



**Projet de Rapport au Parlement
Document de travail pour le 3^{ème} comité de suivi**

**Programmation pluriannuelle des investissements
de production électrique**

Période 2009 - 2020

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Le Ministre d'Etat

Paris, le 11 JUIL. 2008

Nos réf. : D08011287

Monsieur le Directeur Général,

Dans la lutte contre le changement climatique, la France se place sur la trajectoire d'une division par quatre de ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 et entend contribuer de manière ambitieuse et déterminée au triple objectif européen d'une réduction de 20% de nos consommations énergétiques, d'une part de 20% des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie et d'une diminution de 20% de nos émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020.

Cette ambition exige un vaste plan d'action : la hausse durable du prix des énergies fossiles et le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ nous imposent d'adapter nos modes de consommation et de production d'énergie. Face aux urgences climatique et énergétique, la France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre.

Pour lutter contre le changement climatique et contribuer à un environnement respectueux de la santé, le Grenelle de l'environnement amorce une transition de la France vers une nouvelle économie compétitive, dont le nouveau modèle de développement respecte l'environnement et allège les besoins en ressources rares. En particulier, le Grenelle de l'environnement a fait de la réduction de nos besoins en énergie notre impératif premier.

La mise en œuvre des décisions du Grenelle de l'environnement doit permettre à la France d'entrer dans l'ère de la sobriété et de l'efficacité énergétiques. Il est donc à présent nécessaire de doter la France d'une nouvelle feuille de route en matière de production d'énergie. C'est pourquoi je souhaite que soit lancé sans délai un exercice de programmation des investissements de production et d'approvisionnement en énergie de la France à l'horizon 2020.

Notre responsabilité est de préparer et d'accompagner la France dans cette transition énergétique. Pour cela, la France doit engager un vaste programme d'équipement en énergies non carbonées. En particulier, nous devons intensifier massivement le développement des énergies renouvelables et établir le calendrier de mise en place du programme de centrale nucléaire de 3^{ème} génération lancé par le Président de la République.

J.

Monsieur Pierre-Franck CHEVET
Directeur général de l'énergie et du climat
61, bd Vincent-Auriol
75703 PARIS CEDEX 13

Présent
pour
l'avenir

Hôtel de Roquelaure – 246, boulevard Saint-Germain 75007 Paris
Tél. : 01 40 81 21 22 - www.developpement-durable.gouv.fr

www.developpement-durable.gouv.fr

La loi prévoit que le Gouvernement remette au Parlement trois rapports : une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, de chaleur et un plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz. Alors même que les précédentes programmations ne datent que de 2006, la mutation de notre modèle énergétique dans laquelle nous nous engageons exige leur renouvellement. Je vous demande de lancer de façon simultanée la révision de ces trois exercices, avec l'objectif d'une présentation au Parlement avant la fin de l'année 2008.

*

Ces futures programmations préciseront les objectifs français en matière de développement des énergies renouvelables, de développement des infrastructures gazières, de révision du parc de production d'électricité thermique et examineront à quel horizon la France devra engager de nouveaux investissements de production d'électricité nucléaire pour assurer son indépendance énergétique. A cet égard, l'absence de création de nouveau site nucléaire annoncée par le Président de la République sera prise en compte dans votre analyse.

En matière de chaleur, vous concentrerez vos propositions sur l'orientation de l'action publique en matière de développement de la chaleur renouvelable, après élaboration des coûts de référence de la production de chaleur.

Votre analyse prendra en considération les perspectives d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réduction de notre dépendance aux énergies fossiles. Vous intégrerez les orientations prises par le Grenelle de l'environnement qui peuvent se traduire par le développement de nouveaux usages de l'électricité (voitures électriques notamment).

En outre, dans un contexte d'interconnexion croissante des marchés européens de l'électricité et du gaz et de renchérissement de l'énergie, cette planification doit marquer la contribution française à la solidarité énergétique européenne et à l'ambition de l'Europe en matière de lutte contre le changement climatique.

Par ailleurs, vous prendrez en compte dans votre analyse l'opportunité que peut représenter pour les entreprises françaises l'émergence de filières énergétiques nouvelles.

*

Pour conduire cet exercice, vous mettrez à profit les propositions des comités opérationnels du Grenelle de l'environnement ainsi que les conclusions de l'étude des coûts de référence de la production d'électricité. En termes de prévisions de consommation d'énergie, vous vous référerez notamment aux scénarii élaborés par l'Observatoire de l'énergie.

Vous associerez les collectivités territoriales à l'élaboration de ces documents pour la partie relative aux zones insulaires. Vous veillerez à ouvrir régulièrement vos travaux à l'ensemble des parties prenantes.

Vous me transmettez vos projets de rapport fin 2008.

Je vous prie de croire, Monsieur le Directeur Général, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.



Jean-Louis BORLOO

Sommaire

Lettre de mission

Introduction	7
---------------------	----------

Synthèse	10
-----------------	-----------

I Perspectives et enjeux de la production électrique	13
---	-----------

I.1 La production électrique française	13
---	-----------

<i>I.1.1 Evolution de 1970 à 2007</i>	13
---------------------------------------	----

<i>I.1.2 En 2007</i>	14
----------------------	----

I.2 Les coûts de référence de la production électrique	15
---	-----------

<i>I.2.1 Méthodologie</i>	15
---------------------------	----

<i>I.2.2 Hypothèses macroéconomiques</i>	16
--	----

<i>I.2.3 Production centralisée</i>	16
-------------------------------------	----

<i>I.2.4 Production décentralisée</i>	18
---------------------------------------	----

I.3 L'ouverture à la concurrence et l'intégration des marchés européens de l'électricité	20
---	-----------

<i>I.3.1 L'ouverture à la concurrence</i>	20
---	----

<i>I.3.2 L'intégration des marchés européens</i>	21
--	----

I.4 La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française	22
---	-----------

I.5 La PPI arrêtée en juillet 2006	23
---	-----------

I.6 La lutte contre le changement climatique	25
---	-----------

<i>I.6.1 Le Protocole de Kyoto</i>	25
------------------------------------	----

<i>I.6.2 Le Plan Climat</i>	26
-----------------------------	----

<i>I.6.3 La directive Quotas et le système communautaire d'échange de quotas d'émission</i>	26
---	----

<i>I.6.4 Le Paquet "Energie Climat"</i>	26
---	----

I.7 Le Grenelle de l'environnement	28
---	-----------

<i>I.7.1 La démarche</i>	28
--------------------------	----

<i>I.7.2 Le comité opérationnel n°10 consacré aux énergies renouvelables</i>	29
--	----

<i>I.7.3 Le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement</i>	29
--	----

<i>I.7.4 Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France</i>	30
--	----

<i>I.7.5 Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement</i>	32
--	----

II La demande d'électricité pour la France continentale	33
--	-----------

II.1 Les scénarios du bilan prévisionnel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité élaboré par RTE	33
---	-----------

<i>II.1.1 Le cadre d'hypothèses</i>	33
-------------------------------------	----

<i>II.1.2 Les résultats</i>	34
-----------------------------	----

II.2 Le scénario tendanciel de référence à l'horizon 2030, élaboré par la DGEMP	34
--	-----------

<i>II.2.1 Le cadre d'hypothèses</i>	34
-------------------------------------	----

<i>II.2.2 La méthode</i>	35
--------------------------	----

<i>II.2.3 Les résultats</i>	35
-----------------------------	----

II.3 L'impact des mesures du Grenelle de l'environnement	36
---	-----------

<i>II.3.1 Le scénario Grenelle</i>	36
------------------------------------	----

<i>II.3.2 Le cadre d'hypothèses</i>	36
-------------------------------------	----

<i>II.3.3 Les résultats</i>	37
-----------------------------	----

<i>II.3.4 La consommation d'électricité à l'horizon 2020</i>	37
--	----

II.4 Prévisions du niveau de pointe de la demande	39
--	-----------

II.5 Eclairage complémentaire sur quelques déterminants de la demande à l'horizon 2020	40
---	-----------

<i>II.5.1 Le chauffage électrique</i>	40
---------------------------------------	----

<i>II.5.2 Les véhicules électriques</i>	40
---	----

II.5.3 Les effacements de consommation	41
III Les filières de production d'électricité	43
III.1 Le nucléaire	43
III.1.1 Le parc actuel	43
III.1.2 Le fonctionnement du parc	43
III.1.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020	46
III.2 Le parc thermique classique centralisé	48
III.2.1 Le parc actuel	48
III.2.2 L'amélioration de la qualité de l'air	49
III.2.3 Les cycles combinés à gaz (CCG)	51
III.2.4 Les centrales à charbon	53
III.2.5 Les moyens thermiques pour la production de pointe	54
III.3 La cogénération au gaz naturel	56
III.3.1 Le cadre économique et réglementaire	56
III.3.2 L'intérêt des cogénérations dans le parc de production français	56
III.3.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020	57
III.4 Les énergies renouvelables	58
III.4.1 Le rôle des énergies renouvelables dans la production électrique française	58
III.4.2 L'hydraulique	59
III.4.3 L'éolien	62
III.4.4 Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique	64
III.4.5 La biomasse	67
III.4.6 La géothermie, les technologies marines	68
IV Réconciliation offre demande	69
IV.1 Les gestion opérationnelle de l'équilibre offre demande	69
IV.2 Le dimensionnement du parc de production	69
IV.2.1 Les simulations du gestionnaire de réseau	69
IV.2.2 Le critère d'adéquation	70
IV.3 Le mix énergétique français optimal	71
IV.3.1 L'optimisation économique du parc	71
IV.3.2 Les choix de la PPI	71
V Les zones de tension non insulaires	73
V.1 La Bretagne	73
V.2 Provence - Alpes - Côtes d'Azur	76
V Les zones non interconnectées	81
Annexe : Liste des invités au comité de suivi	82

Figures

Figure 1 : Evolution de la production brute d'électricité entre 1970 et 2007 - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD).....	13
Figure 2 : Consommation finale d'électricité par secteur de 1970 à 2007 - Source SOeS	14
Figure 3 : Production française d'électricité en 2007 par filière de production - Source SOeS	14
Figure 4 : Consommation d'énergie finale française en 2007 - Source SOeS.....	15
Figure 5 : Compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz en fonction de la durée annuelle d'appel hors coût du CO2 et dans les hypothèses centrales.....	17
Figure 6 : Compétitivité relative du nucléaire, du gaz et du charbon en base en intégrant un coût du CO2 de 50€/t (indice 100 = EPR de série en base).....	18
Figure 7 : Coûts de production en base pour une mise en service en 2012 dans les hypothèses centrales	19
Figure 8 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les énergies primaires renouvelables - * les valeurs retenues pour les objectifs 2015 comprennent celles retenues pour 2010	24
Figure 9 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les énergies primaires non renouvelables	24
Figure 10 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les zones non interconnectées.....	25
Figure 11 : Décomposition par filière de l'objectif +20Mtep du COMOP 10 à l'horizon 2020 (en Mtep).....	29
Figure 12 : Méthode appliquée pour construire les scénarios	35
Figure 13 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario tendanciel.....	36
Figure 14 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario Grenelle	37
Figure 15 : Demande en électricité en TWh en 2020 par scénario : tendanciel, Grenelle et Grenelle différé	38
Figure 16 : Comparaison entre scénarios de la DGEC et scénarios de RTE.....	39
Figure 17 : Energie et puissance de pointe en 2020 selon le scénario.....	39
Figure 18 : Parc nucléaire installé au 1er janvier 2008	43
Figure 19 : Comparaison en 2006 de la production nucléaire et de la demande en électricité - Source EDF	44
Figure 20 : Evolution du Kd de 1999 à 2007 - Source EDF	45
Figure 21 : Evolution du Ku de 1999 à 2007 - Source EDF	45
Figure 22 : Evolution de la production nette du parc REP en TWh de 1998 à 2007 - Source EDF.....	46
Figure 23 : Placement des 3èmes et 4èmes visites décennales du palier 1300 MW et des 4èmes visites décennales du palier 900 MW - Source EDF	47
Figure 24 : Liste des installations appartenant au schéma national de réduction des émissions.....	50
Figure 25 : Liste des 20 tranches de CCG ayant obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108.....	52
Figure 26 : Parc charbon - Source EDF et SNET.....	53
Figure 27 : Parc fioul : centrales fioul-vapeur et turbines à combustion - Source EDF	55
Figure 28 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario à cadre inchangé.....	58
Figure 29 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario objectif... ..	58
Figure 30 : Scénario de référence et analyse volontariste du COMOP 10 concernant le développement de l'hydraulique.....	61
Figure 31 : Puissance éolienne raccordée au 30 septembre 2008 (en MW) - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au développement durable (CGDD) d'après ERDF et RTE .	62
Figure 32 : Puissance du parc éolien installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SOeS d'après ERDF et RTE.....	63
Figure 33 : Puissance du parc photovoltaïque raccordé au 30 septembre 2008 (en MW) - Source SoeS d'après ERDF et RTE	65
Figure 34 : Puissance du parc solaire installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SoeS d'après ERDF et RTE	65
Figure 35 : Méthodologie employée par RTE pour modéliser l'équilibre offre demande électrique en France continentale	70
Figure 36 : Réseau électrique de la région PACA - Source RTE.....	77
Figure 37 : Solution retenue pour la sécurisation de l'alimentation électrique en PACA	79

Introduction

Dans le contexte énergétique en évolution rapide, la France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre. Ainsi, la politique énergétique française doit conjuguer, dans le cadre de l'intégration des marchés européens, l'impératif de la lutte contre le changement climatique, la nécessité d'assurer la sécurité de notre approvisionnement et la maîtrise de l'impact de l'évolution des prix des énergies fossiles. Ainsi, la France a souhaité se doter d'outils permettant de décliner ses objectifs stratégiques en terme de production d'électricité et de chaleur et d'infrastructures gazières.

La révision conjointe des programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production d'électricité et de chaleur et du plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP), annoncée par Jean-Louis Borloo, Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, est le moyen privilégié pour établir notre feuille de route en matière énergétique à l'horizon 2020 en cohérence avec les objectifs européens et les ambitions affichées en conclusion du Grenelle de l'environnement.

Dans la lettre de mission du 11 juillet 2008 adressée au Directeur Général de l'Energie et du Climat (cf. annexe), le Ministre d'Etat rappelle que ces travaux devront intégrer les orientations du Grenelle de l'Environnement comprenant une meilleure maîtrise de la demande énergétique et un vaste programme d'équipement en énergies non carbonées. Ils devront aussi traduire la volonté française de contribuer activement aux objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables, de réduction des consommations énergétiques et de sécurité d'approvisionnement.

La PPI de production d'électricité

La PPI de production d'électricité 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 et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale.

Le présent document (correspondant à l'exercice PPI 2009) constitue le troisième rapport au Parlement. Le premier rapport avait été transmis au Parlement le 29 janvier 2002 et avait conduit à la prise d'un arrêté ministériel le 7 mars 2003. Le second rapport avait été remis au Parlement le 13 juin 2006 et l'arrêté PPI avait été pris le 7 juillet 2006.

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 par le passé de lancer cinq appels d'offres pour la production électrique d'origine renouvelable : trois concernant la production à partir de biomasse (216 MW autorisés en janvier 2005 ; 22 projets autorisés en juin 2008 pour un total de 300 MW ; un appel d'offre lancé fin 2008 pour 250 MW), un concernant la production éolienne en mer (105 MW autorisés en septembre 2005), et un concernant la production éolienne terrestre (près de 300 MW autorisés 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. Sur la base de l'arrêté PPI 2006, ont été lancés deux appels d'offres pour la développement d'installations de production d'électricité à partir de biomasse : un en 2006 pour une puissance totale de 300 MW et un fin 2008 pour une puissance totale de 250 MW.

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 (article 10 de la loi du 10 février 2000).

Toutefois la PPI de production d'électricité reste un document indicatif sans caractère prescriptif ou planificateur. Dans le cadre libéralisé du secteur de l'énergie, la PPI fixe des objectifs de développement du parc de production à moyen terme mais ne se prononce pas sur les conditions (maître d'ouvrage, localisation, dimensionnement, spécifications techniques) de réalisation de ces investissements. Il appartient aux entreprises de réaliser leurs propres simulations et d'en tirer, en ce qui les concerne, les conclusions appropriées.

Ainsi, la PPI constitue la vision qu'ont les pouvoirs publics de l'avenir du parc de production d'électricité :

- 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. Elle a, par exemple, constitué une base construite et partagée de base pour l'évaluation des besoins de quotas de CO₂ pour le deuxième PNAQ, pour la production d'électricité.

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

L'article 6 du titre II de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui institue la PPI élaborée par le Gouvernement, prévoit également que « pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment [...] 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 ». Les conditions d'élaboration de ce bilan prévisionnel ont été précisées par le décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006.

Les bilan prévisionnels de RTE, ou EDF-SEI pour les zones non interconnectées, relèvent exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et jouent, à ce titre, un rôle d'information et 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.

L'élaboration de la PPI de production d'électricité 2009

Un comité de suivi - regroupant les industriels, les associations, les syndicats, les collectivités territoriales et les représentants de l'Etat dont la liste est donnée en annexe - a été mis en place pour élaborer les PPI de production de chaleur et d'électricité et le PIP dans le secteur du gaz. Le comité de suivi s'est réuni à trois reprises : fin septembre 2008 pour lancer les travaux, mi novembre 2008 pour faire un point d'étape et fin janvier 2009 pour donner un avis sur le projet de rapport.

Dans le cadre de la PPI de production d'électricité, l'ensemble des membres du comité de suivi ont été invités à participer à des ateliers de travail. Dans une première phase, les ateliers ont été consacrés aux différentes filières de production d'électricité : nucléaire, production thermique centralisée, cogénération et énergies renouvelables. Dans un second temps, deux ateliers ont permis successivement d'identifier les perspectives d'évolution de la demande et de réconcilier l'offre et la demande. Enfin un atelier a été consacré spécifiquement à la Bretagne, étant donné la fragilité électrique de cette région.

La PPI de production électrique traite aussi des zones non interconnectées au système électrique métropolitain à savoir la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane française, La Réunion ainsi que Saint Martin, Saint Barthélemy, Mayotte et Saint Pierre et Miquelon. Des réunions spécifiques à chacune de ces zones non interconnectées seront organisées en janvier et février 2009 et feront l'objet d'un complément au présent rapport.

L'horizon retenu pour cet exercice PPI est 2020. A cette échéance, les sujets principaux pour la production électrique en France concernent l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement en terme de maîtrise de la demande en énergie et de développement des énergies renouvelables, la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel et la mise en service de deux réacteurs EPR et la question du renouvellement des installations thermiques. Le présent document constitue le cadre de référence pour la programmation proprement dite, qui sera arrêtée après transmission du rapport au Parlement, publication et discussion.

Synthèse

Contexte

Cette programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), qui s'inscrit dans la droite ligne du Grenelle de l'environnement et de l'adoption du paquet européen énergie-climat en décembre 2008, décline les objectifs de la politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et compétitivité) en terme de développement du parc production électrique à l'horizon 2020. La mise en œuvre du Grenelle de l'environnement doit permettre à la France d'entrer dans l'ère de la sobriété et de l'efficacité énergétiques. La PPI contribue à la mise en œuvre de cette transition énergétique par un vaste plan d'équipement en énergies non carbonées qu'il s'agisse des énergies renouvelables ou du nucléaire.

En outre, dans un contexte d'interconnexion et d'intégration croissante des marchés européens de l'électricité, cette PPI marque la contribution française à la solidarité énergétique européenne et à l'ambition de l'Europe en matière de lutte contre le changement climatique.

La primauté de la maîtrise de la demande en énergie.

Si la PPI n'a pas pour objet d'établir un plan d'actions en terme d'économie et de maîtrise de la demande en énergie, elle se base sur les objectifs ambitieux d'économie d'énergie déclinés dans la loi de programme pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

La nécessité de gérer les incertitudes pour garantir une électricité sûre, compétitive et peu émettrice de CO₂.

A l'horizon 2020, la PPI doit intégrer de nombreuses incertitudes qu'il s'agisse de l'évolution et de la durée de vie du parc nucléaire actuel ou du rythme de concrétisation des scénarios de rupture voulus par le Grenelle de l'environnement en terme de développement des énergies renouvelables ou d'économie d'énergie. Il convient ainsi de disposer des marges de manœuvre nécessaires pour permettre de garantir une sécurité de l'approvisionnement en électricité tout en préservant la capacité de prendre toute décision relative à la sûreté de l'exploitation de notre parc nucléaire.

On souligne que ces marges de manœuvre, nécessaires pour la sécurité, permettent également de limiter le risque de hausse des prix due à un sous-dimensionnement des capacités de base du parc de production français ou européen et, si elles sont constituées de moyens de production non carbonés, contribuent à l'effort européen de réduction des émissions de CO₂ par les exportations qui pourraient doubler à l'horizon 2020.

Le développement massif des énergies renouvelables.

Dans le cadre du programme d'équipement en énergie non carbonée, la PPI poursuit le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en se basant sur les préconisations du plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale proposé par le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement.

Ainsi, la PPI retient pour l'horizon 2020 des objectifs de développement de :

- 25 000 MW éolien répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer,
- 5 400 MW solaire
- 2 300 MW de biomasse
- 7 TWh/an et 3 000 MW de capacité de pointe pour l'hydraulique

Pour permettre d'atteindre ces potentiels, un plan de développement des énergies renouvelables a été annoncé par le Ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire le 17 novembre 2008. On souligne en particulier la mise en place de schémas régionaux de l'air, du climat et de l'énergie qui permettront de faire émerger, au niveau des territoires, les potentiels et les voies de développement des énergies renouvelables et la "convention d'engagements pour le développement d'une hydroélectricité durable en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques".

L'objectif d'optimisation de l'exploitation du parc nucléaire et la mise en service de 2 EPR.

Dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en terme de sûreté, la PPI privilégie le scénario de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire actuel. Elle prend également en compte les perspectives d'optimisation et d'augmentation de puissance du parc actuel et intègre un risque sur le niveau de disponibilité.

La PPI compte également sur la mise en service des 2 premiers EPR, dont le premier à Flamanville en 2012, dans le cadre des objectifs de développement d'un parc de production compétitif et non carboné et de la nécessité de disposer de marges de manœuvre pour gérer les incertitudes à l'horizon 2020.

