer la prise en compte de la politique énergétique nationale au niveau local, notamment la question de l'équilibre offre / demande national et du rôle de modulation joué par l'hydroélectricité ainsi que l'objectif national de production électrique d'origine renouvelable, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique prévoit que le schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux prend en compte l'évaluation, par zone géographique, du potentiel hydroélectrique.

Le développement de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité est actuellement dans une phase de stagnation : il n'y a pas eu de développement significatif depuis 2002. Pour la petite hydroélectricité (moins de 4,5 MW), moins de 10 MW ont ainsi pu être développés depuis 2002. Ceci s'explique principalement par le fait que **les développements les plus rentables ont déjà été faits**.

Concernant le potentiel exploitable, une nouvelle évaluation est en cours à la demande du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. Les conclusions de cette évaluation seront disponibles à la fin de l'année 2005. Selon les évaluations historiques, le potentiel exploitable en France se monte à 100 twh, pour une production actuelle autour de 70 TWh.

Selon l'Union Française de l'Electricité, le potentiel de développement à l'horizon 2015 se monte à 7 TWh et 2,3 GW d'équipements de pointe. Ce potentiel est évalué dans les conditions actuelles de réglementation.

Turbinage des débits réservés	Amélioration de l'existant	Projets neufs				
		20 à 50 MW	Petite hydraulique	Pico-hydraulique ⁴⁷	Ouvrages de pointe	STEP
0,4 TWh	2 TWh	1,9 TWh 475 MW	1,7 TWh 500 MW	1 TWh 600 MW	300 MW	2000 MW

Développements hydroélectriques potentiels d'ici 2015 identifiés par l'UFE

Afin de pouvoir efficacement développer la petite hydroélectricité, il serait utile de disposer d'une cartographie par sous-bassin hydrographique. Une étude réalisée par l'ADEME en 2001 et 2002 avait estimé le potentiel de développement entre 500 et 700 MW pour les installations de petite hydroélectricité. A horizon 2015, les régions les plus concernées sont l'Auvergne, la Franche-Comté, Rhône-Alpes, Midi-Pyrénées, PACA et la Corse.

Les développements potentiels présentés ci-dessus nécessiteront un appui fort de **l'Etat qui devra concilier qualité des eaux, réduction des émissions de CO₂ et développement des EnR**. Les développements de puissance comprise entre 20 et 50 MW (correspondant à un potentiel de 1,9 TWh) ne pourront selon l'UFE être développés que dans le cadre d'un appel d'offres assurant un tarif de rachat de l'électricité produite supérieur au prix du marché. Le reste pourrait se développer dans le cadre de l'obligation d'achat, en supposant que les projets soient acceptés localement.

⁴⁷ Concernant la pico-hydraulique, l'UFE identifie un potentiel de 1 TWh. Il y avait 100000 moulins au 19^{ème} siècle, parmi lesquels 30000 seraient équipables (20 kW).

Le travail, actuellement en cours à la demande du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, d'évaluation du potentiel hydroélectrique et de sa déclinaison géographique s'inscrit dans cette démarche.

La PPI 2006 retient les fourchettes de développement suivantes : entre 0 et + 4 TWh en 2010, entre 0 et + 7 TWh en 2015. Une stagnation de la production hydroélectrique dans son ensemble ne peut en effet être exclue dans la mesure où la conciliation évoquée au paragraphe précédent conduira à des limitations sur certains ouvrages et à des développements d'autres ouvrages.

3.1.4 L'éolien

Pourquoi l'éolien ?

La première raison conduisant à s'intéresser à l'éolien est l'importance du gisement éolien français : on parle en effet d'au moins 20 GW. Il faut néanmoins être prudent avec ce type d'évaluation purement technique qui ne tient pas compte des réalités socio-économiques. Ce potentiel mériterait d'être précisé dans le futur.

La seconde raison est que, parmi les énergies renouvelables et d'ici 2015, seules certaines installations hydrauliques et la production électrique à partir de déchets (en cas de coût nul des déchets) ont un coût de production inférieur à l'éolien (cf. Coûts de référence). Ces deux filières n'ont en revanche pas le même potentiel de développement que l'éolien. La filière éolienne présente de plus des perspectives de baisse des coûts, qui devraient le rendre, en 2015, compétitive par rapport à un CCG. Le coût de l'intermittence a été chiffré entre 3 et 4 €/MWh dans les coûts de référence et ne semble pas devoir remettre en cause cette conclusion.

Ces deux éléments avaient conduit la PPI 2002 à indiquer que, pour l'atteinte de l'objectif de 21% en 2010, l'éolien devait produire 20 à 35 TWh électriques en 2010, sur les 33 à 46 TWh nécessaires produits à partir d'EnR.

Eolien et intermittence

L'éolien présente une spécificité par rapport à l'hydroélectricité ou aux filières thermiques : son caractère intermittent, à savoir une production fatale qui ne suit pas la demande d'électricité et qui peut varier très rapidement. Des progrès importants ont été faits depuis 2002 grâce à une étude⁴⁸ menée par RTE sur la caractérisation de l'aléa éolien en France et sur son intégration dans le parc électrique français.

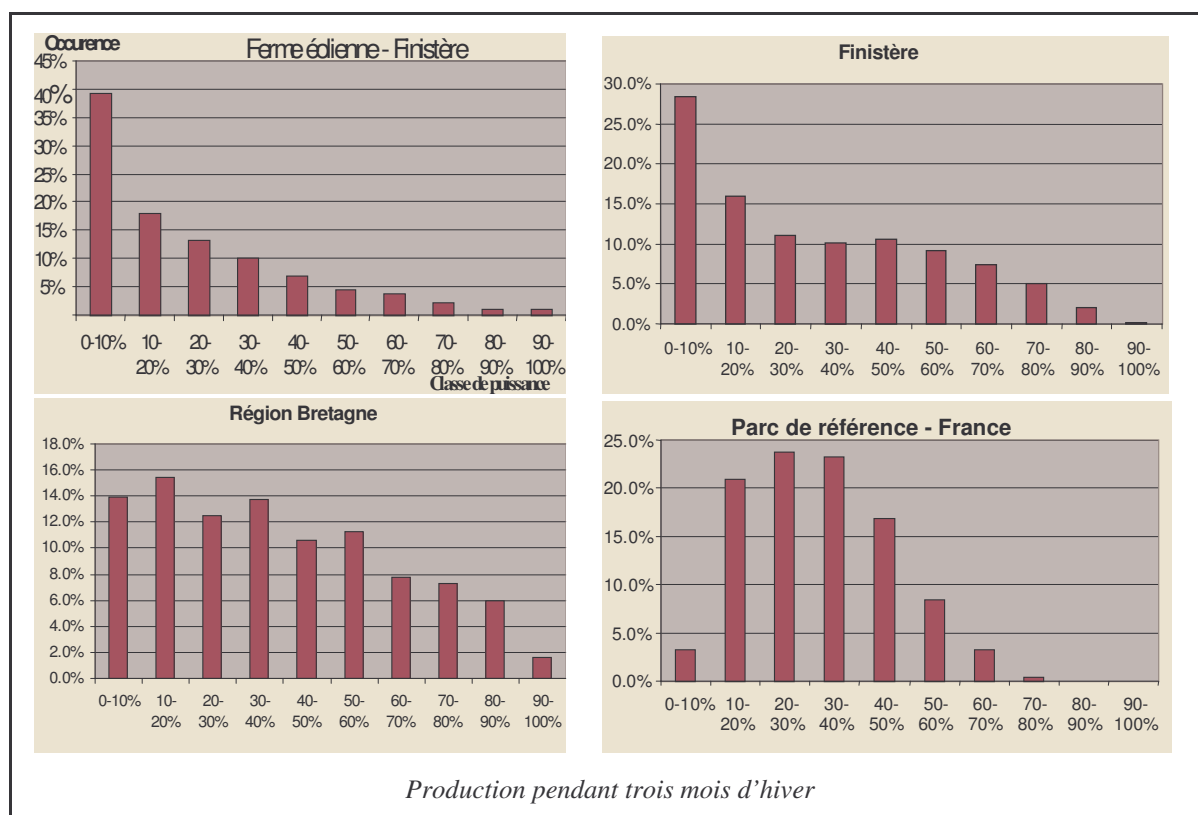
La problématique est double concernant la production éolienne : quel est l'aléa que génère la production éolienne en France et quelle est la contribution en énergie (soit la durée moyenne de fonctionnement en équivalent pleine puissance) ?

La question de l'aléa fait appel à la notion de foisonnement, i.e. la compensation statistique de la production cumulée d'un ensemble de parcs. Il s'agit de savoir si, globalement, la production éolienne nationale est soumise à de fortes variations qui pourraient poser des difficultés pour l'ajustement offre / demande ou si les aléas existant sur chaque parc éolien se compensent pour conduire à une production relativement constante et plus facilement intégrable dans le réseau.

Le foisonnement lié au parc de 10 GW simulé par RTE s'observe sur les quatre histogrammes ci-dessous. Le premier correspond à la production pendant deux semaines d'hiver d'une

⁴⁸ La puissance du parc de référence a été fixée à 10 GW, que RTE a choisi de répartir en fonction des demandes de raccordement en 2004 afin d'avoir un parc de référence représentatif des développements actuels. Le fonctionnement de ce parc a alors été simulé sur la base de chroniques historiques remontant jusqu'à 1950.

ferme éolienne de 3,2 MW installée dans le Finistère, on constate que cette ferme fonctionne à moins de 15% de sa puissance installée pendant 50% du temps, ce qui n'est le cas que 40% du temps au niveau du Finistère, 20% du temps au niveau de la Bretagne et 15% du temps au niveau de la France. Ainsi, au niveau de la France, la probabilité d'un faible fonctionnement du parc est beaucoup plus faible qu'au niveau d'un seul parc éolien.



Ce foisonnement conduit au fait que, **pour un parc de 10 GW, le poids de l'aléa éolien est du même ordre que celui de la température (se traduisant sur la consommation) ou celui de la disponibilité du parc thermique** (perte d'une tranche nucléaire). Dans la mesure où cet aléa n'est pas corrélé avec le chauffage électrique ou avec la disponibilité du parc thermique, **l'aléa lié à 10 GW_{éolien} ne modifie pas fondamentalement les besoins de réserve** : les réserves de sécurité requises en hiver la veille pour le lendemain augmenteraient seulement de quelques centaines de MW en présence de 10 GW_{éolien}.

Cette augmentation modérée des réserves due à l'éolien ne signifie en outre pas nécessairement une augmentation des émissions de CO₂ : si plus de groupes thermiques doivent effectivement être démarrés afin d'augmenter les réserves, ils ne tourneront, globalement et en moyenne, pas nécessairement plus qu'en 2005.

Il ressort de plus de l'étude RTE que la production éolienne augmente, en moyenne, lorsque la température diminue. Ceci conduit au fait que le facteur de charge de la production éolienne est en moyenne maximal en décembre – janvier et minimal en août (ce qui peut poser un problème lors des périodes de forte chaleur où les productions nucléaires et hydrauliques peuvent être contraintes). **Le facteur de charge suit donc, en moyenne, la saisonnalité de la demande électrique.**

La puissance substituée par le parc éolien est celle qui remplace un parc conventionnel de puissance équivalente, pour un même niveau de qualité de fourniture. Elle est égale pour le parc de référence de 10 GW à 2,8 GW⁴⁹, soit une durée moyenne de fonctionnement de 2320h. Ce résultat de RTE est concordant avec une étude réalisée par France Energie Eolienne avec le soutien de l'ADEME.

⁴⁹ Dans le bilan prévisionnel paru en 2003, la puissance substituée était évaluée à 1,5 GW.

Il importe de préciser que **les résultats de l'étude RTE sont valables pour un parc de 10 GW et sont spécifiques à la France** puisqu'ils découlent de l'analyse des différents régimes de vent existants en France. Il existe trois principaux gisements de vent en France (façades Manche - Mer du Nord, Bretagne - Atlantique et Méditerranée) qui présentent l'avantage d'être décorrélés, ce qui se traduit par un bon foisonnement si les parcs sont répartis de façon homogène.

Du point de vue des régimes de vent, la France peut être comparée à l'Espagne. En revanche, l'Allemagne a un parc éolien qui est beaucoup plus concentré, principalement sur la façade Mer du Nord. Ceci conduit à d'importantes variations de puissance au cours de la journée.

Ces fortes variations de puissance en Allemagne génèrent des flux importants sur le réseau européen (l'Allemagne a récemment exporté 14 GW). Il est donc essentiel de renforcer la coordination entre les différents gestionnaires de réseau européens afin de répondre plus efficacement aux problèmes de transit, de transferts entre réseaux et de programmation des interconnexions.

L'éolien en mer

Sur le plan mondial, le développement de l'éolien en mer a réellement commencé en 2003. Aujourd'hui 500 MW sont installés au Danemark. En France, en septembre 2005, le Ministre délégué à l'industrie a sélectionné à la suite d'un premier appel d'offres 105 MW qui seront installés au large des côtes de la Seine-Maritime.

Dans la mesure où la solution des éoliennes installées sur une barge flottante ne devrait pas voir le jour avant 2015, l'installation d'éoliennes en mer est actuellement conditionnée par le type de fonds marins et leur profondeur (les éoliennes sont aujourd'hui installées par moins de vingt mètres de fond). Or en France, la profondeur des fonds augmente beaucoup plus vite qu'en Allemagne ou au Danemark. Les zones techniquement accessibles à l'éolien sont donc, en France, très réduites : la distance de la côte ne peut dépasser 20 à 30 km pour la Manche et la Mer du Nord, 10 à 20 km pour l'Atlantique et 5 à 15 km pour la Méditerranée. Ainsi, du point de vue des fonds marins, seule une superficie de l'ordre de deux départements est disponible pour l'éolien en mer.

Les zones techniquement accessibles à l'éolien ne sont pour autant pas nécessairement disponibles en raison des nombreux usages de la mer et de sa valeur symbolique et économique forte. L'éolien en mer constitue la première tentative industrielle de mobiliser l'espace marin de manière permanente. La mer est en effet un espace public (accessible à tous, sans appropriation possible) alors que le régime général à terre est un régime de propriété.

Une étude visant à identifier les zones maritimes favorables et disponibles au-delà de 2010 pour l'éolien et les autres énergies renouvelables marines est en cours de lancement par l'ADEME. L'étude devrait commencer à l'automne 2005 et durer 18 mois. Les questions d'impact environnemental seront prises en compte mais chaque projet nécessitera en tous les cas une étude d'impact spécifique. Ce « zonage » pourrait être utilisé pour lancer de nouveaux appels d'offres.

Du point de vue économique, il est certain que l'éolien en mer est aujourd'hui nettement plus coûteux que l'éolien terrestre. Des surcoûts existent en effet pour l'accès au parc, sa fiabilité, son raccordement ainsi que pour les machines elles-mêmes (notamment pour les fondations).

L'éolien en mer offre néanmoins des avantages par rapport à la solution terrestre : lorsque des zones sont disponibles, elles sont assez vastes et permettent donc l'installation de grands parcs (plusieurs centaines de machines). Par ailleurs, les vents sont beaucoup plus réguliers qu'à terre et on peut s'attendre à des durées de fonctionnement de 3500 à 4000h⁵⁰.

Enfin les délais de réalisation d'un parc offshore sont plus longs qu'à terre : deux à trois ans sont nécessaires pour la phase de concertation, avant les travaux de construction et de raccordement. Il faut donc compter environ cinq ans pour la réalisation d'un parc offshore.

⁵⁰ La durée annuelle de fonctionnement prise en compte dans la PPI est de 3000 heures pour les éoliennes en mer

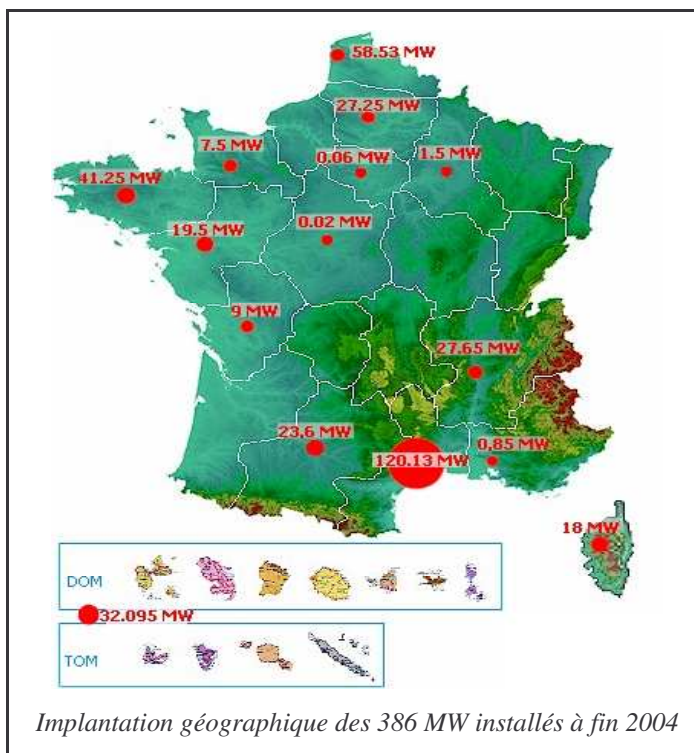
L'éolien en mer ne peut donc être en France une alternative à l'éolien terrestre, mais seulement un complément. Il serait dès lors illusoire de vouloir repousser en mer les objectifs nationaux de développement de l'éolien terrestre.

Bilan et objectifs de développement de l'éolien en France

La France est le 11^{ème} marché européen avec plus de 660 MW installés à fin 2005, dont 272 installés en 2005. On dénombre trois principales zones d'intérêt (correspondant aux régimes de vent français) : le Languedoc-Roussillon, le Nord-Pas-de-Calais et la Bretagne.

Si la croissance constatée en 2004 ne s'accélérait pas, elle s'avérerait notablement insuffisante pour l'atteinte des objectifs en matière de production électrique d'origine renouvelable. Plusieurs éléments indiquent que cette croissance devrait fortement s'accélérer dans le futur :

- Le nombre de permis de construire délivrés et en cours d'instruction est un indicateur sérieux des parcs en perspective dans les 2 à 3 ans. En février 2004, 852 MW



Implantation géographique des 386 MW installés à fin 2004

avaient été délivrés et 2525 MW étaient en instruction. Les résultats d'une nouvelle enquête réalisée en 2005 seront très bientôt publiés. Ils montrent que plus de 1500 MW supplémentaires ont reçu en un an leur permis de construire. Au total, et compte tenu des délais de raccordement (2 à 3 ans), **le seuil des 2000 MW devrait être atteint début 2007, ce qui conduira sur ce point au respect de l'arrêté PPI du 7 mars 2003.**

- Parmi nos voisins, deux pays ont connu un fort développement de l'éolien : l'Allemagne et l'Espagne. Dans les 2 cas, le rythme de croissance s'est fortement accéléré année après année. Si le démarrage de l'éolien en France est plus tardif que dans ces deux pays, le rythme de développement est pour l'instant proche de celui connu à l'origine dans ces deux pays. A titre indicatif, on peut préciser que l'application à la France, certes théorique, du rythme de développement connu par ces deux pays conduirait la France à disposer d'un parc éolien légèrement supérieur à 6 GW à fin 2010.
- Sur le plan technique, la puissance des machines éoliennes a été multipliée par cent depuis 1980 (la puissance d'une machine, hors prototypes, atteint 3 MW en 2005). Cette amélioration technique a de plus permis de réduire l'impact paysager à puissance installée constante. Le contexte technique est ainsi plus favorable aujourd'hui que lorsque l'Allemagne et l'Espagne ont initié le développement de la filière éolienne.
- Sur le plan des procédures, des progrès ont été faits concernant l'accès aux réseaux. Une nouvelle procédure a été mise en place pour les demandes de raccordement : les files d'attente ont été réduites à 3,6 GW fin 2004 soit divisées par 3 à 4. D'autres avancées devraient également être faites grâce au comité éolien qui a été mis en place en janvier 2005 au sein du CSEGE (futur Conseil Supérieur de l'Energie). Par ailleurs, la circulaire du 10 septembre 2003 relative à la promotion de l'éolien terrestre ainsi que la parution d'un guide d'étude d'impact ont permis de clarifier ces procédures et de fournir les éléments méthodologiques nécessaires à une bonne évaluation environnementale des projets.

- Sur le plan économique, le niveau du tarif d'achat en vigueur en 2005 est considéré comme satisfaisant par les producteurs éoliens. La question de la pertinence du maintien de **la baisse du tarif d'obligation d'achat du kilowattheure éolien après les 1500 premiers mégawatts installés méritera néanmoins d'être étudiée**. L'étude des « coûts de référence » montre également que l'éolien devrait être compétitif⁵¹ avec l'ensemble des moyens de production, hormis le nucléaire, aux alentours de 2015 et que celui-ci est déjà compétitif dans les DOM par rapport aux moyens de production thermique.
- On peut également rappeler les enseignements positifs de l'étude réalisée par RTE sur l'intermittence de la production éolienne en France, en terme de puissance substituée et d'aléa généré.

De l'autre côté, compte tenu de l'évolution récente des dispositions légales, les freins suivants méritent d'être évoqués :

- Le frein principal se situe au niveau de l'acceptabilité locale (syndrome NIMBY⁵²...) et de l'impact, jugé négatif par certains, des éoliennes sur le paysage. C'est l'objet des nouvelles dispositions contenues dans le projet de loi fixant les orientations de la politique énergétique de faciliter l'intégration sociale et paysagère des parcs éoliens.
- Le second frein concerne le potentiel d'accueil du réseau électrique. Les problèmes liés au raccordement ont été abordés précédemment et font l'objet de nets progrès. Un autre sujet concerne la capacité du réseau à écouler la production éolienne et la gestion des congestions générées par la fluctuation locale des productions. RTE estime aujourd'hui que 7 GW peuvent être raccordés sur les réseaux sans renforcement sous réserve de localisation adéquate. Il sera donc indispensable de réaliser suffisamment tôt les travaux de renforcement permettant le raccordement de plus de 7 GW. La prévision de ces travaux de renforcement sera facilitée par la déclinaison régionale des objectifs en matière d'énergies renouvelables et par la mise à jour du Schéma national de développement du réseau de transport dont les travaux ont débuté en 2005.
- On peut également rappeler que l'éolien offshore ne devrait pas représenter plus du quart de la production éolienne nationale en 2015.

Des appels d'offres ont été lancés dès 2004 par le ministre délégué à l'industrie qui a retenu en 2005 105 MW de projets éolien offshore et près de 300 MW de projets éolien terrestre.

En tenant compte de l'ensemble de ces éléments, la PPI retient une puissance éolienne installée au 31 décembre 2010 comprise entre 5 et 10 GW qui se répartissent entre 4,5 et 9 GW pour l'éolien terrestre et entre 0,5 et 1 GW pour l'éolien en mer (la puissance installée à fin 2004 se montait à 0,386 GW).

Au 31 décembre 2015, la PPI retient un objectif de 17 GW installés qui se décomposent en 13 GW à terre et 4 GW en mer.

⁵¹ Afin que le niveau de l'obligation d'achat ne conduise pas à une rentabilité supérieure à la « normale », celui-ci est encadré par l'article 36 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique :

Les contrats conclus [...] prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la présente loi. Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

⁵² Not in my backyard (pas dans mon arrière-cour)

3.1.5 Biomasse

Les différents usages de la biomasse

La biomasse est très variée, on regroupe sous ce terme des produits issus de l'agriculture, de la sylviculture ou encore des résidus de l'industrie agroalimentaire (les déchets ménagers sont étudiés à part). La biomasse est, après l'éolien, la source d'énergie renouvelable présentant le plus fort potentiel de développement : les ressources de biomasse non utilisées sont très importantes.

A la différence du vent, la biomasse dispose de nombreux débouchés potentiels aussi bien énergétiques (chaleur, biocarburants, électricité) qu'industriels (industrie papetière, fabrique de panneaux notamment en ce qui concerne la biomasse forestière). **La question de la meilleure utilisation de la biomasse et des conflits potentiels dans son usage doit donc être étudiée.**

Dans une logique de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les biocarburants représentent une valorisation énergétique particulièrement pertinente, dans la mesure où le secteur des transports est le plus émetteur de CO₂ et où les biocarburants se substituent directement à des produits pétroliers. Toutefois les coûts de production sont encore très élevés et la technologie n'est pas mûre pour la production à partir de biomasse ligno-cellulosique.

La biomasse doit également contribuer à l'essentiel de l'augmentation de la production de chaleur renouvelable d'ici 2010 : le projet de loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique fixe un objectif de + 50% (soit 5,5 Mtep).

La production d'électricité à partir de biomasse

En 2004, l'électricité produite à partir de biomasse s'est montée à 1,7 TWh dont près de 1,4 TWh à partir de bois et de déchets de bois, le solde étant produit à partir de résidus de récolte (valorisation de la bagasse dans les DOM notamment). Cette production est stable depuis 2002 mais est appelée à se développer dans le futur.

L'ADEME a ainsi réalisé avec l'Inventaire Forestier National une étude sur la valorisation du bois et son potentiel disponible pour l'énergie (plaquettes forestières à partir de rémanents, sans tenir compte des sous-produits de l'industrie du bois). Le résultat est que le gisement disponible, non spécifique à l'électricité et actuellement non mobilisé, permettrait la mise en service d'installations électriques d'une puissance de 0,8 GW_e⁵³, dans l'hypothèse de coût de production d'électricité la plus faible, et si l'intégralité du gisement était utilisée pour l'électricité. Si l'on accepte de payer plus cher l'électricité produite, le gisement est estimé par l'ADEME à 1,7 GW_e mais cela ne serait pas nécessairement optimal au plan énergétique.

Des gisements importants existent également au niveau de la valorisation des sous-produits de l'agriculture (pailles,...) et de nouvelles cultures énergétiques (miscanthus, taillis courte rotation ...). Des études supplémentaires seront en revanche nécessaires pour cerner plus précisément ces gisements.

Il faut noter que le ministre délégué à l'industrie a délivré en janvier 2005 des autorisations d'exploiter pour 216 MW de projets de biomasse à l'issue d'un appel d'offres. La production annuelle supplémentaire générée par cet appel d'offres est évaluée entre 1 et 1,5 TWh.

L'ensemble de ces éléments conduit à retenir un objectif de développement compris entre 3 et 6 TWh supplémentaires d'ici 2010 et entre 6 et 11 TWh supplémentaires d'ici 2015, en se fondant essentiellement sur le gisement en biomasse forestière. L'atteinte de ces objectifs supposera de continuer le soutien apporté et de développer les filières d'approvisionnement tout en veillant à ne pas pénaliser les filières actuellement exploitantes.

Le potentiel de développement de cette filière est donc supérieur à celui de l'hydroélectricité.

⁵³ 0,8 GW_e permettraient la production annuelle de 6 TWh pour un fonctionnement de 7500 heures par an.

3.1.6 Déchets

La filière déchets était en 2004 la deuxième source de production électrique d'origine renouvelable avec une forte croissance au cours des 4 dernières années. La valorisation électrique des déchets se compose de deux filières distinctes : l'incinération des déchets pour l'essentiel et la filière biogaz (centres de stockages, stations d'épuration, méthanisation...).

Il importe de préciser que la valorisation électrique des déchets ne saurait être la priorité de la politique nationale de gestion des déchets. La gestion optimisée des déchets dépend en effet de nombreux paramètres locaux, dont la valorisation énergétique n'est pas le plus important, à quelques exceptions près (cas des îles). Une nouvelle politique déchets est actuellement en cours d'élaboration.

L'incinération

La production d'électricité par incinération de déchets ménagers est la deuxième production renouvelable d'électricité après la production hydroélectrique, avec 2,9 TWh_{el} en 2002, soit⁵⁴ 1,45 TWh_{EnR}.

Cette filière doit actuellement faire face à deux enjeux principaux. Un nombre important d'installations n'ont pas respecté les exigences en matière de conformité, ce qui a fait passer le nombre d'unités d'incinération de 210 en 2000 à 130 en 2004. Si cette fermeture d'unités n'a eu que peu d'incidence sur la production énergétique (les installations ayant fermé étaient principalement de petits incinérateurs sans valorisation énergétique), l'acceptabilité locale pour les nouveaux projets a été fortement entamée.

Certaines usines ont également plus de vingt ans et devront être renouvelées d'ici 2015. L'ADEME n'a pu recenser la production énergétique actuelle de ces installations mais a pu chiffrer le potentiel qu'elles représentent : l'enjeu sur le renouvellement de ces installations se monte en 2012 à 0,92 TWh_{el} et à 2,19 TWh_{th}.

Dans le cadre de la réflexion concernant l'après 2002 (échéance de la loi sur les déchets de 1992), l'ADEME a réalisé une étude à l'horizon 2012. Diverses hypothèses ont été faites sur l'évolution de la production de déchets et sur le taux de pénétration de la valorisation électrique, elles conduisent à une production électrique supplémentaire comprise entre 3,1 et 5,1 TWh_{el} en 2012, soit entre 1,55 et 2,55 TWh_{EnR}. L'augmentation maximale estimée par l'ADEME est donc de 1,1 TWh_{EnR}. Tout comme pour l'hydroélectricité, **le potentiel de développements supplémentaires de production d'électricité à partir de déchets est relativement restreint car un grand nombre de sites sont déjà équipés.**

La méthanisation et le biogaz

La production d'électricité à partir de biogaz représente 0,39 TWh_{el} en 2002, soit un peu plus du quart de la production électrique par incinération.

Cinq secteurs aux logiques de développement différentes doivent être considérés : les industriels, les stations d'épuration urbaines (méthanisation des boues), les déchets ménagers (méthanisation de la fraction fermentescible des déchets), les centres de stockage (valorisation du biogaz) et le secteur agricole (méthanisation à la ferme).

Selon l'ADEME, l'augmentation de la production d'électricité à partir de la méthanisation et du biogaz à l'horizon 2014 devrait être comprise entre 0,4 et 1,2 TWh_{el} pour une augmentation de puissance entre 81 et 188 MW. L'arrêté PPI, en lien avec les travaux menés dans le cadre de la

⁵⁴ Seule la fraction biodégradable des déchets est considérée comme renouvelable. Celle-ci est estimée par convention à 50% en pouvoir calorifique.

révision des tarifs d'obligation d'achat pourrait retenir des objectifs un peu plus ambitieux, à savoir 100 MW en 2010 et 250 MW en 2015.

		Industriels	Stations d'épuration urbaines	Déchets ménagers	Centres de stockage	Secteur agricole
Parc 2003	GWh _{el}	6	90		320	0,7
	MW _{el}	1	12,5		60	0,04
Développement d'ici 2014	GWh _{el}	31 à 174	28 à 140	42 à 140	279	56 à 470
	MW _{el}	5 à 29	4 à 19	6 à 19	56	8 à 65

Méthanisation et Biogaz – Potentiel de développement⁵⁵

La thermolyse

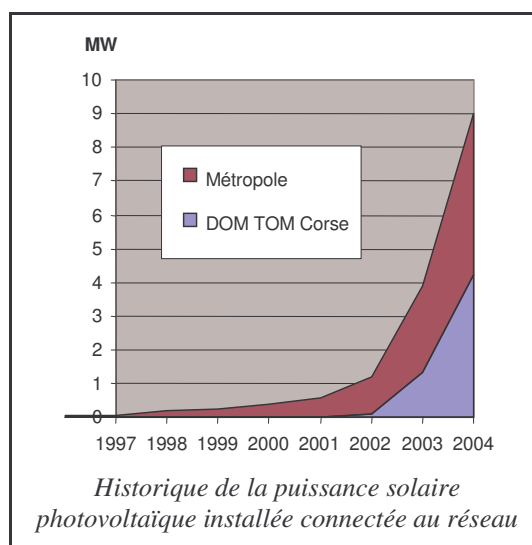
La thermolyse est une réaction thermique fondée sur la décomposition des matières organiques en l'absence d'oxygène et entre 400 et 700 °C. Appliquée aux déchets ménagers, la technique permet de les transformer en gaz valorisable et en matières solides, elles-mêmes valorisables sous forme de nouveaux combustibles.

Cette filière est en phase finale d'expérimentation à Arras et peut contribuer à la production d'électricité, même si à l'horizon de cette PPI, les quantités produites resteront marginales.

3.1.7 Solaire photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable ayant un très fort potentiel de développement. La filière solaire thermique présente également un potentiel important, notamment pour l'eau chaude et sanitaire.

La puissance installée à fin 2004 était de 9 MW dont 4,7 MW en métropole et 4,2 MW dans les DOM, pour une production totale de 0,01 TWh. Le marché DOM n'a démarré qu'en 2003 pour la partie connectée au réseau électrique. En 2004 le marché était de 2,2 MW en métropole et près de 2,8 MW dans les DOM. Le développement de la filière solaire photovoltaïque est en revanche faible en Corse.



Si l'on fait l'hypothèse, raisonnablement ambitieuse, d'une croissance annuelle moyenne de 50% par an d'ici 2015, la production solaire photovoltaïque sera inférieure à 1 TWh en 2015. On peut donc en conclure que **la production solaire photovoltaïque ne participera pas significativement à l'équilibre offre / demande de la France continentale d'ici 2015.**

On peut également ajouter que le coût de production du solaire photovoltaïque est extrêmement élevé du fait du coût d'investissement et le sera encore en 2015 : il est estimé pour les DOM⁵⁶ au-delà de 150 €/MWh en 2015 dans les « coûts de référence », ce qui en fait la filière de production d'électricité la plus coûteuse.

⁵⁵Estimations 2014 biogaz Méthanisation : « Le marché de la méthanisation en France » étude 2004 réalisée par AND International, pour GDF et ADEME

Estimations 2007 biogaz centre de stockage, source : « Potentiel et facteurs d'émergence du biogaz et des gaz fatales » – Etude 2004 réalisée par Solagro pour Record

⁵⁶ Il est estimé au-delà de 161 €/MWh pour la métropole en 2015

Les enjeux liés à la filière solaire photovoltaïque sont donc aujourd'hui de plusieurs natures : ils sont **industriels afin de permettre le développement d'une filière nationale ainsi que les emplois correspondants**, ils sont **liés à la politique de l'urbanisme et d'amélioration des performances énergétiques du bâtiment**, ils sont **liés aux enjeux d'alimentation électrique des DOM** et ils sont **d'aide à l'innovation afin de préparer le développement de la filière à plus grande échelle, dès que les coûts et les performances de la technologie le permettront, à un horizon plus lointain que celui de cette PPI**. C'est pourquoi le Gouvernement a souhaité en novembre 2005 réviser à la hausse les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque sur le continent : a été décidé le principe d'une augmentation de 50% pour les installations chez les particuliers et de 100% pour les installations dans le logement collectif, le tertiaire et l'industrie.

En tenant compte de ces enseignements, le scénario solaire photovoltaïque de la PPI tient compte de deux contraintes :

- une contrainte « législative » indiquée dans la loi de programme pour les orientations de la politique énergétique. Le plan « Face Sud » prévoit l'installation en 2010 de 50 000 toits solaires par an en 2010. Cette notion n'est pas bien définie aujourd'hui. On retient l'hypothèse d'une part photovoltaïque de 1 kW par toit (soit 15 m²) et le fait qu'il s'agisse d'un « équivalent toits » pour l'ensemble du parc (les installations collectives, dans le tertiaire et l'industrie contribuent à l'objectif).
- une contrainte « politique énergétique » avec la prépondérance des DOM dans le marché visé. On reconnaît ainsi le meilleur ensoleillement des DOM et la pertinence technique du solaire photovoltaïque pour faire face à la pointe du matin, ce qui a été confirmé en réunion par eDF et le SER, notamment en Guyane et à la Réunion où le photovoltaïque permet « d'économiser » les moyens hydroélectriques qui peuvent être tenus en réserve pour la pointe du soir. Le surcoût lié au photovoltaïque est d'autant moins important dans les DOM que les coûts de production des moyens centralisés y sont bien supérieurs à ceux de la France continentale⁵⁷. Le scénario est construit en supposant que, dans les DOM, la puissance solaire photovoltaïque représente en 2015 1/3 de la puissance de pointe soit 450 MW dans le scénario de demande médian.

Le scénario respecte les contraintes mentionnées ci-dessus. Il correspond à l'installation annuelle de 40 à 50 000 équivalents toits de 1 kW en 2010 et plus de 80 000 en 2015. La puissance cumulée se monterait alors à 120 MW en 2010⁵⁸ et 490 MW en 2015⁵⁹, pour une production annuelle⁶⁰ de 123 GWh en 2010 et de 567 GWh en 2015.

La répartition au sein des DOM pourrait être : 30% pour la Guadeloupe, la Martinique et la Réunion, 10% pour la Guyane. La question se pose du développement en Corse, celui-ci n'est pas pris en compte significativement dans les objectifs de la PPI pour le solaire photovoltaïque.

3.1.8 Géothermie

A court-moyen terme, le potentiel géothermique de la France continentale est limité, seule la mise en service du pilote expérimental de Soultz (10 MW) est prévue avant 2010. En revanche, au-delà de 2015, cette filière pourrait se développer ainsi que des filières à partir de cycles binaires permettant d'exploiter des ressources aquifères relativement peu chaudes.

⁵⁷ C'est pourquoi le tarif de rachat de l'électricité produite par le solaire photovoltaïque est de 300 €/MWh sur 20 ans dans les DOM, soit le double de celui en vigueur en France continentale.

⁵⁸ 85 MW dans les systèmes énergétiques insulaires, 35 MW en France continentale

⁵⁹ 390 MW dans les systèmes énergétiques insulaires, 100 MW en France continentale

⁶⁰ Les productions sont calculées pour une durée de fonctionnement annuel équivalent pleine puissance de 1100h en métropole et 1300h dans les DOM.

A ce jour, aucun potentiel géothermique n'a pu être identifié en Martinique, en Guyane ou sur l'île de la Réunion. Le potentiel géothermique de la Guadeloupe est en revanche important. La centrale géothermique de Bouillante exploite ce gisement, sa puissance a été portée de 4,7 à 15 MW en 2004. Le site de Bouillante dispose d'un potentiel géothermique plus élevé que celui exploité actuellement. C'est pourquoi Géothermie Bouillante a lancé une étude de pré-faisabilité pour vérifier la faisabilité technique, économique et environnementale de la construction d'une nouvelle tranche « Bouillante 3 » et une étude de reconnaissance du potentiel géothermique du secteur nord de la baie de Bouillante. Le potentiel de production de la future unité « Bouillante 3 » pourrait se situer entre 10 et 40 MW.

3.1.9 Synthèse des objectifs de développement des énergies renouvelables

La PPI 2002 avait estimé que, pour l'atteinte de l'objectif de 21%⁶¹ en 2010, la production électrique d'origine renouvelable devait être comprise entre 103 et 116 TWh en 2010. Aujourd'hui, selon le scénario R1 ou R2 de demande, l'objectif de 21% en 2010 correspond à une production EnR comprise entre 114 et 116 TWh en 2010.

Le tableau ci-dessous regroupe l'ensemble des scénarios de développement identifiés précédemment et permet d'avoir une vision globale de ces scénarios à l'horizon 2015. Le tableau présente également une hypothèse conservatrice en 2010, il ne s'agit nullement d'un objectif minimal mais du minimum qui devrait être atteint de manière sûre en 2010 vu de 2005. On rappellera également que l'hypothèse haute n'est pas calculée à partir de l'objectif de 21% mais à partir des potentiels reliés aux horizons de temps.

FRANCE Métropole + DOM		2004 Réalisé	2010		2015 Objectif
			Hypothèse conservatrice	Hypothèse haute	
Hydroélectricité (hors pompages)	Production (TWh)	66	66	70	73
Eolien terrestre	Puissance installée (GW)		4,5	9	13
	Production (TWh)	0,6	10,4	20,9	30,2
Eolien offshore	Puissance installée (GW)	-	0,5	1	4
	Production (TWh)	-	1,5	3	12
Biomasse	Production (TWh)	1,7	4	7	12
Déchets (biogaz, incinération*)	Production (TWh)	2,1	2,5	4,2	4,2
Photovoltaïque	Puissance installée (GW)	0,01	0,05	0,12	0,49
	Production (TWh)	0,01	0,06	0,15	0,65
Production EnR		70,4	84,8	105,5	132,3

Scénarios de production électrique d'origine renouvelable de la PPI

*(*Seuls 50% de la production par incinération figurent dans le tableau, soit la partie renouvelable)*

Le scénario haut conduit en 2010 à une production EnR de 105,5 TWh qui est donc inférieure aux 114 à 116 TWh nécessaires pour l'atteinte de l'objectif de 21%. Ce scénario haut conduit à une production EnR représentant 19,4% de la consommation intérieure brute dans le scénario R2 de demande⁶².

Etant donné la proximité de l'échéance 2010, il apparaît en effet qu'il existe une certaine inertie pour infléchir la tendance actuelle : le délai de réalisation des investissements peut être de

⁶¹ Rapport de la production électrique d'origine renouvelable et de la consommation intérieure brute

⁶² Bien qu'il soit souhaitable s'il n'est pas associé à un ralentissement de la croissance économique, le scénario R3 n'a pas été jugé réaliste. Il n'a donc pas été retenu pour ne pas identifier des investissements insuffisants au regard de la sécurité d'approvisionnement nationale. Dans ce scénario et dans le scénario haut de développement des EnR, les EnR représenteraient en 2010 20% de la consommation intérieure brute.

plusieurs années. Au-delà de l'inertie pouvant exister dans le développement des énergies renouvelables pour l'atteinte des 21% en 2010, un élément technique doit être pris en compte. La fraction EnR est le ratio de la production électrique d'origine renouvelable et de la consommation intérieure brute. Or le mode de calcul de cette consommation a évolué, conformément aux recommandations d'Eurostat, depuis la PPI 2002 : il a été décidé d'inclure la consommation des auxiliaires des centrales et des STEP. Cet ajout augmente la consommation intérieure brute d'environ 30 TWh, ce qui se traduit par 6 TWh_{EnR} supplémentaires à réaliser pour l'atteinte des 21%.

Pour autant, ces évaluations techniques ne remettent pas en cause la volonté d'atteindre l'objectif de 21% en 2010. L'atteinte des 21% en 2010 suppose une puissance éolienne de 13,5 GW en 2010 (contre 10 GW dans le scénario haut précédent). L'arrêté PPI pourrait retenir cette valeur de 13,5 GW pour l'éolien afin de réaffirmer la volonté d'atteindre les 21% en 2010 et de permettre le maintien d'investissements dans le cas où le scénario haut de ce rapport serait dépassé.

Les scénarios de ce rapport concernant les énergies renouvelables sont compatibles avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Ce rapport juge que l'objectif de 21% pourrait être atteint en 2013 pour les raisons suivantes : la consommation intérieure brute sera proche de celle de 2010 si le changement de technologie d'enrichissement d'uranium de l'usine Eurodif intervient avant 2013 ; la production d'origine renouvelable aura pu intensifier son développement.

Concernant 2015, la PPI 2006 ne retient pas une fourchette de développement mais un objectif unique, dans la mesure où plus on s'éloigne dans le temps, plus il est difficile d'être précis. L'objectif proposé représente près de 24% de la consommation intérieure brute dans le scénario de demande R2.

Les objectifs retenus par la PPI 2006 pour la production électrique d'origine renouvelable sont ambitieux et appellent les commentaires suivants :

- Tout accroissement significatif de la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute passe par l'éolien : hors développement de l'éolien, la somme de l'ensemble des objectifs hauts pour les autres filières en 2010 conduit à une fraction inférieure à 15,5% dans tous les scénarios de demande. Il n'y a donc pas d'alternative à l'éolien, en France et d'ici 2015, pour un développement significatif des énergies renouvelables dans la production électrique. Il est donc essentiel de parvenir à surmonter les problèmes liés à l'acceptabilité locale des projets éoliens.*
- L'hydroélectricité est une énergie renouvelable, fondamentale pour l'équilibre offre / demande, qui se substitue directement à des moyens de production utilisant des combustibles fossiles et donc fortement émetteurs de CO₂. Il est donc nécessaire à la fois de préserver le potentiel existant et d'exploiter au mieux les possibilités de développement qui, tout en restant limitées, peuvent cependant apporter une contribution intéressante.*
- La bioélectricité possède de nombreux atouts, pour la production de base et également pour sa contribution, par cogénération, à l'atteinte de l'objectif de production de chaleur renouvelable.*
- Afin de faciliter la prise en compte des enjeux de politique énergétique nationale à l'échelon local, la déclinaison géographique de la PPI prévue par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique est nécessaire. La déclinaison géographique permettra également de mieux définir les besoins de développement du réseau pour accueillir la production décentralisée. Les travaux portant sur le schéma de développement du réseau démarreront à l'automne 2005 et devraient permettre de mieux harmoniser les développements du réseau et des énergies renouvelables.*
- Il sera nécessaire de procéder à un bilan afin d'optimiser le dispositif français de soutien à ces énergies en modifiant si nécessaire les outils existants (obligations d'achat et appels d'offres) et en envisageant la création d'un marché des certificats verts. Ceci est prévu par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique et est également recommandé par le rapport daté de 2004 de l'OCDE sur l'examen des performances environnementales de la France.*

3.2 Le nucléaire

3.2.1 Présentation du parc

Le parc nucléaire français est standardisé par paliers. Il est composé de 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) : 34 tranches 900 MW (6 tranches CP0 et 28 tranches CPY) ; 20 tranches 1300 MW et 4 tranches 1500 MW (N4). **La puissance installée totale se monte à 63,1 GW.**

Le parc est caractérisé par un rythme soutenu de mise en service : 43 GW ont été mis en service sur 1980-1990.

L'âge moyen du parc est de 19 ans, avec un âge moyen par palier de 26 ans pour le CP0 (Fessenheim et Bugey), de 22 ans pour le CPY, de 16 ans pour les 1300 MW et de 4 ans pour le N4.



3.2.2 La production du parc actuel d'ici 2015

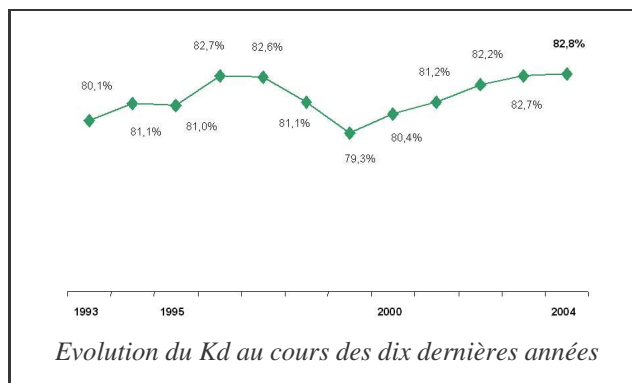
Dans l'hypothèse, théorique, actuelle d'une durée de vie de 40 ans des centrales nucléaires, le premier déclassement du parc en service en 2005 interviendrait à Fessenheim en 2017. **Il ne devrait donc pas y avoir de déclassement d'ici 2015 (sauf Phénix en 2008).** On peut donc se limiter dans un premier temps aux perspectives d'évolution de la production du parc électronucléaire actuel d'ici 2015, le cas du réacteur EPR Flamanville 3 étant l'objet du point suivant.

La production est bien entendu inférieure à l'énergie maximale théoriquement possible. La première raison est que l'ensemble des unités de production n'est pas techniquement disponible tout au long de l'année. La deuxième est que la puissance disponible n'est pas toujours utilisée en totalité. Deux indicateurs de performance traduisent ces deux effets : le Kd, coefficient de disponibilité technique et le Ku, coefficient d'utilisation de la puissance disponible. Le ratio de l'énergie produite sur de l'énergie maximale théoriquement possible est donc le produit du Kd et du Ku.

Le coefficient de disponibilité (Kd)

Il existe trois sources d'indisponibilité : les arrêts programmés pour remplacer le combustible et réaliser la maintenance (impact de 12,8% sur le Kd en 2004), les indisponibilités fortuites pour causes techniques (impact de 3% sur le Kd en moyenne) et le recours à des essais en fonctionnement (impact de 0,9% en 2004).

Le graphique ci-après représente l'évolution du Kd depuis 10 ans. On constate que la disponibilité du parc est revenue progressivement à son niveau de 1996. Trois facteurs expliquent la remontée de la courbe depuis 1999 : la fin des défauts de jeunesse du palier N4 dont les performances sont aujourd'hui identiques à celles des autres paliers, un plan de progrès sur la maîtrise des arrêts et la maîtrise des problèmes d'avaries génériques (notamment, étanchéité des enceintes de confinement et fatigue thermique du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt).



eDF se fixe un objectif de 84% pour le Kd, qu'il souhaite atteindre à partir de 2007-2008, de manière durable. eDF cherche ainsi à poursuivre les plans d'actions de maîtrise des durées d'arrêts, et de réduction des indisponibilités fortuites qui ont déjà été engagés. Néanmoins, l'existence d'un aléa générique sur l'ensemble du parc ou d'un palier, l'accroissement des exigences réglementaires, de sûreté ou environnementales représentent des risques de baisse du Kd. **La PPI, ainsi que le bilan prévisionnel de RTE, retiennent l'hypothèse prudente de 83% pour le Kd.**

Le coefficient d'utilisation (Ku)

Concernant le coefficient d'utilisation, quatre éléments expliquent que l'on ne sollicite pas en permanence les centrales nucléaires à puissance maximale. La première raison est la modulation soit pour un placement optimal des arrêts soit du fait d'une absence de débouchés de la puissance disponible lors de certaines périodes (par exemple pendant les 15 premiers jours d'août ou selon l'hydraulicité : la saisonnalité de la production nucléaire est planifiée en vue d'une hydraulicité standard et l'utilisation réelle varie en fonction de l'hydraulicité vécue). Les autres causes sont la fourniture de «services» au réseau électrique, les limitations environnementales (la production est limitée l'été pour préserver la température de certains cours d'eau utilisés pour le refroidissement des centrales) et l'optimisation de l'utilisation du combustible qui incite à prolonger les cycles en acceptant une baisse de la puissance.

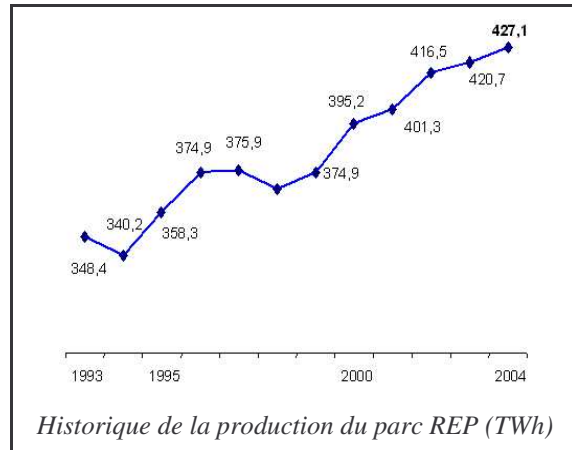
En 2004, le Ku était de 93%, soit une perte par rapport à l'énergie disponible de 33 TWh. Le niveau actuel reflète l'atteinte d'une optimisation poussée du parc nucléaire. Les arrêts sont en effet mieux saisonnalisés afin de mieux suivre la courbe de consommation. Ainsi la totalité des tranches du parc ont pour la première fois été couplées au réseau pendant 18 jours en décembre 2004 et sur la période d'hiver 2004-2005⁶³ l'indisponibilité n'a été que de 2,5 GW à comparer avec 6,8 GW sur l'hiver 2001-2002. Le Ku devrait donc rester entre 92 % et 95 % dans les prochaines années.

Cette optimisation du placement des arrêts conduit à mieux répartir les marges de production sur la période hivernale. Le nombre d'arrêts planifiés simultanément augmente très rapidement au printemps ce qui peut conduire à un « effet de bord » avec une probabilité de tension significative à cette période en cas de vague de froid intense et tardive. C'est ce qui s'est produit lors de la troisième semaine de la vague de froid de cette année, lors de laquelle neuf tranches étaient à l'arrêt.

⁶³ du 01/12 au 15/02

La production du parc en service en 2005

Le graphique ci-contre indique une forte évolution de la production du parc REP depuis 1998. La production du palier 900 est stable depuis 1998 et est de l'ordre de 6 TWh/unité. La production du palier 1300 a en revanche augmenté depuis 1998, grâce au passage de la durée de campagne à 18 mois, les perspectives de progrès de ce palier sont donc limitées désormais. Enfin les améliorations sur le N4 sont les principales responsables de l'augmentation de la production depuis 1998. La production nucléaire est donc en voie de stabilisation après la période de croissance 2000 – 2004.



L'évolution de la production nucléaire va dépendre maintenant au premier ordre de l'évolution du Kd, au second ordre du Ku (en corrélation avec le Kd).