Un parc thermique classique minimal reste nécessaire et sera profondément modernisé pour réduire ses émissions atmosphériques.

La PPI confirme le besoin d'un parc thermique classique minimal pour le bon fonctionnement du système électrique.

Le parc de production charbon subira de profondes modifications sur la période de la PPI puisque 50% du parc actuel, correspondant aux installations les plus polluantes, sera déclassé. Par ailleurs, dans l'attente de la disponibilité des technologies de capture et stockage du CO₂, la PPI préconise de n'autoriser que les projets de centrales à charbon s'inscrivant dans une logique de démonstration de la chaîne complète CSC.

La PPI constate le grand nombre de projets de cycles combinés à gaz (CCG) (20 tranches ont été autorisées au titre de la "loi électrique" et une dizaine sont en construction), permettant de compenser le déclassement des plus anciennes centrales à charbon et de réduire les émissions atmosphériques associées. Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront la variable d'ajustement du parc de production et, suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs.

La PPI considère les centrales au fioul comme la seule alternative à l'hydroélectricité pour la production de pointe. Au-delà des programmes engagés d'investissements dans des TAC, la PPI met en évidence le caractère déterminant de l'évolution de la réglementation

environnementale pour les 5,2 GW d'installations fioul-vapeur à l'horizon 2015. Par ailleurs, la PPI relève que l'ensemble des acteurs souligne que le marché n'assure pas une rentabilité suffisante aux investissements dans de nouvelles capacités de production de pointe.

PACA et Bretagne : deux régions nécessitant des renforcements du système électrique.

Au-delà de la problématique de l'équilibre offre-demande national, la PPI se préoccupe de l'approvisionnement des consommateurs lié avec une problématique de réseau. L'est-PACA et la région Bretagne sont confrontés à des besoins spécifiques et urgents. Dans les deux cas, le développement d'actions de maîtrise de la demande et le développement de la production décentralisée contribuent à améliorer la situation, néanmoins il est urgent, pour PACA, de renforcer le réseau THT notamment par un maillage à 225 kV suite à l'abandon du projet Boutre-Broc Carros et, pour la Bretagne, d'implanter un moyen de production assurant une puissance garantie dans la région de St Brieuc.

Travaux à mener à l'issue de la PPI.

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

- la maîtrise de la demande à la pointe par le biais d'une valorisation adéquate des effacements de consommation ;
- le financement des capacités de production de pointe ;

I Perspectives et enjeux de la production électrique

I.1 La production électrique française

I.1.1 Evolution de 1970 à 2007

La structure du parc de production français s'est considérablement modifiée depuis 30 ans. Ainsi, à la suite du premier choc pétrolier de 1973, la France a mis en place un programme électronucléaire de grande envergure, à partir de 1974, qui 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 15 TWh bruts en 1973 à 440 TWh en 2007, s'est donc accompagnée d'une réduction de la production thermique classique. Les 62 TWh qu'elle atteint en 2007 représentent environ 50 % de son niveau de 1973 et repose majoritairement sur des centrales au charbon. Le charbon constitue encore le combustible majoritaire, mais le gaz naturel a beaucoup progressé, en particulier grâce à l'augmentation de la cogénération. Même s'il n'apparaît pas encore clairement sur le graphique ci-dessous, le récent développement de l'éolien est remarquable puisque sa production est passée de 1 TWh en 2005, à 2,2 TWh en 2006 et à 4 TWh en 2007.

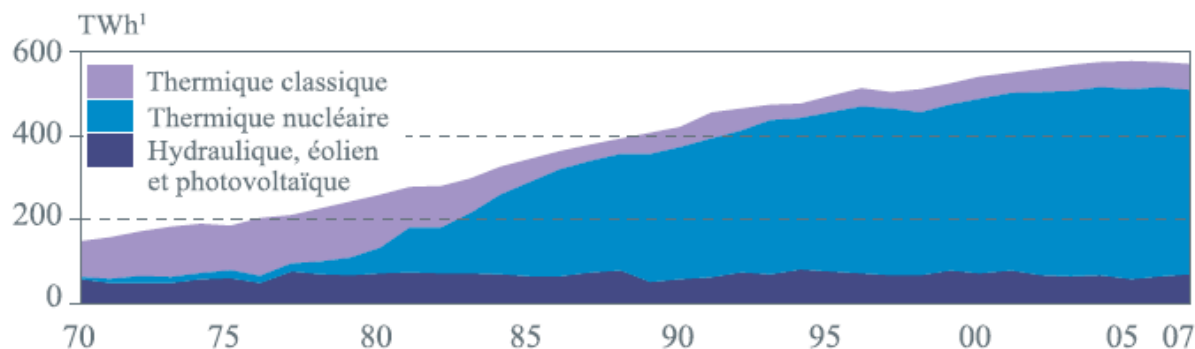


Figure 1 : Evolution de la production brute d'électricité entre 1970 et 2007 - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD)

Entre 1973 et 2007, la consommation intérieure d'électricité s'est développée deux fois plus vite que l'ensemble de la consommation d'énergie. La consommation finale d'électricité a presque triplé sur cette période, passant de 151 TWh en 1973 à 434 TWh en 2007. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel tertiaire qui est passé de 59 TWh en 1973 à 284 TWh en 2007.

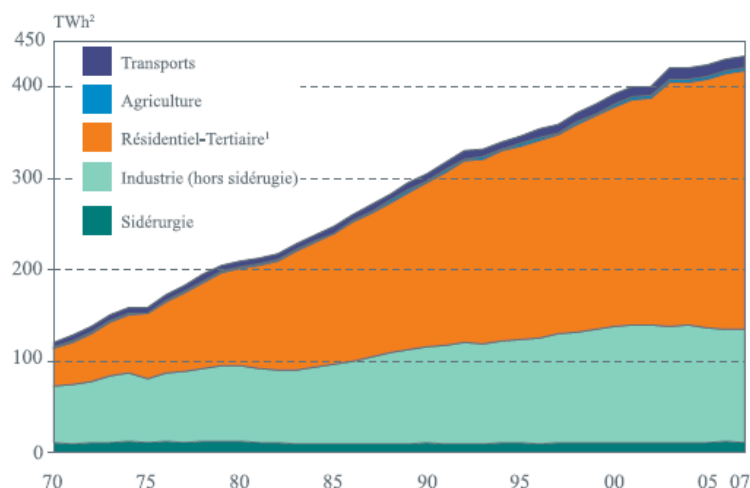


Figure 2 : Consommation finale d'électricité par secteur de 1970 à 2007 - Source SOeS

1.1.2 En 2007

La production totale nette française d'électricité a atteint 544,4 TWh en 2007, en baisse de 4,4 TWh soit -0,8% par rapport à 2006. La répartition entre les différentes filières de production est la suivante :

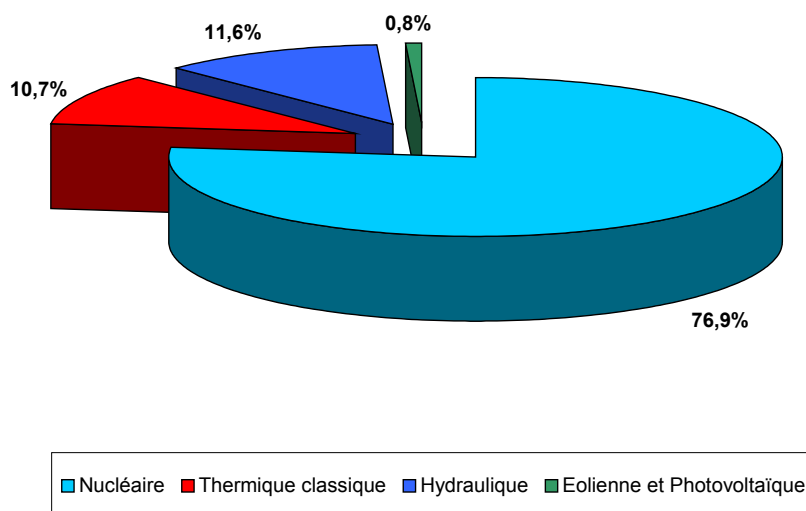


Figure 3 : Production française d'électricité en 2007 par filière de production - Source SOeS

Les évolutions par filière ont été contrastées en 2007 puisque le nucléaire a reculé de 2,3% tandis que les autres filières ont progressé : +3,6% pour l'hydraulique, +2,7% pour le thermique classique et +84,9% pour l'éolien et le photovoltaïque.

La consommation finale d'électricité s'est élevée à 434 TWh en 2007 soit une hausse de +0,9% par rapport à 2006. La répartition de la consommation en différents usages est la suivante :

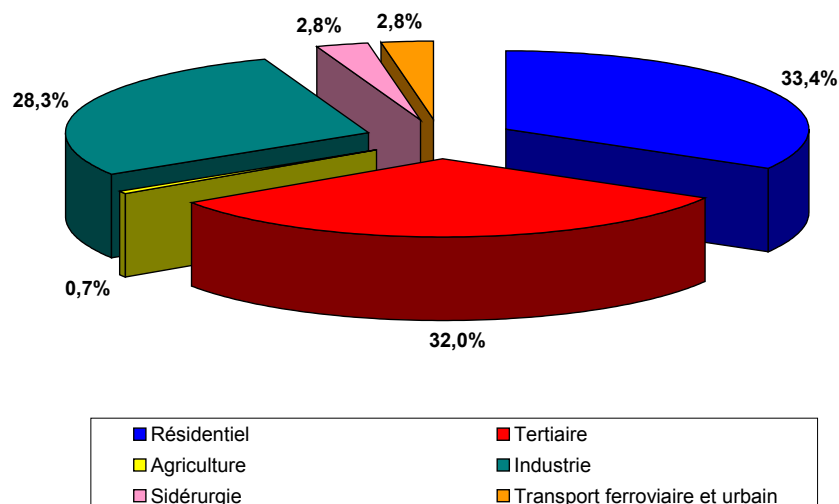


Figure 4 : Consommation d'énergie finale française en 2007 - Source SOeS

La tendance à la hausse de la consommation du résidentiel tertiaire se poursuit : +1,7% en 2007, après +2,8% en 2006 et +1,8% en 2005. En revanche la consommation de l'industrie continue de reculer avec -0,4% en 2007 à comparer aux baisses de -1,8% en 2006 et -1,1% en 2005.

I.2 Les coûts de référence de la production électrique

L'étude des coûts de référence de la production électrique, menée périodiquement par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), a pour objet de comparer dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement. En effet ces coûts complets sont essentiels pour estimer la compétitivité relative des différents moyens de production et pour déterminer l'optimum économique du parc de production français. Les résultats présentés ci-dessous sont tirés de la dernière étude en date, dont une synthèse a été publiée en octobre 2008.

I.2.1 Méthodologie

Ces coûts de référence sont basés sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le prix des combustibles, le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. L'analyse fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion de l'équilibre offre demande du système électrique. Les résultats présentés reflètent l'optique d'un investisseur privé.

L'étude considère les coûts d'installations de référence. En pratique, les conditions spécifiques du site (approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité) et les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence. Toutefois cette étude ne donne pas de coût de référence pour la production des grandes installations hydrauliques dans la mesure où il n'est pas possible de définir une installation de référence, les coûts dépendant très fortement du site considéré.

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

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

1.2.2 Hypothèses macroéconomiques

Les coûts de référence considèrent des opérations qui s'étendent sur plusieurs années. Les différents coûts (investissement, exploitation, etc...) et recettes doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur, il s'agit de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital. L'hypothèse centrale des coûts de référence retient un taux d'actualisation de 8% (en termes réels, avant impôt) cohérente avec le coût du capital considéré par les entreprises de production électrique. Par ailleurs pour les dépenses lointaines de la filière nucléaire (démantèlement et cycle aval du combustible nucléaire) le taux d'actualisation choisi est de 3%.

Le taux de change entre l'euro et le dollar américain a été pris égal à 1,15\$ pour 1€ et les hypothèses centrales des prix des combustibles et du CO₂ sont les suivantes :

- prix du gaz à la frontière française égal à 6,5\$/Mbtu ;
- prix de la tonne de charbon CIF ARA égal à 60\$;
- prix du baril de Brent à 55\$;
- prix de l'uranium naturel à 52\$/lb ;
- prix de la tonne de CO₂ émise de 20€ ou 50€.

Les résultats présentés ici correspondent à l'optique d'un investisseur privé. Les charges fiscales sont donc prises en compte, en particulier les taxes professionnelles et foncières. En revanche, ne sont pas pris en compte la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ni l'impôt sur les sociétés. En effet d'une part, la TVA est récupérée par le producteur, d'autre part, l'impôt sur les sociétés n'intervient pas dans les coûts de référence car les taux de rémunération du capital utilisés correspondent à des rendements réels avant cet impôt.

1.2.3 Production centralisée

Pour la production centralisée, les résultats sont présentés en valeur indicielle à l'horizon 2020. Les installations de référence sont :

- pour le nucléaire : le réacteur EPR (European Pressurized water Reactor) de génération 3+ de conception Areva pour lequel un effet de série a été pris en compte ;
- pour le gaz : un cycle combiné à gaz (CCG) d'une puissance de 450 MW ;
- pour le charbon : une centrale au charbon pulvérisé avec traitement des fumées (CPTF) d'une puissance de 900 MW.

La base et la semi base

A l'horizon 2020, avec les hypothèses centrales et hors prix du CO₂, l'étude des coûts de référence montre que, pour une durée annuelle d'appel allant de 6000 heures à 8760 heures¹, le moyen le plus compétitif est le nucléaire. Puis, dans l'intervalle 4700 heures – 6000 heures, le charbon présente le coût de production le plus faible. Enfin, pour des durées d'appel allant de 2000 heures à 4700 heures, l'option du cycle combiné à gaz (CCG) est la plus intéressante.

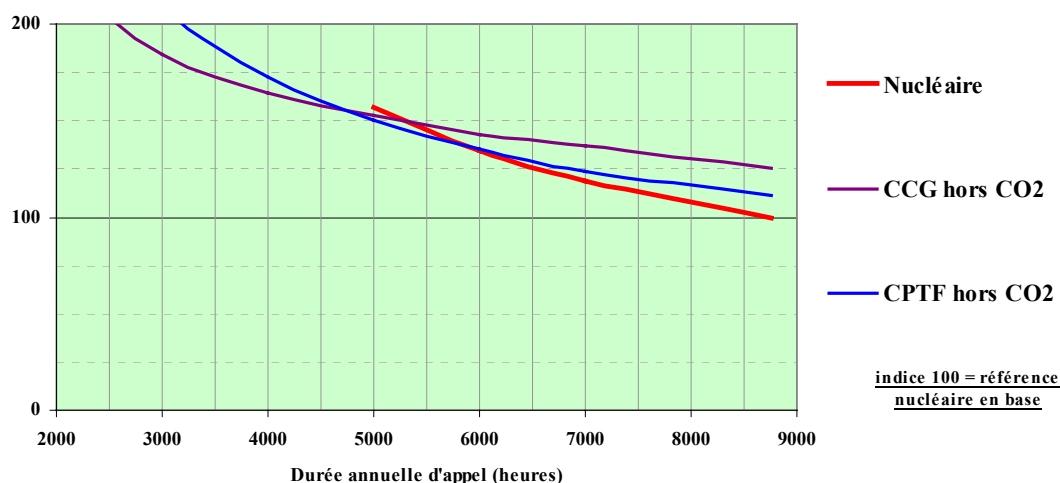


Figure 5 : Compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz en fonction de la durée annuelle d'appel hors coût du CO₂ et dans les hypothèses centrales

Pour un fonctionnement en base, le nucléaire reste la filière la plus compétitive avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40%. En intégrant le coût du CO₂, la compétitivité du nucléaire face au gaz et au charbon s'accroît comme le montre le graphique ci-dessous prenant comme hypothèse une tonne de CO₂ à 50€ :

¹ 8760 est le nombre d'heures dans une année donc une centrale fonctionnant 8760 heures par an est exploitée toute l'année.

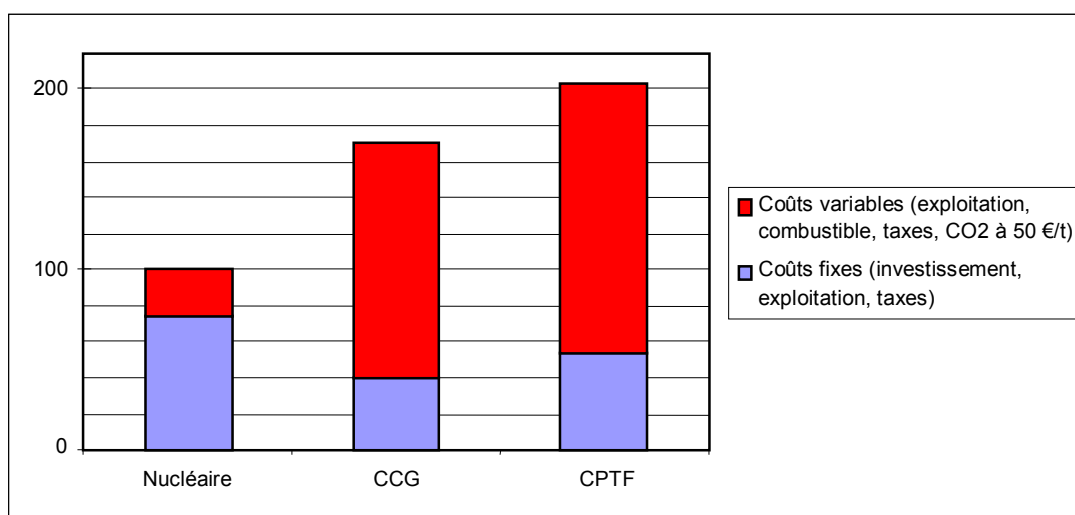


Figure 6 : Compétitivité relative du nucléaire, du gaz et du charbon en base en intégrant un coût du CO2 de 50€/t (indice 100 = EPR de série en base)

En semi base, la compétitivité relative des moyens de production au gaz et au charbon est très sensible aux prix des combustibles et à la valorisation du CO₂. Ainsi avec un coût du CO₂ de 10 €/t, le gaz devient plus compétitif que le charbon de 2000h à 6000h.

La pointe

Pour des fonctionnements en pointe, les turbines à combustion (TAC) constituent la seule alternative à l'hydraulique. L'installation de référence considérée dans l'étude est une TAC au fioul d'une puissance de 175 MW.

Les TAC au fioul ne sont généralement utilisées que pour des durées d'appel de l'ordre de la centaine d'heures par an, pour lesquelles elles sont compétitives par rapport aux autres moyens de production. Toutefois le coût de production est très élevé en comparaison aux moyens de production de base ou de semi base : pour une durée annuelle de fonctionnement de 250h, le coût de production d'une TAC au fioul est de 8,6 fois plus élevé que le coût de production d'un EPR de série en base.

1.2.4 Production décentralisée

Les moyens de production décentralisés regroupent : l'éolien, le photovoltaïque, l'hydroélectricité, la cogénération au gaz naturel ainsi que la biomasse, le biogaz et les déchets. Pour chacune de ces filières de production, dont on présente ci-après le coût du moyen de production le plus compétitif à l'horizon 2012 suivant les hypothèses centrales et pour un fonctionnement en base², l'étude des coûts de référence montre que les tarifs d'obligation d'achat couvrent les coûts. De plus, les coûts des plus efficaces de ces moyens de production s'approchent des prix observés sur le marché européen de l'électricité,

² à l'exception de l'éolien terrestre (2400 heures en équivalent pleine puissance), du photovoltaïque (2028 heures en équivalent pleine puissance) et de l'hydroélectricité (3500 heures en équivalent pleine puissance)

essentiellement dirigés par les coûts des moyens de production thermiques à flammes, surtout en cas de prix élevés des hydrocarbures et de valorisation des émissions de CO₂.

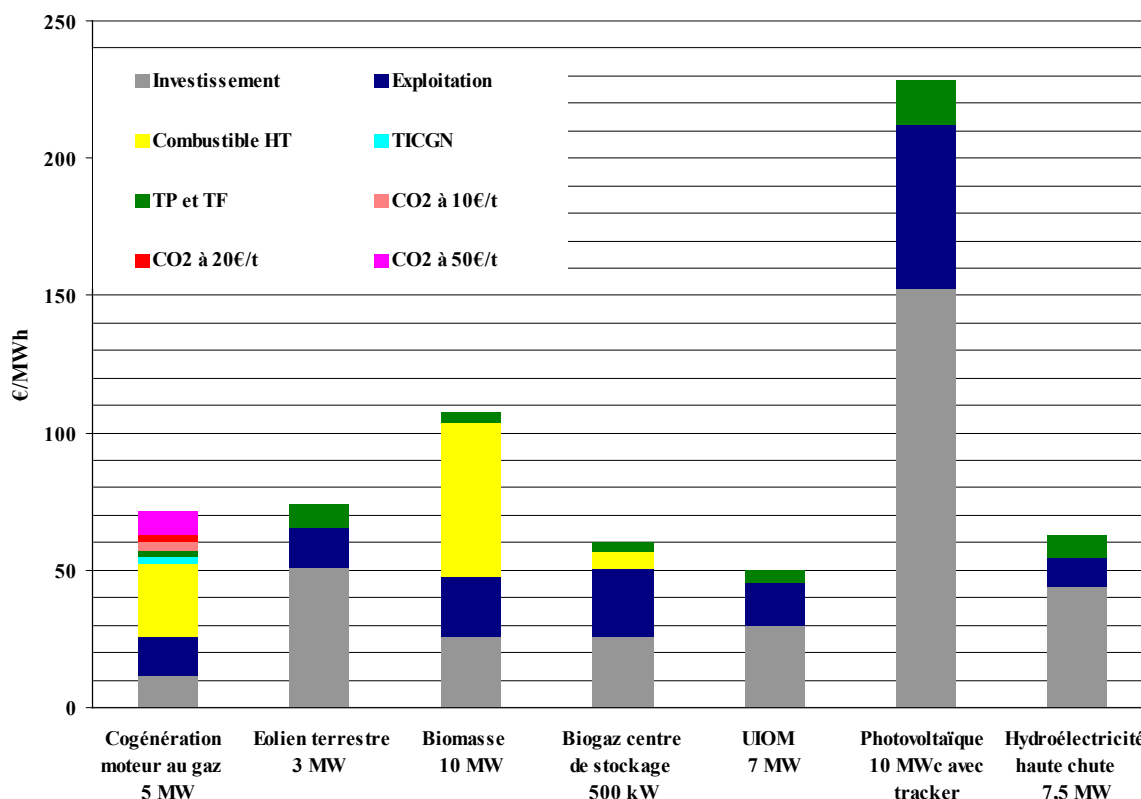


Figure 7 : Coûts de production en base pour une mise en service en 2012 dans les hypothèses centrales

On note que la structure des coûts des moyens de production décentralisés n'utilisant pas de combustible se caractérise par une part prépondérante relative à l'investissement et que le coût de référence présente ainsi une forte dépendance vis à vis du taux d'actualisation retenu, c'est à dire de la rentabilité attendue de l'investissement. Cela est particulièrement vérifié pour l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité. Par ailleurs, les tensions sur les marchés de certains biens d'équipement peuvent entraîner des incertitudes sur les coûts d'investissement.