Avec des facteurs climatiques «standard», la PPI et le bilan prévisionnel de RTE retiennent une hypothèse prudente de 431 TWh pour la production nucléaire (hors EPR) en 2015. Concernant la saisonnalisation de la production nucléaire, l'hypothèse retenue se situe autour de 2,5 arrêts de tranches simultanés sur la période d'hiver (pour un total de 58 tranches en 2005).

3.2.3 La mise en service d'un réacteur EPR

La politique énergétique nationale

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique indique à l'article 9 du titre 1^{er} que « L'Etat prévoit, dans la prochaine programmation pluriannuelle des investissements [...], la construction d'un réacteur démonstrateur de conception la plus récente. ». C'est pourquoi la PPI prend en compte la mise en service d'un réacteur EPR.

La volonté d'eDF de mettre en service un réacteur EPR à Flamanville en 2012 s'inscrit pleinement dans la politique énergétique nationale. Cet horizon de mise en service permettra, avec deux à trois ans de retour d'expérience d'exploitation, de décider à horizon 2015 du renouvellement du parc nucléaire, en fonction de l'évolution des besoins, et à partir de nucléaire ou d'autres filières de production. L'horizon 2015 est lié à l'hypothèse d'une durée de vie des centrales nucléaires actuelles de quarante ans, ce qui conduit au premier déclassement en 2017.

Le projet Flamanville 3 a fait l'objet d'un débat public d'une durée de 4 mois conformément à la loi, celui-ci s'est achevé le 17 février 2006. A la suite de la parution du bilan et du compte-rendu de ce débat public, eDF a décidé le 4 mai dernier d'engager la réalisation du projet. Comme toutes les installations nucléaires, le réacteur fera l'objet d'une évaluation environnementale et de sûreté⁶⁴

⁶⁴ Le 28/09/2004, le Directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection a, au nom des Ministres chargés de la sûreté nucléaire, adressé au Président d'Electricité de France une lettre présentant la position des Pouvoirs publics sur les options de sûreté du projet de réacteur EPR : « A ce stade de l'examen du projet de réacteur EPR, nous considérons que les options de sûreté retenues satisfont globalement à l'objectif fixé d'amélioration générale de la sûreté. [...] Cette appréciation générale demande à être confirmée par l'analyse d'un certain nombre d'études de conception détaillée. »

complète préalable à l'obtention de l'autorisation de création de l'installation nucléaire de base et de l'autorisation de rejet d'effluents et de prélèvement d'eau.

Deux autres débats publics ont eu lieu en 2005-2006: un débat sur la ligne très haute tension Cotentin-Maine rendue nécessaire par la mise en service de Flamanville 3 et un autre sur les déchets radioactifs. Ce dernier débat a été réalisé à l'initiative du Gouvernement afin de préparer le projet de loi de programme relatif à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, faisant suite à la loi « Bataille » de 1991. Ce projet de loi a fait l'objet d'une première lecture en avril 2006 par l'Assemblée Nationale puis par le Sénat les 31 mai et 1^{er} juin 2006.

L'insertion d'un réacteur EPR dans le parc de production électrique national

Selon les résultats des simulations réalisées par RTE à horizon 2016⁶⁵, un réacteur EPR, intégré dans le parc de production, fonctionnera, dans le scénario de consommation médian R2, plus de 5000 heures⁶⁶ dans tous les scénarii de développement des énergies renouvelables, y compris le plus haut. Dans le scénario R2 avec développement médian des énergies renouvelables (parc éolien de 12,5 GW en 2016) un réacteur EPR fonctionnerait environ 7000 heures.

Dans la mesure où les « coûts de référence » concluent à la compétitivité du nucléaire à partir de 5000 heures de fonctionnement annuel, un réacteur EPR trouve toute sa place dans le parc de production à l'horizon 2015.

⁶⁵ Ces résultats tiennent compte du changement de technologie de l'usine d'enrichissement d'uranium (Eurodif) qui interviendra entre 2010 et 2015.

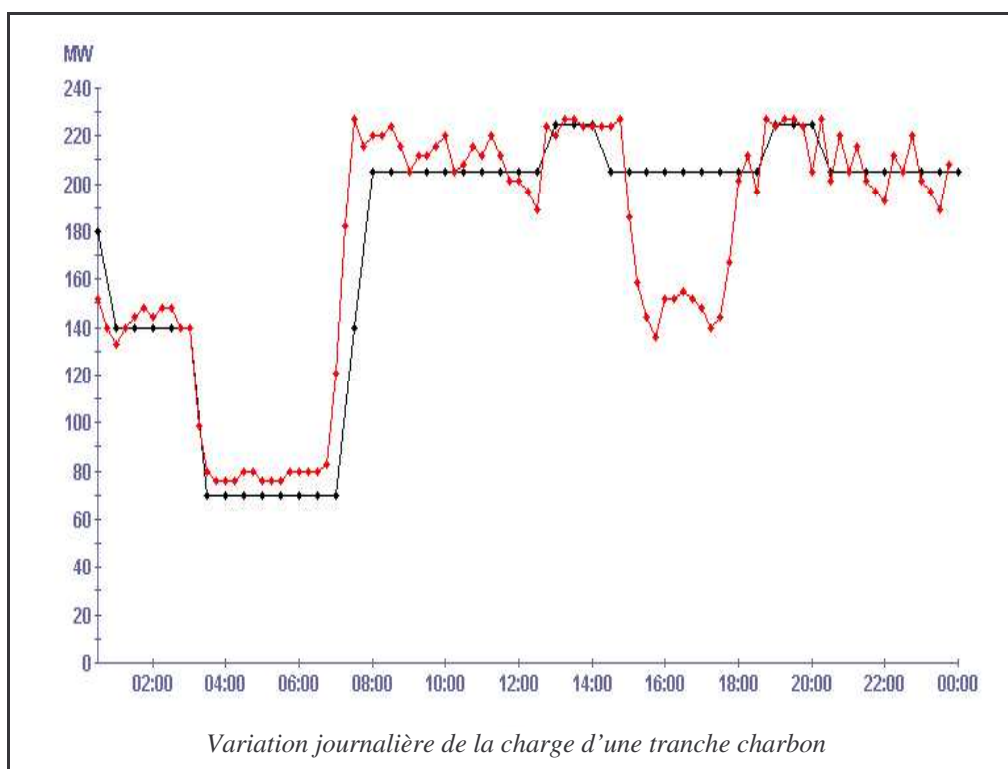
⁶⁶ En réalité, la modulation sera répartie sur l'ensemble du parc de production si bien qu'un réacteur supplémentaire ne tournera pas moins longtemps que les tranches nucléaires en service en 2005

3.3 Les filières thermiques classiques

Dans la mesure où l'électricité est un bien qui ne se stocke pas (mis à part dans les retenues hydrauliques), il est nécessaire d'ajuster en temps réel l'offre à la demande face aux différents aléas : de consommation, climatiques, techniques (réseau ou production). Ceci suppose de disposer de moyens flexibles, mobilisables à tout moment et dispatchables.

Au-delà de l'hydroélectricité, dont le potentiel est insuffisant pour couvrir l'ensemble des besoins liés au suivi de charge et à la pointe de la demande, les moyens thermiques constituent la seule solution pour la semi-base et la pointe. Ce rôle est actuellement joué en France par les installations charbon et fioul. Elles ont notamment été fortement sollicitées au cours de la vague de froid qu'a connue la France continentale en février - mars 2005.

Le graphique ci-dessous illustre la variation de la charge d'une tranche au cours d'une journée. La charge subit des variations importantes au sein d'une journée, afin d'accompagner les variations de la demande (creux la nuit, montée en puissance à la pointe du matin).



Avant d'entrer dans le détail des filières de production, il importe de rappeler que le cadre réglementaire encadrant la production thermique va très fortement évoluer d'ici 2015. Cette évolution est apportée par les directives Grandes Installations de Combustion, Plafonds Nationaux d'Emission et Quotas, ainsi que par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques. L'impact de ce changement de cadre réglementaire est analysé ci-après pour le charbon et le fioul.

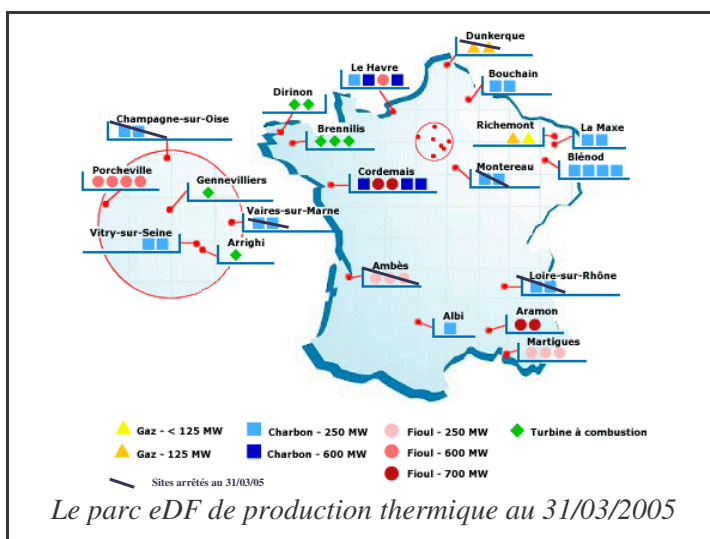
Ces changements entraînent notamment une dépollution des tranches charbon pérennes, une limitation du fonctionnement des tranches charbon anciennes à 20 000 heures entre 2008 et fin 2015 et une limitation du fonctionnement des tranches fioul à 5% du temps en moyenne (soit moins de 500 heures annuelles). Ces durées sont exprimées en durées équivalentes en fonctionnement à pleine puissance.

3.3.1 Le parc centralisé en 2005 en France continentale

Le parc thermique classique est aujourd'hui exploité par deux opérateurs, eDF et la SNET⁶⁷. La puissance de ce parc est environ de **11,5 GW à fin 2004**.

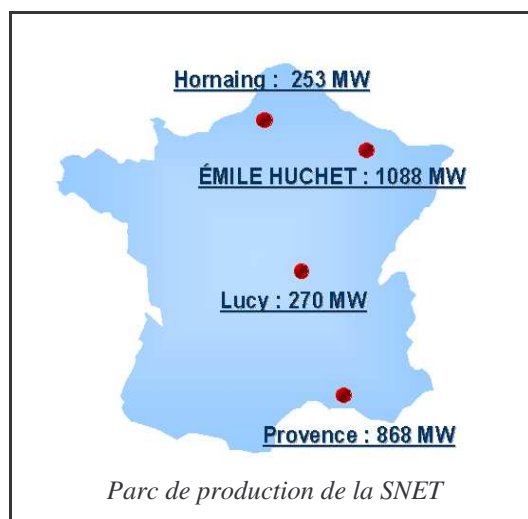
Le parc se compose d'installations fonctionnant au charbon et au fioul.

Il comporte également deux sites exploitant des gaz de hauts fourneaux, les sites de Richemont et de Dunkerque. L'exploitation des gaz de hauts fourneaux de Dunkerque était auparavant réalisée par eDF, elle est désormais réalisée par Gaz de France suite à la mise en service de DK6.



Si le parc thermique classique représente environ 10% de la puissance du parc de production nationale, il apporte environ 6% de la production nationale. Ceci confirme son rôle de fournisseur de puissance.

Historiquement, la production thermique s'est développée dans le Nord. Elle permet aujourd'hui d'**assurer dans certaines régions l'équilibre du réseau électrique, particulièrement les centrales de Martigues et de Gardanne pour la région PACA, la centrale de Cordemais et les TAC de Dirinon et Brennilis pour la Bretagne.**



3.3.2 Evolutions du parc charbon décidées en 2005

La directive GIC offre 3 possibilités au parc charbon :

- le fonctionnement au-delà de 2015 dans le cas du respect de valeurs limites d'émission à partir de 2008,
- le fonctionnement en dérogation « 2008 + 20 000 heures » jusqu'à fin 2015,
- la fermeture avant 2008

La première solution s'applique aux deux installations à lit fluidisé circulant de la SNET qui respectent dès aujourd'hui les valeurs limites d'émission.

Le recours à cette première solution pour les autres installations suppose l'installation de moyens de dépollution fortement capitalistiques (dénitrification et désulfuration), cette installation est décidée au regard des paramètres économiques de chaque centrale dont les deux principaux sont la durée de vie résiduelle et la puissance. Ceci conduit au **choix de la première solution pour les 5 tranches Q600⁶⁸ les plus récentes qui seront pérennisées au-delà de 2015.**

⁶⁷ La SNET exploite en 2005 exclusivement des centrales charbon

⁶⁸ 3 appartient à eDF et 2 à la SNET

Les autres installations sont principalement des unités de 250 MW qui sont trop anciennes pour que des investissements de dépollution soient consentis. Au total, elles représentent 3,8 GW. Elles fonctionneront en dérogation à partir de 2008 et seront limitées à 20 000 heures d'ici la fin 2015, ce qui correspond à un fonctionnement de 2500 heures sur 8 ans. Si d'aventure certaines installations sont, par exemple, amenées à fonctionner 4000 heures par an, leur fermeture interviendra à fin 2012. Cette durée de fonctionnement dépendra notamment de la rigueur des températures en hiver, ce qui fait peser **une incertitude sur le calendrier exact des déclassements des centrales en dérogation.**

En mars 2005, l'arrêt définitif a également été réalisé pour 4 sites charbon (Champagne, Montereau, Loire, Vaires). Le groupe charbon d'Albi sera également définitivement arrêté en 2006.

3.3.3 Evolutions du parc fioul décidées en 2005

eDF est le seul exploitant en France de centrales au fioul. Les installations fonctionnant au fioul interviennent réellement sur la pointe, leur durée de fonctionnement annuel est inférieure à 1000 heures actuellement, et sera inférieure, globalement⁶⁹, à environ 500 heures dans le cadre du schéma national de réduction des émissions et de la directive Plafonds.

3,3 GW de centrales fioul sont en service en 2005, 2,6 GW sont en réserve (arrêt garanti pluriannuel) en 2005. eDF a décidé en conseil d'administration **la remise en service de ces installations, elles sont donc prises en compte dans l'étude de l'équilibre offre-demande.**

0,8 GW de turbines à combustion sont en service en 2005, elles répondent à des besoins d'extrême pointe. Leur démarrage est en effet possible en quinze minutes, ce qui leur permet de répondre aux aléas réseau ou à la perte d'un groupe nucléaire. A titre de comparaison, les autres moyens thermiques démarrent en 16h à froid, en 8h à chaud, soit la veille au soir pour le lendemain.

Le conseil d'administration d'eDF a décidé le 25 mai 2005 de la **mise en service de 500 MW de TAC.** Cette mise en service est donc prise en compte dans l'étude de l'équilibre offre-demande.

3.3.4 Le parc thermique décentralisé

Entre 1993 et 1995, 700 MW de centrales de pointe à base de moteurs diesel fonctionnant au fioul domestique ont été mis en service par des producteurs indépendants. Ces centrales de 8 MVA de puissance maximale sont raccordées sur le réseau 20 kV et sont réparties sur les diverses régions de France. Ces centrales bénéficiaient à l'origine d'un contrat 93-07 puis sont passées sous contrats « appel modulable » (dispatchable) en 1997 dans le cadre de l'obligation d'achat. Ces contrats, d'une durée de 15 ans, arriveront à terme en 2008 pour les premiers et en 2010 pour les derniers.

Les centrales diesel jouent un rôle fondamental dans les réserves prévues par le gestionnaire de réseau. Ces réserves sont en hiver de l'ordre de 3 GW, parmi⁷⁰ lesquelles figurent les 700 MW de centrales diesels. Ces centrales sont très peu appelées par RTE, dans la mesure où elles sont utilisées comme le dernier moyen de production appelé avant le recours aux moyens exceptionnels.

Elles présentent également l'avantage de se trouver à proximité des sites de consommation, et apportent un secours important en cas d'insuffisance de production.

Malgré l'incertitude portant sur le devenir de ces centrales à la fin des contrats d'achat, **la PPI suppose constante sur la période 2005-2015 la puissance installée de centrales diesels.**

⁶⁹ en équivalent pleine puissance et en moyenne lissée multiannuelle

⁷⁰ Les autres réserves sont des groupes thermiques démarrés à des puissances intermédiaires afin qu'ils puissent rapidement atteindre leur pleine puissance.

3.4 Le gaz (hors cogénération)

Le gaz naturel présente des avantages pour la production électrique. Il s'agit d'une énergie rapide à démarrer, compétitive (cf. 1.3 - *Coûts de référence*) et dont les réserves sont abondantes. Du point de vue environnemental, elle est environ deux fois moins émettrice de CO₂ que le charbon et le fioul⁷¹.

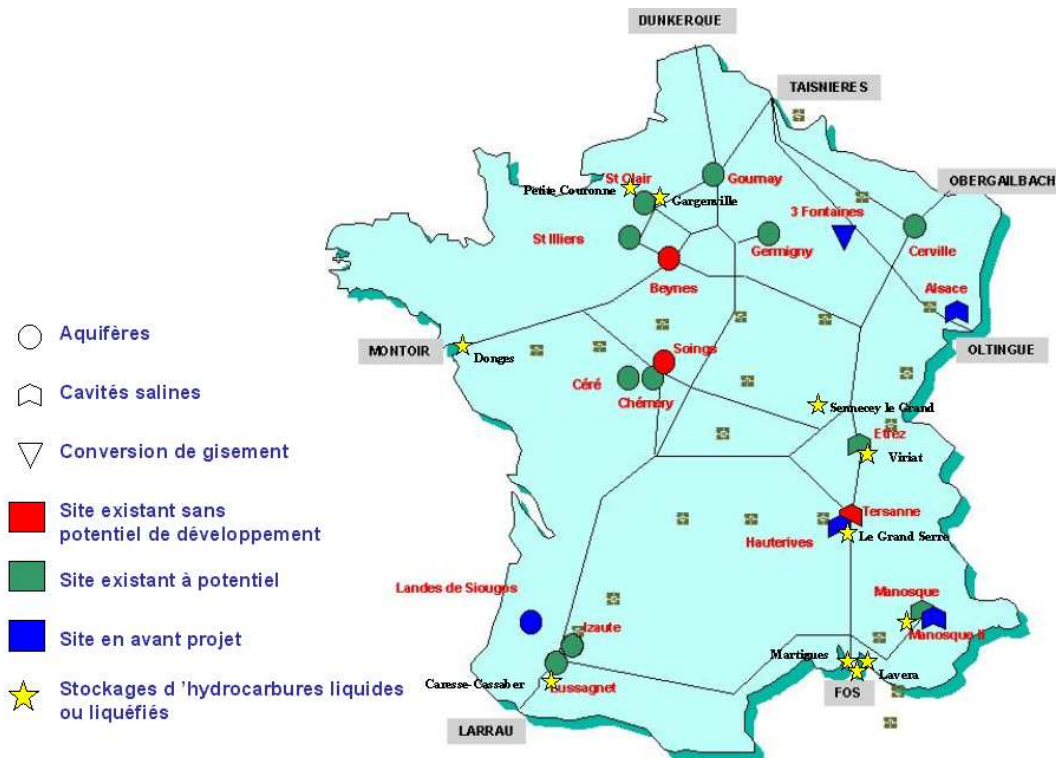
La production électrique à partir de gaz naturel est aujourd'hui en fort développement chez nos voisins européens. Pour assurer cette production, du gaz doit être disponible à tout instant. Deux solutions sont possibles : ou bien le gaz est acheminé directement jusqu'à la centrale (ce qui suppose une utilisation continue) ou bien il doit être stocké, puis transporté jusqu'à la centrale. Avant de déterminer des objectifs en matière de production électrique à partir de gaz naturel, il est ainsi nécessaire d'examiner les contraintes de stockage et d'acheminement.

3.4.1 Les stockages de gaz naturel

En 2004, 97 % de la consommation de gaz est importée, la production française étant appelée à disparaître d'ici 2013. Les stockages constituent, en complément des contrats d'approvisionnement de long terme, un outil important pour la sécurité d'approvisionnement de la France et pour l'équilibre du système gazier français.

Les stockages existants et les stockages en avant-projet

La France dispose de capacités de stockage de gaz naturel importantes : parmi les pays voisins, seule l'Italie a un volume utile⁷² de stockage plus important. En France, il représente 11 Gm³, soit 20 % de la consommation annuelle nationale. L'énergie utile totale est de 125 TWh. Le débit nominal⁷³ journalier est de 2400 GWh/j.



⁷¹ Un cycle combiné à gaz émet 0,4 tCO₂/MWh_{électrique} contre 0,9 tCO₂/MWh_{électrique} pour une centrale charbon ou fioul

⁷² Le volume utile correspond au volume de gaz stocké réellement disponible pour la consommation.

A ces capacités de stockage en cavité souterraine s'ajoutent les stockages de gaz naturel liquéfié (GNL). Des stockages GNL existent à Montoir et à Fos-sur-Mer, où un deuxième terminal sera mis en service en 2007.

La carte ci-dessus présente l'ensemble des stockages existants, avec ou sans potentiel de développement, ainsi que les sites en avant-projet. Précisons qu'il existe, hors stockages GNL, quatre types de stockages : les stockages en nappe aquifère, en cavités salines, les gisements déplétés⁷⁴ et les cavités minées. Les stockages en nappe aquifère se caractérisent par un grand volume utile et un débit de pointe plus faible que celui d'autres stockages. Les stockages en cavité saline se caractérisent par un faible volume utile et un débit de pointe important.

La France présente les spécificités suivantes : la majorité des stockages sont des aquifères (ce qui restreint le nombre de stockages « de pointe ») et la répartition des stockages n'est pas homogène sur le territoire (les cavités salines se trouvent principalement dans le Sud-Est). On peut également noter que Chémery représente à lui seul le tiers de l'énergie utile contenue dans les stockages français, et qu'il s'agit du stockage le plus important d'Europe.

L'accès des tiers aux stockages de gaz naturel

L'ouverture du marché gazier conduit à mettre en place un accès des tiers aux stockages de gaz naturel, afin de permettre à tous les fournisseurs de disposer de moyens de flexibilité nécessaires pour approvisionner leurs clients. Le Parlement a ainsi voté, le 9 août 2004, les dispositions transposant l'article 19 de la directive du 26 juin 2003, qui prévoient cet accès des tiers aux stockages.

Il conviendra de préciser, dans les décrets d'application des dispositions législatives, à quel niveau de priorité se situe l'usage des stockages pour la production électrique. En effet, une utilisation du gaz en semi-base conduirait à produire de l'électricité en hiver, au moment où les stockages permettent de satisfaire une partie de la demande gazière non électrique.

La durée de développement des stockages

La durée de développement d'un stockage est de l'ordre de 20 ans : une dizaine d'années pour l'exploration, 2 à 3 ans pour l'autorisation, 3 à 4 ans pour la construction, 3 à 4 ans pour les injections avant exploitation (injection de gaz coussin). Ce délai est long par rapport à la durée de construction d'un cycle combiné à gaz.

Ceci ne signifie pas pour autant que les capacités totales de stockage n'évolueront pas d'ici vingt ans. Les projets figurant sur la carte de la page précédente sont en effet en phase de qualification ou d'autorisation (le projet Alsace est à horizon 2015, Hauterives et Manosque sont en cours d'étude de faisabilité économique, Landes de Siougos est un projet de très long terme). De plus, les développements potentiels sur site (rénovation et augmentation des capacités) se font dans des délais plus restreints, les capacités de soutirage de Lussagnet devraient ainsi augmenter de plus de 50% d'ici 2009.

Le développement de stockages pour l'électricité

Historiquement la préoccupation des opérateurs a été de répondre aux besoins de modulation du marché français. Le rythme de développement des stockages a été relativement homothétique à la croissance du marché gazier. Ceci reste l'axe principal de développement, tout en prenant en compte l'ouverture des marchés et l'accès des tiers.

Comme les stockages sont extrêmement capitalistiques (entre 150 et 300 M€ pour le développement de 5 à 8 cavités salines, entre 100 et 500 M€ pour les aquifères), les stockeurs n'investiront pour la production électrique qu'en cas de demande avérée. Ainsi, pour développer un stockage de gaz en vue de la production électrique, les stockeurs ont besoin de connaître la localisation de la centrale thermique, le débit demandé et la date de mise en service. La question essentielle est

⁷³ Le débit de pointe, à la différence du débit nominal, décroît en fonction du niveau du stockage.

⁷⁴ Un gisement déplété est le produit de la conversion d'un gisement en un stockage.

celle de l'utilisation de la centrale (pointe, semi-base ou base) et donc du type de stockage idoine (cf. tableau ci-dessous).

Durée	Part de consommation en stock	Volume utile de gaz (Gm ³)	Durée de soutirage (jours)	Type de stockage
1000 h	90 %	0,2	40	Stockages salins ou aquifères rapides
2000 h	80 %	0,3	80	Stockages aquifères
4000 h	50 %	0,4	160	Stockages aquifères

Volume utile de gaz et type de stockage pour un cycle combiné à gaz de puissance 1 GW⁷⁵

Il ressort des connaissances actuelles que des potentiels de stockage existent et que le potentiel de développement pourrait être du même ordre que les capacités de stockage actuelles. De plus, la flexibilité offerte par les stockages existants permet d'envisager des développements en quantité suffisante d'ici 2015 pour la mise en service de plusieurs cycles combinés à gaz (CCG).

Les problèmes éventuels pour la production électrique seront liés à l'autorisation (acceptabilité locale et durée des procédures) et au temps de mise en exploitation.

3.4.2 Contraintes d'acheminement

Dans l'hypothèse où la France serait amenée à construire des CCG pour la production d'électricité, il convient de déterminer s'il existe des contraintes particulières concernant les réseaux gaziers qui pourraient conduire à développer le réseau de transport de gaz en cas de construction de CCG, à retarder le démarrage de centrales ou à en rendre impossible la localisation dans certaines régions.

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français est réparti entre deux opérateurs (Gaz de France Réseau Transport et Total Infrastructures Gaz France). Il se compose d'un réseau principal et d'un réseau régional. Le réseau a été dimensionné sur la base des contrats d'approvisionnement.

Il y a 5 points d'entrée sur le réseau Gaz de France : Dunkerque, Taisnières (Ardennes), Obergailbach (Alsace), et les deux terminaux méthaniers de Fos et Montoir. Le réseau de TIGF a deux points d'interconnexion avec le réseau de Gaz de France et deux interconnexions avec l'Espagne⁷⁶. A très court terme, la liaison existante vers l'Espagne permettra le transit du gaz dans les deux sens.