En revanche, pour la cogénération au gaz naturel et la biomasse, c'est le poste relatif au combustible qui est prépondérant, représentant environ la moitié du coût complet de production. Pour le solaire photovoltaïque et l'éolien, le nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance, directement lié à la localisation de l'installation, est un paramètre essentiel de la compétitivité. Par exemple, dans le cas du solaire photovoltaïque, le coût de production d'une installation intégrée au bâti d'une résidence particulière augmente de 70% entre Nice et Lille. De même, pour l'éolien terrestre, le coût augmente de 39% entre une zone bien ventée (3000 h de fonctionnement à pleine puissance) et une zone moyennement ventée (2000 h).

A l'horizon 2020, les perspectives de progrès permettent d'envisager pour l'éolien et le photovoltaïque, des baisses de coût respectivement de 17% et 25% par rapport à 2012.

I.3 L'ouverture à la concurrence et l'intégration des marchés européens de l'électricité

I.3.1 L'ouverture à la concurrence

Sous l'impulsion de la Commission Européenne, les marchés de l'énergie - électricité et gaz - ont été progressivement libéralisés en Europe en vue de créer une concurrence entre opérateurs pour le bénéfice du client final.

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité a été mise en place au travers des directives européennes 96/92 du 19 décembre 1996 et 2003/54 du 26 juin 2003 relatives au marché intérieur de l'électricité. Ces deux directives ont été transposées en droit français par la loi³ du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et la loi⁴ du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières⁵.

Le secteur de l'électricité regroupe quatre sous-activités distinctes : la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité. La production d'électricité est ouverte à la concurrence depuis la loi du 10 février 2000 mentionnée précédemment. Dans ce cadre libéralisé, le rôle de la PPI est de fixer des objectifs à moyen terme en puissance installée de moyens de production. Le transport et la distribution de l'électricité sont des monopoles régulés. Ainsi les gestionnaires de réseaux ont l'obligation d'exploiter, d'entretenir et de développer ces réseaux de manière indépendante vis-à-vis des intérêts dans les activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz.

Concernant la commercialisation de l'électricité, la France a fait le choix d'une ouverture progressive et maîtrisée afin de laisser au marché un temps d'apprentissage. Ainsi, le périmètre des clients éligibles, c'est-à-dire pouvant librement changer de fournisseur et contractualiser des offres à un prix libre, s'est progressivement élargi et s'est déroulé en trois étapes.

En 2000, 30% du marché a été ouvert à la concurrence correspondant à 1300 sites consommant plus de 16 GWh par an ; le seuil d'éligibilité est passé de 16 GWh à 7 GWh en 2003 permettant d'ouvrir 37% du marché soit 3200 sites représentant une consommation de 123 TWh.

En 2004, l'ouverture du marché a été étendue aux sites dont la consommation est destinée à des usages non domestiques (professionnels et collectivité locales notamment) : 70% du marché ont alors été ouverts à la concurrence soit 4,7 millions de sites représentant une consommation de l'ordre de 310 TWh.

La dernière étape du processus a été l'ouverture total du marché de l'électricité à la concurrence le 1^{er} juillet 2007 correspondant à 27 millions de clients domestiques et un marché en énergie de l'ordre de 450 TWh.

³ loi n°2000-108

⁴ loi n° 2004-803

⁵ ces lois ont par la suite été modifiées par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006

1.3.2 L'intégration des marchés européens

La France se situe au cœur du système électrique européen et joue un rôle très actif au sein des différentes structures européennes de coopération dans le domaine de l'électricité. Ces structures s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre des directives européennes de 1996 et de 2003 - mentionnées précédemment - sur le marché intérieur de l'électricité, dont l'objectif ultime est la mise en place d'un marché unique et intégré de l'énergie à l'échelle de l'Union Européenne.

Afin de favoriser la création d'un véritable marché intérieur de l'électricité, la Commission Européenne a souhaité stimuler les échanges d'électricité entre pays européens afin de favoriser la concurrence entre les marchés nationaux et préparer leur intégration. A l'origine, la création d'interconnexions électriques entre pays européens voisins avait pour but l'assistance mutuelle en cas de défaillance technique brutale. A présent, les complémentarités en terme de demande d'électricité et de parc de production des différents pays donnent un nouvel intérêt à la coopération entre Etats membres pour le bénéfice du client final.

Afin de coordonner les travaux de coopération menés par les régulateurs nationaux sur ces sujets, l'ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) a été créé en novembre 2003 dans le but d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie et de contribuer à la mise en œuvre des directives et des règlements européens.

En février 2006, l'ERGEG a lancé les initiatives régionales de l'électricité afin d'initier une première intégration des marchés au niveau régional. Sept régions ont été définies par la Commission Européenne et l'ERGEG. La France fait partie de quatre d'entre elles :

- Centre - Ouest (avec l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas) ;
- Centre - Sud (avec l'Allemagne, l'Autriche, la Grèce, l'Italie et la Slovaquie) ;
- Sud - Ouest (avec l'Espagne et le Portugal) ;
- Royaume-Uni et Irlande.

En parallèle, les ministres de l'Energie des pays membres de la région Centre-Ouest ont décidé en décembre 2005 de créer le Forum Pentalatéral de l'Energie afin de favoriser un développement rapide et maîtrisé du marché de l'électricité entre les 5 pays, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Dans ce cadre, les membres du Forum (Etats, régulateurs, gestionnaires de réseaux, bourses d'énergie...) ont signé le 6 juin 2007 un *Memorandum of Understanding* relatif à la coopération en matière d'interconnexions électriques, fixant des objectifs ambitieux en terme de couplage des marchés et de sécurité d'approvisionnement.

Le couplage des marchés

Depuis novembre 2006, un premier couplage des marchés de l'électricité est en fonctionnement sur la zone Centre-Ouest : il s'agit du couplage trilatéral des marchés qui relie les bourses d'énergie néerlandaise (APX), belge (Belpex) et française (Powernext). Grâce au couplage, un opérateur de marché peut acheter sur la bourse d'un premier pays une quantité d'électricité vendue sur la bourse d'un deuxième pays, à condition que la capacité d'échange transfrontalière entre les pays concernés soit suffisante. Ce mécanisme permet ainsi une utilisation optimale des interconnexions et la convergence des prix de l'électricité sur les bourses de chacun des pays, favorisant ainsi l'émergence d'un marché intégré de l'énergie.

Ce couplage a ainsi conduit à une convergence des prix de marché entre Powernext, APX et Belpex. En 2007, première année du couplage, les prix des trois marchés étaient identiques (écart inférieur à 0,01€) pendant 60% du temps et la deuxième année ce taux est passé à 70%.

Dans le cadre du Forum Pentalatéral de l'Energie, le couplage de marché sera étendu au début de l'année 2010 au Luxembourg et à l'Allemagne, puis à terme à l'ensemble des pays frontaliers de la zone Centre-Ouest intéressés. Par ailleurs, la méthode de couplage sera modifiée lors de son extension afin de mieux prendre en compte la réalité physique des flux d'électricité au sein de la zone de couplage et garantir une utilisation optimale de l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

La sécurité d'approvisionnement

Concernant la sécurité d'approvisionnement, le Forum Pentalatéral s'est fixé quatre objectifs dans le *Memorandum of Understanding* :

- la rédaction d'un bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande à l'horizon 2015 pour les cinq pays concernés ainsi qu'un bilan des émissions de CO₂ de la consommation électrique ;
- la rédaction d'un plan régional de développement des interconnexions ;
- la création d'une plate-forme de coopération afin de renforcer la communication et le contrôle réciproque entre les gestionnaires de réseaux de transport ;
- la création d'une échelle de commune de classification des incidents afin d'améliorer le niveau de sécurité de la zone Centre - Ouest.

Ces objectifs sont en passe d'être réalisés. En novembre 2008, les gestionnaires de réseau de transport des cinq pays ont ainsi publié le premier bilan prévisionnel d'équilibre Offre-Demande (System Adequacy Forecast) commun aux cinq pays. Cet exercice est l'équivalent du bilan prévisionnel national de RTE à l'échelle de la zone Centre - Ouest. Il s'agit d'une première, puisqu'un tel exercice (simulation statistique de l'adéquation Production-Consommation au pas demi-horaire de 2008 à 2015 tenant compte des capacités d'échange intra- et inter-régionaux) n'avait jamais été réalisé auparavant à l'échelle de plusieurs pays. Cet exercice servira de base au futur plan régional de développement des interconnexions et pourrait déboucher à terme sur la réalisation d'un exercice de type PPI au niveau régional.

Ainsi, les différents objectifs déclinés par la PPI, que ce soit la sécurité d'approvisionnement, comme la compétitivité et même la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, ne peuvent être envisagés qu'en interaction avec les pays voisins dans une perspective européenne d'intégration des systèmes électriques et des marchés.

I.4 La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française

Avant le Grenelle de l'Environnement, les orientations de la politique énergétique française avaient été votées par la loi de programme du 13 juillet 2005 dite loi POPE⁶. Cette

⁶ loi POPE pour loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique française

loi avait été précédée par un débat national sur les énergies en 2003, par la diffusion d'un livre blanc sur les énergies reprenant largement les propositions du débat national, et par un débat parlementaire sur les enjeux de la politique énergétique nationale mené à l'Assemblée Nationale et au Sénat en 2004.

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, la loi a fixé les objectifs suivants :

- porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale⁷ à 2 % d'ici 2015 ;
- réduire de 3 % par an les 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 5,75% 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 POPE décide du maintien de l'option nucléaire ouverte à travers la mise en service d'un réacteur nucléaire de conception la plus récente en 2012.

Par ailleurs, tirant les leçons des difficultés d'approvisionnement en électricité rencontrées lors de la canicule de l'été 2003, la loi prévoit 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.

I.5 La PPI arrêtée en juillet 2006

La précédente PPI, correspondant à l'exercice PPI 2006, a intégré et décliné les objectifs fixés dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Elle avait été transmise au Parlement le 13 juin 2006 et avait conduit à la prise d'un arrêté ministériel le 7 juillet 2006.

La PPI 2006 identifiait les principaux enjeux suivants :

- la maîtrise de la demande électrique,
- la poursuite du développement des énergies renouvelables
- la mise en service de l'EPR de Flamanville

⁷ Définie comme le rapport entre la consommation énergétique finale et le PIB

- le renouvellement du parc thermique au charbon par des moyens de semi base au gaz,
- le renouvellement du parc thermique dans les DOM
- des besoins spécifiques des régions Bretagne et Provence - Alpes - Côtes d'Azur

Cet arrêté fixe des objectifs en puissance de mise en service de moyens de production aux horizons 2010 et 2015. Nous rappelons dans les tableaux ci-dessous les objectifs fixés dans l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 aux horizons 2010 et 2015 et nous indiquons les moyens de production autorisés au titre de la loi 2000-108 entre le 7 juillet 2006 et le 15 septembre 2008.

ENERGIES PRIMAIRES renouvelables	OBJECTIF 2010 (MW)	OBJECTIF (*) 2015(MW)	entre le 07/07/2006 et le 15/09/2008
Biogaz	100	250	60
Biomasse	1 000	2 000	326 (dont 2ème appel d'offre Biomasse : 313)
Déchets ménagers et assimilés	200	300	89
Eolien	13 500	17 000	2647
Géothermie	90	200	3
Hydraulique (hors pompage)	500	2 000	-
Solaire photovoltaïque	160	500	652

Figure 8 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les énergies primaires renouvelables - * les valeurs retenues pour les objectifs 2015 comprennent celles retenues pour 2010

Les objectifs pour la biomasse sont ambitieux et le développement de cette filière est actuellement tiré par les appels d'offre. Avec près de 2650 MW autorisés⁸, la filière éolienne est en plein essor : il s'agit de la filière de production renouvelable qui se développe le plus fortement à ce jour. De même le nombre d'autorisations dans la filière solaire photovoltaïque décolle avec près de 650 MW⁹ autorisés : l'objectif fixé à l'horizon 2015 par la précédente PPI est d'ores et déjà dépassé. En revanche, pour l'hydraulique et la géothermie, peu de projets concrets, dont les temps de développement sont certes longs, aboutissent actuellement.

ENERGIES PRIMAIRES non renouvelables	OBJECTIF 2010 (MW)	OBJECTIF (*) 2015(MW)	entre le 07/07/2006 et le 15/09/2008
Gaz naturel (y compris cogénération)	1 000	3 000	6 035
Hydraulique (pompage)	500	2 000	-
Nucléaire		1 600	EPR Flamanville 3 en construction
Produits pétroliers	500	3 100	501

Figure 9 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les énergies primaires non renouvelables

Depuis la dernière PPI, le nombre de projets de cycles combinés à gaz est en forte progression. En effet, quatorze projets de CCG ont été autorisés au titre de la loi électrique 2000-108 depuis le 7 juillet 2006. Ainsi, si tous les projets autorisés se concrétisent l'objectif de 3000 MW fixé à l'horizon 2015 sera dépassé.

Dans le secteur nucléaire, l'objectif de 1600 MW à l'horizon 2015 correspond à la mise en service de l'EPR de Flamanville. Les travaux préparatoires de ce chantier ont débuté en

⁸ entre le 7 juillet 2006 et le 15 septembre 2008

⁹ entre le 7 juillet 2006 et le 15 septembre 2008

août 2006. Conformément aux prévisions les travaux de construction ont commencé le 3 décembre 2007, avec le coulage du premier plot de la dalle du bâtiment réacteur. La mise en service est prévue pour 2012.

BESOINS en MW	OBJECTIF 2010 (MW)	OBJECTIF (*) 2015(MW)	entre le 07/07/2006 et le 15/09/2008
Corse	220	380	160
La Réunion	260	340	240
Guadeloupe	190	230	238
Martinique	150	190	240
Guyane	70	90	70
Mayotte	25	45	40

Figure 10 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les zones non interconnectées

La précédente PPI indiquait également des objectifs de mise en service par zone non interconnectée au système électrique continental sans distinguer le type de moyen de production pour mettre en évidence les besoins en investissements nécessaires pour renouveler le parc de production thermique en fin de vie et contribuer à satisfaire la hausse de la demande en électricité. Un important programme de renouvellement de ces centrales a ainsi été décidé pour répondre à ces besoins.

I.6 La lutte contre le changement climatique

Comme l'indique la loi POPE, les orientations de la politique énergétique française ne peuvent être dissociées de la lutte contre le changement climatique. La mobilisation aux niveaux international, européen et national pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre est croissante. Nous exposons ici les dispositifs mis en place afin de la lutter contre le changement climatique.

Les estimations des scientifiques

Créé en 1988 à la demande du G7, le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) évalue de manière objective la question du réchauffement climatique. Dans son quatrième rapport d'évaluation publié en 2007 et intitulé "Climat Change 2007"¹⁰, le GIEC confirme que le changement climatique est une certitude : la hausse de température a été de 0,74°C entre 1906 et 2005 et le niveau de la mer s'est élevé de 1,8 mm par an depuis 1961. En parallèle, les émissions de gaz à effet de serre (GES) dues à l'activité humaine se sont accrues de 70% entre 1970 et 2004. Selon les prévisions du GIEC, les émissions de GES devraient s'accroître de 25 à 90% entre 2000 et 2030 et, en fonction des scénarios retenus en terme d'évolution des émissions de GES, la température devrait augmenter de 1,8°C à 4°C à l'horizon 2090 part rapport au niveau de 1980.

I.6.1 Le Protocole de Kyoto

¹⁰ http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf

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 3ème plus faible émetteur 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.

1.6.2 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 gaz à effet de serre 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 et le développement de l'étiquetage énergétique. Le plan climat a été révisé en 2006 et fait l'objet d'une communication annuelle. Selon la loi d'orientation sur l'énergie, il doit être révisé tous les deux ans.

1.6.3 La directive Quotas et le système communautaire d'échange de quotas d'émission¹¹

La directive européenne Quotas¹² vise la lutte contre l'effet de serre et traduit concrètement l'engagement de l'Union européenne souscrit à Kyoto. Au niveau communautaire, cette directive instaure un système d'échange de quotas d'émission permettant de plafonner les émissions des installations industrielles les plus émettrices tout en laissant aux exploitants de ces installations la flexibilité d'échanger les quotas d'émissions correspondants. Le système d'échange de quotas d'émission couvre actuellement 40 % du volume global des émissions de gaz à effet de serre de l'Union Européenne.

La quantité totale de quotas à allouer aux installations et leur répartition sont définies au niveau national par des Plans Nationaux d'Affectation des Quotas (PNAQ) proposés par les États membres et contrôlés par la Commission.

Le système d'échange de quotas d'émission a démarré dans l'Union Européenne le 1er janvier 2005 pour la première période 2005-2007. Pour la période 2008 - 2012, le PNAQ français a été, après consultation du public, notifié à la Commission Européenne le 29 décembre 2006 et adopté le 26 mars 2007. Celui-ci indique que la quantité totale de quotas affectés aux les installations existantes sur le territoire français est de 124,98 MtCO₂ annuellement et 2,74 MtCO₂ pour la réserve destinée aux nouveaux entrants.

1.6.4 Le Paquet "Energie Climat"

¹¹ plus connu en anglais sous le nom d'Emission Trading Scheme (ETS)

¹² la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003

Lors du Conseil européen de mars 2007, l'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux : une réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, une amélioration de 20% de l'efficacité énergétique et une part de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union Européenne. De plus l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre pourrait être porté à 30% en cas d'accord international prévoyant des engagements comparables de la part des autres pays développés et des engagements appropriés de la part des pays en développement les plus avancés sur le plan économique.

Afin d'atteindre ces objectifs, la Commission européenne a proposé le 23 janvier 2008 le paquet "Energie Climat" qui a finalement été accepté par le Conseil le 12 décembre 2008 puis par le Parlement européen le 17 décembre 2008 sous la Présidence française de l'Union Européenne.

La paquet "Energie Climat" regroupe principalement quatre textes phares :

- **la directive révisant le système communautaire d'échange de quotas d'émission:**

L'objectif de cette directive, qui s'appliquera à partir de 2013, est de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 21% d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2005. Le nombre de quotas émis chaque année au sein de l'Union Européenne diminuera de manière linéaire de façon à réduire le niveau global d'émissions chaque année.

Dans le secteur de la production d'électricité, le système d'enchères intégral sera introduit à partir de 2013 (alors que la majorité des droits d'émissions étaient attribués gratuitement avant 2012). Pour les nouveaux Etats membres, des quotas pourront toutefois être alloués gratuitement pendant une période transitoire sous certaines conditions, dont celle de moderniser les centrales de production d'électricité. La part de ces quotas gratuits devra être inférieure à 70% en 2013 et devra diminuer progressivement pour être réduite à zéro en 2020.

- **la décision relative au partage des efforts :**

Cette directive couvre les secteurs non couverts par le système communautaire d'échange de quotas d'émission : ils représentent actuellement 60% du volume global des émissions de gaz à effet de serre émis dans l'Union Européenne. Des objectifs seront fixés sur la période 2013-2020 afin de réduire les émissions de secteurs tels que l'agriculture, les transports et le bâtiment. A l'échelle de l'Union Européenne, la réduction visée est de 10% à l'horizon 2020 par rapport aux niveaux de 2005.

- **la directive relative aux énergies renouvelables :**

La part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union Européenne devra être de 20% à l'horizon 2020, à comparer aux 7%¹³ actuellement. Cette directive répartit l'effort entre les Etats membres en fixant des objectifs nationaux en terme d'utilisation des énergies renouvelables pour les transports, la production de chaleur et la production d'électricité tout en mettant en avant les économies d'énergie et l'efficacité

¹³ Source Eurostat

énergétique. La directive fixe pour la France un objectif de 23% pour la part des énergies renouvelables en 2020.

- **la directive relative au captage et au stockage du CO₂ :**

Cette proposition de directive met en place un cadre juridique pour les nouvelles technologies de capture et stockage du carbone qui pourrait s'appliquer aux installations industrielles et de production thermique d'électricité. La directive traite notamment de la composition du gaz injecté, de la durée de surveillance du site de stockage et prévoit un avis de la Commission Européenne sur toute demande de permis de stockage.

Le texte adopté au Parlement prévoit également que des droits d'émission de CO₂ soient réservés pour l'aide à la construction et à l'exploitation de 12 démonstrateurs visant à prouver la faisabilité technique des dispositifs de captage, de transport et de stockage du CO₂.

I.7 Le Grenelle de l'environnement

I.7.1 La démarche

Lancé le 6 juillet 2007, le Grenelle de l'environnement répond à la volonté du Président de la République de placer le développement durable au cœur de ses priorités afin de surmonter les défis environnementaux à venir tels que le changement climatique, la préservation de la biodiversité et la prévention des effets de la pollution sur la santé.