La capacité des points d'entrée du réseau est de l'ordre de 300 à 600 GWh/jour. Sur le réseau principal, elle est de l'ordre de 100 à 300 GWh/jour, et sur



Le réseau de transport de gaz naturel

⁷⁵ En faisant l'hypothèse que le rendement du CCG est de 56% - valeur utilisée dans l'étude Coûts de référence de la DGEMP

⁷⁶ La seconde interconnexion devrait être inaugurée en octobre prochain

le réseau régional de l'ordre de quelques dizaines de GWh/jour.

A titre de comparaison, un cycle combiné à gaz d'une puissance de 400 MW électriques nécessite un débit journalier de l'ordre de 20 GWh/jour. Dans la grande majorité des cas, il ne serait pas nécessaire de renforcer le réseau principal. En revanche, pour alimenter un CCG raccordé sur le réseau régional, il serait nécessaire de poser une canalisation dédiée.

La durée de développement d'une telle canalisation nécessite entre 3 et 4 ans, soit une durée compatible avec les délais de construction d'un CCG, qui sont de l'ordre de 5 ans. Il convient donc de lancer en même temps les procédures de construction des infrastructures gazières et de la centrale. Des travaux de renforcement du réseau principal seraient en revanche plus longs.

La tarification du transport de gaz naturel

La tarification du transport de gaz comprend la tarification sur le réseau principal et, le cas échéant, la tarification du réseau régional. La tarification sur le réseau principal est de type « entrée-sortie », ce qui signifie que le tarif dépend du point où le gaz est injecté sur le réseau et du point où il quitte le réseau principal. A la différence de l'électricité, il n'y a pas de péréquation tarifaire sur le gaz naturel.

A titre d'exemple, le transport régional entraîne, pour une distance Montoir-Brest, un coût de l'ordre de 1 €/MWh_{el} pour un CCG fonctionnant 5000 heures par an.

L'électricien supportera la totalité des coûts de raccordement, correspondant à la facturation d'un branchement et d'un poste de livraison. En revanche, les coûts de renforcement du réseau ne seront pas exclusivement à sa charge mais seront supportés, selon l'ampleur des travaux, par tous les utilisateurs d'une portion du réseau régional, de l'ensemble du réseau régional ou du réseau national.

Localisation sur le territoire

Le réseau de Gaz de France Réseau Transport est actuellement découpé en quatre zones entrée-sortie, traduisant les congestions du réseau de transport. Il n'y aura plus que deux zones en 2009, la zone Nord et la zone Sud. Ces deux zones seront fluides. Toutefois, des congestions existeront toujours entre ces deux zones. En conséquence il ne sera pas possible d'accroître la consommation dans une zone en prévoyant de l'alimenter par l'autre.

A ce jour, les points d'entrée ne sont pas saturés à l'exception de Dunkerque, et le terminal de Montoir ne sera pas saturé en 2009. Le terminal de Fos ne devrait pas non plus être saturé à cette date. En cas de saturation de ce terminal, il faudrait doubler la capacité de transport de la vallée du Rhône, ce qui entraînerait des développements bien plus importants que ceux qui sont nécessaires à la production électrique (20 GWh/jour pour un CCG, pour un débit de 300 GWh/jour offert par la nouvelle canalisation).

Il n'y aurait pas plus de problème à implanter une centrale en zone Sud avant la vallée du Rhône qu'en zone Nord, et une centrale située à Fos présenterait l'avantage de ne pas utiliser la canalisation de la Vallée du Rhône, qui sera saturée. Pour une centrale au Sud de Lyon, le gaz pourrait arriver de Fos pendant l'été, et provenir des stockages salins pendant l'hiver.

La localisation d'une centrale sur la Côte d'Azur nécessiterait le renforcement de la canalisation (antenne régionale) entre Saint-Martin de Crau (Nord de Fos) et Nice.

1000 MW peuvent être installés dans le Sud-Ouest dès aujourd'hui, quantité qui pourrait augmenter significativement d'ici 10 ans (un renforcement du réseau de 200 à 300 GWh/jour devrait avoir lieu d'ici là).

Le positionnement d'une centrale par rapport aux réseaux électrique et gazier

Du point de vue du réseau gazier, le positionnement « naturel » d'une centrale est au voisinage des points d'entrée, sur le réseau principal. Le positionnement d'une centrale près d'un nouveau point d'entrée devrait donc être privilégié, puisqu'il permettrait d'utiliser très rapidement des infrastructures financées par des investissements lourds. Du point de vue de l'électricien, la tarification incite à positionner le CCG à proximité du réseau principal pour s'y raccorder directement, afin de ne pas payer le tarif de transport régional. Dans la mesure où la pression pourrait parfois s'avérer insuffisante sur le réseau régional pour l'exploitation optimale d'un CCG, la localisation d'un CCG au voisinage d'une canalisation à haute pression du réseau principal pourrait être recherchée.

Comme nous l'avons vu précédemment, une utilisation en modulation ou en pointe sera possible à condition que la centrale soit au voisinage d'un stockage, où il est possible de soutirer sur de courtes périodes. Le transport sur de longues distances n'est en effet pas économiquement justifié pour de faibles durées d'utilisation. A moins d'être à proximité d'un stockage en cavité saline ou d'un terminal GNL, une centrale charbon ou fioul se prêtera mieux à une utilisation en modulation ou en pointe qu'une installation de production électrique à partir de gaz naturel.

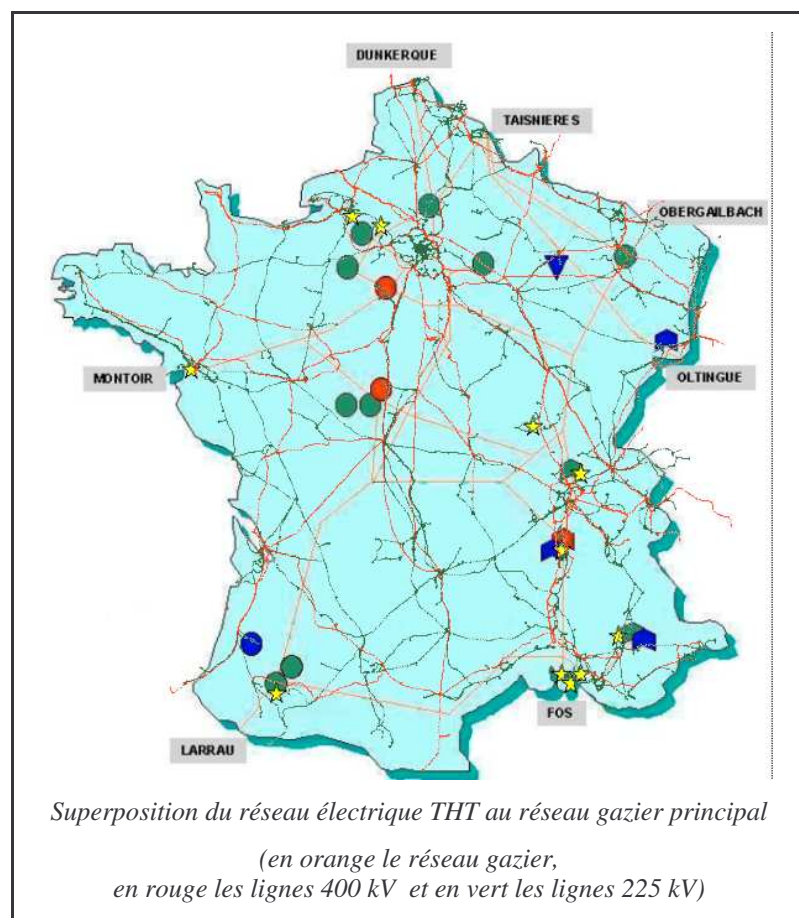
On ne doit pour autant pas négliger la partie transport de l'électricité : comme on le sait, il est plus difficile de poser des lignes électriques à haute tension que des canalisations gazières souterraines.

Le positionnement idéal d'un CCG est donc à proximité d'un point d'entrée du gaz naturel, à proximité d'un stockage et à proximité d'une ligne 225 ou 400 kV.

La carte ci-contre présente une superposition du réseau électrique THT au réseau gazier principal. En tenant compte du fait que la zone de Montoir est déjà très chargée sur le plan du réseau électrique, 2 zones réunissent l'ensemble des conditions figurant ci-dessus : Fos-sur-mer et Obergailbach. A terme, Larrau pourrait également réunir l'ensemble des conditions si du gaz est importé depuis l'Algérie via l'Espagne.

On peut de plus constater que l'ensemble des stockages de gaz se situent à proximité des lignes 400 kV (quelques-uns sont éloignés de quelques dizaines de kilomètres). Le stockage de Chémery (Soings et Céré inclus), qui représente un peu plus du tiers de l'énergie utile des stockages français, se trouve à proximité d'une ligne 400 kV. On peut donc envisager le positionnement de CCG à proximité de stockages de gaz naturel, ce qui facilitera leur utilisation en modulation.

Seuls quelques coûts et délais supplémentaires seront à prendre en compte pour renforcer le réseau gazier régional.



Bilan des contraintes techniques sur la production électrique à partir de gaz

La configuration du réseau de transport ne semble donc pas de nature à poser de difficulté pour la mise en place de centrales thermiques, les stockages paraissant plus contraignants en termes de délais (10 ans à partir de l'obtention des autorisations).

Par ailleurs, les contraintes dimensionnantes pour la localisation de CCG sont plus celles relatives à la production d'électricité (fonctionnement en base, semi-base ou pointe ; proximité des lignes THT), plutôt que celles relatives à l'acheminement du gaz.

3.5 La cogénération

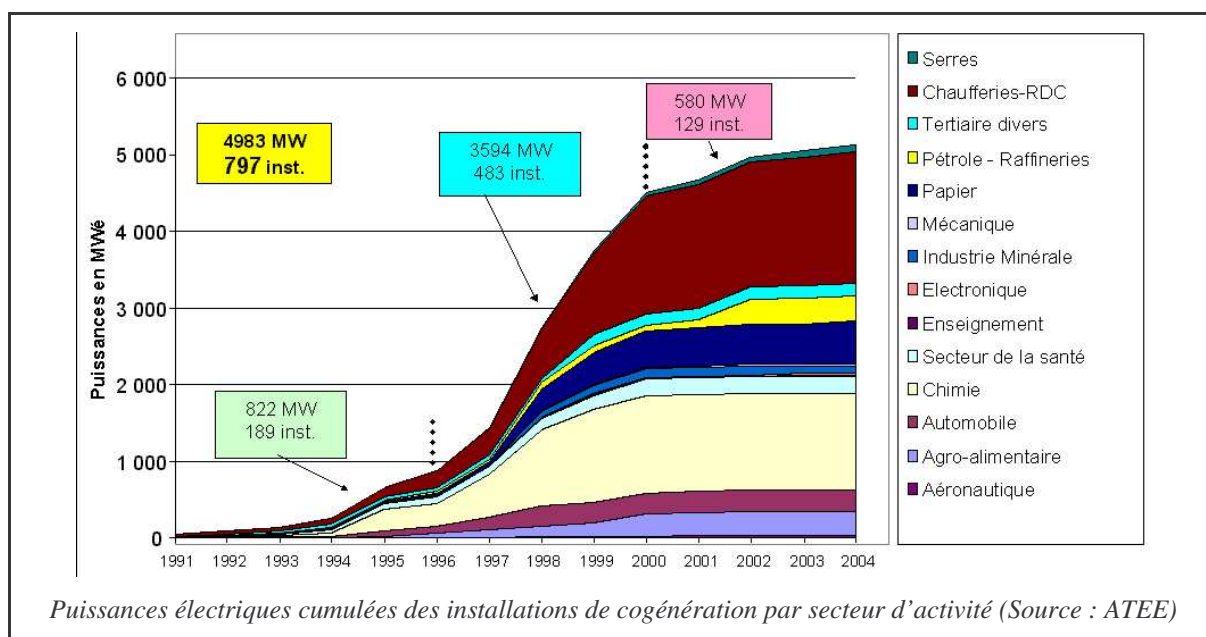
3.5.1 Les moyens de soutien et le développement de la cogénération jusqu'en 2005

Depuis 1993, les installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel bénéficient d'une exonération pour cinq ans de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel. Elles bénéficient également depuis 1991 d'un amortissement exceptionnel sur 12 mois, prorogé jusqu'au 31 décembre 2006 par la loi de finances pour 2002. Elles bénéficient enfin depuis 1991 d'une réduction de l'assiette de la taxe professionnelle de 50%, pouvant être portée à 100% par les collectivités territoriales.

Le développement de la cogénération en France a véritablement décollé grâce au contrat type dit "97-01", puis dans une moindre mesure le "99-02", dans le cadre de l'ancien système d'obligation d'achat (décret du 20 mai 1955). Le système d'obligation d'achat⁷⁷ a été modifié par la loi du 10 février 2000. Depuis lors, seules les installations alimentant un réseau de chaleur ou celles de puissance inférieure à 12 MW_{el} peuvent obtenir l'obligation d'achat. **Plus de 80% des installations de cogénération fonctionnent aujourd'hui sous le régime de l'obligation d'achat.**

La puissance installée, sous obligation d'achat, est passée de 0,6 GW_{el} à fin 1996 à plus de 4,5 GW_{el} en 2001. On constate un fort ralentissement depuis la loi du 10 février 2000. Ce sont ainsi 71,3 MW_{el} qui ont été installés en 2003 et 79,5 en 2004 (à comparer avec 1300 MW_{el} en 1998, 950 MW_{el} en 1999 et 760 MW_{el} en 2000).

Au 30 juin 2004 on dénombre environ 650 contrats pour un total de 4700 MW_{el}. **Au total, la cogénération représente environ 24 TWh en 2004, soit environ 4% de la production nationale, et entre 30 et 40 % de la production d'électricité d'origine thermique classique**⁷⁸.



Pour 2005, la Commission de régulation de l'énergie prévoit que les cogénérations sous obligation d'achat produiront 16,2 TWh pour un tarif d'achat moyen de 80 €/MWh, soit 706 M€ de CSPE. Ainsi la cogénération représentera en 2005 70% de la part de l'obligation d'achat dans la CSPE et un peu moins de la moitié du montant total de la CSPE.

⁷⁷ L'arrêté du 3 juillet 2001 impose le respect de trois conditions pour accéder à l'obligation d'achat : la quantité de chaleur produite doit être au moins la moitié de la quantité d'électricité produite, cette chaleur produite doit être utilisée ou autoconsommée, cette production combinée de chaleur et d'électricité doit conduire à une économie d'énergie primaire d'au moins 5 % par rapport à la production séparée, avec les meilleures technologies disponibles, de la même quantité de chaleur.

⁷⁸ Au sens de la somme des productions à partir de charbon, de fioul, de gaz naturel, de gaz de hautes fourneaux et de cogénération

3.5.2 L'intérêt de la cogénération dans le parc de production électrique français

On peut distinguer au niveau français trois atouts de la cogénération :

- *des économies d'énergie primaire* : le rendement énergétique global de la cogénération est performant et continue à s'améliorer, il est de 75% en moyenne, ce qui conduit à des économies d'énergies primaires comprises entre 5 et 10% par rapport aux productions électriques et thermiques séparées
- *des économies de réseau* générées par la cogénération en tant que production décentralisée (il est néanmoins difficile de chiffrer le gain qui en résulte)
- *un fonctionnement en ruban hiver* : la cogénération présente l'avantage de fonctionner principalement en hiver, ce qui correspond à la saisonnalité de la demande électrique. Les moyens de cogénération ont également été sollicités lors des épisodes de tension qu'a connus le système électrique français, à savoir la canicule 2003 et la vague de froid de février - mars 2005. Afin de répondre de manière adéquate aux périodes de tension, une meilleure intégration dans le parc national des installations de cogénération serait souhaitable (afin que les moyens puissent être dispatchables).

En revanche, il apparaît que le coût de la tonne de CO₂ évitée en France par la cogénération est extrêmement élevé. Si une évaluation précise de ce coût est très difficile, notamment en raison de la diversité des installations de cogénération et donc des moyens de production auxquels elles se substituent, ce coût est notoirement plus élevé⁷⁹ que celui lié aux énergies renouvelables.

Ce résultat est spécifique à la France en raison de la prédominance du nucléaire et de l'hydraulique, qui ne sont pas émetteurs de gaz à effet de serre⁸⁰. La cogénération est en revanche encouragée au niveau européen par la directive 2004/8/CE car elle se substitue directement pour l'électricité à de la production thermique classique dans les autres pays européens.

Ceci ne remet aucunement en cause les atouts de la cogénération évoqués précédemment mais doit conduire à s'interroger sur la pertinence du maintien d'un soutien fort de la cogénération par le secteur électrique. Il s'agit en effet d'**arbitrer entre économies de CO₂, économies d'énergie primaire et prix de l'électricité**.

3.5.3 Un cadre réglementaire en forte évolution

Comme indiqué précédemment, les contrats d'achat ont une durée de 12 ans, ce qui signifie que les contrats « 97-01 » arriveront à échéance entre 2008 et 2012. Se pose alors la question de la pérennité des installations de cogénération au sortir des contrats d'achat. Concernant les contrats « 97-01 », l'incertitude porte sur 3,9 GW.

Un second changement réglementaire est apporté par la directive 2004/8/CE relative à la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie. Cette directive poursuit comme objectifs la sécurisation de l'approvisionnement énergétique et l'amélioration de l'efficacité énergétique conduisant à une réduction des émissions de CO₂ en Europe. Pour satisfaire ces objectifs, la directive entend promouvoir une cogénération basée sur une

⁷⁹ Pour une installation réalisant 5% d'économies d'énergie primaire, la production de 20 MWh conduit à économiser 1 MWh. Le coût du MWh évité est donc, en 2005, de $20 \times (80 - 35) = 900\text{€}$, où 80€/MWh correspond à la moyenne du tarif d'achat et 35€/MWh au prix sur le marché de gros. Si l'on considère que l'installation de cogénération se substitue à un CCG (produisant 400kgCO₂/MWh), le coût de la tonne de CO₂ évitée est alors de 2250 €.

Un taux de 10% peut aujourd'hui être atteint par les installations les plus performantes, le coût de la tonne de CO₂ évitée est alors de 1125 €.

Ce calcul est approximatif : il est sous-estimé car il ne tient pas compte des différentes mesures fiscales ; il est surestimé car une partie du tarif d'achat traduit les économies de réseau générées par la cogénération. L'utilisation de la chaleur et le mode de production auquel elle se substitue mériteraient également d'être étudiés. Même si cela devait conduire à diviser par deux ou trois l'estimation du coût de la tonne de CO₂ évitée par la cogénération, celui-ci resterait extrêmement élevé.

⁸⁰ Au sens des émissions concomitantes à la production d'énergie

demande de chaleur utile et des économies d'énergie primaire qui assurent un haut rendement, i.e. une économie d'énergie primaire de 10% par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur.

La directive encourage également la micro (< à 50 kW_e) et la petite (< à 1 MW_e) cogénération : elles sont considérées à haut rendement dès lors qu'elles effectuent des économies d'énergie primaire.

3.5.4 La microcogénération

La microcogénération est destinée à l'équipement de maisons individuelles afin d'assurer les besoins de chauffage et d'eau chaude et les besoins en électricité. Il s'agit d'un secteur à fort potentiel lorsque l'on regarde les renouvellements de chaudières : 800 000 annuels en France et en Allemagne, 1 400 000 en Grande-Bretagne.

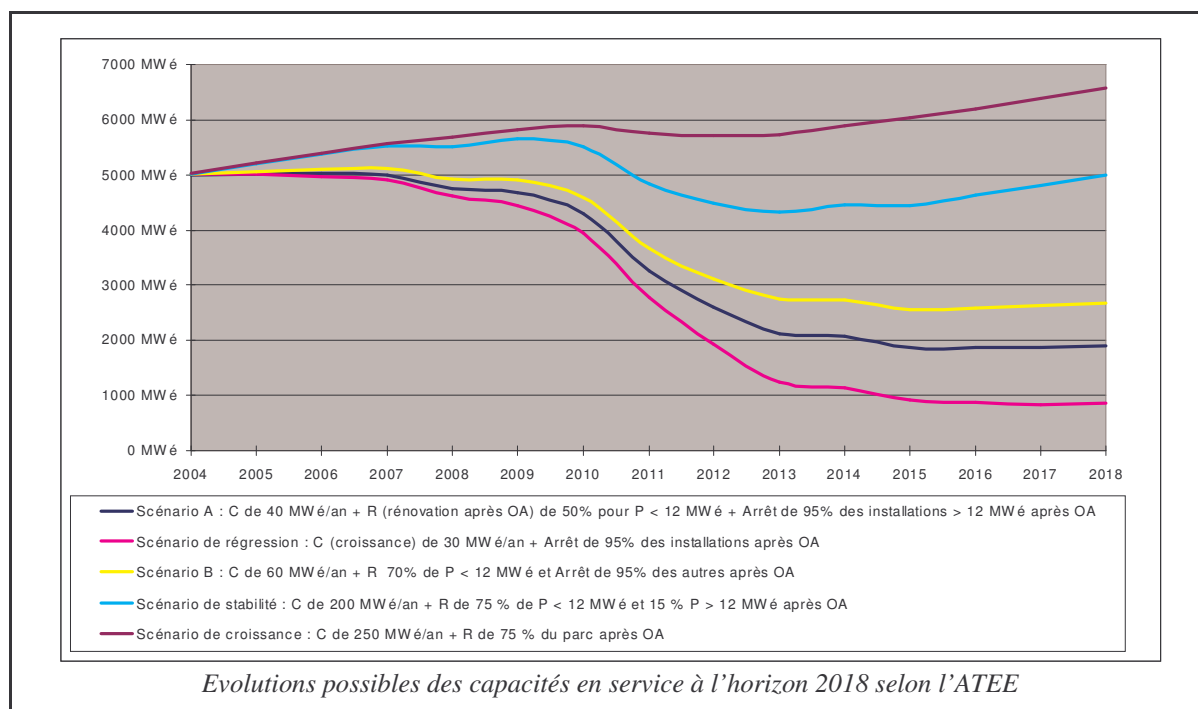
Différentes technologies existent en 2005, elles n'en sont pas au même stade d'évolution : les moteurs à combustion interne, au stade de présérie industrielle (10 000 moteurs Honda au Japon) ; les moteurs Stirling, les cycles de Rankine et les piles à combustible (fort investissement en Allemagne), tous encore au stade de prototypes.

En terme de CO₂, le kWh_{el} produit par la microcogénération contient entre 330 et 440 gCO₂, soit en France un doublement des émissions si l'on se réfère à l'étude conjointe de l'ADEME et d'EDF concluant à un contenu CO₂ du chauffage électrique en France d'environ 180g/kWh_{el}. **On peut donc s'interroger sur l'intérêt économique et environnemental de la filière microcogénération en France.**

3.5.5 Le volume de cogénération d'ici 2015

Le gisement théorique de chaleur cogénéable est estimé par l'ATEE à 6,5 GW_{th}⁸¹. En pratique, l'ATEE estime que 50% seulement de ce gisement pourrait aboutir à des projets d'installations de cogénération (principalement en raison de contraintes de raccordement). On aboutit ainsi à 3,3 GW_{th}, soit 2,5 GW_e de capacité électrique.

L'ATEE a établi différents scénarios d'évolution des capacités de production cogénérée d'ici 2018, estimant la croissance annuelle du parc entre 30 et 60 MW_e dans les conditions de 2005. La durée des contrats d'obligation d'achat étant de 12 ans, les incertitudes portant sur la pérennité de ces installations conduisent à de fortes divergences entre les scénarios à partir de 2010.



⁸¹ 3,5 GW_{th} dans l'industrie, 2 GW_{th} dans les réseaux de chaleur et 1 GW_{th} dans le tertiaire

Le scénario central de l'ATEE est une division par deux de la production annuelle de la cogénération au sortir des contrats d'achat. Le scénario de maintien de la capacité de production d'électricité par cogénération à l'horizon 2015 prévoit que la plupart des installations vont rentrer d'ici 2012 dans une logique de marché au terme de leur contrat d'obligation d'achat de 12 ans et donc ajuster dans le temps leurs capacités pour garantir leur équilibre économique. Cette perte de production doit être dans ce scénario compensée par l'arrivée de nouveaux entrants à concurrence de 200 MW annuels et par la rénovation du parc d'installations.

L'ATEE considère que le maintien suppose également la levée des contraintes actuelles, à savoir l'effet du plafonnement du prix du gaz dans les contrats d'achat, les conditions d'exploitation imposées par la mise à disposition de l'installation suivant l'avenant "dispatchable", les risques d'une transposition défavorable de la Directive Cogénération et les coûts et délais de raccordement des installations au réseau public d'électricité.

La PPI retient l'hypothèse du maintien du volume de cogénération installée à l'horizon 2015. En se basant sur l'idée que des installations encore jeunes ne devraient pas être déclassées, ceci revient à supposer que la majeure partie des installations auront un coût marginal inférieur au prix de marché. Cette hypothèse est une hypothèse structurante dans la mesure où le volume de cogénération représente 5 GW.

4 L'équilibre offre-demande pour la France continentale

4.1 La gestion opérationnelle de l'équilibre offre / demande

RTE, en tant que gestionnaire de réseau, est le responsable de l'équilibre offre / demande sur le réseau français. Pour assurer à tout instant cet équilibre, RTE compare la consommation prévue aux programmes de production et aux imports et exports des acteurs du marché. Chaque jour, en prévision de la pointe du lendemain, RTE évalue la marge de puissance nécessaire pour faire face aux aléas qui surviendront en temps réel, avec une probabilité inférieure à 1 chance sur 100 de devoir recourir aux moyens exceptionnels⁸². Les aléas qui peuvent survenir en temps réel sont multiples : erreur sur la prévision météo (une surestimation d'1°C se traduit par une sous-estimation de la demande en hiver de 1,5 GW en France) ou aléas techniques sur la disponibilité des groupes de production. Dans les conditions de l'hiver 2004-2005, cette marge était dimensionnée à 4,3 GW vue de la veille pour la pointe du matin.

Mis en œuvre par RTE, le mécanisme d'ajustement permet⁸³ d'assurer l'équilibre physique entre production et consommation. Il s'appuie sur des acteurs d'ajustement qui peuvent proposer des offres d'effacement de consommation ou de souplesse de production (à la hausse comme à la baisse). Lorsque les offres à la hausse sur le mécanisme d'ajustement s'avèrent insuffisantes, RTE peut mobiliser des moyens exceptionnels avant de recourir, en dernier lieu, au délestage des consommateurs. Les moyens exceptionnels sont les contrats de secours avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins, la sollicitation maximale des groupes de production, les baisses de tension...