Le Grenelle de l'environnement s'est organisé autour de six groupes de travail regroupant chacun l'Etat, les collectivités territoriales, les syndicats, les entreprises et les associations selon les thèmes suivants :

- Groupe 1 « Lutter contre les changements climatiques et maîtriser la demande d'énergie »
- Groupe 2 « Préserver la biodiversité et les ressources naturelles »
- Groupe 3 « Instaurer un environnement respectueux de la santé »
- Groupe 4 « Adopter des modes de production et de consommation durables »
- Groupe 5 « Construire une démocratie écologique »
- Groupe 6 « Promouvoir des modes de développement écologiques favorables à l'emploi et à la compétitivité »

Chacun de ces groupes de travail a été subdivisé en ateliers que se sont réunis à plusieurs reprises et ont rendu leurs conclusions fin septembre 2007. Celles-ci ont été présentées au public au travers d'une grande consultation dans les régions et sur internet. Enfin une table ronde - qui s'est tenu les 24 et 25 octobre - a été l'occasion d'annoncer les mesures décidées lors du Grenelle de l'environnement.

Par la suite, trente-trois chantiers opérationnels ont été lancés courant décembre, afin de préciser les mesures opérationnelles de mise en œuvre des orientations du Grenelle. Parmi eux le comité opérationnel n°10 était spécifiquement consacré aux énergies renouvelables. Les conclusions de ces chantiers opérationnels ont notamment permis d'élaborer le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

1.7.2 Le comité opérationnel n°10 consacré aux énergies renouvelables

Le comité opérationnel n°10 (COMOP 10) du Grenelle de l'environnement a été consacré aux énergies renouvelables. Dans sa lettre de mission, le Ministre d'Etat avait fixé deux objectifs : le premier, quantitatif, visait une augmentation de la production d'énergies renouvelables de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) à l'horizon 2020 ; le second, qualitatif, était l'intégration de ce développement dans une démarche à haute qualité environnementale.

En terme de qualité, le COMOP 10 a recherché un schéma institutionnel qui préserverait au mieux la haute qualité environnementale et a proposé que les régions se dotent de plan régionaux de développement des énergies renouvelables afin qu'elles soient au cœur du processus et revendiquent elles-mêmes les richesses de leur territoire. En terme de quantité, l'objectif +20Mtep d'énergies renouvelables en 2020 est très ambitieux et le COMOP 10 a estimé le potentiel de chaque filière renouvelable pour atteindre cet objectif.

Le rapport du COMOP 10, intitulé "Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale"¹⁴, propose des objectifs aux horizons 2012 et 2020 en répartissant les mesures sur trois secteurs : la chaleur, l'électricité et les biocarburants. Dans le secteur de la production d'électricité, l'objectif est de +7Mtep à l'horizon 2020 ce qui correspond à une augmentation de la production de l'ordre de 80 TWh.

Chaleur	+ 10,1 Mtep	Biomasse	+ 6,2
		Géothermie	+ 1,9
		Solaire	+ 0,9
		Déchets	+ 0,5
		Biogaz	+ 0,5
Electricité	+ 7,2 Mtep	Hydraulique	+ 0,6
		Eolien terrestre	+ 3,4
		Eolien en mer	+ 1,4
		Biomasse	+ 1,2
		Solaire photovoltaïque	+ 0,5
		Autres (géothermie, énergies marines...)	+ 0,1
Biocarburants	+ 3,3 Mtep		+ 3,3
	+ 20,6 Mtep		

Figure 11 : Décomposition par filière de l'objectif +20Mtep du COMOP 10 à l'horizon 2020 (en Mtep)

1.7.3 Le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement

Le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement reprend les engagements du Grenelle Environnement, les précise et les complète, notamment à partir des propositions émises par les trente-trois comités opérationnels. Il fixe les objectifs et propose un cadre d'action, une gouvernance, des instruments et des mesures visant à lutter contre le changement climatique, à protéger et restaurer la biodiversité et les milieux naturels et à mieux prévenir les risques pour l'environnement et la santé.

¹⁴ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_10.pdf

Parmi les grands principes affirmés par le projet de loi figurent ainsi la reconnaissance appuyée de l'urgence écologique, l'impératif d'une diminution des consommations en énergie, eau et autres ressources naturelles, et la nécessité de préserver les paysages.

Le 21 octobre 2008, l'Assemblée Nationale a très largement adopté, en première lecture, le projet de loi de programme de mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement. Sur les 2200 amendements déposés, près de 390 ont été acceptés.

Dans le secteur du bâtiment - secteur clé de la lutte contre le changement climatique¹⁵ - l'objectif de réduction de la consommation d'énergie dans les logements anciens est de 38% d'ici 2020. Dans les logements neufs, la norme "bâtiment basse consommation" (dite norme BBC), correspondant à une consommation inférieure à 50 kWh par mètre carré et par an, s'appliquera à toutes les constructions à la fin 2012 (et, par anticipation, dès fin 2010 pour les bâtiments publics et le tertiaire). Dans le programme de rénovation thermique des bâtiments, 400 000 rénovations complètes par an sont prévues à partir de 2013 et 180 000 logements sociaux devront être rénovés en zone ANRU (Agence Nationale pour la Rénovation Urbaine).

Dans le secteur de l'énergie, l'objectif en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre est le "Facteur 4" c'est-à-dire une réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport aux niveaux de 1990. Le projet de loi prévoit une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économies d'énergie et le retrait des produits, procédés, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie.

L'objectif national en matière de production d'énergie à base d'énergies renouvelables a été porté à 23 % et les nouvelles centrales à charbon devront être conçues de manière à pouvoir être équipées dans les meilleurs délais d'un dispositif de captage et de stockage du carbone.

Par ailleurs pour les territoires d'Outre-Mer, l'objectif fixé à terme est celui de l'autonomie énergétique avec une montée en puissance des énergies renouvelables, une meilleure maîtrise des consommations et une adaptation de la réglementation thermique.

1.7.4 Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France

Le 17 novembre 2008, le Ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, a présenté le plan national de développement des énergies renouvelables de la France. Ce plan comprend 50 mesures opérationnelles devant permettre de porter à au moins 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie à l'horizon 2020. L'ensemble de filières renouvelables est concerné et l'augmentation de la production annuelle d'énergie renouvelable devra être de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep). Les mesures de ce plan de développement à haute qualité environnementale trouveront leur traduction notamment dans la loi portant engagement national pour l'environnement (dite Grenelle 2) et la loi de finances 2008.

¹⁵ puisqu'il représente près du quart des émissions de CO2

Ce plan prévoit la mise en place d'un "fonds chaleur renouvelable" dès le 1^{er} janvier 2009. Il permettra de développer la production de chaleur dans le tertiaire et l'industrie et d'améliorer les sources de chauffage dans l'habitat collectif. Un premier appel d'offre devait être lancé fin 2008.

De plus, le crédit d'impôts "développement durable" est prorogé jusqu'en 2012. Celui-ci soutient notamment l'acquisition par les particuliers d'équipements d'énergie renouvelable tels que les chauffe-eau solaires, pompes à chaleur et panneaux photovoltaïques.

Le développement de la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse se poursuivra grâce à l'appel d'offre "Biomasse 3", lancé fin 2008, pour une puissance cumulée de 250 MW.

L'exploitation de la géothermie sera relancé en équipant deux millions de foyers de pompes à chaleur et grâce à des programmes à grande échelle en Ile-de-France, en Alsace, en Aquitaine, Midi-Pyrénées et Centre. Cela permettra de multiplier par six la production d'énergie issue de la géothermie en 2020.

Concernant la filière éolienne, le tarif d'achat fixé en 2006 a été confirmé (8,2c€/kWh) au moins jusqu'en 2012. Des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie permettront de faire émerger le potentiel éolien dans chaque région et de créer une dynamique de développement. Ceux-ci devront permettre une amélioration de la planification territoriale du développement de l'énergie éolienne grâce à l'identification de zones dans lesquelles seront préférentiellement construits des parcs de taille importante. Le développement de l'éolien en mer sera facilité grâce à une simplification des procédures, et la création d'une instance de concertation et de planification par façade maritime avec l'ensemble des parties prenantes.

Concernant la filière solaire, l'objectif de ce plan est de dynamiser le marché français, d'accélérer la recherche et de bâtir une véritable industrie solaire en France. Pour cela, le plan de développement des énergies renouvelables prévoit :

- le lancement fin 2008 d'un appel d'offres pour la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire dans chaque région française, pour une puissance cumulée de 300 MW ;
- la création d'un tarif d'achat de 45 c€/kWh destiné à faciliter le déploiement de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments professionnels (supermarchés, bâtiments industriels, agricoles de grande taille...) ;
- la réduction pour les particuliers des démarches administratives, et la non imposition des revenus lorsque les surfaces des panneaux n'excèdent pas 30 m² ;
- l'élargissement à l'ensemble des collectivités territoriales des bénéfices des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de sources renouvelables afin que les bâtiments publics puissent être équipés de panneaux photovoltaïques ;
- la réforme du code de l'urbanisme afin que le permis de construire ne puisse plus s'opposer à l'installation de systèmes de production d'énergie renouvelable sur les bâtiments, sauf dans des périmètres nécessitant réellement une protection (secteur sauvegardé, site inscrit ou classé...) ;

De plus le plan de rénovation énergétique des bâtiments de l'Etat comprendra l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toitures.

Dans le secteur de l'hydroélectricité, le parc existant sera modernisé et optimisé dans une approche de développement durable. La mise en concurrence des concessions hydroélectriques sera l'occasion de sélectionner les exploitants sur la base de meilleurs critères d'efficacité énergétique et de mesures ambitieuses de restauration de la qualité de l'eau.

Enfin une dotation supplémentaire d'un milliard d'euros sera accordée à la recherche dans le domaine du développement durable, dont 400 millions d'euros pour un fonds de soutien aux démonstrateurs industriels. Notamment un appel à projet sera lancé dès 2009 dans le domaine de l'énergie solaire, puis dans le domaine des énergies marines.

1.7.5 Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement

Ce projet de loi portant engagement national pour l'environnement permettra de mettre en œuvre concrètement les orientations du Grenelle de l'environnement et notamment le plan national de développement des énergies renouvelables. Il a été présenté en Conseil des ministres le 7 janvier 2009 et transmis à l'Assemblée Nationale.

Le projet de loi prévoit la réalisation par le Préfet de Région et le Président du Conseil régional de schémas régionaux du climat qui définiront notamment, par zones géographiques, les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en matière de valorisation du potentiel énergétique terrestre, renouvelable et de récupération, conformément aux objectifs issus de la réglementation communautaire relative à l'énergie et au climat. Cette démarche territoriale qui permettra de développer le potentiel des territoires devra être compatible avec la PPI, sans que, pour autant, ces schémas régionaux s'apparentent à des PPI régionales la notion d'équilibre offre - demande n'étant pas pertinente à cette maille.

II La demande d'électricité pour la France continentale

II.1 Les scénarios du bilan prévisionnel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité élaboré par RTE

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité institue une PPI de production d'électricité s'appuyant notamment "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". Celui-ci a pour seul objet la sécurité d'approvisionnement et permet de confronter les prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production. Le dernier bilan¹⁶ en date a été rendu public en juillet 2007 et à pour horizon 2020. Une actualisation de court terme du bilan prévisionnel¹⁷ avec pour horizon 2013 a été publié en juillet 2008.

En terme de demande, deux scénarios exposés par RTE dans le bilan prévisionnel seront détaillés dans cette partie : le scénario de référence de RTE et le scénario intégrant d'importantes mesures de maîtrise de l'énergie (MDE) dit scénario MDE renforcée.

II.1.1 Le cadre d'hypothèses

Le modèle de prévision de RTE se fonde sur une représentation analytique de la consommation qui consiste à estimer la consommation par secteur d'activité et par usage. Il ne s'agit donc pas d'un modèle économétrique permettant de déterminer la consommation électrique sur la base de l'évolution de certaines variables macroscopiques. Les hypothèses macroéconomiques sont donc réduites aux hypothèses suivantes :

- la croissance du PIB français est prise égale à 2,3% par an ;
- suivant les prévisions de l'INSEE pour 2020 :
 - une population française égale à 64,984 millions de personnes ;
 - un nombre de ménages égal à 29,688 millions ;
 - une population active de 29,338 millions de personnes ;
- le prix du pétrole est de 50\$/bl

Le scénario de référence constituait en 2007 la vision de RTE du scénario le plus probable de consommation d'électricité à l'horizon 2020. Le scénario MDE renforcée en est une variante qui prend en compte un renforcement des politiques environnementales et énergétiques. Il faut noter que la publication du bilan prévisionnel de RTE a précédé le lancement du Grenelle de l'environnement et que les mesures de maîtrise de l'énergie peuvent donc être différentes de celle du scénario Grenelle du Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.

¹⁶ http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/bilan_complet_2007.pdf

¹⁷ http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/bilan_actualisation_2008.pdf

II.1.2 Les résultats

Dans le scénario de référence de RTE, la consommation d'électricité croît de 1,3%¹⁸ par an en moyenne entre 2004 et 2010 puis de 1,0% entre 2010 et 2020. La demande électrique atteint alors 534 TWh en 2020.

Dans le scénario MDE renforcée, la consommation d'électricité croît plus lentement : +0,9% par an en moyenne entre 2004 et 2010 puis +0,7% entre 2010 et 2020. La demande électrique atteint ainsi 506 TWh en 2020.

II.2 Le scénario tendanciel de référence à l'horizon 2030, élaboré par la DGEMP

A la demande de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la France doit élaborer tous les quatre ans un scénario énergétique "de référence à caractère tendanciel"¹⁹ dont le dernier en date a été rendu public en avril 2008. L'objectif est de représenter ce que deviendrait la situation énergétique française à l'horizon 2020-2030 si aucune politique ou mesure nouvelle, autre que celles en application ou décidées au 1^{er} janvier 2008, n'était prise affectant cette situation. En particulier, ce scénario tendanciel de référence ne prend pas en compte les mesures du Grenelle de l'environnement.

Dans ce scénario, l'évolution du système énergétique est supposée s'effectuer dans un contexte de "sagesse conventionnelle" c'est-à-dire que les choix politiques et les comportements des agents économiques sont considérés comme "raisonnables". Si ce scénario n'est ni souhaitable ni même le plus probable, il constitue une base de travail concernant l'évolution du système énergétique français à l'horizon 2020-2030.

II.2.1 Le cadre d'hypothèses

Au niveau international, les hypothèses faites en terme de PIB, de population et de réserves énergétiques sont identiques à celles du World Energy Outlook publié en 2007 par l'Agence Internationale de l'Energie.

Les hypothèses macroéconomiques sont les suivantes sur la période 2008-2030 :

- la croissance du PIB français est prise égale à +2,1% par an ;
- le taux de change de l'euro et du dollar US est de 1,25 \$/€ ;
- le prix des énergies²⁰ est de : 70 \$/bl pour le pétrole brut Brent, de 7 \$/Mbtu pour le gaz²¹, 80 \$/tonne pour le charbon.

Il est supposé que l'attribution des quotas de CO2 est gratuite et que le prix d'échange de la tonne de CO2 est de 22 €/tonne en 2020 et de 24 €/tonne en 2030.

¹⁸ à comparer à une croissance annuelle moyenne de 1,6 à 1,7% par an entre 2001 et 2004.

¹⁹ permettant d'actualiser les scénarios mondiaux du "World Energy Outlook"

²⁰ en \$ et € constants 2006

²¹ ce prix est supposé être indexé sur le prix du Brent

En terme de croissance démographique, les hypothèses reprennent le scénario central de l'INSEE à l'horizon 2030 à savoir : 67,2 millions d'habitants en 2030²², 31,6 millions de ménages en 2030²³. En terme d'emplois, il a été supposé que le secteur tertiaire représenterait 24,3 millions d'emplois en 2030.

Concernant le cadre réglementaire, les directives publiées jusqu'au 1^{er} janvier 2008 sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz sont prises en compte ainsi qu'une prolongation du protocole de Kyoto. Toutefois il est considéré que les PNAQ²⁴ n'ont pas d'effets sur l'implantation des sites et leur délocalisation éventuelle et les mesures décidées lors du Grenelle de l'Environnement ne sont pas prises en compte dans le scénario tendanciel.

Enfin les progrès techniques sont intégrés au modèle mais il a été supposé qu'aucun dispositif de captage et de stockage du carbone (CSC) n'est mis en œuvre avant 2030.

II.2.2 La méthode

La modélisation a été effectuée selon le schéma ci-dessous en réunissant les contributions de la DGEC (PPI et hypothèses de coût pour l'électricité), RTE (modélisation du système électrique), IFP (modélisation de l'approvisionnement pétrolier), Enerdata (modélisation de la demande d'énergie et variantes du système énergétique complet) et l'Observatoire de l'énergie (réconciliation de l'offre et de la demande d'énergie dans un scénario énergétique « complet »).

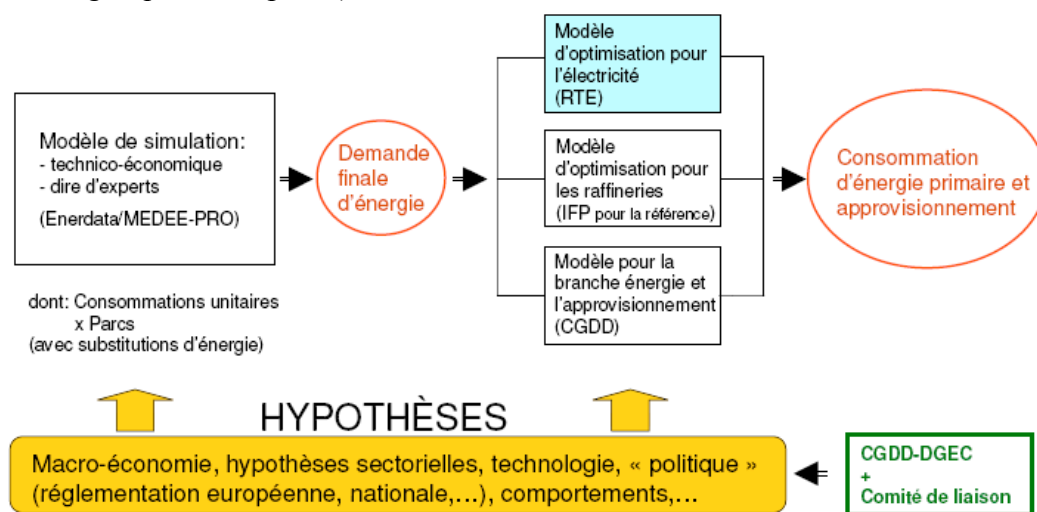


Figure 12 : Méthode appliquée pour construire les scénarios

II.2.3 Les résultats

Les résultats obtenus ne sont pas spécifiques au secteur de l'électricité mais permettent d'avoir une vision globale de la consommation énergétique française à l'horizon 2020-2030 toutes énergies confondues (électricité, gaz, charbon, pétrole et énergies renouvelables thermiques).

²² soit un taux de croissance annuel moyen de +0,4% par an sur la période 2006-2030

²³ soit un taux de croissance annuel moyen de +0,9% par an sur la période 2006-2030

²⁴ Plans nationaux d'allocation des quotas

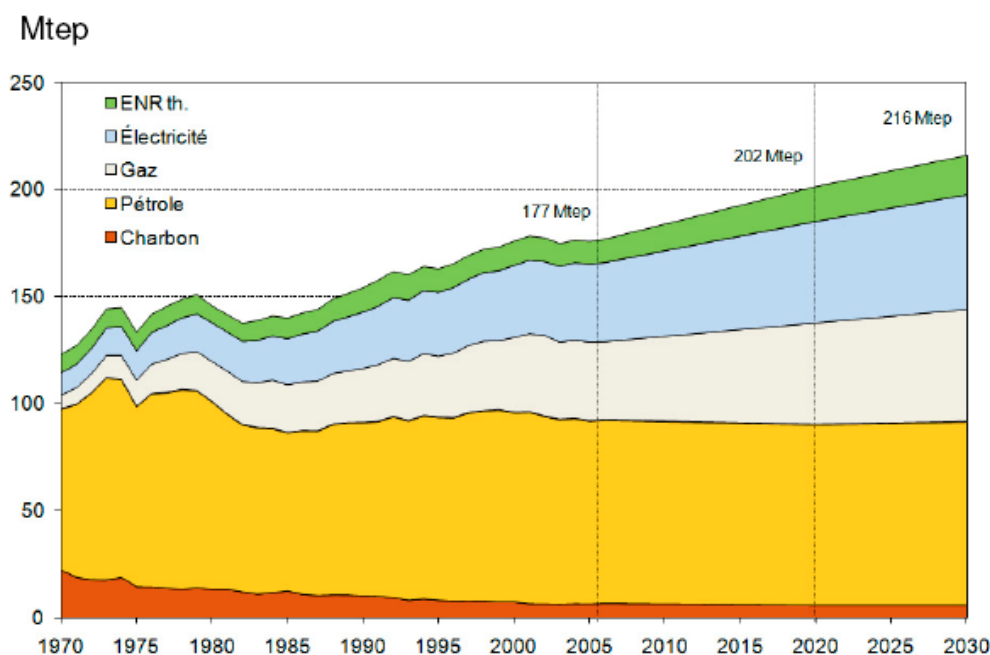


Figure 13 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario tendanciel

La hausse de la consommation d'énergie finale est de +0,9% par an entre 2006 et 2020. Ce scénario fait apparaître une stagnation du pétrole (-0,1% par an), une baisse du charbon (-1,1% par an) alors que les consommations d'électricité, de gaz et d'énergies renouvelables thermiques continuent de croître (respectivement +1,8%, +1,9% et +2,9% par an).

II.3 L'impact des mesures du Grenelle de l'environnement

II.3.1 Le scénario Grenelle

Notamment dans le cadre de la révision des PPI de production d'électricité et de chaleur et du PIP dans le secteur du gaz, le Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a décidé de compléter ce travail en élaborant un scénario supplémentaire prenant en compte les mesures décidées lors du Grenelle de l'environnement pour l'horizon 2020.

II.3.2 Le cadre d'hypothèses

La cadre méthodologique employé pour la simulation de ce scénario Grenelle est identique à celui du scénario tendanciel de référence. Les hypothèses macroéconomiques sont donc identiques. Seule la prise en compte des mesures et objectifs du projet de loi de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement a été ajoutée à ce scénario. Notamment la réduction de 38% de la consommation d'énergie dans le bâtiment a été intégrée à la modélisation.

Toutefois, le projet de loi ne couvrant pas l'ensemble des hypothèses techniques permettant de faire tourner les modèles, Enerdata a été amené, sous couvert du Comité de pilotage de cette étude, à compléter ces hypothèses dans certains cas.

II.3.3 Les résultats

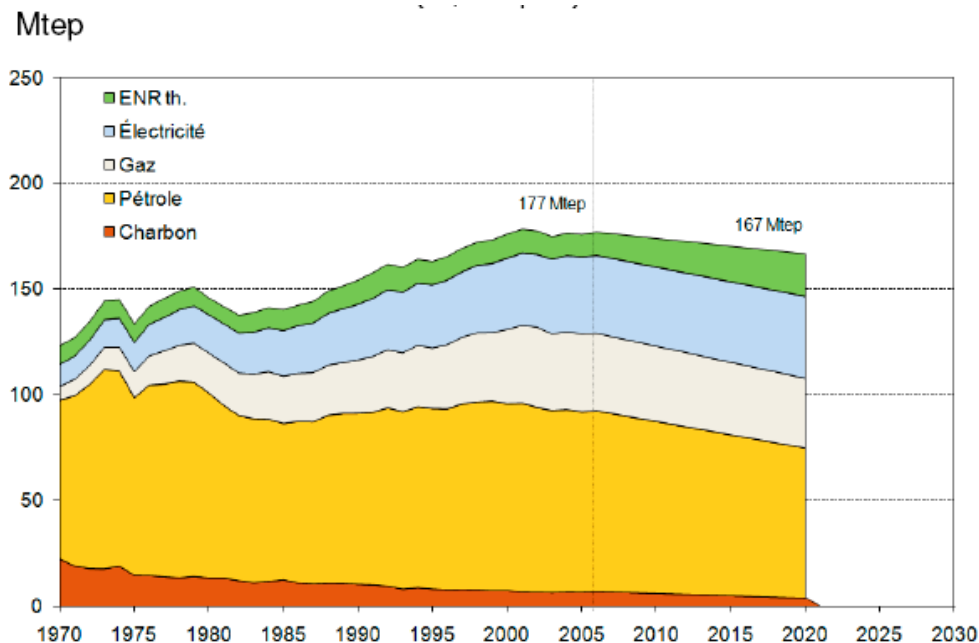


Figure 14 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario Grenelle

Le scénario Grenelle apparaît comme un scénario de rupture énergétique. En effet, l'atteinte des objectifs fixés lors du Grenelle de l'environnement permet de diminuer la consommation totale d'énergie de -0,3% par an entre 2006 et 2020 principalement grâce à la baisse des consommations de charbon (-3,9% par an) et de pétrole (-1,3% par an). La demande en gaz baisse aussi (-0,7% par an) tandis que l'électricité et les énergies renouvelables thermique sont en hausse (respectivement +0,3% et +4,5% par an).

II.3.4 La consommation d'électricité à l'horizon 2020

Le graphique ci-dessous compare la demande électrique à l'horizon 2020 en fonction des différents scénarios en la décomposant selon les différents usages : transports, industrie, agriculture, résidentiel et tertiaire.

Le Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a souhaité évaluer l'impact sur la demande en énergie d'un retard de dix ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement. La prise en compte de ce troisième scénario que nous appellerons "Grenelle différé" donne des éléments d'appréciation de l'incertitude sur le niveau de consommation électrique à l'horizon 2020. Les résultats sont représentés sur le graphique ci-dessous :

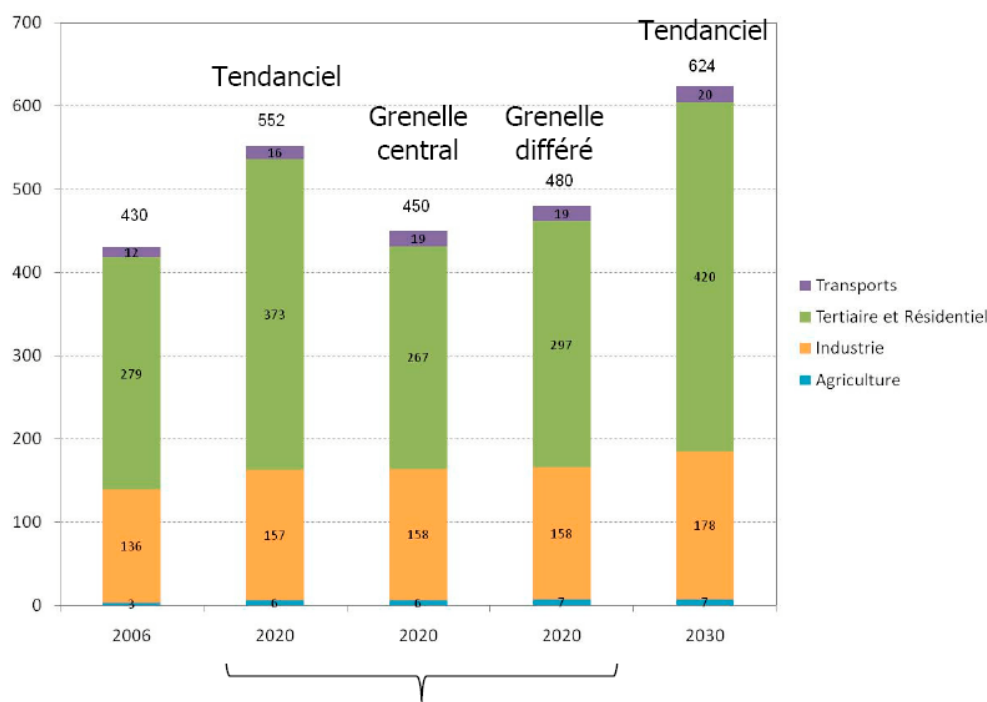


Figure 15 : Demande en électricité en TWh en 2020 par scénario : tendanciel, Grenelle et Grenelle différé

Dans le scénario tendanciel, la demande électrique s'élève à 552 TWh en 2020. Les mesures décidées au cours du Grenelle de l'environnement permettent de réduire, par rapport à la tendance, la consommation électrique de 102 TWh pour atteindre une consommation de 450 TWh. Cette baisse est principalement due à la réduction de la consommation dans le résidentiel et le tertiaire grâce à une meilleure isolation des bâtiments. Le scénario Grenelle différé montre qu'un retard de 10 ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle augmenterait de 30 TWh la consommation électrique française en 2020.

De plus, dans les trois scénarios, le solde exportateur français en électricité resterait positif en 2020 et serait de +53,7 TWh dans le scénario tendanciel, de +129 TWh dans le scénario Grenelle et de +116 TWh dans le scénario Grenelle différé.

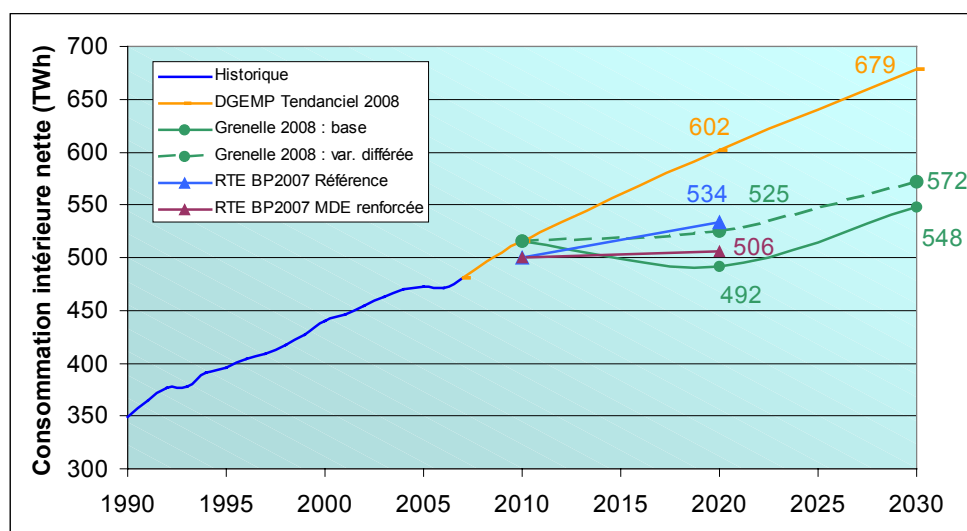


Figure 16 : Comparaison entre scénarios de la DGEC et scénarios de RTE

Nous constatons la cohérence des prévisions faites à l'horizon 2020 pour les scénarios Grenelle (492 TWh) et MDE renforcée (506 TWh) d'une part et entre les scénarios Grenelle différé (525 TWh) et scénario de référence de RTE (534 TWh) d'autre part. Les écarts de 14 TWh et de 9 TWh s'expliquent par la prise en compte des objectifs de la loi Grenelle 1 qui induisent des baisses de consommation se répartissant de manière égale sur les usages thermiques et spécifiques du résidentiel-tertiaire.

II.4 Prévisions du niveau de pointe de la demande

L'électricité ne pouvant pas être stockée, la production doit égaler à tout instant la consommation. En terme de sécurité d'approvisionnement, les prévisions des puissances de pointe sont donc essentielles. Le niveau maximal de consommation nationale réalisé à ce jour est de 92,4 GW et il a été atteint le 7 janvier 2009.

RTE établit ses prévisions de demande à la pointe à partir des prévisions en énergie annuelle par secteur qui sont converties en puissance à chaque point horaire de l'année à l'aide de courbes de charge types. La puissance totale appelée est ensuite obtenue en sommant les puissances de chaque secteur.

La grandeur caractérisant la puissance de pointe susceptible d'être atteinte au cours des prochaines années est la pointe "à une chance sur dix". Il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou dit autrement, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

En 2020	Scénarios			
	Grenelle	Grenelle différé	Référence de RTE	MDE renforcée de RTE
Energie annuelle (TWh)	492	525	534	506
Puissance de pointe "à une chance sur dix" (GW)	88,7	98,6	103,4	97,5

Figure 17 : Energie et puissance de pointe en 2020 selon le scénario

Dans son actualisation du bilan prévisionnel datant de juillet 2008, RTE a confirmé ses prévisions de consommation en énergie mais a réévalué à la hausse ses prévisions de consommation de pointe de 1400 MW du fait d'une croissance soutenue des consommations à la pointe. Ainsi, après réévaluation, les prévisions de puissance de pointe "à une chance sur dix" de RTE sont de 104,8 GW dans le scénario de référence et de 98,9 GW dans le scénario MDE renforcée.

On note que si le scénario Grenelle est assez proche du scénario RTE MDE renforcée en terme de bilan énergétique, ils diffèrent sensiblement en ce qui concerne la prévision de demande à la pointe. Cet écart peut résulter à la fois d'une différence de méthode dans la construction de la courbe de demande - le scénario Grenelle ayant pour principal objet un bilan énergétique plutôt qu'une préoccupation de sécurité d'approvisionnement - et d'une différence d'hypothèses. Cette remarque vaut également pour la comparaison des scénarios Grenelle différé et référence de RTE.

II.5 Eclairage complémentaire sur quelques déterminants de la demande à l'horizon 2020

Cette partie présente une analyse de la sensibilité de la demande à quelques facteurs qui pourraient avoir un impact d'ici 2020.

II.5.1 Le chauffage électrique

En France, le taux de pénétration du chauffage électrique est de l'ordre de 24% dans le chauffage du résidentiel. La demande électrique française est donc sensible aux conditions climatiques et en particulier aux vagues de froid. RTE estime ainsi que pour l'hiver 2009-2010 une baisse de 5°C correspond à un besoin supplémentaire de 10 000 MW de production électrique. Le gradient thermique - qui mesure la sensibilité de la puissance électrique appelée aux températures - est ainsi de 2100 MW/°C en France, ce qui est la moitié du gradient thermique européen.

Les mesures décidées lors du Grenelle visant à abaisser les consommations d'énergies dans les logements telles que le développement de "bâtiments basse consommation" (BBC) dans le neuf et le renforcement de l'isolation dans l'ancien permettront de réduire en partie le gradient thermique français.

En ce qui concerne les hypothèses de demande en électricité à l'horizon 2020, c'est l'objectif de réduction de la consommation du parc de bâtiment de 38% et sa répartition entre les différentes catégories de bâtiments (âge, taille, mode de chauffage) qui est déterminant plutôt que les modalités de déclinaison de la norme BBC sur le mode de chauffage des bâtiments neufs, qui aura quel que soit la pénétration du chauffage électrique un impact limité à l'horizon 2020 (nombre de logements neufs réduits par rapport au parc total et consommation unitaire en chauffage électrique, le cas échéant, très faible).

II.5.2 Les véhicules électriques

Les principaux constructeurs automobiles ont annoncé la commercialisation de véhicules électriques ou hybrides à l'horizon 2011-2012. L'horizon de cette PPI étant 2020, le potentiel de développement de la filière automobile électrique a été estimé.

Les visions des différents constructeurs diffèrent quant à l'avenir de l'électrique dans le secteur automobile. Certains envisagent les véhicules hybrides rechargeables consommant à la fois de l'électricité stockée dans une batterie et un combustible fossile traditionnel pour les trajets plus longs. D'autres parient sur des véhicules "tout électrique" qui n'utilisent que l'électricité stockée dans la batterie.

Le déploiement de ces nouveaux véhicules pourrait dans un premier temps concerner les flottes de l'administration et des entreprises publiques (telles que La Poste). Ces flottes seront en circulation dès 2011 mais le nombre de véhicules concernés restera négligeable. Dans un second temps, l'ensemble des automobilistes se déplaçant sur de courtes distances, notamment dans les agglomérations et en périphérie, pourra être concerné.

Partant d'un parc français inférieur à 10 000 véhicules, on peut faire une hypothèse de développement exponentiel des véhicules électriques avec un parc en circulation de 100 000 véhicules en 2015 et de 1 000 000 en 2020, l'énergie consommée chaque année par l'ensemble du parc automobile électrique serait alors de l'ordre 2,5 TWh²⁵ c'est-à-dire 0,5% de la demande électrique annuelle française estimée en 2020.

Toutefois le mode de fonctionnement de ce type de véhicule nécessite le rechargement de la batterie sur le réseau électrique. Plusieurs mode de recharge sont envisagés actuellement :

- à la maison : sur une prise électrique traditionnel, la charge de la batterie prend de 4 à 8h ;
- dans un lieu public, parking ou voie publique : la charge est également longue ;
- une charge rapide permettant de recharger partiellement la batterie en moins de 10 minutes en cas d'urgence ;
- "quick drop" station : cette solution est encore à l'étude et consisterait à changer la batterie vide par une batterie chargée ;

Avec un parc de 1 000 000 de véhicules électriques en 2020, on pourrait estimer que la puissance instantanée nécessaire au chargement des batteries serait de l'ordre de 1 GW. Ainsi, la PPI souligne l'importance du mode de recharge des batteries. En effet il faudra privilégier une recharge des batterie pendant les périodes de creux de demande électrique afin de ne pas accroître la puissance appelée à la pointe. Idéalement les batteries des véhicules devraient être rechargées la nuit.

II.5.3 Les effacements de consommation

La maîtrise des pointes de consommation est un enjeu important à la fois en terme de sécurité d'approvisionnement, que de compétitivité et de protection de l'environnement. En effet, au-delà de l'hydroélectricité de lacs, la production électrique de pointe repose pour l'essentiel sur des moyens de production au fioul, fortement émetteur de CO₂ et de polluants atmosphériques et coûteux.

Ainsi, les effacements de consommation qui permettent d réduire la consommation d'électricité, soit en utilisant une autre énergie que l'électricité pour les usages à satisfaire à ces instants, soit en reportant ces usages à un moment où la demande totale est moindre, constituent un moyen avantageux pour assurer le passage de la pointe.

Effacements industriels

Les industriels concernés par les effacements sont en majorité des industriels dits électro-intensifs c'est-à-dire qu'ils consomment une forte quantité d'électricité. Les différents types d'effacements peuvent être distingués en fonction des délais de mise en œuvre :

- les effacements de type EJP ou le mécanisme d'ajustement qui permettent une gestion prévisionnelle de la pointe et pour lesquels les délais de mise en œuvre sont longs ;

²⁵ en prenant comme hypothèses une consommation électrique moyenne des véhicules électriques de 25 kWh pour parcourir 100 km et un kilométrage annuel moyen par véhicule de 10 000 km par an.

- les effacements immédiats ou l'interruptibilité : ils ne sont mis en œuvre qu'en cas de gros problème d'équilibrage de réseau et les délais sont de l'ordre de quelques minutes ; toutefois ce mécanisme à délai très court n'existe pas actuellement en France.

Dans le cas des effacements de type EJP (Effacements Jours de Pointe), l'industriel s'engage, lorsqu'il est appelé²⁶, à ne pas dépasser une puissance pré-déterminée. Dans le cas où cette puissance serait dépassée, l'industriel serait pénalisé financièrement. Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, l'industriel s'engage sur une variation de puissance par pas demi-horaire à la baisse quel que soit son régime de marche lorsqu'il est appelé.

Ces baisses de puissance peuvent être mises en œuvre par différents moyens : la substitution d'une source d'énergie par une autre, le fonctionnement des installations au niveau du minimum techniquement acceptable ou l'arrêt de certains ateliers.

Auparavant, le coût des effacements industriels 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.

Effacement diffus

Les effacements diffus consistent à abaisser la consommation de milliers de clients particuliers à la fois afin d'abaisser la puissance électrique appelée à l'échelle nationale. Le principe des tarifs EJP et Tempo est de proposer des prix élevés sur 22 périodes de 18h que le fournisseur d'énergie fixe à sa discrétion en informant les consommateurs la veille, en contrepartie de prix plus attractifs hors de ces périodes.

Une alternative à ce mécanisme basé sur un signal prix est la mise en œuvre de système d'interruption physique de la consommation. Pour mettre en œuvre un tel mécanisme, il est nécessaire d'installer un boîtier spécifique chez chaque client particulier afin d'analyser en détail sa consommation électrique en temps réel et de permettre de couper à distance pour une période limitée l'alimentation du chauffage, voire de certains appareils électroménagers. Si à ce jour, ce type d'effacement n'a pas encore un impact significatif sur la demande électrique à l'échelle nationale, le développement des compteurs intelligents devrait permettre une gestion plus fine des appels de puissance.

La PPI 2009 souligne les enjeux liés à la maîtrise de la demande en période de pointe dont un des paramètres est la juste valorisation. En terme de dimensionnement, la PPI reprend l'hypothèse utilisée par RTE dans son bilan prévisionnel, soit un potentiel total d'effacement de 3 000 MW.

²⁶ Dans le cadre des effacements EJP, l'industriel peut être amené à baisser sa puissance appelée au maximum pendant 22 jours dans l'année.

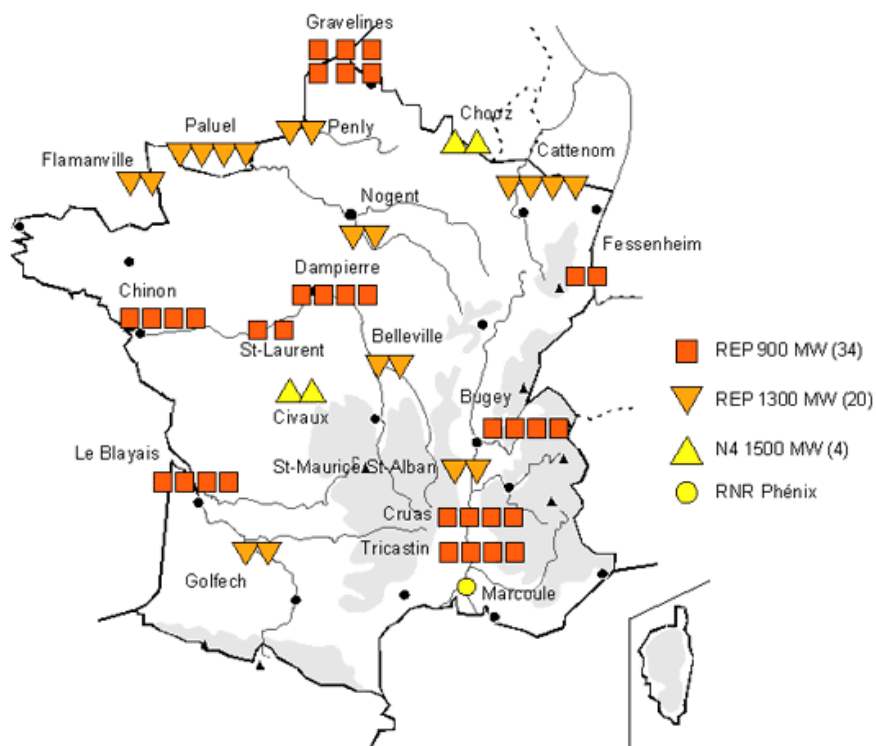
III Les filières de production d'électricité

Cette partie présente les enjeux et les perspectives propres à chaque filière de production électrique en France métropolitaine.

III.1 Le nucléaire

III.1.1 Le parc actuel

Le parc nucléaire français est constitué de 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) répartis sur 19 sites. Il se décompose en trois paliers : 34 tranches 900 MW, 20 tranches 1300 MW et 4 tranches 1500 MW (N4). La puissance installée totale s'élève à 63,1 GW et l'âge moyen des centrales est de 22 ans.



III.1.2 Le fonctionnement du parc

La France a fait le choix de lancer un ambitieux programme électronucléaire en 1974 à la suite du premier choc pétrolier afin de réduire sa dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles. Les réacteurs nucléaires français ont donc été mis en service à un rythme soutenu entre 1978 et 1994.

Le nucléaire est caractérisé par des coûts d'investissement élevés et par un coût marginale d'exploitation faible. Par conséquent l'optimisation économique du parc nucléaire consiste à exploiter les centrales en base et en semi-base longue. L'étude des coûts de

référence exposées précédemment a d'ailleurs montré que le nucléaire (avec pour installation de référence l'EPR) est le moyen de production le plus compétitif en base.

En 2007, la production du parc nucléaire représentait 76,9%²⁷ de la production totale d'électricité en France. Cette spécificité française rend nécessaire la modulation de la production nucléaire - notamment par la répartition au cours de l'année des arrêts de tranche pour maintenance et rechargement - afin d'épouser la courbe de demande d'électricité malgré les possibilités d'exportation. En effet, les exportations d'électricité sont limitées par les capacités des interconnexions, d'une part, et un pays voisin n'importera de l'électricité française que si la rentabilité économique le justifie et si ses moyens de production ne permettent pas de couvrir sa demande, d'autre part. Le graphique ci-dessous montre, au cours de l'année 2006, l'adéquation entre l'énergie produite par le parc nucléaire et la demande d'électricité.