4.2 Retour sur la gestion de la vague de froid de février – mars 2005

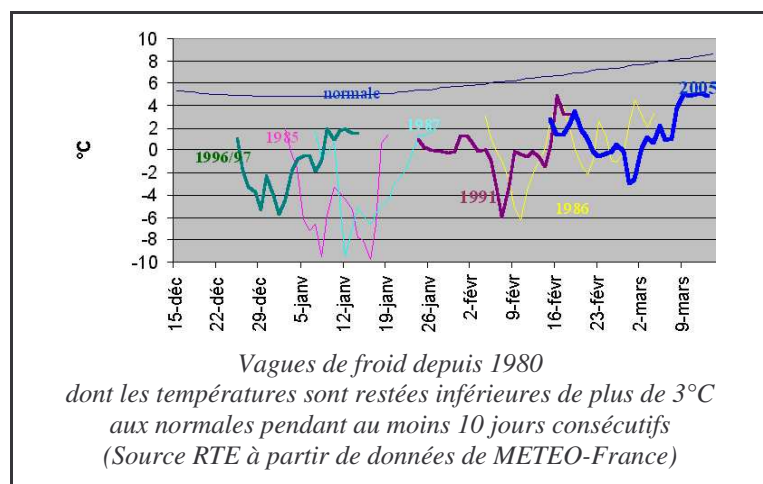
4.2.1 Une vague de froid remarquable

La vague de froid de février – mars 2005 a été remarquable par son ampleur et le moment où elle a eu lieu : elle a été de longue durée, très tardive et a touché toute l'Europe.

Sa durée a ainsi été de 27 jours (du 15 février au 13 mars) au cours desquels la température est restée en permanence à 3°C et plus au-dessous des normales. Sa profondeur a été importante, jusqu'à plus de 10°C au-dessous de la normale, la température ayant atteint -3°C le 28 février.

Au-delà de ces températures absolues, le caractère tardif est particulièrement marquant dans la mesure où des excursions de température supérieures à 10°C sous les normales sont rarissimes en dehors de la période 15 décembre - 15 février (les seules exceptions relevées depuis 1930 concernent les années 1956, 1971 et 2005).

Le graphique ci-contre présente les vagues de froid depuis 1980 dont les températures sont restées inférieures de plus de 3°C aux normales pendant au moins 10 jours consécutifs. On en recense six depuis 1980 mais la vague de froid de cette année est celle au positionnement le plus tardif.



⁸² Le risque 1% est le risque pris en compte pour la gestion opérationnelle la veille pour le lendemain. Il n'est donc pas de la même nature que le critère d'ajustement du parc de production pris en compte pour le bilan prévisionnel.

⁸³ Le mécanisme d'ajustement permet également de faire apparaître un prix de marché utilisé pour le règlement des écarts, qui peuvent être éventuellement importants et donner lieu à des pénalités.

4.2.2 La gestion de la vague de froid de février – mars 2005

Le caractère tardif de la vague de froid a eu une incidence sur les moyens disponibles pour répondre à la consommation.

La première incidence est que le stock⁸⁴ d'effacements des contrats EJP (effacements tarifaires) arrive à épuisement à cette période de l'année, ce qui contribue à expliquer que le record de consommation a été battu le 28 février avec 86 GW.

La deuxième incidence concerne la disponibilité des moyens de production. Les stocks hydrauliques sont gérés pour atteindre leur niveau le plus bas en avril, si bien qu'ils étaient déjà fortement restreints pendant la vague de froid. De plus les arrêts des groupes nucléaires sont saisonnalisés afin de limiter le nombre d'arrêts entre décembre et février. La vague de froid est donc survenue au moment où les arrêts des groupes nucléaires pour maintenance débutent.

En prévision de la situation tendue, les producteurs se sont couverts en contractant des imports. Ceci a conduit à ce que le bilan exportateur de la France s'inverse à quatre reprises (les 28 février, 1^{er}, 3 et 4 mars), avec jusqu'à 3 GW importés le 28 février. Ces imports ont été réalisés depuis l'Allemagne et l'Espagne⁸⁵. Des effacements supplémentaires ont également été réalisés par rapport aux contrats existants. Le nombre de jours d'effacements n'est en effet pas une contrainte absolue : des jours supplémentaires par rapport aux contrats EJP peuvent être négociés entre les producteurs et les consommateurs industriels lorsque des circonstances exceptionnelles le justifient.

Malgré ces importations, ces effacements supplémentaires et la sollicitation maximale des moyens de production centralisés, les marges disponibles en J-1 pour ces quatre dates ont été légèrement inférieures au minimum requis pour respecter le risque 1% à la pointe du matin. La probabilité de devoir recourir aux moyens exceptionnels s'est donc accrue. Mais la situation rencontrée en réalité n'a pas été défavorable et le risque ne s'est pas avéré puisque la consommation n'a pas crû au-delà de la prévision et qu'il n'y a pas eu de déclenchement fortuit de groupes de production. Les moyens dispatchables raccordés au réseau 20 kV (0,8 GW) n'ont donc pas été sollicités, ils faisaient partie des 3 GW de marge d'exploitation (les 2,2 GW autres correspondant à des groupes ne fonctionnant pas à pleine puissance).

Les marges en temps réel ont donc toujours été préservées et il n'a pas été nécessaire de recourir aux moyens exceptionnels au niveau national. **L'analyse de la gestion de la vague de froid de février – mars 2005 montre que le système électrique a su faire face à cette situation** : sur les marchés européens, les prix sont montés, mais sans excès ; le recours aux imports a permis de compenser une partie des moyens non disponibles ; le mécanisme d'ajustement et les effacements tarifaires ont globalement bien fonctionné.

Il serait néanmoins souhaitable de réaliser un bilan global du passage de l'hiver 2004 – 2005, incluant l'électricité, le gaz et le fioul, du point de vue de l'approvisionnement et des effacements. Des effacements ont en effet également été nécessaires pour l'approvisionnement en gaz naturel, ce qui s'est traduit par une tension sur l'approvisionnement en fioul.

Concernant cette vague de froid, il importe enfin de préciser qu'elle a conduit à des délestages importants en Corse, à la différence du continent.

⁸⁴ Le nombre de jours d'effacement EJP est de 22 jours par an

⁸⁵ Ces pays ont été en mesure d'exporter malgré la vague de froid parce qu'ils sont beaucoup moins sensibles que la France aux variations climatiques. Le gradient thermique de la France représente en effet environ la moitié du gradient thermique européen (Europe UCTE), ceci étant dû au développement du chauffage électrique en France.

4.3 La méthodologie utilisée pour l'identification des besoins

A partir des hypothèses de demande, d'offre et d'échanges présentées précédemment, des études de simulation offre-demande sont conduites par RTE dans une approche probabiliste, sur un échantillon de 456 combinaisons de 114 chroniques historiques de température, 52 chroniques d'apports hydrauliques, 50 chroniques de vent et de tirages aléatoires de disponibilité des moyens de production.

Pour la modélisation des échanges, le niveau d'exportation est obtenu à partir des capacités d'interconnexion et en tenant compte des prix de marché (un moyen de production ne sera démarré pour l'export qu'à condition que le prix de marché soit supérieur à son coût de production).

Les résultats sur l'adéquation offre-demande portent alors sur la proportion de scénarios défaillants au moins un jour, sur la durée moyenne de défaillance et sur l'énergie non fournie du fait de la défaillance. **La fourniture est considérée comme défaillante lorsqu'un délestage lié à l'équilibre offre / demande a lieu, i.e. dès que la demande est supérieure à l'offre.** La défaillance a donc lieu⁸⁶ dès lors qu'une personne ne peut être livrée.

Dans la mesure où le « risque zéro » n'existe pas, le bon dimensionnement du parc de production est déterminé par rapport à la durée moyenne de défaillance. **Le parc est alors réputé ajusté lorsque la durée moyenne de défaillance est égale à 3 heures par an.** Cette durée de 3 heures par an est équivalente en France continentale à la probabilité de survenue d'un délestage une fois tous les 10 ans.

En effet, pour le système électrique français, l'aléa déterminant est la survenue d'une vague de froid. En moyenne une vague de froid conduisant à des délestages surviendra tous les 10 ans et se traduira par 4 jours consécutifs de coupure (par année où il y a délestage) avec 6 à 8 heures de coupure par jour (8h-13h, puis 18h-20h). Ceci revient à 30h tous les 10 ans, soit 3h par an en moyenne.

Explicitation du critère d'ajustement

Concernant la vague de froid de février – mars 2005, il n'a pas été nécessaire de recourir aux moyens exceptionnels (a fortiori à des délestages) en France continentale. Cependant la situation tendue a eu de forts retentissements dans l'opinion publique. Ces retentissements ont de plus eu lieu alors qu'en 2005 la puissance installée en France permet de respecter largement le critère : l'espérance de durée de défaillance a été estimée à 1h pour l'année 2005, soit une probabilité de survenue d'une défaillance en 2005 de l'ordre de 3%. Il apparaît donc nécessaire d'appréhender l'ensemble des impacts associés au critère de 3 heures de durée moyenne de défaillance par an.

Le critère se décline également en terme de fréquence de recours aux moyens exceptionnels, de marges J-1⁸⁷ insuffisantes... Ainsi 3 heures de durée moyenne de défaillance correspondent à une défaillance tous les 10 ans, à un recours aux moyens exceptionnels tous les 5 ans, à des offres sur le marché d'ajustement inférieures à la marge minimale requise pour la sûreté du système en J-1 au moins une fois tous les 3 ans. Des risques forts seront pressentis pour la semaine à venir une fois tous les 2 ans.

Le parc de production électrique français s'approche aujourd'hui du critère d'ajustement, tout en lui restant encore inférieur (si ce critère était celui historiquement utilisé par l'entreprise intégrée EDF, le parc conduisait en pratique à une durée moyenne de défaillance inférieure).

⁸⁶ Un délestage de consommation a lieu lorsque toutes les possibilités d'import par les fournisseurs d'énergie sont épuisées, que tous les moyens de production et tous les effacements de consommation disponibles sont mobilisés, que l'intégralité des réserves secondaires et tertiaires sont consommées et que les moyens exceptionnels ont été mis en œuvre (la baisse de tension MT de 5% est supposée permettre de passer la pointe du soir sans délestage, chaque fois que la pointe du matin a pu être passée sans recours aux moyens exceptionnels).

⁸⁷ La veille pour le lendemain

Le groupe de travail de la PPI n'a pas été en mesure de se prononcer sur le niveau souhaitable du critère d'ajustement. L'étude de cette question suppose en effet un examen approfondi de l'impact des délestages et des coûts associés aux différents niveaux du critère. Il serait en revanche souhaitable que des réflexions approfondies puissent avoir lieu à ce sujet d'ici la prochaine PPI.

Le critère d'ajustement n'est en effet pas immuable : l'article 12 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique renvoie à un décret (à prendre en tant que de besoin) le soin de préciser les éléments devant figurer dans le bilan prévisionnel de RTE.

Il importe néanmoins de rappeler que, quel que soit le critère retenu, des risques de délestage existent toujours. Ainsi la vague de froid de 1985, la plus importante depuis 1980, ne pourrait être affrontée avec le parc en service en 2005 bien que celui-ci n'entraîne que 3% de scénarios défaillants. Cette vague de froid rentre dans les 3% de situations qui auraient nécessité des délestages.

De plus, un investissement de production peut être réalisé pour que le critère d'ajustement soit respecté et s'avérer inutile dans les années qui suivent sa mise en service. Le respect du critère ne signifie donc pas nécessairement l'absence, en pratique, de délestage et réciproquement.

4.4 Les besoins pour l'équilibre offre-demande national

4.4.1 Rappel des hypothèses

Parc thermique

- Nucléaire : la puissance du parc n'évolue pas d'ici 2015 hors mise en service de l'EPR à l'été 2012 et le déclassement de Phénix en 2008.
- Charbon : en 2016, seules sont maintenues les 5 tranches charbon 600 MW les plus récentes et les installations à lit fluidisé circulant. Les autres centrales charbon fonctionnent en dérogation « 2008 + 20 000 heures » avec arrêt définitif au plus tard en 2015. Ceci conduit au déclassement progressif de plus de la moitié du parc charbon actuellement en service.
- Gaz : le parc actuel de centrales au gaz est constant, sans prise en compte d'éventuels nouveaux projets.
- Fioul : concernant les centrales au fioul, la remise en service des 4 tranches sous cocon est prise en compte. L'application de la directive GIC conduit toutefois à devoir limiter leur utilisation à un fonctionnement de type pointe. Concernant les turbines à combustion, la mise en service de 500 MW par EDF est prise en compte⁸⁸.
- Cogénération : on suppose le maintien du volume en service à fin 2004.
- Moteurs diesels dispatchables : on suppose le maintien du volume en service à fin 2004.

Parc thermique centralisé en fonctionnement (en GW)	fin 2004	2010	2016
Nucléaire	63,4	63,1	64,7
Charbon et gaz	8,5	7,4	3,9
Fioul et moyens de pointe	4,1	7,2	7,2
Cogénération	5,1	5,1	5,1
Diesels dispatchables	0,8	0,8	0,8

Hypothèses d'offre pour le parc thermique

⁸⁸ Le bilan prévisionnel de RTE prend en compte la remise en service de 3 tranches fioul mais n'intègre pas la récente décision d'EDF de réaliser 500 MW de turbines à combustion et de sortir d'AGP une quatrième tranche fuel. Afin d'intégrer ces annonces d'EDF, la PPI a revu de 1,1 GW à la baisse les besoins de capacités initialement annoncés par le RTE.

Energies renouvelables

RTE a réalisé dans le cadre de son bilan prévisionnel 2005 trois scénarios de développement des énergies renouvelables, dont les médian et haut sont compatibles avec les objectifs exposés dans la partie du rapport traitant des énergies renouvelables.

Ainsi le scénario médian de RTE est conforme au scénario bas de ce rapport : il suppose, en 2010, 4 GW_{éolien}, une stagnation de l'hydroélectricité et 6 TWh produits à partir de biomasse et de déchets. Il suppose, en 2016, 12,5 GW_{éolien}, une stagnation de l'hydroélectricité et 6 TWh produits à partir de biomasse et de déchets.

Le scénario haut de RTE suppose, en 2010, 12 GW_{éolien}, une stagnation de l'hydroélectricité et 8 TWh produits à partir de biomasse et de déchets. Il suppose, en 2016, 14,5 GW_{éolien}, un gain de 4 TWh sur l'hydroélectricité et 12 TWh produits à partir de biomasse et de déchets. Ce scénario conduit à l'atteinte des 21% de production électrique d'origine renouvelable en 2013. Si ce scénario est, en 2016, inférieur d'environ 10 TWh aux objectifs retenus dans ce rapport, il permet néanmoins de bien simuler les besoins en cas de développement très important des énergies renouvelables.

Exports

La PPI, ainsi que le bilan prévisionnel de RTE, retient l'hypothèse d'annulation à la pointe du solde exportateur.

Effacements

La PPI, ainsi que le bilan prévisionnel de RTE, retient une puissance d'effacement de 3 GW. Cette évaluation est raisonnablement prudente dans la mesure où les effacements actuellement disponibles, d'après eDF, sont de l'ordre de 5 GW dont 3 GW sur les tarifs EJP et tempo.

La prise en compte de seulement 3 GW d'effacements dans la PPI et le bilan prévisionnel de RTE donne une marge de sécurité par rapport au fait que les effacements tarifaires auront tendance à s'éroder au fil de l'ouverture du marché dans la mesure où les tarifs de distribution ne favorisent pas les contrats à effacement et où la valeur de la pointe sur le marché est aujourd'hui encore moins élevée que la valeur prise en compte dans le tarif intégré historique.

4.4.2 2010 – 2015 : une période qui devra être pilotée finement

L'ensemble des hypothèses précédentes contient un certain degré d'incertitude, portant principalement sur la période 2010-2015 :

- la directive GIC entraîne une incertitude sur le rythme de consommation des 20 000 heures de dérogation : dans le cas où les hivers seraient particulièrement rigoureux à partir de 2008, le quota d'heures se verrait consommé bien avant 2015,
- la version du plan national d'allocation de quotas CO₂ qui sera en vigueur à partir de 2008 n'est aujourd'hui pas connue,
- l'EPR pourrait être mis en service au-delà de 2012 en cas de retard du projet,
- la date de changement de technologie de l'usine Eurodif n'est pas connue (l'économie d'énergie qui en résultera représente 2 à 3 ans de croissance de la demande électrique),
- si d'aventure le prix du gaz se maintenait au niveau de juin 2005, le volume de cogénération serait vraisemblablement amené à décroître,
- le développement des énergies renouvelables pourrait prendre du retard,
- l'hypothèse d'annulation à la pointe du solde exportateur pourrait être contredite par les faits,
- le potentiel d'effacements n'est pas connu de façon précise.

En conséquence, la période 2010-2015 devra être pilotée finement afin de faire face aux nombreuses incertitudes que l'on connaît en 2005. C'est pourquoi **la PPI 2006 retient, parmi les scénarios du bilan prévisionnel de RTE, comme scénario central le scénario R1⁸⁹ de demande croisé avec le scénario médian de développement des énergies renouvelables.**

4.4.3 Besoins en investissements supplémentaires pour mise en service d'ici 2015

Le scénario central de la PPI

Le tableau ci-dessous présente les besoins supplémentaires identifiés dans le scénario central de la PPI. Il s'agit des capacités supplémentaires par rapport aux investissements déjà pris en compte, à savoir :

- ⚡ **la mise en service d'un EPR en 2012,**
- ⚡ **la remise en service de 2,6 GW de centrales fioul décidée par eDF**
- ⚡ **la mise en service de 500 MW de turbines à combustion décidée par eDF**

Capacités supplémentaires en MW		2010	2013	2016
Scénario central	Semi-base	800	800	2600
	Pointe	-	700	2600
	Total	800	1500	5200

Capacités supplémentaires identifiées dans le scénario central de la PPI

Les scénarii de développement des énergies renouvelables sont rappelés ci-dessous (les investissements en moyens thermiques sont dimensionnés sur le scénario médian de RTE, qui correspond au scénario bas de la PPI en 2010).

FRANCE Métropole + DOM		2004 Réalisé	2010 Hypothèse conservative Hypothèse haute		2015 Objectif
Hydroélectricité (hors pompages)	Production (TWh)	66	66	70	73
Eolien terrestre	Puissance installée (GW)		4,5	9	13
	Production (TWh)	0,6	10,4	20,9	30,2
Eolien offshore	Puissance installée (GW)	-	0,5	1	4
	Production (TWh)	-	1,5	3	12
Biomasse	Production (TWh)	1,7	4	7	12
Déchets (biogaz, incinération*)	Production (TWh)	2,1	2,5	4,2	4,2
Photovoltaïque	Puissance installée (GW)	0,01	0,05	0,12	0,49
	Production (TWh)	0,01	0,06	0,15	0,65
Production EnR		70,4	84,8	105,5	132,3

Objectifs de production électrique d'origine renouvelable de la PPI

(* Seuls 50% de la production par incinération figurent dans le tableau, soit la partie renouvelable)

Il apparaît dans le scénario central de la PPI **un besoin de 800 MW en semi-base en 2010** qui correspond à la puissance d'un projet de cycle combiné à gaz. Dans la mesure où l'ensemble des opérateurs ayant participé aux travaux de la PPI (eDF, SNET, Electrabel et Gaz de France) ont des projets de cycles combinés à gaz, il semble **raisonnable de penser que le besoin identifié en 2010 sera satisfait.**

⁸⁹ En 2010, la demande est de 515 TWh dans le scénario R1, de 508 TWh dans R2 et de 494 TWh dans R3. En 2015, elle est de 534 TWh dans R1, de 522 TWh dans R2 et de 499 TWh dans R3. Ces chiffres sont donnés pour la France, y compris les pertes.

Les besoins identifiés dans ce scénario ne doivent pas être considérés comme le plafond des moyens à mettre en service, il s'agit en effet des besoins qui, vu de 2005, permettront au parc de production électrique de satisfaire le critère d'ajustement. Dès lors, rien ne s'oppose à ce que des investissements supplémentaires soient réalisés, en fonction du libre-arbitre des opérateurs. Des capacités supplémentaires contribueraient à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement, ce qui ne peut être jugé que de manière positive. Ceci permettrait également une plus grande concurrence entre les opérateurs, ce qui irait dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs, particuliers ou professionnels.

Le scénario R2 de demande croisé avec les scénarios médian et haut des énergies renouvelables du bilan prévisionnel

Lorsqu'on le croise le scénario médian de demande de RTE avec les scénarios médian et haut de développement des énergies renouvelables, les besoins supplémentaires par rapport aux mises en service décidées par eDF n'apparaissent que pour l'année 2016 et sont relativement modérés.

Capacités supplémentaires en MW		2010	2013	2016
R2 EnR médian	Semi-base	-	-	500
	Pointe	-	-	1800
	Total	-	-	2300
R2 EnR haut	Semi-base	-	-	-
	Pointe	-	-	700
	Total	-	-	700

*Capacités supplémentaires identifiées dans les scénarios R2-médian et R2-haut
(le tableau ci-dessus déduit, par rapport au bilan prévisionnel de RTE,
la remise en service de la quatrième tranche fioul et la construction de 500 MW de TAC)*

Le scénario d'alerte du bilan prévisionnel

Le bilan prévisionnel présente également un scénario d'alerte qui est défini comme le croisement entre le scénario le plus haut de demande et le scénario de stagnation des énergies renouvelables (seuls les appels d'offres lancés en 2004 sont pris en compte : 500 MW éolien terrestre, 500 MW éolien offshore et 216 MW biomasse - biogaz). Il s'agit donc d'un scénario d'alerte ayant pour but d'identifier les besoins en cas de stagnation des énergies renouvelables dans le scénario le plus haut de demande. Ce scénario présente donc a priori une faible probabilité mais peut servir de scénario de comparaison, au même titre que le scénario tendanciel de la DGEMP.

Capacités supplémentaires en MW		2010	2013	2016
R1 EnR bas	Semi-base	1500	3000	6200
	Pointe	200	1300	2900
	Total	1700	4300	9100

*Capacités supplémentaires identifiées dans le scénario d'alerte du bilan prévisionnel
(le tableau ci-dessus déduit, par rapport au bilan prévisionnel de RTE,
la remise en service de la quatrième tranche fioul et la construction de 500 MW de TAC)*

4.5 Le choix des moyens de semi-base et de pointe

Dans la mesure où le développement des énergies renouvelables est une « entrée » du modèle et que la politique énergétique nationale consiste à mettre en service d'ici 2015 un unique réacteur EPR en tant que démonstrateur, les besoins supplémentaires identifiés sont nécessairement des moyens thermiques, mis à part pour les moyens de pointe où le recours à des stations de pompage doit être envisagé⁹⁰.

4.5.1 La semi-base

En semi-base, il existe deux alternatives : les centrales charbon « propre » ou les cycles combinés à gaz. **La PPI 2006 préconise le recours à des cycles combinés à gaz pour les moyens de semi-base à mettre en service d'ici 2015 en raison de la compétitivité environnementale des cycles combinés à gaz par rapport aux centrales charbon « propre »** : un cycle combiné à gaz émet environ deux fois moins de CO₂ / kWh_{el} qu'une centrale charbon et est également avantageux du point de vue des émissions d'oxyde de soufre et de poussières⁹¹.

Cette préconisation n'est ni renforcée ni infirmée par l'analyse économique : l'analyse des coûts⁹² a montré qu'il était difficile de distinguer du point de vue économique les filières charbon et gaz pour la production d'électricité

Dans l'option gaz pour les nouveaux actifs de production, le scénario central de la PPI amène la proportion de gaz dans la production électrique thermique classique (y compris cogénération) à environ 75% en 2015 contre 40 % en 2005. Les travaux de la PPI ont toutefois permis de conclure que la mise en service de plusieurs CCG ne posait pas de problème en matière de sécurité d'approvisionnement. La question de la sécurité d'approvisionnement et de dépendance énergétique deviendrait plus prégnante en cas d'un développement de plus grande ampleur des CCG en France (ensemble du parc thermique, participation à la base...).

La préconisation de la PPI ne doit toutefois pas conduire à exclure dès aujourd'hui l'hypothèse du développement d'un projet charbon propre à haute performance d'ici à 2016, notamment pour des contraintes de manœuvrabilité du système électrique et de diversification des risques de prix de combustibles pour les opérateurs.

4.5.2 La pointe

Au sujet des moyens de pointe, si les stations hydrauliques de pompage présentent un intérêt environnemental certain, elles ne sont pas compétitives par rapport à des turbines à combustion. En conséquence, la PPI 2006 ne préjuge pas d'un type d'investissement par rapport à un autre pour les moyens de pointe.

Il importe de mentionner que l'ensemble des opérateurs consultés ont soulevé le problème de la rentabilité des moyens de pointe dans la mesure où le marché ne rémunère pas spécifiquement la pointe, en tous les cas la rémunère à un niveau inférieur au coût marginal de pointe. S'il n'était pas dans l'objet des travaux de la PPI d'étudier en détail ce point, il est recommandé que **la question du financement des moyens de pointe par des mécanismes de marché soit traitée, au risque sinon que le parc de production électrique ne se retrouve, à terme, sous-capacitaire en moyens de pointe.**

Il convient en particulier de noter qu'un recours systématique au dispositif d'appel d'offres prévu dans la loi de 2000 pour assurer le développement d'actif de pointe serait défavorable à la dynamique d'ouverture du marché pour le continent.

⁹⁰ L'UFE a identifié un potentiel de moyens de pointe pour mise en service d'ici 2015 s'élevant à 2 GW

⁹¹ Ceci est reflété par les valeurs limites d'émission (VLE) définies par la directive GIC pour 2016 :

- Pour le SO₂, la VLE est de 200 mg/MWh_e pour le charbon contre 35 pour le gaz
- Pour les poussières, la VLE est de 50 mg/MWh_e pour le charbon contre 5 pour le gaz

En revanche, les deux filières ont les mêmes VLE concernant le NO_x (200 mg/MWh_e).

⁹² Cf. pages 16 et 17

4.6 Les zones de tension non-insulaires

Le fait que les moyens de production électrique en service en France continentale permettent au parc de respecter le critère d'ajustement en 2005 ne garantit pas la même qualité de service à l'ensemble des consommateurs : la composante « acheminement » de l'électricité doit être prise en compte.