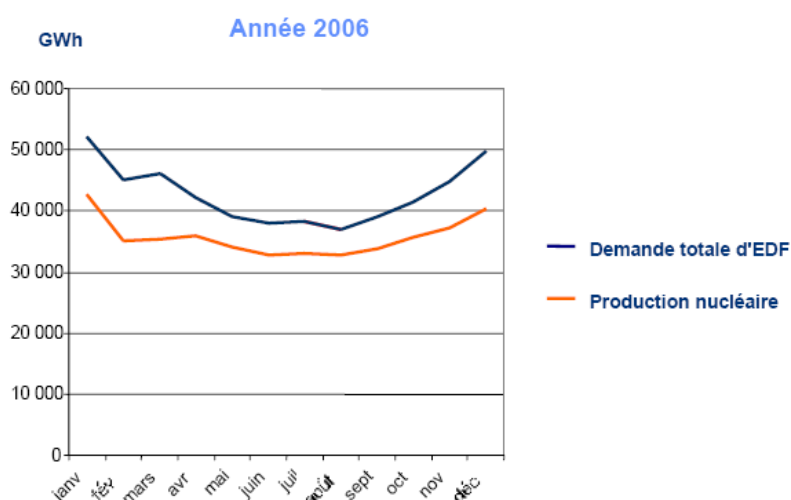


Figure 19 : Comparaison en 2006 de la production nucléaire et de la demande en électricité - Source EDF

L'énergie réellement produite chaque année par le parc nucléaire français correspond au produit de trois grandeurs :

- la puissance installée ;
- le coefficient de disponibilité Kd ;
- le coefficient d'utilisation Ku.

Le coefficient de disponibilité : Kd

Le coefficient de disponibilité intègre les indisponibilités techniques des réacteurs nucléaires. En France, certaines spécificités du système électrique abaisse mécaniquement le Kd de l'ordre de 5% : le mode de gestion (durée des cycles) du combustible, le mode de sollicitation du parc qui consiste à faire épouser la courbe de production à la courbe de demande d'électricité, et les réglementations et les spécificités de sûreté.

²⁷ Sur un total de 544,4 TWh, la production du parc nucléaire s'est élevée à 418,6 TWh en 2007.



Figure 20 : Evolution du Kd de 1999 à 2007 - Source EDF

De 1999 à 2006, le coefficient de disponibilité s'est amélioré de manière constante passant de 79,3% à 83,6%. Toutefois, en 2007, le Kd a chuté de 3,4 points pour atteindre 80,2%. Cette baisse s'explique par l'allongement des arrêts pour maintenance des tranches nucléaires du à des incidents techniques :

- une avarie générique nécessitant des opérations de maintenance sur les générateurs vapeurs de certaines tranches est responsable de 2,2 points de baisse ;
- des aléas rencontrés lors d'opérations de maintenance sur des alternateurs de génération d'électricité comptent pour environ 1 point de baisse.

Pour l'année 2008, le Kd attendu par l'exploitant nucléaire est très proche du coefficient de disponibilité de l'année 2007. A l'horizon 2011, l'objectif de l'exploitant est d'atteindre un coefficient de disponibilité de 85%.

Le coefficient d'utilisation : Ku

Le coefficient d'utilisation traduit le fait que la puissance disponible n'est pas toujours utilisée totalement du fait d'une demande basse ou d'arrêts programmés des réacteurs. En France, les réglementations environnementales (rejets thermiques dans les cours d'eau) font baisser le Ku de l'ordre de 1 point, la fourniture de services système au réseau font baisser le Ku de 1,5 points et l'optimisation de l'exploitation du parc en terme de combustible et de modulation sont responsables d'une baisse de 3 à 4 points du Ku. Au total, ce sont 6 à 7 points de Ku qui s'expliquent par les spécificités du parc nucléaire français.



Figure 21 : Evolution du Ku de 1999 à 2007 - Source EDF

De 1999 à 2007, le Ku s'est accru constamment, passant de 90,5% à 94,2%. Entre 2006 et 2007, l'augmentation du Ku de 1,6 point est particulièrement remarquable. Elle a permis de compenser en partie la forte baisse du coefficient de disponibilité.

Au final le coefficient de production Kp^{28} s'est accru constamment de 1999 à 2005 en passant de 71,8% à 77,6%, puis il a baissé les deux années qui ont suivi pour atteindre 75,6% en 2007. Cette évolution du coefficient de production a eu un impact direct sur la production du parc nucléaire. Comme le montre le graphique ci-dessous, la production nette du parc REP²⁹ s'est fortement accru entre 1998 et 2005 en passant de 361,8 TWh à 429,2 TWh et a légèrement baissé en 2006 et 2007.

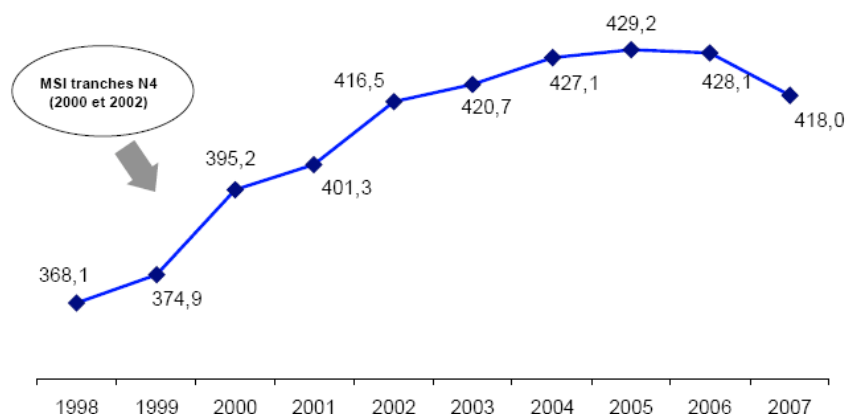


Figure 22 : Evolution de la production nette du parc REP en TWh de 1998 à 2007 - Source EDF

En prenant en compte tous ces éléments, la PPI souligne que le dimensionnement du parc nucléaire à l'horizon 2020 doit prendre en compte les aléas techniques subis par le parc existant et la baisse de disponibilité qui pourrait en découler.

III.1.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020

Entre 2015 et 2020, l'exploitant envisage d'augmenter la production du parc nucléaire de 8 à 15 TWh grâce à de nouveaux rotors de turbine plus performants et à une augmentation de puissance des réacteurs du palier 1300 MW.

Au-delà de ces améliorations techniques, l'évolution du parc nucléaire français à l'horizon 2020 dépend surtout de la durée de vie des centrales existantes et de la construction de nouveaux réacteurs.

La durée de vie des centrales

²⁸ Produit de Kd et de Ku.

²⁹ Réacteur à eau pressurisée

L'âge moyen du parc nucléaire est de 22 ans avec un âge moyen par palier de 26 ans pour le palier 900 MW, de 19 ans pour le palier 1300 MW et de 7 ans pour le palier 1500 MW. A l'horizon 2020 de cette PPI, se pose donc la question de la durée de vie des centrales nucléaires.

Tous les dix ans, l'exploitant mène pour chaque palier technique une réévaluation de sûreté qui aboutit à un nouveau référentiel de sûreté et à un programme d'améliorations à mettre en œuvre qui sont soumis, avant chaque visite décennale, à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) pour approbation. L'ASN a ensuite la charge de se prononcer pour chaque réacteur, à l'issue de la visite décennale, sur la poursuite de l'exploitation pour une nouvelle période de dix ans et les cas échéant, les conditions correspondantes.

A titre indicatif, les échéances prévues des visites décennales pour chaque palier sont mentionnées ci-dessous. Au-delà des années 2009 et 2010, ces dates sont toutefois sujettes à ajustements autour de l'année cible du fait de contraintes techniques et d'opérations de maintenance :

- les troisièmes visites décennales du palier 900 MW commenceront dès 2009 avec une tranche de Tricastin, puis une tranche de Fessenheim ; les 32 autres tranches suivront entre 2010 et 2015 ;
- les deuxièmes visites décennales du palier 1300 MW ont commencé en 2005 sur le site de Paluel et s'étaleront jusqu'en 2014 ;
- les premières visites décennales du palier 1500 MW (sur les sites de Chooz et Civaux) se tiendront de 2009 à 2012 au rythme d'une visite par année ;
- les troisièmes visites décennales du palier 1300 MW commenceront en 2015.

Enfin, à l'horizon 2020 de la PPI, les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW auront juste commencé (2019-2020). Le graphique ci-dessous montre le placement des troisièmes (en bleu clair) et quatrième (en rouge) visites décennales du palier 1300 MW et des quatrièmes visites décennales du palier 900 MW (en bleu foncé).

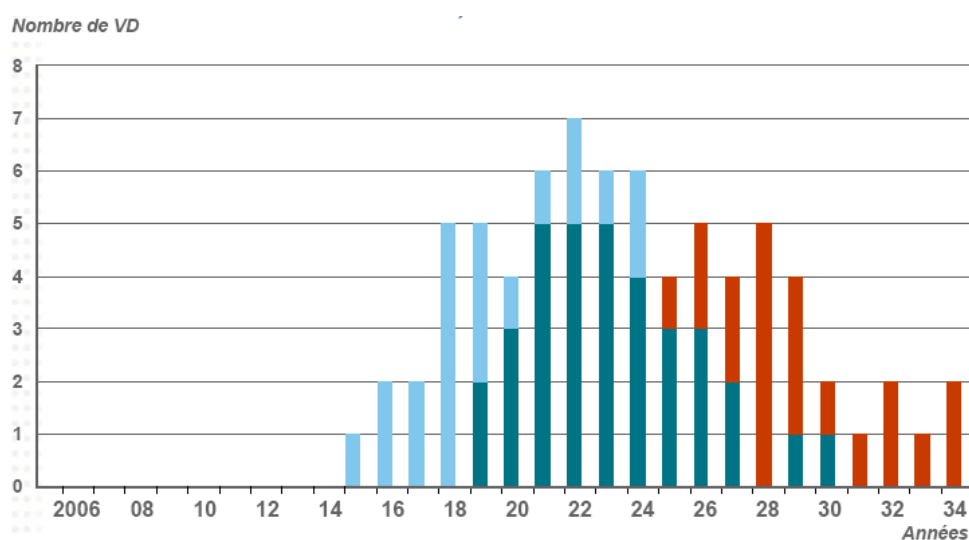


Figure 23 : Placement des 3èmes et 4èmes visites décennales du palier 1300 MW et des 4èmes visites décennales du palier 900 MW - Source EDF

L'objectif industriel de l'exploitant est de prolonger la durée de vie du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Cela est cohérent avec la tendance observée pour des centrales de

technologie analogue à l'échelle internationale, notamment aux Etats-Unis. Ainsi, EDF met en place un plan d'actions en terme de comportement à long terme des matériels, de mise en œuvre de solutions adaptées pour faire face à l'obsolescence de certains composants, de programme de maintenance, notamment de renouvellement de certains gros équipements. Toutefois, c'est de l'ASN que relèvera *in fine* l'autorisation ou non d'allonger la durée de vie des centrales.

L'EPR Flamanville 3 et le second EPR

Suite à la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, le maintien de l'option nucléaire ouverte a été décidée au travers de la mise en service d'un réacteur de conception la plus récente en 2012. Cette décision a été intégrée dans l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 fixant un objectif de mise en service de 1600 MW (correspondant à un EPR) avant 2015.

Un réacteur EPR est donc actuellement en construction sur le site de Flamanville. Les travaux préparatoires ont débuté en août 2006. Les travaux de construction des bâtiments de la future centrale ont commencé en décembre 2007, avec le coulage du premier plot de la dalle (radier) du bâtiment réacteur. Sa mise en service est prévue pour 2012. L'EPR Flamanville 3 aura une puissance de 1,6 GW et, lors de sa mise en service, la puissance totale du parc installé en France passera à 64,7 GW.

Etant donné la compétitivité du nucléaire et la volonté de disposer en France d'un parc de production électrique décarboné, le Président de la République a annoncé début juillet 2008 la mise en service d'un second EPR. Celle-ci pourrait intervenir au plus tôt vers 2017.

A l'horizon de la PPI, les premiers réacteurs du parc nucléaire atteindront 40 ans. Si le scénario privilégié est la prolongation de la durée de vie des centrales, il est nécessaire de laisser à l'ASN toute latitude pour proposer la décision de fermeture ou de prolongation de chaque réacteur. Ainsi, la PPI doit gérer les risques sur l'équilibre offre-demande liés aux incertitudes sur la durée de vie et la disponibilité du parc actuel. En terme de développement, la PPI retient la construction des deux premiers réacteurs EPR dans le cadre des objectifs de développement d'un parc de production compétitif et décarboné.

III.2 Le parc thermique classique centralisé

III.2.1 Le parc actuel

Le parc thermique classique centralisé comprend les cycles combinés à gaz (CCG), les centrales au charbon et au fioul ainsi que les turbines à combustion (TAC) et quelques installations consommant des gaz sidérurgiques.

Le rôle du parc thermique classique centralisé dans le système électrique français est d'ajuster l'offre à la demande. En effet, l'électricité est un bien qui ne se stocke pas et il est donc nécessaire que l'offre soit égale à la demande à tout instant. Or l'offre peut varier sans préavis en cas d'aléa technique et les variations de la demande sont de grandes amplitudes et sur des échelles de temps multiples. La demande varie :

- au sein de la journée (pointe - creux) ;
- de manière saisonnière (été - hiver) ;
- de manière annuelle (en fonction des conditions climatiques).

L'exploitation ou l'arrêt de ces centrales est donc conditionné par l'ajustement de l'offre à la demande. Certaines centrales fonctionnent en semi-base (de l'ordre de 2000 à 5000 heures par an pour les CCG par exemple) et d'autres fonctionnent à la pointe voire à l'extrême pointe c'est-à-dire moins de 500 heures par an pour les TAC.

Il a été souligné au cours des travaux de la PPI qu'un parc thermique classique minimal est indispensable pour le bon fonctionnement du parc de production français. Il apporte de la flexibilité et de la puissance garantie au parc de production : il représente 10% de la puissance totale et 4% de l'énergie produite.

III.2.2 L'amélioration de la qualité de l'air

Pour améliorer la qualité de l'air, le parc de production thermique doit s'adapter aux réglementations environnementales au niveau national et européen notamment en ce qui concerne les émissions d'oxyde de soufre SO₂, d'oxydes d'azote NO_x et de poussières d'une part, mais aussi la réduction des émissions de CO₂ d'autre part.

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. Ces VLE figurent dans l'arrêté du 30 juillet 2003 qui transpose en droit français la directive GIC. Cette réglementation s'applique depuis de 1^{er} janvier 2008 à toutes les installations de combustion de plus de 50 MW. L'objectif est d'aligner les VLE des installations existantes c'est-à-dire mises en service avant 2002 aux VLE des installations neuves : 400 mg/Nm³ pour le SO₂ et 400 mg/Nm³ pour les NO_x.

Toutefois des dérogations ont été mises en place :

- pour les installations de combustion de DOM du fait du contexte particulier de leur exploitation ;
- pour les installations les plus anciennes, nécessitant d'importants investissements en moyens de désulfuration et de dénitrification : les VLE ont été fixées à 1800 mg/Nm³ SO₂ et 900 mg/Nm³ NO_x en limitant le fonctionnement de ces centrales à 20 000 heures à compter du 1^{er} janvier 2008 avec un arrêt définitif au plus tard le 31 décembre 2015 ;
- pour les installations au fioul sollicitées uniquement à la pointe : les limites d'émissions ont été fixées en masse de polluants émis annuellement. Il est estimé que ces limites annuelles réduiront la durée de fonctionnement de ces centrales à moins de 500 heures.

La directive GIC prévoit également la mise en place d'un schéma national de réduction des émissions (SNR).

Schéma National de Réduction des émissions

Le schéma national de réduction (SNR) des émissions, adopté le 31 octobre 2007, vise à réduire les émissions annuelles totales de NOx, de SO2 et de poussières des installations existantes de la production centralisée d'électricité dont le combustible est du charbon ou du fioul lourd. Ce schéma prend en compte la durée d'exploitation annuelle réelle de chaque installation, le combustible utilisé et la puissance thermique des installations afin que les émissions totales annuelles de NOx, de SO2 et de poussières de ce parc de production soit identique aux niveaux qui auraient été obtenus en appliquant les valeurs limites d'émission de la directive GIC³⁰. Les installations appartenant au SNR figurent dans le tableau ci-dessous (NB la puissance indiquée est la puissance thermique et non pas électrique) :

Site	Unité	Puissance (MWth)	Combustible principal
Cordemais	4	1 500	Charbon
Cordemais	5	1 500	Charbon
Le Havre	4	1 500	Charbon
Aramon	1	1 750	Fioul lourd
Aramon	2	1 750	Fioul lourd
Cordemais	2	1 750	Fioul lourd
Cordemais	3	1 750	Fioul lourd
Porcheville	1	1 500	Fioul lourd
Porcheville	2	1 500	Fioul lourd
Porcheville	3	1 500	Fioul lourd
Porcheville	4	1 500	Fioul lourd

Figure 24 : Liste des installations appartenant au schéma national de réduction des émissions

Pour l'ensemble des ces installations, les émissions annuelles de NOx sont limités à 13 749 tonnes, celles de SO2 sont limitées à 11 338 tonnes et la limite des émissions annuelles de poussières est de 1 417 tonnes.

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 oeuvre. 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 NOx 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 NOx, les COV et le NH3 et soumettre à la Commission un

³⁰ transposée en droit français par l'arrêté ministériel du 30 juillet 2003

programme détaillant les mesures prises. Au plan national, la mise en oeuvre de cette directive a consisté en l'adoption en 2003 d'un programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

Evolution du cadre réglementaire

A la suite de l'adoption du Paquet "Energie Climat" le 17 décembre 2008 au Parlement Européen, les grandes installations de combustion de plus de 300 Mwe devront obligatoirement disposer d'un espace réservé pour un dispositif de captage de carbone si l'étude de faisabilité technique et économique est positive. Il est également envisagé de fixer à l'avenir des valeurs limites d'émission de CO₂ aux installations nouvelles si les dispositifs de captage et de stockage du carbone (CSC) ont fait leurs preuves sur le plan environnemental et économique entre temps.

Par ailleurs, l'évolution des réglementations environnementales est en cours de discussion au niveau européen. Une nouvelle directive dite IPPC pour Integrated Pollution Prevention and Control est actuellement en cours de négociation. La nouvelle directive IPPC pourrait abaisser les VLE de SO₂ et de NO_x pour les installations de combustion.

L'évolution du cadre réglementaire après 2015 est déterminante pour les industriels. En effet, si les VLE de SO₂ et de NO_x étaient abaissées, les choix d'investissements dans des dispositifs de désulfuration et de dénitrification ou dans la construction de nouvelles centrales plus performantes devraient être faits dès 2010.

III.2.3 Les cycles combinés à gaz (CCG)

D'après la synthèse publique des coûts de référence 2007, l'intérêt économique des CCG correspond à un fonctionnement en semi-base. A ce jour, le parc de CCG en France est limité aux deux CCG mis en service en 2005 à Dunkerque (DK6) et exploités par GDF Suez.

La PPI 2006 a souligné la nécessité d'investissements en CCG pour satisfaire les besoins de semi-base consécutifs à la fermeture des plus anciennes installations charbon. Le remplacement d'anciennes centrales charbon par des CCG se traduisant par une forte réduction des émissions de CO₂. En effet, comme l'indique la synthèse des coûts de référence, pour chaque MWh produit, un cycle combiné à gaz émet de l'ordre de 365 kg de CO₂ à comparer à 800 kg CO₂ pour une nouvelle centrale à charbon, certaines installations du parc actuel pouvant émettre jusqu'à 1000 kg de CO₂/MWh.

Cette filière de production est donc très peu exploitée à ce jour en France mais son potentiel de développement est grand. Ainsi le nombre de projets de CCG a décollé au cours des dernières années. A ce jour, au-delà la centrale exploitée par GDF Suez à Dunkerque, 20 tranches de CCG ont obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108 et RTE considère dans l'actualisation 2008 de son bilan prévisionnel qu'au minimum dix d'entre eux ont atteint un stade d'irréversibilité. Il convient d'être attentif à la concrétisation des autres projets à un stade de développement moins avancé.

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

Figure 25 : Liste des 20 tranches de CCG ayant obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108

Si les CCG sont conçus pour un fonctionnement en semi-base (entre 2 000 et 6 000 h/an), leur durée annuelle de fonctionnement s'adaptera aux besoins du système électrique européen (niveau de la demande, production fatale d'électricité par les énergies renouvelables, coût variable de production incluant la valeur des quotas de CO₂...). Ainsi, les CCG constitueront une variable d'ajustement du parc de production.

Au cours des travaux préparatoires de la PPI, le problème de l'approvisionnement en gaz des CCG a été soulevé, notamment concernant la modulation intra-journalière, la simultanéité des appels entre les CCG et la concomitance des pointes de demande de gaz et d'électricité.

Toutefois, il semble que les travaux engagés par les gestionnaires du réseau de transport de gaz avec les exploitants de CCG permettront de mettre aux points des protocoles pour traiter ces questions. Il est toutefois probable que l'accroissement du besoin de capacité de modulation ait un coût pour les parties prenantes.

Dans la perspective de l'évaluation des besoins pour la sécurité d'approvisionnement électrique, la PPI retient comme hypothèse la réalisation d'au moins dix CCG à l'horizon 2012. Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront la variable d'ajustement du parc de production et, suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs.

III.2.4 Les centrales à charbon

La parc actuel s'élève à 6,9 GW dont 4,5 GW sont exploités par EDF et 2,4 GW par la SNET. L'avenir du parc de centrales à charbon est directement lié à la directive grandes installations de combustion (GIC) qui offre deux possibilités au parc charbon :

- le fonctionnement au-delà de 2015 en respectant les valeurs limites d'émissions à partir de 2008 ; cela concerne une puissance installée de 3,3 GW ;
- le fonctionnement en dérogation "2008 + 20 000 heures" jusqu'à fin 2015 ; cela concerne une puissance installée de 3,6 GW.