Le risque lié au réseau de transport consiste à ce que le réseau soit sous-dimensionné et ne permette pas d'acheminer l'ensemble de la puissance appelée (*taille du tuyau*). Cela est particulièrement sensible lorsque la structure du réseau est en *antenne* : l'acheminement est réalisé principalement via une seule ligne électrique et les solutions de secours peuvent s'avérer insuffisantes en cas d'indisponibilité de cette ligne.

En France continentale, deux régions rencontrent ces problèmes et présentent aujourd'hui des niveaux de sécurité d'approvisionnement électrique insuffisants : la région PACA et la région Bretagne.

Le cas de l'Ile-de-France a également été étudié afin de mesurer l'impact des déclassements importants de moyens thermiques sur la sécurité d'approvisionnement de la région (les moyens thermiques jouent en effet un rôle de maintien de la tension, face aux problèmes qui peuvent survenir lorsque l'électricité est transportée sur de longues distances).

4.6.1 Provence – Alpes – Côte d'Azur

La demande

En 2003, la consommation de la PACA s'est élevée à 34,2 TWh, soit 8 % de la consommation française. La demande a atteint 6,9 GW le 28 février dernier.

La demande a deux caractéristiques importantes : elle se concentre à plus de 80% sur la frange littorale, dont la moitié dans les Bouches du Rhône, et la demande maximale a lieu en hiver malgré le développement de la climatisation et de l'activité touristique. La sensibilité à la température est ainsi de 150 MW/°C en hiver et de 70 MW/°C en été.

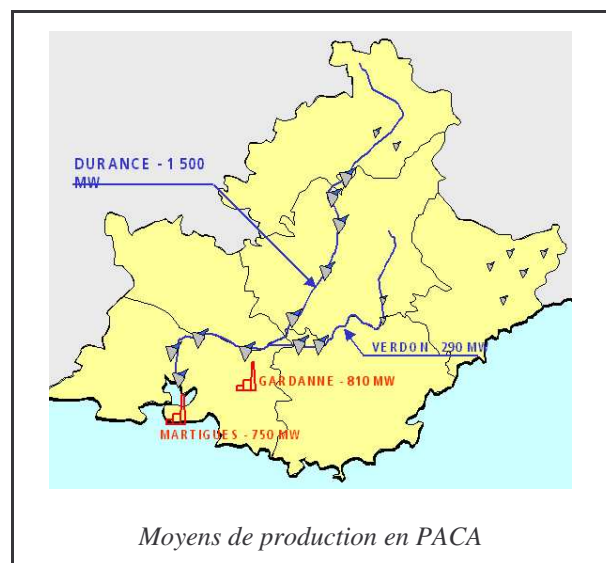
La croissance de la demande est similaire à celle du niveau national (1,5 % par an dans le scénario R2 jusqu'en 2010) dans les Bouches du Rhône et supérieure à la moyenne nationale sur la Côte d'Azur. Les actions de maîtrise de la demande, associées à la mise en œuvre du Plan Ecoénergie⁹³, pourraient permettre de réduire la croissance de la consommation de 1 TWh à l'horizon 2020.

La production

La production disponible en PACA est de 3,4 GW en moyenne, elle permet de couvrir environ la moitié de la consommation de pointe.

La puissance thermique installée totale est d'environ 2 GW en PACA. Elle provient des centrales au charbon de Gardanne et des tranches fioul de Martigues ainsi que d'installations d'autoproduction et de cogénération. Elle présente l'avantage d'être située à proximité des zones de consommation.

L'avenir de ces moyens thermiques est incertain : la plupart sont anciens, les contraintes environnementales liées à la directive GIC



⁹³ Il s'agit d'un programme de maîtrise de la demande en électricité lancé en 2003 par le conseil régional de PACA, la préfecture des Alpes-Maritimes, l'ADEME et eDF.

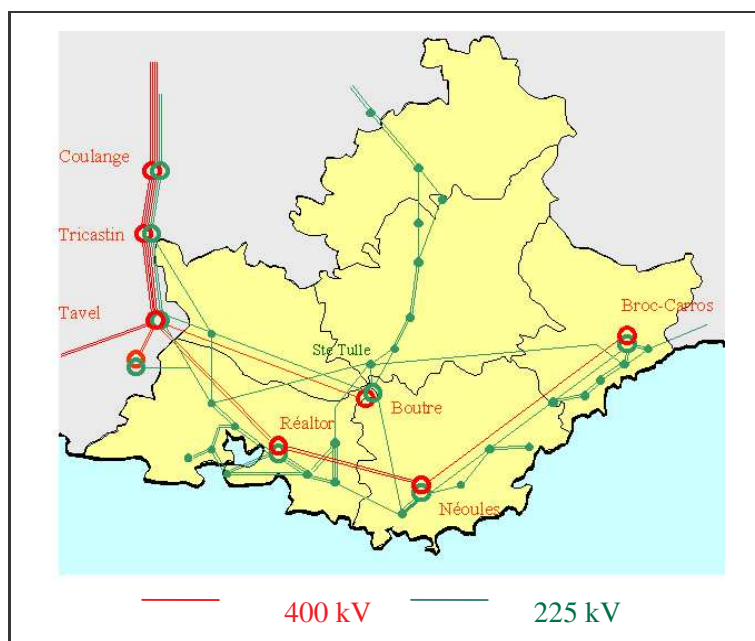
conduisent à limiter leur utilisation et la contribution future de la cogénération peut dépendre du devenir des contrats d'achat.

La production hydraulique est composée des chaînes de la Durance et du Verdon qui aboutissent à l'étang de Berre. Il existe également de petites installations hydrauliques excentrées. En moyenne, la puissance hydraulique disponible en PACA est de 1,4 GW.

Le durcissement des contraintes environnementales, en particulier de rejet d'eau douce dans l'étang de Berre, ainsi que la compétition entre usages de l'eau, font également peser des incertitudes sur l'évolution du productible hydraulique. Il convient de souligner que l'ensemble hydraulique Durance Verdon représente aussi un enjeu pour l'équilibre national. En effet, en permettant de mobiliser en moins de quinze minutes l'équivalent d'une centrale EPR, il constitue un moyen privilégié pour faire face aux aléas qui pèsent sur l'équilibre offre - demande pour la France entière.

Le réseau

La production locale étant fortement insuffisante pour répondre à la demande, une partie importante est importée des autres régions. La PACA a un unique point d'entrée pour le réseau 400 kV, le poste de Tavel. De ce poste partent 2 lignes 400 kV, vers le sud de la zone (Tavel-Réaltor-Néoules en double terne⁹⁴ puis Néoules Broc-Carros en simple terne) et vers l'est (Tavel-Boutre en simple terne). Le réseau 225 kV sous jacent permet de doubler le 400 kV, de relier Boutre et Broc-Carros ou encore d'évacuer la production de la Durance mais il ne permet pas d'acheminer d'autre production extérieure à la zone.



Une situation déjà préoccupante

La situation de la région est dès aujourd'hui préoccupante : quatre délestages ont été vécus depuis 2001 pour cause d'incendie et la situation a été proche du délestage le 28 février 2005 pour cause de consommation élevée. On distingue deux difficultés principales : l'alimentation de l'est PACA et l'alimentation de la zone littorale.

La capacité des lignes est d'ores et déjà insuffisante pour alimenter la région Est PACA en période de pointe : le 28 février dernier, la demande a approché les 2 GW en Est PACA et il a été nécessaire de recourir aux « moyens exceptionnels » pour alimenter la zone, derniers recours avant la mise en œuvre de délestages préventifs.

Plus généralement, pendant 1500 heures en 2005, la demande Est PACA dépasse le niveau au-delà duquel la sécurité d'alimentation de la zone n'est plus assurée en cas de perte fortuite d'une ligne (risque « N-1 »). Une telle situation est sans équivalent ailleurs en France.

A fortiori, la perte simultanée de deux lignes (risque « N-2 »), conduit au délestage de manière quasiment inéluctable en cas de perte de la ligne double Néoules - Broc Carros et une fois sur deux en cas de perte de la ligne double Réaltor - Néoules. Or ce risque « N-2 » est avéré en raison de la fréquence des incendies : des délestages pour cette raison ont eu lieu à trois reprises dans les quatre dernières années (6 juillet 2001, 29 et 30 juillet 2003).

⁹⁴ Un terne est l'ensemble des trois câbles de transport d'un courant triphasé. Une ligne électrique, qui correspond au tracé physique, peut être simple, double ou triple terne.

L'autre difficulté concerne la ligne double terne 400 kV Tavel – Réaltor qui a pour rôle d'approvisionner la zone littorale de la PACA et par laquelle transite l'essentiel de l'appel en puissance au réseau national au moment des pointes. Elle est également soumise au risque de perte simultanée des 2 ternes en cas d'incendie, comme cela a eu lieu le 6 mai 2005, ce qui a conduit à un délestage de 1,2 GW. Plus généralement, RTE a fréquemment recours à des impositions⁹⁵ de production sur les groupes thermiques et hydrauliques pour parer au risque de perte de cette ligne.

Les solutions

Le projet de ligne à 400 kV Boutre – Broc Carros (BBC) a obtenu sa déclaration d'utilité publique le 5 décembre 2005, sa réalisation est envisagée pour fin 2007. Il consiste à créer une ligne 400 kV simple terne entre Boutre et Broc Carros, à exploiter le deuxième terne de la ligne Tavel - Boutre en 400 kV et à déposer la ligne 225 kV Ste Tulle – Lingostière.

En réalisant le bouclage du réseau 400 kV de PACA, le projet BBC permettra de supprimer à court terme le risque de délestage pour l'Est PACA sur perte d'une quelconque ligne simple. Cependant à moyen et long termes, hors tout autre renforcement réseau, ce risque réapparaît aux alentours de 2020 dans le scénario de demande R3 et vers 2015 dans les scénarios R2 ou R1. Cela confirme que pour être une solution vraiment durable, le projet BBC doit absolument être accompagné de mesures fortes de maîtrise de la demande en électricité, ainsi que cela a été décidé lors de l'élaboration du projet.

Par ailleurs, en permettant aux transits vers l'Est PACA de se répartir équitablement entre les axes Nord et Sud, le projet BBC soulagera également la ligne Tavel – Réaltor. En cas de perte simultanée des 2 lignes, le risque de délestage n'existe plus. Cette situation est stabilisée jusqu'en 2010 – 2013 selon les scénarios.

Dans ce contexte, le développement de production dans les Bouches-du-Rhône pour mise en service à partir de 2010 pérenniserait le niveau de production thermique dans ce département et contribuerait à assurer la sécurité d'alimentation en PACA à moyen et long termes. 400 MW de production locale s'avèrent suffisants pour assurer un niveau de sécurité satisfaisant jusqu'en 2015 sous réserve du maintien des équipements existants. Etant donné la présence du terminal méthanier, la zone de Fos⁹⁶ suscite l'intérêt des opérateurs et devrait permettre la réalisation du besoin identifié.

Il apparaît donc trois nécessités en PACA d'ici 2015 : réaliser au plus tôt le projet BBC, l'accompagner d'un programme ambitieux de maîtrise de la demande en électricité, développer à moyen terme de la production dans les Bouches du Rhône.

4.6.2 Ouest

La demande

En 2003, la consommation de l'Ouest (région Bretagne, Loire Atlantique, Vendée) s'est élevée à 28,6 TWh, soit 6,7 % de la consommation française. Le maximum a été atteint le 28 février dernier avec 6,05 GW. La sensibilité à la température est plus forte que la moyenne, la répartition géographique de la consommation est assez uniforme.

Les hypothèses de croissance de la demande sont supérieures à la moyenne nationale de 0,1 à 0,2 % en raison principalement du dynamisme de la croissance démographique et du développement des industries agroalimentaires.

⁹⁵ Une imposition de production correspond au fait que RTE demande spécifiquement le fonctionnement d'une centrale, pour des raisons d'équilibre offre - demande ou de sécurité du réseau. Ceci conduit à une rémunération spécifique du producteur, pour sa disponibilité et la modification de son programme de charge.

⁹⁶ Toutefois, avec le réseau actuel, la capacité d'accueil est limitée à environ 900 MW. Pour aller au-delà, il serait nécessaire d'amener le 400 kV dans la zone de Fos.

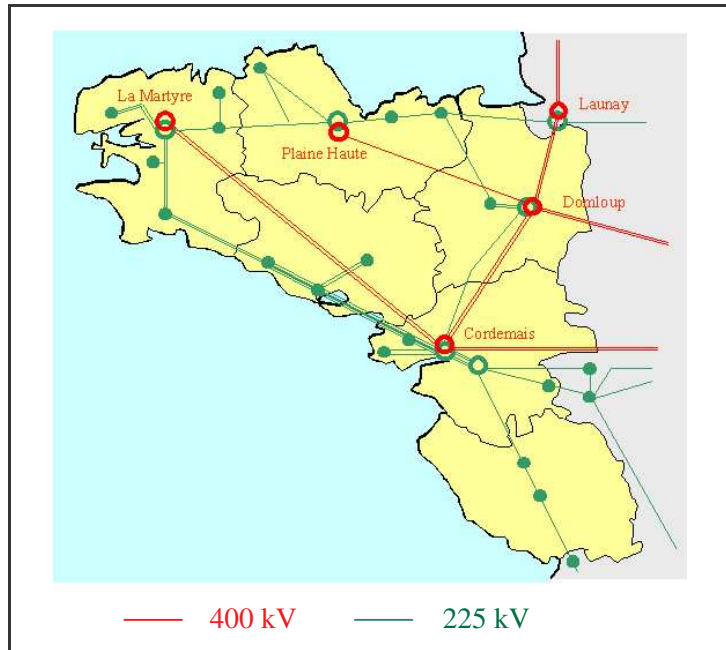
Les moyens de production et le réseau

A l'instar de la région PACA, la Bretagne se situe en antenne avec deux zones aux problématiques électriques séparées : la Bretagne Nord et la Bretagne Sud. Brest est ainsi alimenté à 80% par la ligne 400 kV en provenance de Cordemais et Saint-Brieuc à 80% par la ligne en provenance de Domloup.

Concernant les moyens de production, le principal se situe à l'extérieur de la péninsule bretonne, il s'agit de la centrale thermique de Cordemais (1855 MW et 685 MW supplémentaires à l'été 2007).

Il existe deux sites thermiques à l'extrémité de la Bretagne : les sites de Dirinon (170 MW) et de Brennilis (300 MW).

A ces deux sites s'ajoute l'usine marémotrice de la Rance (240 MW), 150 MW de thermique décentralisé, 25 MW de petite Hydraulique et 60 MW d'éolien.



Le développement de l'éolien est difficile à prévoir : si le potentiel est important, on constate actuellement une diminution de l'intérêt des producteurs éoliens pour la région en raison de la vivacité des oppositions locales.

En raison de la faible puissance de production installée en Bretagne, le courant est acheminé sur de longues distances. Cela entraîne des chutes de tension qui doivent être compensées pour ne pas réduire la puissance maximale qui peut transiter sur le réseau. RTE a pris des mesures permettant de faire face à ce problème mais ce problème se reposera peu après 2010 du seul fait de la croissance de la demande, s'il n'y a pas d'évolution locale en terme de production ou de réseau.

La Bretagne Nord

La Bretagne Nord est desservie par la ligne 400 kV Plaine Haute – Domloup et par 2 lignes 225 kV. Pour pallier la perte de la ligne 400 kV, il a été nécessaire d'installer un transformateur déphaseur au poste de la Rance en 2002. Néanmoins les lignes s'avéreront insuffisantes peu après 2010 pour pallier le risque « N-1 ».

Les solutions de type « réseau » sont le doublement de la ligne 400 kV ou le renforcement du 225 kV. La première solution fournirait une capacité de transport supplémentaire couvrant très largement le besoin même à long terme, ce qui rend sa justification difficile dans l'immédiat. La seconde serait bien dimensionnée pour les années à venir mais pourrait nécessiter de renforcer une longueur de réseau conséquente.

Des solutions de type « production locale » sont également envisageables : le réseau actuel peut accueillir 600 MW supplémentaires dans les Côtes d'Armor qui permettraient de faire face aux besoins au-delà de 2020. Ces moyens de production pourraient aussi bien être des CCG que des TAC.

La question est donc celle de l'arbitrage entre réseau et production. Etant donnée la faible puissance installée en Bretagne et les besoins existant pour l'équilibre offre demande national, la solution « production locale » est intéressante à première vue. Néanmoins, la localisation dans les Côtes d'Armor de moyens de production est génératrice de surcoûts importants, en raison de l'absence

de site existant, du surcoût de l'acheminement gazier (pour un CCG) et des impositions de production que devrait réaliser RTE pour des TAC, celles-ci n'étant nécessaires que quelques heures par an pour l'équilibre offre demande national alors qu'elles seraient appelées en moyenne sur des durées significativement plus longues pour la Bretagne Nord⁹⁷.

De ce fait, l'analyse montre que l'installation de 150 MW de TAC à Saint- Brieuc permettrait de faire face à une augmentation de 15% de la consommation, soit entre 7 et 10 ans de croissance, des développements réseau devenant par la suite nécessaires. La décision de RTE de lancer un appel d'offres pour 120 MW en Bretagne Nord, conformément à l'article 15 de la loi du 10 février 2000, devrait permettre de repousser le besoin de développement du réseau.

La Bretagne Sud

Aujourd'hui, près des deux tiers de la puissance sortant de Cordemais vers l'ouest passent par les lignes 225 kV entre Cordemais et Lorient. Ces lignes sont donc extrêmement chargées. Le risque de devoir délester à la suite de la perte fortuite d'une ligne est atteint pour un niveau de consommation supérieur à 5,4 GW sur la zone, niveau qui devrait être atteint de 60 à 300 h par an en 2010 selon le scénario de croissance de la demande. Pour un niveau de consommation supérieur à 6,3 GW sur la zone, atteint de l'ordre de 5 à 20 h par an en 2010 selon le scénario, le délestage serait nécessaire à titre préventif, avant même la perte de ligne.

Pour soulager la charge sur ces lignes, la solution privilégiée consiste à créer une injection 400 kV / 225 kV dans le Morbihan. Le projet est lancé, il permettra de faire face à une augmentation de 15% de la consommation et de repousser de 8 ans à 10 ans les contraintes actuelles.

Dans ce contexte, les solutions de type « production locale » de nature à améliorer la situation sont celles situées à l'ouest de Lorient afin de soutenir l'extrémité du réseau de transport. En pratique, 800 MW à Brest ou à Lorient relèveraient de près de 30% le niveau de consommation pouvant être desservi en toute sécurité dans la zone. En revanche, la mise en service de moyens de production dans la zone de Cordemais ou de Montoir ne résoudrait pas les problèmes existants, voire les accentuerait en cas d'injection en 225 kV.

La Vendée

La croissance soutenue des consommations en Vendée, résultat du développement touristique et de la création de pôles d'activité, crée des surcharges sur les lignes 225 kV qui traversent la Vendée elle-même et les Deux-Sèvres à l'est de la Vendée.

Les solutions de type « réseau » sont à court terme la création d'injections 225 kV à partir des deux axes existants complétée par l'installation d'un transformateur déphaseur à Niort qui a été décidé pour l'été 2006. Pour le moyen terme, une injection THT supplémentaire est à l'étude.

Conclusions sur l'Ouest

Dans la mesure où la mise en service d'un poste 400 / 225 kV dans le Morbihan repousse les besoins au-delà de 2013 pour la Bretagne Sud. L'appel d'offres lancé par RTE devrait permettre l'installation de moyens de pointe supplémentaires, sans occulter le besoin de développement du réseau, en vue du moyen terme.

Il importe également de rappeler que la mise en service d'installations de production aux alentours de Montoir ne sera d'aucune utilité pour la Bretagne.

⁹⁷ RTE devrait payer, en première approche, la différence de coût de combustible entre cette TAC et le groupe qu'il aura fallu baisser.

4.6.3 Ile de France

Du point de vue de la consommation d'électricité, l'Ile de France représente environ 15% de la consommation française. La consommation a ainsi été de 64,4 TWh en 2003, avec une forte prédominance du secteur résidentiel – tertiaire (plus de 80% de la consommation). En terme de puissance de pointe, le maximum a été atteint le 28 février dernier avec 14,5 GW.

Les prévisions de croissance sont homogènes au niveau national.

En 2000, le parc de production était composé de centrales thermiques classiques pour 3,05 GW. Il est aujourd'hui de 2,74 GW, la fermeture des sites de Champagne, Vaires et Montereau, ayant été partiellement compensée par la mise en service d'installations de cogénération.

Compte tenu des évolutions possibles des sites de production existants, la puissance du parc minimale en 2010 serait de 3,4 GW en Ile de France. La remise en service de la seconde tranche de Porcheville⁹⁸ et le développement de 500 MW de TAC, s'il était localisé en Ile de France, porteraient cette puissance à 4,4 GW. L'évolution du parc de cogénération peut modifier légèrement ces valeurs.

Dans tous les cas, la puissance installée en Ile de France devrait donc être supérieure en 2010 à ce qu'elle est en 2005.

L'Ile de France est un point de convergence du réseau. Le réseau de l'Ile de France est constitué d'une boucle 400 kV qui permet à la fois de faire transiter de fortes puissances et de garantir la sûreté de l'Ile de France (en cas de défaut sur une ligne, le courant se répartit sur la boucle). Cette boucle est complétée par un réseau 225 kV pour répartir le courant vers les consommateurs. Le risque de problèmes liés au transit est donc très faible.

Pour autant, la diminution de la production disponible en Ile de France liée à l'arrêt des groupes de production charbon a pu faire craindre un risque de fragilisation du réseau au niveau de la tenue de tension dans la région. L'installation de moyens de compensation est à l'étude. Par ailleurs, la croissance continue des consommations nécessite le renforcement progressif des transformations 400 / 225 kV : un nouveau poste a été créé au Nord-Est de Paris en 2000, et un projet de nouveau poste au Sud-Ouest a été lancé.

Sous réserve que ces projets aboutissent, il n'apparaît pas de nouveau besoin majeur en Ile de France d'ici 2015.

⁹⁸ Décidée en conseil d'administration eDF du 25 mai 2005

5 Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

5.1 L'arrêté du 23 mars 2006 permet de réunir les conditions économiques pour de nouveaux investissements de production d'électricité

Avant d'en venir aux besoins d'investissements identifiés, il importe de mentionner que les travaux préparatoires de la PPI ont conduit à s'interroger sur la réalisation des investissements de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. Il s'agit en effet d'une problématique spécifique, due à la péréquation tarifaire.

En raison des contraintes spécifiques à ces régions, notamment leur faible taille en comparaison de la métropole continentale, les tarifs intégrés s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces régions. C'est pourquoi une compensation est apportée aux producteurs (mécanisme de CSPE). La compensation est notamment calculée en utilisant un taux de rémunération du capital investi. Ce taux, fixé auparavant par la Commission de régulation de l'énergie, est fixé par le ministre chargé de l'énergie depuis la loi du 13 juillet 2005.

Les travaux préparatoires à ce rapport ont permis de constater que le taux précédemment utilisé (6.5% porté à 7.25% au 1^{er} janvier 2006) s'avérait insuffisant pour permettre des investissements de production. Ceux-ci étant nécessaires, comme le montrent les pages ci-après, **le ministre délégué à l'industrie a porté ce taux à 11% par arrêté du 23 mars 2006. Les conditions économiques sont ainsi réunies pour permettre de nouveaux investissements.**

5.2 Méthodologie utilisée pour l'identification des besoins

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), eDF est le gestionnaire du réseau et est donc en charge de l'établissement du bilan prévisionnel pour chaque ZNI. La méthodologie est identique à celle utilisée par RTE pour la France continentale, à savoir la modélisation de 3 scénarios de demande et la simulation d'aléas portant sur le climat et sur la disponibilité des moteurs.

5.2.1 Le critère de dimensionnement utilisé pour les systèmes énergétiques insulaires

A la différence de la France continentale, de la Corse et de la Guyane, il n'existe pas d'aléa climatique important aux Antilles et à la Réunion. En effet, en l'absence de moyens hydrauliques importants et de rigueur hivernale, la défaillance y est due uniquement aux aléas sur la disponibilité des moteurs si bien qu'elle est beaucoup plus lissée et homogène d'une année sur l'autre. Ainsi une défaillance⁹⁹, à durée égale, sera plus profonde en Corse ou en Guyane qu'aux Antilles ou à la Réunion, c'est-à-dire que les coupures par client seront plus longues ou plus nombreuses. En conséquence, le critère utilisé pour les Antilles et la Réunion est celui d'une durée moyenne de défaillance de 10 heures. Le critère utilisé pour la Guyane et la Corse est en revanche celui d'une durée moyenne de défaillance de 3 heures comme pour la France continentale.

Durée moyenne de défaillance	Temps de coupure par client		
	Corse	Guyane	Réunion / Antilles
3 heures	22'	25'	8'
10 heures	1h 30'	1h 20'	38'

Equivalence entre durée moyenne de défaillance et temps de coupure moyen par client

⁹⁹ Il y a défaillance dès lors que les moyens de production ne permettent plus de satisfaire toute la demande.

Il importe ici de rappeler que des coupures générales (« black-out ¹⁰⁰») peuvent survenir malgré une quantité suffisante de moyens de production. Ainsi, lorsqu'un incident survient sur un groupe en production, le maintien de la fourniture électrique suppose que la perte de ce groupe soit presque instantanément compensée par les autres groupes en service (les groupes non déjà démarrés ont un temps de réaction trop important). Si la variation nécessaire est supérieure à la marge dont disposent les groupes en service, ceux-ci seront déconnectés du réseau pour éviter de fonctionner en dehors de leur plage de fonctionnement (risque de survitesse des moteurs...). C'est, en cascade, la coupure générale. Un tel incident s'est produit en Corse le 16 novembre 2005 avec pour origine la perte d'un seul moteur à la centrale du Vazzio.

Un tel risque est plus important dans les ZNI que sur le continent en raison de la puissance appelée : la relative petite taille des ZNI conduit à une part importante de chaque groupe de production dans la consommation et donc à un impact sur le système électrique plus important lorsqu'un problème survient sur l'un des groupes. Ceci est structurel et ne doit en aucun cas être imputé à une insuffisance en moyens de production. Il convient d'ailleurs de rappeler que le réseau de transport continental est fortement protégé de tels aléas de part son appartenance au réseau interconnecté de l'Europe continentale qui alimente 450 millions de personnes pour 2300 TWh/an).

5.2.2 *Choix des moyens de production*

Deux questions se posent pour le choix du moyen de production : sa puissance et sa nature. Le choix du pas de puissance est un optimum économique dépendant de la taille du système électrique : il est de 40 MW pour la Corse, la Réunion et les Antilles, et de 20 MW pour la Guyane.