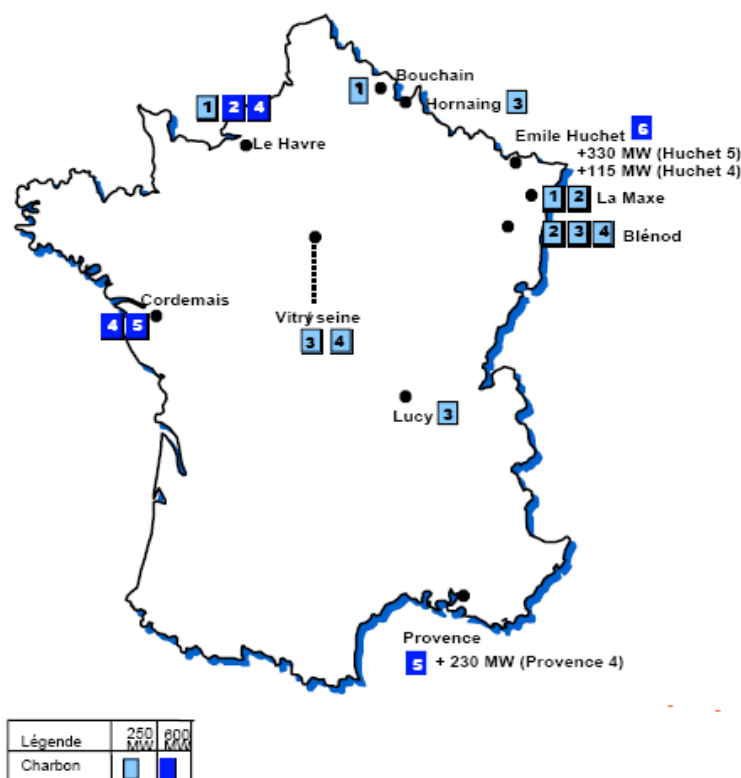


Figure 26 : Parc charbon - Source EDF et SNET

Mise à part la problématique CO₂, les travaux de la PPI ont mis au jour l'intérêt de la pérennisation d'un parc charbon au sein du système électrique français. En effet, elle permet une diversification des moyens de production et, par conséquent, une plus grande flexibilité et une meilleure sécurité d'approvisionnement du parc de production.

Toutefois l'inconvénient majeur d'un parc charbon est la grande quantité de CO₂ émise. En effet, comme l'indique la synthèse des coûts de référence, pour chaque MWh produit, une centrale à charbon propre et supercritique (i.e. présentant un rendement élevé et des systèmes de dépollution des fumées) émet de l'ordre de 800 kg CO₂, ce qui est néanmoins bien inférieur à certaines installations du parc actuel qui peuvent émettre jusqu'à 1000 kg de CO₂/MWh. Ainsi l'étude des coûts de référence 2007 montre que la compétitivité du charbon baisse fortement lorsque la tonne de CO₂ émise est valorisée : si le CO₂ coûte 10€ la tonne, les centrales au charbon ne sont plus compétitives face aux CCG.

Au cours des travaux préparatoires de la PPI, les industriels ont fait part de deux projets de centrales au charbon de 800 MW au Havre et à Fos-sur-Mer pour une mise en service au plus tôt en 2016.

Séquestration de CO₂

La problématique du captage et du stockage du carbone est à présent indissociable de l'éventuel maintien d'un parc charbon. La séquestration du CO₂ comprend trois étapes : le captage, le transport et le stockage.

Concernant le captage, trois technologies sont actuellement privilégiées et leurs dates prévisionnelles de commercialisation diffèrent et sont l'objet d'incertitudes : 2015 pour la post-combustion ; 2017-2018 pour l'oxy-combustion et après 2020 pour la pré-combustion. Ces trois technologies semblent très prometteuses et les enjeux industriels de cette filière sont de grande ampleur.

Concernant le transport et le stockage, il semble qu'il reste encore beaucoup à faire pour que les infrastructures soient prêtes afin de stocker le CO₂ une fois capté. Il est d'ailleurs apparu au cours des travaux de la PPI que le stockage serait vraisemblablement le facteur limitant dans le développement de la séquestration du CO₂. Il en résulte une incertitude quant à la date effective de disponibilité de dispositifs de captage et stockage du carbone (CSC).

Actuellement il est indispensable de démontrer la faisabilité technique du CSC grâce à des démonstrateurs d'une puissance de l'ordre de 200 à 300 MW. Dix à douze démonstrateurs devraient être construits à l'échelle européenne dans ce but d'ici à 2015. La PPI souligne l'importance de ces démonstrateurs pour l'avenir énergétique européen.

Au niveau national le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement indique que : "Tout projet de construction d'une centrale à charbon devra être conçu de sorte à pouvoir être équipé dans les meilleurs délais d'un dispositif de captage et stockage du dioxyde de carbone".

Le parc de production charbon subira de profondes modifications sur la période de la PPI puisque 50% du parc actuel, correspondant aux installations les plus polluantes, seront déclassées.

Dans l'attente de la disponibilité des technologies de capture et stockage du CO₂, la PPI préconise de n'autoriser que les projets de centrales à charbon s'inscrivant dans une logique de démonstration de la chaîne complète CSC.

III.2.5 Les moyens thermiques pour la production de pointe

Les moyens de pointe permettent de fournir de l'électricité lors des pics de demande. Ils fonctionnent un très petit nombre d'heures dans l'année mais doivent être fiables et démarrer en quelques minutes. Outre l'hydraulique, les moyens de pointe sont les centrales fioul-vapeur, et les turbines à combustion (TAC). En règle générale, il convient de privilégier pour la production de pointe un combustible stockable à proximité de la centrale et non pas le gaz naturel pour lequel les pointes de demandes entre la consommation résidentielle et la

demande d'électricité seront concomitantes. Ainsi, on privilégie le fioul, l'impact en terme d'émissions atmosphériques étant limité, vu la faible durée annuelle de fonctionnement.

Le parc fioul-vapeur est constitué de huit tranches de 600 à 700 MW dont quatre ont été remises en service entre 2007 et 2008. La puissance totale installée s'élève à 5200 MW. Actuellement ces tranches sont exploitées dans le cadre d'une dérogation de la directive GIC exposée précédemment : les masses de polluants émises sont limitées annuellement, ce qui limite en pratique leur durée de fonctionnement à quelques centaines d'heures de marche annuelle. Cette réglementation restera en vigueur jusqu'en 2015. De plus, trois tranches fioul de 250 MW chacune sont actuellement exploitées à Martigues mais elles seront remplacées à l'horizon 2011-2012 par des cycles combinés à gaz.

Les possibilités techniques de réduction des émissions de polluants étant limitées et coûteuses, l'exploitation du parc fioul vapeur au-delà de 2015 dépendra fortement de l'évolution du cadre réglementaire. Celui-ci est en cours de discussion au niveau européen.

Le parc de TAC est exploité en extrême pointe c'est-à-dire de l'ordre d'une centaine d'heures par an en moyenne. La puissance totale installée est actuellement de 1200 MW qui se décomposent en sept TAC mises en service avant 2000 et capables de fonctionner jusqu'en 2020 au moins (700 MW) et de trois TAC mises en service au cours des années 2007 et 2008 (500 MW). De plus trois TAC supplémentaires sont en construction pour une puissance totale de 550 MW.

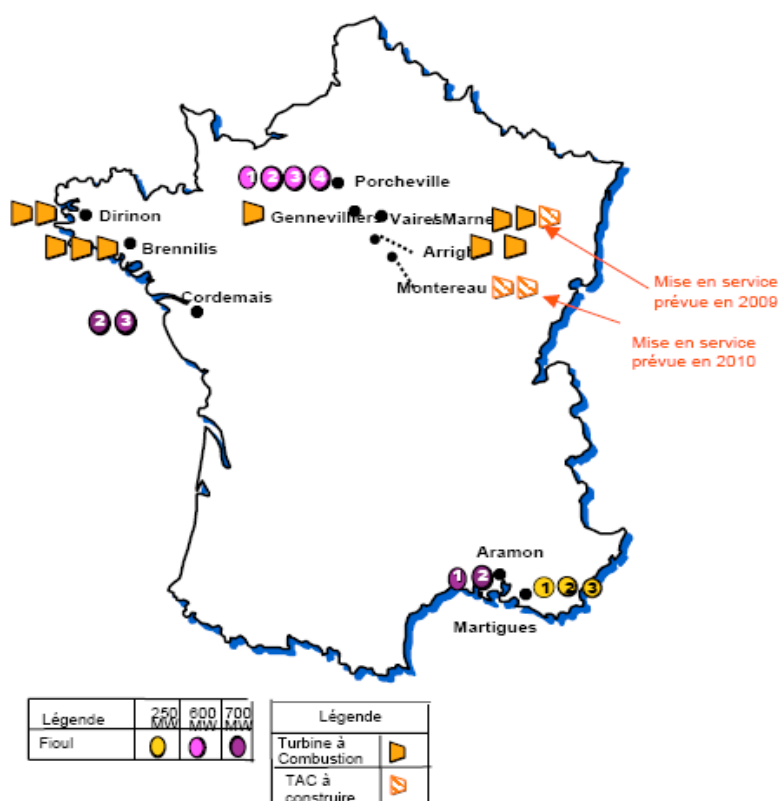


Figure 27 : Parc fioul : centrales fioul-vapeur et turbines à combustion - Source EDF

L'avenir du parc de production fioul vapeur (5,2 GW) permettant de produire à la pointe sera déterminé par l'évolution de la réglementation européenne.

Pour la production électrique de pointe, les turbines à combustion au fioul constituent la seule alternative à l'hydraulique de lac ou aux STEP.

Par ailleurs, on note que l'ensemble des acteurs souligne que le marché n'assure pas une rentabilité suffisante aux investissements dans de nouvelles capacités de production de pointe.

III.3 La cogénération au gaz naturel

III.3.1 Le cadre économique et réglementaire

Actuellement le parc installé de cogénération est de 5 GW et la quasi totalité de ces installations (4,7 GW) fonctionne dans le cadre du système d'obligation d'achat. Le parc de cogénération fonctionne très majoritairement au gaz naturel.

Les cogénérations se sont fortement développées en France à la fin des années 90 grâce aux contrats type dit "97-01" et "99-02" dans le cadre du système d'obligation d'achat. A la suite de sa modification par la loi du 10 février 2000, seules les installations alimentant un réseau de chaleur ou celles de puissance inférieure à 12 MWel peuvent obtenir l'obligation d'achat.

Les surcoûts de cette politique de soutien à la cogénération sont pris en charge par la contribution au service public de l'électricité (CSPE)³¹ versée par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Pour l'année 2006, le coût constaté des contrats d'achat cogénération au sein de la CSPE était de 677,3 millions d'euros (44% des charges totales de la CSPE en 2006) et le coût prévisionnel au titre de l'année 2008 est de 579,6 millions d'euros (35% des charges prévisionnelles totales de la CSPE en 2008).

Ce cadre économique sera amené à évoluer au cours des prochaines années. Les contrats type "97-01" et "99-02" ont une durée de 12 ans et arrivent à échéance entre 2008 et 2012. Actuellement, à l'échéance de ces contrats, deux possibilités s'offrent aux cogénérateurs. La première est de vendre l'électricité produite sur le marché. La seconde est de bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat à l'issue du premier contrat de 12 ans dans la mesure où l'installation a fait l'objet d'investissement de rénovation. Le principe du bénéfice de l'obligation d'achat est posé dans l'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération, pris pour l'application du décret du 7 septembre 2005 et s'applique aux installations rénovées pour un montant minimum de 350 €/kW installé.

III.3.2 L'intérêt des cogénérations dans le parc de production français

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

- des économies d'énergie primaire, et de CO₂ si elle vient en substitution de production d'électricité à partir d'un combustible fossile: 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

³¹ instituée par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003

10% par rapport aux productions électriques et thermiques séparées ; selon les estimations de la FG3E³², elles s'élèvent à 570 000 tep d'énergie par an ;

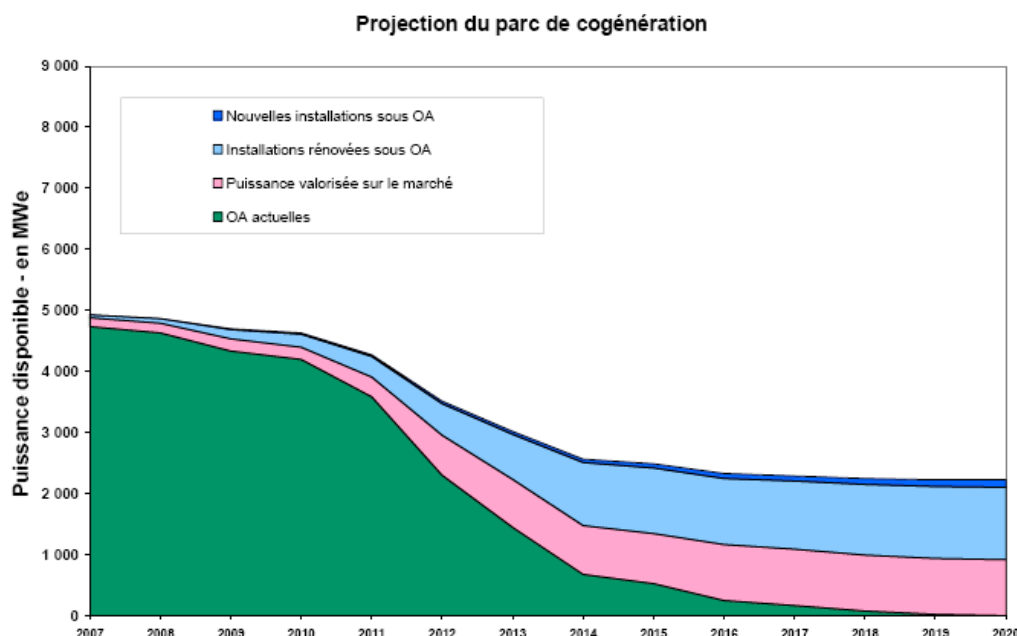
- la réduction des pertes de réseau du fait du caractère décentralisé de la production (il est néanmoins difficile de chiffrer le gain qui en résulte)
- un fonctionnement en ruban hiver : la cogénération présente l'avantage de fonctionner principalement en hiver, ce qui correspond à la saisonnalité de la demande électrique.

Les moyens de cogénération ont également été sollicités, hors périodes normales de fonctionnement, lors des épisodes de tension du système électrique français³³. Afin de répondre de manière adéquate aux périodes de tension, les installations de cogénération peuvent choisir d'être des moyens dispatchables.

III.3.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020

Etant donnée la très grande proportion d'installations de cogénération sous contrat d'obligation d'achat, le cadre réglementaire aura un fort impact sur l'évolution du parc installé. La FG3E a proposé deux scénarios d'évolution du parc à l'horizon 2020 selon deux scénarios : un scénario à cadre inchangé et un scénario qu'elle qualifie d'objectif.

Dans le premier scénario à cadre inchangé, le parc installé décline progressivement pour atteindre 2,2 GW en 2020 dont 0,9 GW fonctionnerait sans contrat d'obligation d'achat. Dans ce cas, 10 MW d'installations de moins de 12 MW seraient construits chaque année en moyenne et 45% des sorties d'obligation d'achat seraient renouvelés. De plus, 40 % de la production des cogénérations de plus de 12 MW serait valorisée sur le marché.



³² Fédération Française des entreprises Gestionnaires de services aux Equipement, à l'Energie et à l'Environnement

³³ comme par exemple la canicule 2003 et la vague de froid de février - mars 2005

Figure 28 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario à cadre inchangé

Dans le second scénario, considéré par la FG3E comme un objectif à atteindre, un nouveau cadre incitatif est mis en place afin que la puissance du parc installé soit de 6 GW dont 1,5 GW fonctionnerait sans contrat d'obligation d'achat. Dans ce cas, 200 MW d'installations de moins de 12 MW seraient construits chaque année et 80 % des sorties d'obligation d'achat seraient renouvelés. De plus, la valorisation de la production des installations de plus de 12 MW sur le marché serait portée à 70%.

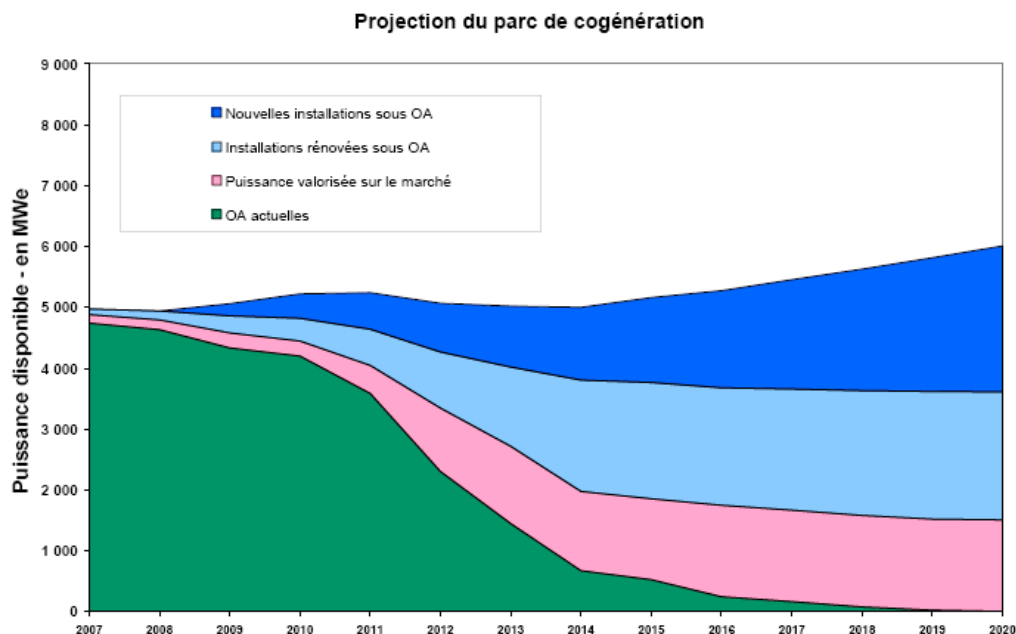


Figure 29 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario objectif

La cogénération permet des économies d'énergie primaire et de CO₂, dans la mesure où elle se substitue à des productions d'électricité et de chaleur à partir du même combustible.

Le parc actuel d'installations de cogénération au gaz naturel est amené à évoluer du fait de la fin des premiers contrats d'obligation d'achats, de l'évolution des besoins de chaleur et de l'augmentation attendue de l'utilisation de la biomasse.

La PPI ne fixe pas d'objectif de développement du parc de cogénération au gaz naturel et privilégie le développement de cogénération biomasse, notamment par substitution aux actuelles installations fonctionnant au gaz naturel.

III.4 Les énergies renouvelables

III.4.1 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, de plus elles ne génèrent 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.

Grâce à l'hydroélectricité, la France est actuellement l'un des premiers producteurs d'électricité d'origine renouvelable de l'Union Européenne. En 2007, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité s'élevait à 12,4% dont 11,6% pour l'hydraulique et 0,8% pour les autres énergies renouvelables telles que l'éolien et le photovoltaïque notamment.

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement a permis d'étudier le potentiel de développement de chaque filière renouvelable à l'horizon 2020. La PPI s'en est donc largement inspirée tout en abordant la question de l'intégration de ces nouveaux moyens dans le parc de production électrique français.

III.4.2 L'hydraulique

La production hydraulique française aujourd'hui

L'hydraulique est l'atout majeur du mix énergétique français en terme de production d'énergie renouvelable avec une puissance installée de 25,3 GW et un productible de 70 TWh par an. En 2007, les centrales hydrauliques ont produit 63,4 TWh, ce qui représente 11,6% de la production totale française et 94% de la production électrique d'origine renouvelable.

Déterminée par l'hydrographie et le relief, l'hydroélectricité est très localisée sur le territoire et répartit sur trois zones géographiques : les Alpes avec 15,7 GW, les Pyrénées avec 2,5 GW et le Centre avec 7,2 GW³⁴.

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 - d'une puissance installée de 7,6 GW - pour lesquels la capacité du réservoir amont ne permet pas de stockage. Ces installations se trouvent notamment sur les grands fleuves et la production est dite "fatale"³⁵.

³⁴ les puissances indiquées ici sont des puissances maximales brutes

³⁵ comme la production éolienne et photovoltaïque, avec néanmoins une puissance garantie supérieure

La seconde catégorie est celle des usines de type "éclusee" - d'une puissance installée de 4,3 GW - dont la capacité du réservoir amont est de taille intermédiaire et permet de stocker l'eau selon des cycles journaliers.

Ensuite les usines de "lac" - d'une puissance installée de 9 GW - disposent d'un réservoir amont dont la capacité permet un stockage sur une durée longue. Elles apportent de la puissance garantie au système électrique.

Enfin, le quatrième catégorie est celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). 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. La puissance totale installée de STEP est de 4,4 GW. La PPI souligne trois atouts majeurs des STEP. Elles améliorent le lissage de la courbe de charge, ce qui optimise l'utilisation du parc nucléaire en base et contribuera à utiliser au mieux la production fatale d'énergie renouvelable. Ce moyen de production étant, par ailleurs, exploité à la pointe en substitution de centrales thermiques polluantes, l'intérêt des STEP est aussi de réduire les émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques tels que le SO₂ et les NO_x et les poussières.

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

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.

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.

Perspectives de développement

Comme l'a rappelé le rapport final du COMOP 10, la plus grande partie du potentiel hydroélectrique est exploitée depuis de nombreuses années. Toutefois le développement de l'hydroélectricité doit être analysé aujourd'hui en intégrant les objectifs ambitieux de développement de l'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable. Ainsi, selon les conclusions du Grenelle de l'environnement, le potentiel de l'hydraulique se décompose en :

- d'une part, l'augmentation du productible par la création de nouvelles installations, pour l'essentiel au fil de l'eau,

- d'autre part, par le suréquipement et la modernisation des installations hydroélectriques existantes ;
- enfin, l'augmentation des capacités de production de pointe, sans création d'énergie renouvelable mais se substituant à des moyens de production fossiles émetteurs de CO₂, par le suréquipement des installations de lacs existantes et de nouveaux projets de STEP ;

Toutefois ces perspectives de développement doivent intégrer les réglementations environnementales en vigueur et les objectifs d'amélioration de la qualité des masses d'eau. Il faudra donc en déduire la diminution des capacités consécutives à la mise à niveau des débits réservés - fixés par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 - et à l'application des certaines dispositions des schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux³⁶ (SDAGE) et des plans anguilles.