Pour la nature du moyen, il s'agit d'un choix entre un moyen de pointe (turbine à combustion) et un moyen de base. Pour les moyens de base, lorsqu'il n'existe pas de ressources hydrauliques, les différentes techniques existantes (hors nucléaire dont la puissance est inadaptée à un système insulaire) sont les cycles combinés ou les moteurs au gaz, les centrales charbon LFC et les moteurs diesels nouvelle génération. La production à partir de gaz suppose la mise en place d'infrastructures lourdes (gazoduc) qui n'existent pas à ce jour. C'est pourquoi la PPI retient, sauf mention contraire, les solutions charbon ou diesel pour la base, qui sont relativement équivalentes du point de vue du coût de fonctionnement. Les simulations économiques montrent la compétitivité d'une TAC par rapport à un moyen de base pour une durée de fonctionnement inférieure à 2000 heures.

5.3 La Corse

La Corse a connu en 2005 une grave crise électrique qui s'est traduite par des délestages massifs durant la fin du mois de février et la première moitié du mois de mars. Ces événements ont conduit le ministre délégué à l'industrie à demander une mission d'enquête au Conseil Général des Mines afin d'analyser la crise électrique 2005 et de mener des réflexions sur le parc de production électrique corse à court et moyen-long terme. Le rapport d'enquête a été remis au ministre en juin. Cette mission, de même que le bilan prévisionnel réalisé par eDF en 2005, a nourri utilement les travaux de la PPI 2006 qui doivent par ailleurs également s'articuler avec les travaux de la Collectivité Territoriale de Corse¹⁰¹ (CTC).

¹⁰⁰ L'annexe 7.3 (pages 96 et 97) détaille cette notion ainsi que la procédure de reconstitution du réseau

¹⁰¹ Les compétences de la CTC sont définies à l'article L. 4424-39 du Code général des collectivités territoriales. Un premier volet de compétences concerne les ressources énergétiques locales (géothermie, énergie solaire, énergie éolienne, énergie de la mer, biomasse et déchets, réseaux de chaleur, énergie hydraulique de puissance inférieure à 8 MW et mesures d'économies d'énergie). Pour ces ressources énergétiques locales, la CTC élabore et met en œuvre le programme de prospection, d'exploitation et de valorisation (alinéa 1), elle est également préalablement consultée sur tout projet d'implantation d'un ouvrage de production utilisant les ressources locales énergétiques (alinéa 1 bis).

A la suite d'un premier Plan Energétique adopté en juillet 2001, l'Assemblée de Corse a voté le 23 novembre 2005 un second Plan Energétique pour la période 2005-2025.

5.3.1 Le parc de production électrique de la Corse

Le parc de production électrique de la Corse à fin 2004

La puissance installée en Corse est de 507 MW à fin 2004. Ils se décomposent en 284 MW d'équipements thermiques (diesels et turbines à combustion), en 155 MW d'installations hydrauliques (installations de fil de l'eau ou de réservoir), en 50 MW prélevés sur la liaison SACOI¹⁰² et en 18 MW de production éolienne.

En 2004, l'énergie livrée se décompose en 55% de fioul, 21% de grande hydraulique, 20% d'importation par SACOI et 4% d'éolien et de petite hydraulique.

Moyens thermiques de base et semi-base:		
• Vazzino, moteurs diesels fioul lourd 7x19MW	132	MW
• Lucciana, moteurs diesels fioul lourd 7x11MW	77	MW
Moyens thermiques de pointe		
• TAC Lucciana, fioul domestique 3x25MW	75	MW
Liaison SACOI	50	MW
Energies Renouvelables :		
• Vallée du Prunelli (lac de Tolla 31,5 hm3)	39	MW
• Vallée du Golo (lac de Calacuccia 23,3 hm3)	57	MW
• Ecluse de Sampolo (1,6 hm3)	39	MW
• Mini-hydraulique	20	MW
• Eolien	18	MW
TOTAL	507	MW

On peut également signaler que la répartition géographique du parc de production (une centrale à Bastia, une à Ajaccio et le parc hydraulique réparti dans l'intérieur) est bien adaptée à celle de la consommation, à savoir 1/3 sur la zone de Bastia, 1/3 sur la zone d'Ajaccio et le dernier tiers réparti sur le reste de l'île.

Hypothèses de production utilisées dans les simulations d'équilibre offre demande

Le parc de production de référence est le parc de production en service à fin 2004 et la ligne SARCO¹⁰³ (50 MW) dont la mise en service a eu lieu début 2006. L'ouvrage hydraulique du Rizzanese devrait, quant à lui, entrer en service pour l'hiver 2010-2011. Ce calendrier est compatible avec le lancement immédiat du projet.

Les hypothèses portant sur les centrales thermiques ont évolué postérieurement aux simulations d'équilibre offre - demande réalisées par eDF (en tant que gestionnaire du réseau électrique corse) et à la séance de travail consacrée à la Corse dans le cadre de la préparation de ce rapport. Le Préfet de Corse a en effet décidé par arrêté du 28 juillet 2005 d'avancer la date limite de dénitrication des diesels de la centrale du Vazzino au 31 décembre 2006, soit une avancée de 4 ans par rapport à la date limite prévue par l'arrêté du 11 août 1999 modifié¹⁰⁴.

Le deuxième volet de compétences consiste en ce que la CTC participe à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un plan tendant à couvrir les besoins et à diversifier les ressources énergétiques de l'île en concertation avec les établissements publics nationaux (alinéa 2).

Ces compétences doivent être exercées dans le respect du plan de la nation, i.e. la PPI.

¹⁰² Interconnexion Sardaigne – Corse – Italie

¹⁰³ Interconnexion Sardaigne – Corse, qui viendra s'ajouter à l'interconnexion SACOI

¹⁰⁴ relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion ainsi que des chaudières utilisées en postcombustion soumis à autorisation sous la rubrique 2910 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement

Dans la mesure où cette échéance est trop proche pour permettre le déclassement de certains moteurs (le moyen de remplacement ne pouvant être construit dans un délai aussi bref), cet arrêté impose la dénitrification de l'ensemble des moteurs diesels de la centrale du Vazzio. Pour autant, ceux-ci devront être déclassés d'ici 2012 en raison de leur ancienneté. Des moteurs devront être construits en remplacement pour mise en service entre 2010 et 2012 en fonction du vieillissement des moteurs actuellement en service au Vazzio.

Concernant la centrale de Lucciana, la date limite de dénitrification est maintenue au 31 décembre 2010. Compte tenu de l'âge des matériels, le déclassement des moteurs de Lucciana est prévu pour 2010. Ce sont donc 77 MW qui doivent être construits en remplacement de ces moteurs pour mise en service en 2010.

Les 3 TAC de 25 MW sont conservées non dénitrifiées sur l'ensemble de la période d'étude, en conformité avec la directive GIC.

Pour la micro-hydraulique, une augmentation de 10 MW est prise en compte d'ici 2015, soit une puissance totale de 30 MW en 2015.

L'éolien est supposé passer de 18 MW en fin 2004 à 80 MW en 2010 et 100 MW en 2015.

Il n'y a à ce jour pas de projet identifié de production d'électricité à partir de biomasse.

On ne constate également pas de dynamique forte vis-à-vis du solaire photovoltaïque.

5.3.2 Les potentiels de maîtrise de la demande d'électricité en Corse

La maîtrise de la demande d'électricité ne permet bien évidemment pas d'assurer à court terme la sécurité d'approvisionnement électrique de la Corse. Il s'agit en revanche d'un axe fondamental de la politique énergétique nationale, axe déterminant pour le moyen - long terme. Des actions importantes de maîtrise de la demande peuvent avoir un effet sensible entre 2010 et 2015.

Le gain technique maximum a été évalué¹⁰⁵ à 1 TWh en 2020, soit 40% de la consommation prévue à cette échéance. On peut donner comme exemple de gisements la substitution du gaz à l'électricité pour les usages thermiques, la construction de locaux bioclimatiques afin de freiner la climatisation ou l'installation d'éclairages performants.

Au regard de considérations économiques, le potentiel de réalisation sera évalué et proposé au Conseil Énergétique de Corse, accompagné d'un scénario définissant des mesures à mettre en œuvre et d'une proposition de montage financier.

Sans anticiper sur les conclusions de l'étude, dans la mesure où la problématique électrique corse se situe en hiver, la question centrale est celle du chauffage, et en particulier de la substitution du gaz à l'électricité pour le chauffage. En zone urbaine, le potentiel de substitution dans le cadre de programmes de réhabilitation est estimé à 300 logements par an, soit un gain annuel d'environ 1 MW. En 20 ans, ceci permettrait d'économiser l'équivalent de la TAC de secours actuellement installée au Vazzio (ou de toute autre TAC actuellement en service en Corse).

5.3.3 L'identification des besoins en moyens de production d'ici 2015

Scénarios de demande

Sur la période 1995-2004, la consommation d'électricité a crû de 3,8% par an en moyenne. La puissance de pointe a crû de façon analogue.

Dans la mesure où le scénario médian réalisé par eDF pour la PPI 2002 a été largement dépassé¹⁰⁶ et où la Corse a connu une grave crise électrique en 2005, **la PPI 2006 fait le choix de**

¹⁰⁵ Les éléments présentés dans ce rapport sont issus des travaux d'une étude cofinancée par l'ADEME et la CTC. Les résultats de cette étude sont validés conjointement par eDF, l'ADEME et la CTC.

¹⁰⁶ la puissance de pointe moyenne prévue pour 2005 était de 402 MW alors qu'elle est aujourd'hui de 423 MW (ceci correspond à un taux de croissance annuel moyen prévu de 2,7% pour un réalisé de 3,8%)

retenir le scénario haut de demande du bilan prévisionnel réalisé par eDF, i.e. la prolongation de la tendance des 10 dernières années.

Taux de croissance annuelle moyen	2005-2010	2010-2015	Puissance de pointe moyenne (MW)	2005	2010	2015
Scénario haut	3,8%	3,8%	Scénario haut	423	503	597

Scénario de demande retenu dans la PPI 2006

Besoins en nouvelles capacités de production

Le bilan prévisionnel identifie des besoins en nouvelles installations : les déclassements de Lucciana correspondent à un besoin en 2010 de 80 MW de base ; ceux du Vazzio (130 MW¹⁰⁷) interviendront en fonction du vieillissement des moteurs vraisemblablement entre 2010 et 2012, ils se traduisent par un besoin de 80 MW de base et 40 MW de pointe pour le remplacement des moteurs du Vazzio (ce besoin résulte des simulations technico-économiques réalisées par EDF, il a été réparti ci-dessous en 40 MW de base en 2010 et 2011 et en 40 MW de pointe en 2012). Les autres besoins identifiés sont dus à la croissance de la demande. **Les besoins s'élèvent donc à 200 MW en base et 120 MW en pointe.**

MW	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Base				120	40	40			
Pointe	40					40		40	

Besoins de mise en service en tenant compte des déclassements

Deux urgences sont mises en évidence : la mise en service d'un moyen supplémentaire à horizon 2007 et le remplacement des centrales de Lucciana et du Vazzio. La PPI souligne également l'importance de la mise en service de SARCO et du barrage du Rizzanese.

5.3.4 Réponses aux besoins

Les contraintes du système électrique

Le réseau principal de transport est le réseau 90 kV bouclé. Il est bien adapté à la répartition de la consommation (1/3 sur Bastia, 1/3 sur Ajaccio et 1/3 sur le reste du territoire), compte tenu d'une localisation équilibrée des points de production et d'injection. La rupture de cet équilibre par des décisions futures telles que la construction d'un site d'injection majeur (centrale de production ou import) imposerait la construction d'une boucle 225 kV reliant Ajaccio, Bastia et la Corse du Sud. Outre le coût d'un tel investissement, les contraintes environnementales (traversée du Parc Naturel Régional) rendent un tel ouvrage difficilement réalisable.

Il apparaît donc nécessaire à horizon 2010-2015 de maintenir deux sites d'injection de taille moyenne (entre 100 MW et 200 MW), proches des zones d'Ajaccio et Bastia.

Concernant les capacités d'interconnexion, l'interconnexion SARCO dimensionnée aujourd'hui pour 50 MW, pourrait, moyennant l'augmentation des capacités de transformation, passer rapidement à 85 MW. L'injection d'une puissance supérieure à 85 MW, nécessiterait le renforcement de la liaison 90 kV dans le sud de la Corse. L'augmentation de la capacité de SACOI pourrait également être envisagée à terme moyennant la construction d'une nouvelle station de conversion et un nouvel accord contractuel avec l'Italie.

¹⁰⁷ Le 8^{ème} moteur du Vazzio est définitivement arrêté et n'est donc pas pris en compte dans le bilan prévisionnel

La mise en service d'un moyen supplémentaire à horizon 2007

Compte tenu des délais, **la PPI 2006 préconise l'augmentation de la capacité de la liaison SARCO à 80 MW. Cette solution permet d'assurer l'équilibre offre-demande jusqu'à l'arrivée des moyens suivants prévus en 2010.**

Cette solution permet de plus de rééquilibrer le système électrique corse en augmentant la part d'interconnexion. La PPI constate que le Plan énergétique à moyen terme, voté en 2001 par l'Assemblée de Corse, limite la puissance d'injection de SARCO à 50 MW. Il serait donc souhaitable que la CTC réexamine ce point.

Le remplacement des centrales de Lucciana et du Vazzino

Conformément au Plan énergétique à moyen terme, à l'arrêté du 11 août 1999 et à l'arrêté préfectoral du 28 juillet 2005 concernant la centrale du Vazzino, les déclassements des moteurs sont prévus entre 2010 et 2012.

Il est donc **urgent de préparer le déclassement des centrales à partir de 2010 en décidant de la construction des moyens de remplacement.** Dans un premier temps, si le périmètre est connu (un site à proximité de Bastia, un autre à proximité d'Ajaccio), il est nécessaire de définir les emplacements des nouveaux moyens à travers une concertation entre le gestionnaire de réseau eDF, les élus, les pouvoirs publics et la population corses. La question des sites est en effet particulièrement importante en Corse, notamment par rapport au site du Vazzino.

C'est pourquoi **le Ministre délégué à l'industrie a adressé un courrier au Préfet de Corse en date du 20 mars 2006 l'enjoignant de mettre en place avec les élus locaux une commission d'identification des sites à même d'accueillir les moyens de production venant en remplacement des centrales thermiques de Lucciana et du Vazzino. Une première réunion a ainsi eu lieu le 24 avril 2006.**

Le type de moteurs

Le gaz n'est pas disponible en 2005 pour la production électrique et ne le sera pas d'ici 2010. La production électrique pourrait en revanche être possible à partir de gaz au-delà en cas de construction et mise en service d'un gazoduc. Ceci serait possible s'il était décidé de raccorder la Corse au gazoduc Galsi. Ce gazoduc, encore en projet, relierait l'Italie à l'Algérie. Des travaux doivent être menés au niveau français concernant l'opportunité d'un tel raccordement.

Si d'ici 2010 il n'existe pas d'alternative aux moteurs diesels, la production électrique à partir de gaz peut être envisagée pour les besoins des années suivantes. Ceci supposera une vision énergétique globale de la Corse et une implication de l'ensemble des acteurs énergétiques. On peut ainsi préconiser pour les nouveaux moyens le recours à des moteurs diesels pouvant, à l'avenir, fonctionner au gaz naturel.

5.4 Les départements d'Outre-mer et Mayotte

5.4.1 La demande en électricité

L'importance de la maîtrise de la demande en électricité dans les DOM et à Mayotte

Les actions de maîtrise de la demande en électricité dans les DOM et à Mayotte doivent être particulièrement soutenues pour deux raisons :

- les DOM et Mayotte présentent actuellement des taux de croissance de la demande en électricité bien supérieurs à la moyenne nationale en raison notamment d'une plus forte vitalité démographique et d'un rattrapage du retard en matière d'équipements,

- le parc immobilier des DOM et de Mayotte se renouvelle plus rapidement qu'en métropole. Or les actions d'efficacité énergétique sont plus aisées à mener dès la construction de bâtiments que lors d'actions de rénovation de l'existant. Il y a donc, en proportion, un terreau favorable aux actions d'efficacité énergétique dans les DOM et à Mayotte.

En conséquence, la réglementation thermique dans les bâtiments apparaît essentielle et doit être spécifique par rapport à la métropole. Un travail important de mise au point de cette réglementation devra être mené par la direction générale de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction au sein du ministère de l'équipement.

Les scénarios de demande

En tenant compte des croissances historiques et des programmes d'actions de maîtrise de la demande en électricité, les scénarios de demande retenus dans la PPI 2006 sont les scénarios médians établis par eDF (et par Electricité de Mayotte pour Mayotte).

	Taux de croissance annuelle moyen (%)		Puissance de pointe moyenne (MW)		
	2005-2010	2010-2015	2005	2010	2015
Réunion	4,4	3,1	389	480	563
Guadeloupe	3,5	2,6	234	273	311
Martinique	3,5	2,6	227	269	306
Guyane	3,7		106	127	152
Mayotte	9,1	5,7	22	34	45

Scénarios de demande retenus dans la PPI 2006

5.4.2 Développements des énergies renouvelables dans les DOM

Eolien

Etant donnée la taille limitée des systèmes énergétiques insulaires, l'éolien ne peut bénéficier dans les DOM d'un phénomène de foisonnement identique à celui rencontré en France continentale. Sa puissance garantie est donc nulle dans les simulations. La contribution de l'éolien en énergie est en revanche intéressante, dans la mesure où elle se substitue à de la production thermique.

Le potentiel éolien est évalué en 2015 à 60 MW en Guadeloupe, 20 MW en Martinique, 60 MW à la Réunion. Il est restreint en Guyane : 10 MW en 2015. C'est donc en Guadeloupe qu'il est le plus important, rapporté à la consommation.

Géothermie

A ce jour, la Guadeloupe est le seul DOM à avoir révélé un potentiel géothermique exploitable pour la production d'électricité. La centrale géothermique de Bouillante exploite ce gisement, sa puissance a été portée de 4,7 à 15 MW en 2004. Le site de Bouillante semble disposer d'un potentiel géothermique plus élevé que celui exploité actuellement. C'est pourquoi Géothermie Bouillante a lancé une étude de pré-faisabilité technique, économique et environnementale de la construction d'une nouvelle tranche « Bouillante 3 » et une étude de reconnaissance du potentiel géothermique du secteur nord de la baie de Bouillante. Le potentiel de production de la future unité « Bouillante 3 » pourrait se situer entre 10 à 40 MW.

Hydraulique

Les ressources hydrauliques sont très variables suivant les DOM. Ainsi en Guyane, le barrage de Petit Saut assure, selon les années, entre 50 et 100% de la production de l'année alors qu'il n'existe aucune ressource hydraulique valorisable pour l'électricité en Martinique.

Aujourd'hui, il n'existe plus de grand projet hydraulique dans les DOM, les ressources ayant déjà été valorisées. On recense néanmoins des projets de petite hydraulique qui représentent un potentiel supplémentaire de l'ordre de 10 MW à la Réunion et en Guadeloupe. Entre 20 et 30 MW sont en projet en Guyane, dont environ 20 MW ont vocation à être raccordés au réseau.

Bagasse et Biomasse

La bagasse est aujourd'hui extrêmement bien valorisée dans les DOM où la ressource est disponible. Ce sont ainsi 13% de l'électricité annuelle de la Réunion (et 6% en Guadeloupe) qui sont produits à partir de bagasse. L'intégralité de la bagasse étant valorisée à la Réunion et en Guadeloupe, il n'y a pas de potentiel de développement dans ces deux DOM. En revanche, il existe un projet de reprise de la sucrerie du Galion en Martinique.

Concernant les ressources forestières, il existe un projet en Guyane de valorisation des déchets de scierie (1,5 MW).

Solaire photovoltaïque

Comme exposé au 3.2.7, les DOM constituent le territoire privilégié au développement du solaire photovoltaïque. Ceci est justifié par deux éléments principaux : le coût moins important du kWh photovoltaïque en raison du plus grand ensoleillement et la pertinence énergétique par rapport aux sites isolés et au couplage avec l'hydroélectricité.

C'est pourquoi la PPI retient des objectifs ambitieux concernant le solaire photovoltaïque dans les DOM, à savoir 390 MW installés dans les DOM en 2015.

5.4.3 Les besoins en nouveaux moyens de production d'ici 2015

Parmi les scénarios établis par eDF et par Electricité de Mayotte, la PPI retient les scénarios médians avec déclassement des moteurs. Tout comme pour la Corse, en application de l'arrêté du 11 août 1999¹⁰⁸, les moteurs doivent fermer à fin 2010 s'ils ne respectent pas les valeurs limites d'émission. Mayotte n'entre pas dans le champ d'application de cet arrêté, les déclassements éventuels sont liés uniquement à l'âge des machines¹⁰⁹.

Besoins en MW		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
La Réunion (2006 : MSI du Gol B)	Base			40	80	40		40		
	Pointe		40		40					
Guadeloupe	Base			40	150				40	
	Pointe									
Martinique	Base				110	40				
	Pointe									
Guyane	Base				70	20				
	Pointe									
Mayotte	Base			10				10		
	Pointe	5	5		5		5		5	

¹⁰⁸ relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion ainsi que des chaudières utilisées en postcombustion soumis à autorisation sous la rubrique 2910 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement

¹⁰⁹ Le déclassement des moteurs n'est pas encore décidé. L'hypothèse de déclassement est le déclassement des quatre moteurs les plus anciens (1,5 MW en 2007 et 3,4 MW en 2009). Les autres moteurs ne devraient pas être déclassés avant 2020.

Si d'aventure eDF décidait d'installer des équipements de dénitrification sur ses moteurs, ces scénarios seraient fortement différents : les besoins identifiés en 2010 pour les DOM disparaissent et le scénario de Mayotte est fortement modifié¹¹⁰.

Les urgences

La lecture du tableau ci-dessus montre divers degrés d'urgence. **Les situations de la Réunion et de Mayotte apparaissent comme les plus problématiques dans la mesure où les besoins y sont à la fois extrêmement urgents et les plus fréquents.**

La Réunion est ainsi le département d'outre-mer ayant la plus forte croissance énergétique tout en présentant en 2005 le niveau de consommation le plus élevé, ce qui implique d'importants besoins à satisfaire dans le futur. Malgré la mise en service du Gol B en 2006, le bilan prévisionnel met en évidence un volume de besoin très important et très urgent : dans le scénario avec déclassement, 280MW doivent être construits d'ici à 2013 et les premiers besoins apparaissent de plus dès 2008 (pointe) et 2009 (base).

Mayotte présente une croissance de la demande très importante (aucune action de maîtrise de la demande n'a été engagée à ce jour) et doit de surcroît faire face au déséquilibre existant entre les localisations de la production et de la consommation : un moyen de production sera nécessaire sur l'île de Grande Terre dès 2006 ou 2007¹¹¹.

La préparation des déclassements

Tout comme pour la Corse, la préparation des déclassements est un sujet fondamental dans les DOM, étant donné l'importance des moteurs diesels dans les parcs de production insulaires.

La réalisation des déclassements conformément à la dérogation accordée suppose d'avoir construit les moyens de remplacement. Les questions de localisation et de décision d'investissement devront donc être traitées d'ici 2007 afin de permettre la construction des moteurs. La question de la localisation sera notamment prégnante à la Réunion, par rapport au déclassement des moteurs diesels de la centrale du Port.

5.4.4 Les projets identifiés

Réunion

Il existe aujourd'hui un projet d'extension de l'installation de Rivière de l'Est qui permettrait d'augmenter de 16 MW la capacité de pointe. Ce projet, combiné à la mise en service du Gol B en 2006, permettrait de répondre au besoin identifié pour 2008¹¹².

Il existe également le projet de centrale diesel de Promergy (60 MW en base et semi-base) mais ce projet, vu de 2005, apparaît extrêmement incertain.

¹¹⁰ Scénarios médians sans déclassements

Besoins en MW		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mayotte	Base				10					10
	Pointe		5	5		5		5		5

¹¹¹ Le territoire de Mayotte est composé de 2 îles principales, Petite Terre et Grande Terre. Le parc de production est composé d'une seule centrale, se trouvant sur Petite Terre alors que 98% de la consommation a lieu sur Grande Terre. L'électricité transite par trois câbles sous-marins qui seront dès 2006 ou 2007 en limitation de capacité. Ce plafond impose donc la mise en service d'une centrale en Grande Terre à l'horizon 2006/07.

¹¹² Dans le bilan prévisionnel, la puissance indiquée est 40 MW. Cette puissance correspond à un optimum technico-économique sur la taille de l'installation. 20 MW permettent de repousser le besoin de pointe au-delà de 2010.

Compte tenu de la proximité de l'échéance 2008 et également de l'échéance 2009, le lancement rapide de nouveaux moyens de production doit être décidé.

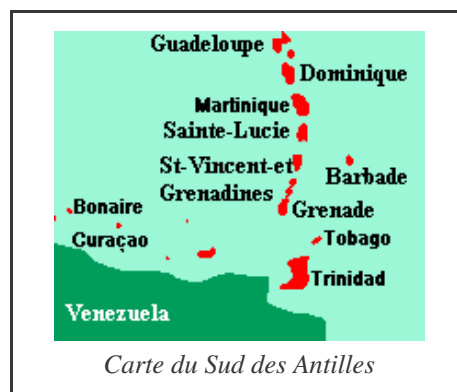
Guadeloupe et Martinique

Le projet géothermique « Bouillante 3 » pourrait être opérationnel vers 2009-2010 mais ceci nécessite que la décision de réalisation soit prise très rapidement. Compte tenu des retards observés dans la mise en service de « Bouillante 2 », et des délais très serrés pour 2009, la mise en service à la date prévue n'est pas garantie. C'est pourquoi ce projet n'est pas pris en compte dans le bilan prévisionnel. S'il se réalise, il permettra de répondre au besoin identifié pour 2014.

Un autre projet géothermique est également en phase d'étude sur l'île de la Dominique, qui est une république indépendante. La production serait exportée vers la Martinique et la Guadeloupe. L'échéance de ce projet est au plus tôt 2012.

Il existe par ailleurs un projet de gazoduc à partir de Trinidad. Une étude de faisabilité a été réalisée en 2004. Entre la prise de décision et la mise en service, 3 ans sont nécessaires à la construction, ce qui est donc compatible avec l'échéance 2008, en cas de décision rapide.

Un certain nombre de points restent cependant à consolider (sécurité de l'approvisionnement, solidité des garanties apportées par les contreparties...). Compte tenu des conséquences structurelles qu'il aura sur le paysage énergétique des Antilles et des engagements de long terme à prendre sur les quantités de gaz à enlever, un tel projet ne peut s'inscrire que dans le cadre d'un choix de politique énergétique impliquant tous les acteurs.



Il n'existe donc à ce jour pas de projet aux Antilles dont la mise en service pourrait, avec une forte vraisemblance, intervenir avant 2010.

Guyane

La Guyane est un vaste territoire, quasiment insulaire et recouvert à plus de 80% par la forêt amazonienne. Sa population est concentrée à 90% sur la bande littorale. En octobre 2004, 15% de la population sur le littoral et 35% de la population à l'intérieur n'avait pas accès à l'électricité¹¹³. Sur les 22 communes guyanaises, 12 ne sont pas raccordées au réseau eDF.

Il y a donc deux problématiques en Guyane : la problématique centralisée pour les communes raccordées au réseau électrique et la problématique des sites isolés.

Pour la problématique centralisée, les besoins sont principalement liés au déclassement des moteurs de la centrale de Degrad des Cannes. Afin de préparer le renouvellement de cette centrale, la PPI souligne le rôle que peuvent jouer les projets de biomasse (quelques MW) et d'hydroélectricité fil de l'eau (20 MW) qui pourraient utilement être combinés à la production du barrage de Petit Saut.

Il existe également un projet d'interconnexion entre la Guyane et le Surinam. Ce projet de 30 MW permettrait à la fois de satisfaire le prochain besoin de base identifié (2011 dans le scénario médian) et d'améliorer la sécurité d'alimentation de Saint-Laurent du Maroni qui se situe en antenne du réseau haute tension. Ce projet nécessite néanmoins de réaliser 150 km de lignes du côté surinamais.

Concernant les communes non raccordées au réseau eDF, le regroupement des communes de l'Ouest Guyanais¹¹⁴ est devenu au cours des trois dernières années une autorité concédante, ce qui a permis de redéfinir et clarifier la répartition des rôles entre eDF et les communes pour l'exploitation

¹¹³ Chiffres du Schéma Départemental d'électrification rurale, décembre 2003

¹¹⁴ Maripasoula, Saint-Georges, Regina, Papaïchton, Kaw, Apatou, Ouanary, Gran Santi, Camopi

du réseau et des moyens de production. Ces communes disposent en propre de petits moyens de production, petites centrales diesel (de puissance unitaire comprise entre 60 et 250 kW) ou micro-centrales hydrauliques, pour un total de 4 MW environ au total. La pertinence du solaire photovoltaïque pour les sites isolés doit être soulignée.

Une démarche identique est en cours pour les communes de l'intérieur de l'Est de la Guyane et il est souhaitable que celle-ci aboutisse au plus vite.

Mayotte

Malgré un volume de besoins extrêmement important et urgent à l'échelle de Mayotte, aucun projet d'investissement n'a été décidé à ce stade.

Il existe un projet de récupération de gaz de décharge (450 kW en base ou 3000 kW en pointe pendant 3 heures par jour) pour lequel les premiers contacts ont été pris avec la CRE. Le début d'exploitation pourrait intervenir en janvier 2006. Des projets d'investissements ont également été présentés en conseil d'administration d'Electricité de Mayotte, aucune décision n'a été prise pour l'instant. Il est donc urgent, étant donnés les besoins, que des décisions soient prises.

6 Emissions de CO₂ et pollution locale de l'air

Cette partie a pour but de donner des ordres de grandeur pour les émissions de CO₂, de NOx et de SO₂ du parc électrique français en 2016, hors Corse et DOM¹¹⁵. Dans certains cas, une baisse importante des émissions peut être constatée.

Pour autant, la trajectoire ne saurait être linéaire entre 2005 et 2015 car :

- le développement prévisible des énergies renouvelables aura lieu majoritairement au-delà de 2010 en terme de puissance installée chaque année,*
- la restructuration du parc thermique aura lieu au rythme des déclassements des centrales charbon actuelles, mis à part le cas des centrales qui seront dépolluées.*

Les chiffres présentés constituent donc un ordre de grandeur pour l'année 2016 et ne permettent pas de réaliser une prévision pour 2010 par simple interpolation.

En cas de demande électrique supérieure aux scénarios de la PPI ou de retard dans le développement des énergies renouvelables, le parc thermique serait plus sollicité, ce qui conduirait à des émissions notablement plus élevées.

6.1 Les émissions de CO₂ du secteur électrique

6.1.1 Les émissions de CO₂ du secteur électrique en 2016 selon les différents scénarios

Bien que l'objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 soit un objectif global ne pouvant être décliné à l'identique sur l'électricité et que le secteur électrique français soit aujourd'hui très nettement moins émetteur que la moyenne européenne, il est intéressant de comparer l'évolution des émissions de CO₂ du secteur électrique selon que les nouveaux besoins de semi-base sont réalisés intégralement par des moyens charbon ou des moyens gaz.

	Moyenne 1998-2003	2016	
		Choix du gaz pour les nouveaux moyens	Choix du charbon pour les nouveaux moyens
Scénario central de la PPI	27	20	24

Emissions¹¹⁶ de CO₂ en 2016 (MtCO₂)

France continentale, périmètre Plan National d'Allocation de Quotas¹¹⁷

Les commentaires suivants peuvent être apportés sur ce tableau :

- **Le choix du gaz pour les nouveaux moyens de semi-base conduit le parc électrique à être sur le rythme de la réduction de 3% par an des émissions de CO₂ d'ici 2016 dans le scénario central de la PPI.**
- Il faut toutefois souligner que la production thermique assurant le terme de bouclage du mix français, ses émissions de CO₂ en valeur relatives sont très sensibles aux aléas de la production et de la demande. Il peut être évalué en ordre de grandeur à +/- 5 à 10 MtCO₂ par an.

¹¹⁵ Dans le PNAQ français, les quotas alloués pour la Corse et les DOM sont de 6,1 MtCO₂/an.

¹¹⁶ Les émissions unitaires prises en compte pour les calculs des émissions en 2016 sont : 900 gCO₂/kWh pour le charbon, 400 pour le gaz, 800 pour le fioul.

¹¹⁷ Hors cogénération et gaz de hauts fourneaux, et en ne prenant pas en compte la production de DK6 à partir de gaz de hauts fourneaux

- **Ce résultat ne doit pas être interprété comme une baisse durable de 3% par an des émissions de CO₂ du secteur électrique français, étant donné le niveau très bas déjà atteint.** Il ne contribue en outre que faiblement à l'objectif national compte tenu de la faible contribution du secteur électrique français au total national des émissions.
- Les efforts de maîtrise de la demande électrique, en favorisant un usage efficace de l'électricité, et de développement des énergies renouvelables permettent de réduire sensiblement les émissions de CO₂ du secteur électrique, dès lors qu'ils limitent les besoins en installations thermiques d'ici 2015. Des transferts d'usage d'énergies fossiles vers des usages efficaces de l'électricité pourraient aussi avoir un bilan global favorable en économie de ressources comme en CO₂.

6.1.2 Le stockage du CO₂ émis par les installations de production électrique

Il existe potentiellement plusieurs lieux de stockage géologique de CO₂ en France. Dans la mesure où 61% (98 Mt annuelles) des émissions de CO₂ sont produites par les industries situées autour du bassin de Paris¹¹⁸, une attention particulière a été portée sur l'étude du potentiel de stockage dans le Bassin Parisien à travers le projet GETSCO. Il en ressort que les potentiels de stockages sont extrêmement importants, le potentiel maximal s'élève à 26 GtCO₂ dans le bassin de Paris. Il est en revanche difficile d'estimer ce qui est réalisable en pratique, des travaux d'inventaire et de recherche devront être menés.

Le projet PICOREF, qui concerne la France entière, est également lancé, il a pour but de préparer des projets industriels d'injection de CO₂ dans le sous-sol français à l'échéance de 2008-2010.

Le coût de la tonne de CO₂ évitée est en bonne partie liée à des coûts fixes d'investissement : procédés de séparation, de purification et de conditionnement du CO₂ au niveau de la centrale, pipeline(s), stations de recompression et système de surveillance pour le transport, puits d'injection et systèmes de monitoring pour le stockage. Une étude eDF, effectuée sur un scénario mettant en jeu deux centrales charbon de 1000 MW, montre que le coût de la tonne de CO₂ évitée est de l'ordre de 60€ pour un fonctionnement de 7500 h par an. Si l'on réduit la durée de fonctionnement de moitié, le coût de la tonne de CO₂ dépasse 100€.

Sur un plan technique, la complexité de la chaîne risque de mal s'accommoder d'arrêts / démarrages fréquents ou même de variations de charges fréquentes, ce qui pourrait conduire à ne pas utiliser l'installation de captation du CO₂.

Dans le contexte français où les centrales thermiques du mix français sont focalisées sur la production de pointe ou de semi-base, il n'apparaît donc pas, d'ici 2015, d'opportunité de développement de la capture et de la séquestration du CO₂ émis par les centrales thermiques à combustible fossile. La mise au point concrète des technologies et de leur mise en œuvre demandera encore de longues années de développement, particulièrement pour l'électricité.

Le stockage du CO₂ peut en revanche s'avérer plus pertinent pour d'autres industries à la fois plus émettrices de CO₂ et permettant une captation plus aisée de celui-ci (pour la production électrique, plus de 80% du coût provient de la capture du CO₂) et donc moins coûteuse.

¹¹⁸ Le bassin de Paris regroupe, au sens géologique, les régions Ile-de-France, Centre, Lorraine et Picardie.

6.2 La pollution locale de l'air

6.2.1 Les émissions de NOx du secteur électrique en 2016 selon les différents scénarios

Les technologies « charbon propre » et « cycles combinés à gaz » sont équivalentes en terme de rejets de NOx¹¹⁹. **Les émissions de NOx du secteur électrique sont appelées à baisser très fortement d'ici 2016 dans la mesure où les nouvelles technologies permettent de diviser les émissions unitaires par un facteur 10 pour les moyens charbon.**

	2002 (Source CITEPA)	2016
		Choix du gaz ou du charbon pour les nouveaux moyens
Scénario central de la PPI	78	12

*Emissions de NOx en 2016 (Kt_{NOx})
France continentale, périmètre Plan National d'Allocation de Quotas*

6.2.2 Les émissions de SO₂ du secteur électrique en 2016 selon les différents scénarios

En ce qui concerne les émissions de SO₂, les cycles combinés à gaz présentent un avantage substantiel¹²⁰ dans la mesure où ils sont non émetteurs de SO₂. **Le gain apporté par le recours à des cycles combinés à gaz par rapport à des moyens « charbon propre » est néanmoins très inférieur au gain amené par la dépollution des moyens charbon existants ou des nouveaux moyens.**

	2002 (Source CITEPA)	2016	
		Choix du gaz pour les nouveaux moyens	Choix du charbon pour les nouveaux moyens
Scénario central de la PPI	86	14	16

*Emissions de SO₂ en 2016 (Kt_{SO2})
France continentale, périmètre Plan National d'Allocation de Quotas*

¹¹⁹ Les émissions sont de 0,28 g_{NOx}/kWh dans les « coûts de référence » pour les cycles combinés à gaz et les centrales charbon avec pulvérisation et traitement des fumées. Pour le fioul, elles sont de 1,8 g_{NOx}/kWh pour les centrales actuelles et de 1,36 g_{NOx}/kWh pour les turbines à combustion.

¹²⁰ Les émissions sont de 0,28 g_{SO2}/kWh dans les « coûts de référence » pour les centrales charbon avec pulvérisation et traitement des fumées. Pour le fioul, elles sont de 3,7 g_{SO2}/kWh pour les centrales actuelles et de 1,23 g_{SO2}/kWh pour les turbines à combustion.

7 Annexes

7.1 Glossaire

- ❑ ADEME : Agence gouvernementale De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
- ❑ ASN : Autorité de sûreté nucléaire
- ❑ ATEE : association technique énergie environnement
- ❑ BBC : Boutre Broc Carros (projet de ligne électrique)
- ❑ CCG : cycle combiné à gaz
- ❑ CEREN : Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
- ❑ CITEPA : Centre Interprofessionnel d'Etudes de la Pollution Atmosphérique
- ❑ CO₂ : gaz carbonique ou dioxyde de carbone
- ❑ CRE : commission de régulation de l'énergie
- ❑ CSPE : contribution au service public de l'électricité
- ❑ CTC : collectivité territoriale de Corse
- ❑ DCE : directive cadre sur l'eau
- ❑ DGEMP : Direction Générale Energie et Matières Premières du Ministère de l'Industrie
- ❑ DGSNR : Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection
- ❑ EnR : énergies renouvelables
- ❑ EPR : european pressurized reactor
- ❑ ETSO : European Transmission System Operators
- ❑ GES : gaz à effet de serre
- ❑ GIC : grandes installations de combustion (directive)
- ❑ GNL : gaz naturel liquéfié
- ❑ INSEE : Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
- ❑ Kd : coefficient de disponibilité
- ❑ Ku : coefficient d'utilisation
- ❑ kV : kilo volt
- ❑ kW, MW, GW : kilo, méga et gigawatt (unité de puissance – resp. 10³, 10⁶, 10⁹ Watt)
- ❑ kWh, MWh, GWh, TWh : kilo, méga, giga et térawattheure
(unité d'énergie– resp. 10³, 10⁶, 10⁹, 10¹² Wattheure)
- ❑ lb : livre (quantité d'uranium)
- ❑ LFC : lit fluidisé circulant (type de centrale au charbon)
- ❑ Mbtu : millions de *british thermal units* (volume de gaz en unité thermique)
- ❑ MVA : Méga Volt-Ampère
- ❑ NOx : oxyde d'azote
- ❑ OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques
- ❑ PIB : produit intérieur brut
- ❑ PLEMA : projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques
- ❑ PNAQ : plan national d'allocation de quotas
- ❑ PPI : programmation pluriannuelle des investissements de production électrique
- ❑ RTE : Réseau de Transport Electrique
- ❑ SACOI : Sardaigne Corse Italie (ligne électrique sous-marine)
- ❑ SARCO : Sardaigne Corse (ligne électrique sous-marine)
- ❑ SO₂ : dioxyde de soufre

- ❑ SNR : schéma national de réduction (directive GIC)
- ❑ STEP : station de transfert d'énergie par pompage
- ❑ tep : tonne équivalent pétrole
- ❑ TAC : turbine à combustion
- ❑ TCAM : taux de croissance annuel moyen
- ❑ TIGF : Total Infrastructure Gaz France
- ❑ THT : très haute tension
- ❑ UCTE : Union for the co-ordination of transmission of electricity
- ❑ UFE : union française de l'électricité
- ❑ VLE : valeur limite d'émission (directive GIC)

7.2 Tableau de synthèse de l'étude ExterneE

	External costs								Prices	
	Coal and lignite	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	Wind	Price of industrial electricity	Price of household electricity	
	EU	-	-	-	-	-	-	-	5.6	11.1
Austria	-	-	1-3	-	2-3	0.1	-	7.8	12.5	
Belgium	4-15	-	1-2	0.5	-	-	-	6.3	12.4	
Denmark	4-7	-	2-3	-	1	-	0.05	7.6	16.7	
Germany	3-6	5-8	1-2	0.2	3	-	0.1-0.2	6.2	13.9	
Spain	5-8	-	1-2	-	-	-	0.2	5.7	8.1	
Finland	2-4	-	-	-	1	-	-	4.3	6.7	
France	7-10	8-11	2-4	0.3	1	1	-	5.5	10.6	
Greece	5-8	3-5	1	-	0-1	1	0.2-0.3	4.0	5.1	
Ireland	6-8	-	-	-	-	-	-	4.9	6.6	
Italy	-	3-6	2-3	-	-	0.3	-	7.0	16.8	
Netherlands	3-4	-	1-2	0.7	0.5	-	-	5.4	14.6	
Portugal	4-7	-	1-2	-	1-2	0.2	-	4.7	9.1	
Sweden	2-4	-	-	-	0.3	0.03	-	3.3	9.0	
UK	4-7	3-5	1-2	0.3	1	0-0.7	0.1-0.2	5.9	7.5	

Source : Energy and environment in the European Union, Environmental issue report No 31, European Environment Agency, 2002, p. 58.

7.3 Black-out et reconstitution du réseau

7.3.1 Les causes de la survenue d'un black-out

Un black-out est l'incident le plus grave en matière de fourniture d'électricité : il consiste en l'incapacité à fournir ne serait-ce qu'un seul usager. De tels événements sont survenus en Amérique du Nord et en Italie en 2003 ainsi qu'en Corse le 16 octobre 2005. Il importe de comprendre comment une telle situation peut arriver alors que de nombreux moyens de production et de transport d'électricité sont en service.

La fourniture d'électricité est aujourd'hui assurée par des réseaux d'électricité interconnectés afin de permettre une meilleure sécurité et qualité de fourniture à l'ensemble des clients : si chaque

consommateur fonctionnait en autarcie électrique, il serait tributaire de son ou ses moyen(s) de production. A capacité de production installée égale, la qualité de sa fourniture serait bien inférieure à celle que lui offre un réseau interconnecté. La contrepartie est qu'une panne générale ou black-out peut survenir.

Un système interconnecté a deux composantes essentielles : les groupes de production d'électricité et le réseau électrique. Ces deux composantes, conjointement ou non, peuvent être la cause d'un black-out.

A l'origine de tout black-out survient au moins un incident, sur un groupe de production ou sur une ligne électrique. Le système électrique doit alors s'adapter à cet incident, en augmentant la production de certains groupes et/ou en modifiant le transit électrique sur certaines lignes. La règle de conduite des réseaux d'électricité est de pouvoir faire face à la survenue d'un incident, i.e. le risque « N-1 ».

Pour autant, il peut se trouver des cas où ce risque n'est pas couvert ou des cas où plusieurs incidents surviennent. Le système peut alors s'avérer incapable de répondre, ce qui conduit à l'écroulement du réseau, par exemple :

- les moteurs des groupes de production peuvent sortir de leur plage de fonctionnement et se retrouver en survitesse pour répondre à la demande, aux variations de fréquence... Leurs protections se déclenchent alors et les déconnectent du réseau. L'ensemble des moteurs se retrouvent alors déconnectés en cascade.

- une ligne électrique peut se retrouver en surcharge et se voir déconnectée du réseau. Le transit se reporte sur d'autres lignes, à leur tour en surcharge...

- les 2 situations peuvent être combinées.

Pour éviter des black-out, le gestionnaire de réseau peut avoir recours à des délestages préventifs (mais ceci suppose que le risque ait été identifié à l'avance). C'est ce qui a conduit eDF à réaliser des délestages tournants en Corse en février – mars 2005 afin d'éviter des coupures générales.

7.3.2 Le retour à la normale : la reconstitution du réseau

Une fois qu'un black-out est survenu, la reconstitution du réseau s'avère délicate car il faut éviter tout nouvel incident, ce qui suppose de recoupler au réseau des clients en l'accompagnant simultanément d'une augmentation de la puissance produite et que ceci survienne sans surcharger une ligne, rompre le synchronisme, faire varier trop fortement la fréquence...

Le redémarrage se fait donc avec l'ensemble des moyens de production hors tension. Il commence avec les groupes de « black start », i.e. fonctionnant sans alimentation extérieure puisque la puissance livrée est nulle. Dans cette perspective, l'hydroélectricité s'avère particulièrement intéressante.

Puis, pour chaque augmentation de puissance, il est nécessaire de mettre en face la consommation équivalente, ce qui conduit à un fonctionnement par paliers.

Cette opération a duré de l'ordre de 3 heures en Corse le 16 octobre 2005, 19 heures en Italie en 2003 et 24 heures pour New York également en 2003 (avec une semaine de coupures tournantes en Ontario).

7.4 Composition du groupe chargé des travaux préparatoires au rapport

Président

- M. Falque-Pierrotin (haut fonctionnaire du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Directeur général de l'industrie, des technologies de l'information et des postes du 28 novembre 2003 jusqu'au 9 février 2005)

Rapporteur

- M. Branche (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières - Direction de la demande et des marchés énergétiques)

Membres

- Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
 - M. Dambrine (Haut fonctionnaire de développement durable)
 - M. Prévôt (Conseil Général des Mines)
 - M. Maillard (Directeur général de l'énergie et des matières premières)
 - Mme Rousseau (Direction générale de l'énergie et des matières premières - Directrice de la demande et des marchés énergétiques)
 - MM. Vincent, Locufier (Direction générale de l'énergie et des matières premières – Direction des ressources énergétiques et minérales)
 - Mme Scherrer, M. Lavergne (Direction générale de l'énergie et des matières premières – Observatoire de l'Energie)
 - MM. Becker, Delattre (Direction générale du trésor et de la politique économique)
- Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable
 - MM. Galtier, Delalande, Lesieur (Direction des études économiques et de l'évaluation environnementale)
- Mission interministérielle de l'effet de serre
 - M. Meyer
- Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale
 - MM. Pennequin, Vermeulen
- Commissariat Général au Plan
 - M. Wiedemann-Goiran

7.5 Personnes associées aux travaux préparatoires

- Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
 - Mmes Thiénard, Gouider, M. Meuric
(Direction générale de l'énergie et des matières premières – Observatoire de l'Energie)
 - Mmes Tordjman, Sagnac, Leclercq, Au, MM. Hulot, Mattatia, Dupuis, Perrin, Molho, Barthe, Profizi, Jurczak, Bouley, Holuigue, Griffé, Nizri, Blanc, Cadiou, Chrupek
(Direction générale de l'énergie et des matières premières - Direction de la demande et des marchés énergétiques)
 - Mme Mercier, M. Sanchez
(Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières – Direction des ressources énergétiques et minérales)
 - M. Leteutrois (Conseil Général des Mines)
 - M. Boivin (Direction générale du trésor et de la politique économique - Réseau Energie)
- Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable
 - Mme Bazerque, M. Vernier (Direction de l'Eau)
 - Mme Rocard, Allaux, Berthier (Direction de la prévention des pollutions et des risques)
- Ministère de l'Agriculture et de la Pêche
 - Mme Joucla (Sous-Direction Forêt et Bois)
- Secrétariat Général de la Mer
 - M. Le Visage
- Ministère de l'Equipement
 - Mme Vincent, MM. Jacq, Faure
- Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection
 - M. Gupta, Dupuy (Réacteurs de puissance)
- Ministère de l'Outre-Mer
 - M. Brégent
- Directions Régionale de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement
 - Mme Loubet (Ile de France)
 - M. Puget (PACA)
 - MM. Picard, Peaucelle (Bretagne)
 - M. Terazzi, Portalier (Corse)
 - M. Ardin (Réunion)
 - M. Guyard (Guyane)
- Direction de l'Agriculture et de la Forêt de Guyane
 - M. Clément
- Préfecture Ile de France
 - M. Demaille
- Agence pour le Développement Economique de la Corse
 - M. Zonenberg
- Secrétariat général pour les affaires Corse
 - M. Costagliola
- Conseil de la Collectivité Territoriale de Corse
 - M. Fenet (Explicit)
 - M. Lacroix (Cabinet d'avocats Philippe Petit)

- ADEME
 - M. Bal (Directeur des énergies renouvelables, des réseaux et des marchés énergétiques)
 - M. Istria (Délégation régionale Corse)
 - M. Pouet (Chef de projet Bois – Energie)
 - Mme Wenisch, M. Cheverry (Direction Déchets et Sols)
- RTE
 - MM. Verseille, Roudergues, Pharabod, Bué
- eDF
 - M. Scherrer (Direction de la Stratégie Groupe)
 - M. Burtin, Schoose (Direction Optimisation Amont Aval Trading)
 - M. Verry (Directeur délégué à la production thermique)
 - M. Graillat (Production-Ingénierie)
 - M. Jeandron (Direction Développement Durable)
 - M. Hanus (Stratégie gaz Europe)
 - M. Meslier
 - M. Fraisse (Réseau de distribution)
 - MM. Renoult, Lhuissier, Capy, Sauviat (Systèmes énergétiques insulaires)
 - MM. Marchand, Rezakhanlou, Gros-Bonnivard (eDF/R&D)
- SNET
 - Mme Delecour, MM. Munoz, Tembours, Rollin, Laclergue (Direction de la stratégie)
 - M. Brunello (Direction de la production - Responsable environnement)
- Suez - Electrabel
 - M. Nossent (Suez - Direction de la stratégie)
 - Mme Boucher (Electrabel – Direction de la stratégie)
 - MM. Lermusieau, Séjourné, Weisrock (Electrabel France)
- Gaz de France
 - M. Meynard (Direction de l'Information et des Affaires Publiques)
 - M. Sire, Madiec, Guégan (Direction de la Stratégie)
 - M. Geneix (Négoce)
 - M. Leroy, Le Bitoux, Laurelut (Direction Transport)
 - Mme Gitton (Direction de la Recherche)
- Total
 - M. Aldebert (Total Stockage Gaz France)
 - M. Lautard (Gaz et Electricité UK)
 - M. Delafosse (GSO - Direction Développement Commerce)
- Dalkia
 - Mmes Bellon, Lambinon, M. Barroyer
- Elyo
 - M. Courtes, Schneider
- TIRU
 - M. Le Meitour
- Electricité de Mayotte
 - M. Greco
- Syndicat des Energies Renouvelables
 - MM. Antolini, Saglio, Armitano, Delacroix, Guignard, Mine
- Groupement des Producteurs Autonomes d'Energie hydroélectrique
 - MM. Naacke, Roussel

- Fédération Electricité Autonome de France
 - Mme Roussel
- ATEE
 - M. Canal (Club Cogénération)
 - M. Servais (Club Biogaz)
- Union française de l'électricité
 - M. Boigegrain
- FG3E
 - Mme Descat, M. de Beaurepaire
- SERCE
 - M. Bouquillon
- UNIDEN
 - M. Aghetti
- COPACEL
 - M. Brûlé
- BRGM
 - MM. Fouillac, Hanot
- Institut français du pétrole
 - M. Rojey
- Commissariat à l'énergie atomique
 - M. Pradel
- Ineris
 - M. Soleille
- Association française du gaz
 - M. Lu, Onfroy
- Uprigaz
 - M. Raoux
- WWF
 - M. Toulouse
- Enerdata
 - M. Château
- CFTC
 - M. Auguste, Drapier, Hallay, Havez
- CGT
 - MM. Barra, Cordonnier, Roulot
- CFE/CGC
 - MM. Pereira, Schorp, Humbert, Reynaud
- FCE/CFDT
 - M. Dumontier, Quarez
- FO
 - M. Cahen, Chauvel, Le Houérou, Nembri