Ainsi, le COMOP 10 met en avant deux visions du développement de l'énergie hydraulique en se basant sur les inventaires techniques réalisés par les Agences de l'eau et l'ADEME dans le cadre de la révision des SDAGE :

- une démarche analytique, partant des projets existant, et qui permet d'établir qu'un potentiel de développement raisonnablement optimiste existe. Cette première approche peut être qualifiée de scénario de référence ;
- nonobstant ce scénario de référence, une proposition d'analyse volontariste, orientée par l'objectif 2020 et anticipant des ruptures tant technologiques qu'institutionnelles a été développée dans le COMOP.

En TWh/an	Débits réservés		Centrales existantes			« Green field »		
	Accroissement	Turbinage	Anguille	SDAGE	Optimisation	Ouvrages existants	Identifié	Autres
Scénario de référence	-2,0	0,4	- 0,5	0,75		0	1,8	
Analyse volontariste	- 1,8	0,4	- 0,5	- 0,5 à - 2	2	2	4	4,4 à 5,9

Figure 30 : Scénario de référence et analyse volontariste du COMOP 10 concernant le développement de l'hydraulique

Dans le scénario de référence, la production annuelle nette d'électricité augmente d'environ 2 TWh tandis qu'en prenant les hypothèses les plus optimistes du scénario volontariste, le potentiel de développement de l'hydraulique serait de 7 TWh.

Par ailleurs, le potentiel de développement de capacité de production de pointe est évalué à l'horizon 2020 entre 2 000 et 3 000 MW.

L'hydroélectricité est la première source d'électricité d'origine renouvelable et constitue, par ses qualités intrinsèques, un élément essentiel du système électrique. L'amélioration de l'insertion environnementale des installations réduira la production du parc installé. La PPI

³⁶ créé par la loi sur l'eau du 3 janvier 1992

retient un objectif d'augmentation de l'énergie produite de 7 TWh/an et une augmentation de la puissance installée de 3 000 MW par l'installation de nouvelles STEP et le suréquipement d'installations de pointe existantes.

III.4.3 L'éolien

L'essor de l'éolien

Le développement du parc éolien français est en pleine expansion. Au 1^{er} janvier 2005, la puissance installée était inférieure à 400 MW. Fin 2006, elle était d'environ 1400 MW et fin 2007, elle atteignait de l'ordre de 2500 MW. Au cours des trois premiers trimestres 2008, 617 MW ont été raccordés au système électrique, le parc éolien progresse donc à un rythme nettement plus soutenu que lors des deux années précédentes (+ 514 MW sur les trois premiers trimestres 2007).

Au 30 septembre 2008, 465 installations éoliennes sont raccordées au système électrique pour une puissance totale de 3095 MW, ce qui représente une progression de +25% par rapport au 31 décembre 2007. Au cours des trois premiers trimestres 2008, la production du parc installé s'élevait à 3,8 TWh en France métropolitaine (en progression de 33% par rapport aux trois premiers trimestre 2007) soit 0,9% de la production nationale.

Parmi les 465 installations éoliennes que compte la France au 30 septembre 2008, 106 ont une puissance inférieure ou égale à 36 kW totalisant une puissance de 748 kW. La répartition des éoliennes est assez inégale sur le territoire français comme le montre les illustrations ci-dessous :

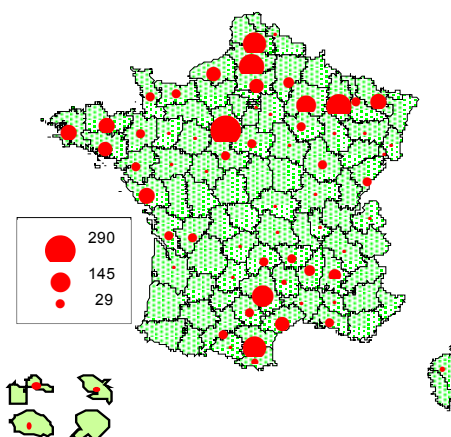


Figure 31 : Puissance éolienne raccordée au 30 septembre 2008 (en MW) - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au développement durable (CGDD) d'après ERDF et RTE

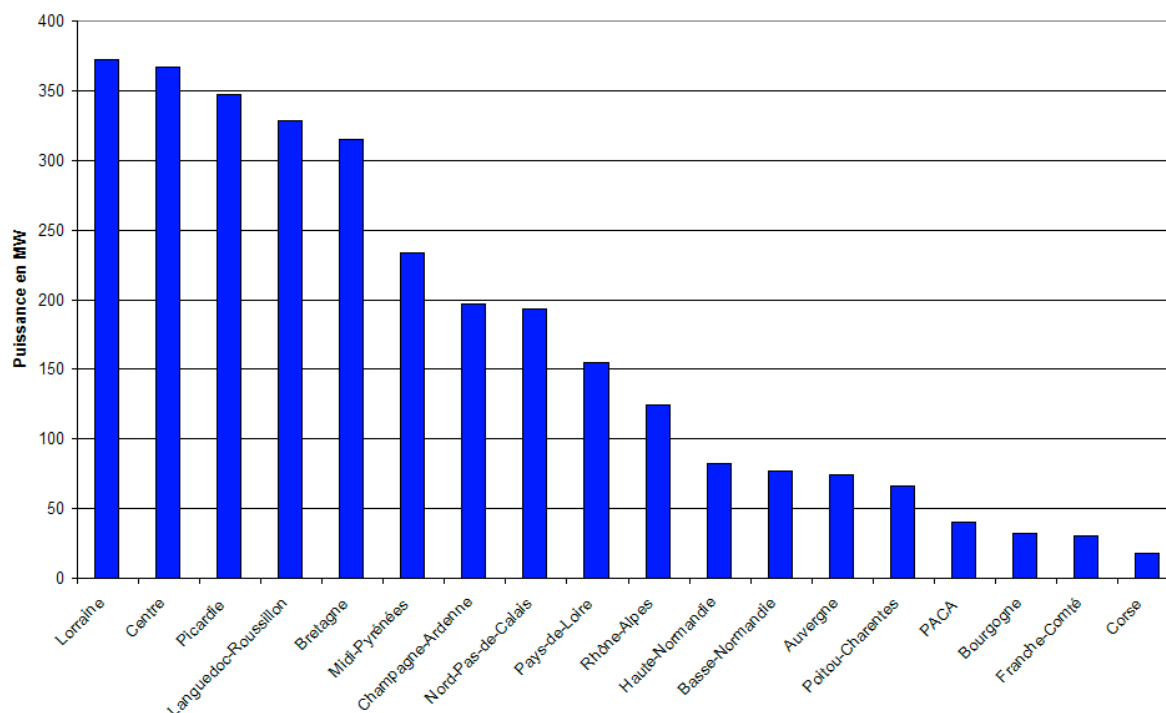


Figure 32 : Puissance du parc éolien installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SOeS d'après ERDF et RTE

La filière éolienne se développe donc fortement en Bretagne, dans le Nord (Picardie, Nord-Pas-de-Calais), en bordure de la Méditerranée (Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées), mais également à l'intérieur des terres en Lorraine, dans la région Centre et en Champagne-Ardenne.

Intermittence et intégration au système électrique

L'une des spécificités de l'éolien est son caractère intermittent : il s'agit d'une production dite "fatale" qui peut varier rapidement et qui ne suit pas la demande d'électricité. A l'échelle nationale, l'avantage du territoire français est de profiter de régimes de vents variés et décorrélés d'une région à une autre. Ainsi, la variabilité de la production éolienne est en partie compensée par le foisonnement c'est-à-dire par la compensation statistique de production cumulée d'un ensemble de parcs situés dans des régimes de vents différents.

Par ailleurs, une question récurrente soulevée au sujet d'un développement massif de l'énergie éolienne en France est la question de son intégration au système électrique français étant donnée son intermittence. La position de RTE³⁷ est que l'intégration des énergies intermittentes au système électrique ne présente pas d'infaisabilités techniques mais réclame un effort d'adaptation important. Les études de RTE aussi ont permis d'évaluer à environ 1 milliard d'euros cumulés d'ici à 2020 les investissements nécessaires sur son réseau pour un parc éolien terrestre de 20 000 MW.

Eolien en mer

³⁷ publiée dans un communiqué de presse en date du 1^{er} juillet 2008

En plus des installations éoliennes terrestre, l'éolien peut se développer en mer. En Allemagne et au Danemark, la filière éolienne maritime s'est fortement développée. En France, la profondeur des fonds marins augmente très vite en s'éloignant du rivage, ce qui réduit l'étendue des zones techniquement accessible à l'éolien. Ainsi, du point de vue des fonds marins, une superficie de l'ordre de deux départements est disponible pour l'éolien en mer. Malgré cela, l'éolien en mer est en mesure d'apporter une contribution significative à l'horizon 2020. Un dispositif de soutien financier a été mis en place, et à l'issue d'un appel d'offres lancé par le ministère chargé de l'énergie, un projet de 105 MW au large de Veulettes-sur-Mer (Seine-Maritime) a été sélectionné et un permis de construire lui a été délivré.

Perspectives de développement

Selon les conclusions du Grenelle de l'environnement, l'énergie éolienne devrait être l'un des principaux contributeurs à l'atteinte des objectifs 2020 avec un potentiel de 25 000 MW à cette échéance, produisant 5 Mtep par an. Etant donnée l'augmentation de la puissance des éoliennes³⁸, cette capacité devrait pouvoir être obtenue avec un parc de 8 000 éoliennes, soit 6 000 de plus qu'aujourd'hui.

Malgré le nombre élevé d'éoliennes à installer, le Grenelle a souligné l'importance d'un développement à haute qualité environnementale des énergies renouvelables. L'essor de l'énergie éolienne devra donc être réalisé de manière à éviter le mitage du territoire, à prévenir les atteintes aux paysages, au patrimoine et à la qualité de vie des riverains.

La PPI retient pour l'éolien les objectifs proposés par le COMOP 10 à savoir un parc éolien installé de 25 000 MW (19 000 terrestre et 6 000 maritime) en 2020.

III.4.4 Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique

Le parc photovoltaïque français connaît actuellement un essor important - avec une croissance de plus de 100% au cours des trois dernières années - mais la puissance totale installée reste faible à ce jour. Ainsi, au 30 septembre 2008, la puissance totale du parc photovoltaïque raccordé au système électrique était de 36,7 MW. Avec 29 MW raccordés au cours des trois premiers trimestres 2008, le parc photovoltaïque a plus que doublé depuis le début de l'année 2008. La France se place ainsi au quatrième rang européen, derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie. On souligne également le très grand nombre de projets, plus de 650 MW de projets PV ayant été autorisés au titre de la loi électrique entre juillet 2006 et fin 2008.

La très grande majorité des installations (environ 4 300 sur un total de 5 200 installations) est de petite taille (moins de 3 kWc). Ces petites installations représentent environ 40% de la puissance installée totale. En revanche, les installations de puissance supérieure à 36 kW sont peu nombreuses (49 installations en Métropole), mais représentent un tiers des puissances raccordées.

³⁸ les éoliennes ont actuellement une puissance de 2.5 à 3 MW à comparer à une puissance de l'ordre de 1 MW par le passé

Le parc photovoltaïque est reparti de manière très inégale sur le territoire français et se concentre logiquement sur le pourtour Méditerranéen comme le montrent les illustrations ci-dessous :

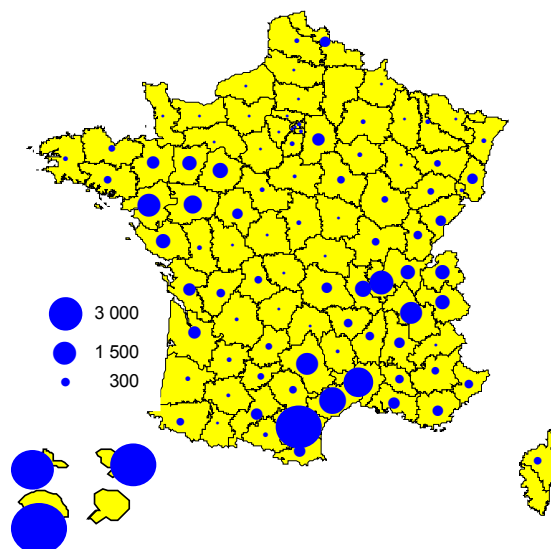


Figure 33 : Puissance du parc photovoltaïque raccordé au 30 septembre 2008 (en MW) - Source SoeS d'après ERDF et RTE

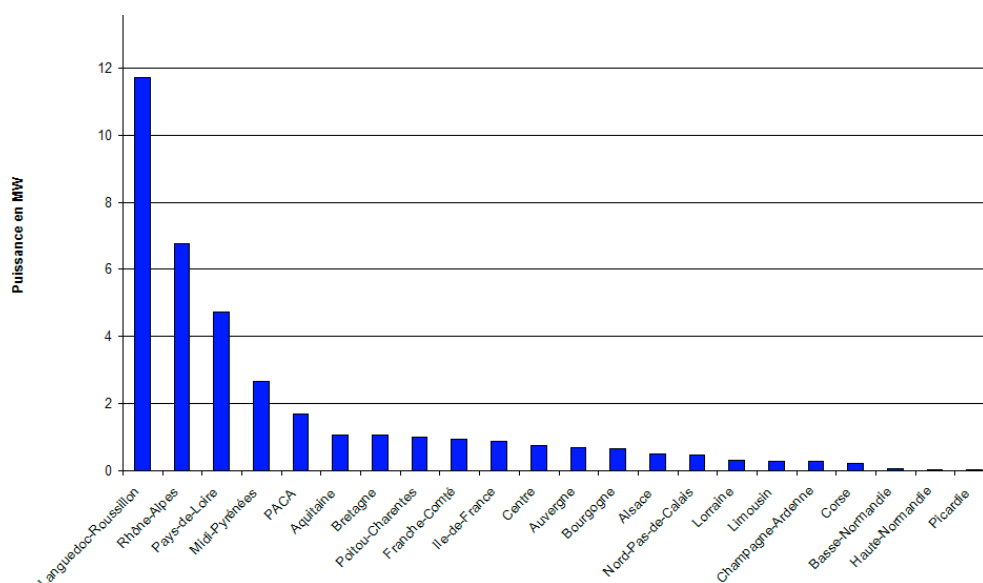


Figure 34 : Puissance du parc solaire installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SoeS d'après ERDF et RTE

Grâce au raccordement de trois centrales importantes, la région Languedoc-Roussillon totalise plus de 20 % de la puissance totale raccordée. Les autres régions où s'est fortement développé le parc photovoltaïque sont les régions Rhône-Alpes, Pays-de-Loire, Midi-Pyrénées et PACA.

Même s'ils sont en forte décroissance³⁹, les coûts d'investissements dans la filière photovoltaïque restent très élevés à ce jour, et le développement de l'énergie solaire se fait grâce aux tarifs d'obligation d'achat.

Perspectives de développement

Dans le rapport du COMOP 10 du Grenelle de l'environnement, les objectifs proposés pour l'énergie photovoltaïque sont ambitieux et s'élèvent à une puissance installée de 1 100 MW en 2012 et de 5 400 MW en 2020.

Dans les départements d'Outre-mer, l'ensoleillement est fort et les coûts de production de l'électricité élevés. L'électricité photovoltaïque y est donc plus compétitive économiquement qu'en France continentale. La priorité dans ces départements est donc de mettre en place le plus rapidement possible d'importantes capacités de production d'électricité photovoltaïque qui sont plus en phase avec les besoins de pointe du système électrique (cf. climatisation).

En France métropolitaine, la stratégie actuelle du développement du photovoltaïque est principalement axée sur la notion d'intégration au bâtiment, en établissant un tarif d'achat plus avantageux pour cette dernière solution. Le rapport final du COMOP 10 souligne que ce choix de développement pour le marché français en France continentale devrait notamment permettre à terme de positionner les industriels et artisans du photovoltaïque sur un secteur plus innovant et à plus forte valeur ajoutée, de banaliser l'offre photovoltaïque dans le secteur du bâtiment afin de pouvoir répondre à la logique de bâtiments à énergie positive et de soustraire aux coûts d'investissement dans un générateur photovoltaïque le coût du composant de construction qu'il remplace, et donc d'augmenter la rentabilité de cet investissement ainsi que de diminuer son impact écologique. Enfin le rapport souligne l'intérêt de l'intégration au bâti pour une meilleure pénétration du photovoltaïque dans le paysage français grâce à une meilleure esthétique et une plus grande acceptabilité locale des systèmes.

L'énergie solaire peut aussi être exploitée grâce au solaire thermodynamique. Le principe de base de ce type d'installation est de concentrer l'énergie solaire sur un fluide caloporteur qui accumule la chaleur produite par le rayonnement solaire. En passant dans un échangeur thermique, cette chaleur est convertie en électricité. Cette filière nécessite un rayonnement solaire direct et important, son exploitation en France métropolitaine semble donc limitée à des démonstrateurs.

Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France

Dans le plan national de développement des énergies renouvelables de la France annoncé par le Ministre d'Etat le 11 novembre 2008, le gouvernement a mis en avant l'ambition de la France de jouer un rôle de premier plan au niveau mondial dans la révolution technologique en marche dans le secteur de l'énergie solaire. Dans le but de dynamiser très fortement le marché français, d'accélérer la recherche et de bâtir une véritable industrie solaire en France, les mesures annoncées sont les suivantes :

³⁹ En effet il est estimé que chaque doublement de la production mondiale conduit à une diminution de 20% des coûts de production. Or la filière photovoltaïque est en fort développement dans le monde avec une croissance de 35% en moyenne par an depuis 1998.

- le lancement d'un appel d'offres pour la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire dans chaque région française, pour une puissance cumulée de 300 MW ;
- la mise en place d'un dispositif de soutien tarifaire simplifié et offrant une visibilité de long terme ainsi que la création d'un tarif de 45 c€/kWh destiné à faciliter le déploiement de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments professionnels (supermarchés, bâtiments industriels, agricoles de grande taille...) ;
- la réduction drastique pour les particuliers des démarches administratives, et la non imposition des revenus lorsque les surfaces des panneaux n'excèdent pas 3 kWc ;
- l'élargissement à l'ensemble des collectivités territoriales des bénéfices des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ;
- une réforme du code de l'urbanisme afin que le permis de construire ne puisse plus s'opposer à l'installation de systèmes de production d'énergie renouvelable sur les bâtiments, sauf dans des périmètres nécessitant réellement une protection (secteur sauvegardé, site inscrit ou classé...) ;

Enfin l'Etat devra être exemplaire et le plan de rénovation énergétique des bâtiments de l'Etat comprendra l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toitures.

La PPI confirme les objectifs de développement de la production électrique solaire proposés par le COMOP 10 qui s'élèvent à 1100 MW en 2012 et de 5400 MW en 2020.

III.4.5 La 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. La biomasse est, après l'éolien et le photovoltaïque, la source d'énergie renouvelable présentant le plus fort potentiel de développement.

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 des conflits d'usage est donc centrale dans l'exploitation de la biomasse.

D'autre part, dans l'objectif d'amélioration de la qualité de l'air, la PPI privilégie le développement d'installations de moyenne ou grande taille, permettant la mise en place de technologies de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

Dans le cadre des dispositions de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, trois appels d'offre ont été lancés pour des projets de centrales de production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse.

A la suite du premier appel d'offre, le ministre délégué à l'industrie a délivré en janvier 2005 des autorisations d'exploiter pour 216 MW de projets centrales biomasse.

Les résultats du second appel d'offre, lancé en 2006, ont été connus en juin 2008 : 22 projets de centrales ont été retenus à travers la France. La puissance électrique cumulée de ces centrales est estimée à 300 MW et la chaleur produite serait de 450 000 tonnes équivalent pétrole.

Le troisième appel d'offre biomasse a été lancé fin 2008 et porte sur une puissance électrique maximale installée de 250 MW. Ce dernier appel d'offre pourrait donc permettre de faire passer la puissance électrique du parc biomasse de plus de 400 MW à plus de 650 MW.

Concernant la question des conflits d'usage, le rapport final du COMOP 10 recommande de privilégier l'usage chaleur autant que possible dans la mesure où la ressource bois est rare. En terme de production d'électricité, les objectifs fixés sont une production d'électricité de 510 ktep⁴⁰ en 2012 et de 1440 ktep en 2020, à comparer aux 240 ktep produits en 2006. Le COMOP 10 souligne que les unités de production électrique devront être particulièrement performantes en matière d'efficacité énergétique et être essentiellement des unités de cogénération.

En terme de production électrique à partir de biomasse, la PPI retient les objectifs proposés par le COMOP 10⁴¹, à savoir 520 MW à l'horizon 2012 et 2300 MW à l'horizon 2020, et souligne qu'il est préférable de développer des installations de cogénération de taille moyenne ou grande et, en terme d'efficacité énergétique, d'utiliser la biomasse pour produire de la chaleur.

III.4.6 La géothermie, les technologies marines

En France continentale, le potentiel de la géothermie pour la production d'électricité est très limité. Néanmoins on souligne le projet pilote de Soult-en-Foreêt (d'une puissance de 500 kW) qui utilise la technologie dite Enhance Geothermal Systems (EGS). Celle-ci consiste à réchauffer de l'eau à près de 200 °C en l'injectant en profondeur au contact de roches chaudes. Lorsque l'eau remonte à la surface sous forme gazeuse, elle est exploitée afin de produire de l'électricité.

Les ressources des DOM sont plus importantes qu'en métropole et doivent être caractérisées et exploitées. Le potentiel de cette filière sera donc développé dans le rapport PPI consacré spécifiquement aux zones non interconnectées.

Les technologies marines (houliomotrices, hydroliennes, énergie thermique des mers) semblent prometteuses mais ne sont pas encore arrivées à maturité. A l'horizon 2020, il est difficile d'estimer quelle pourrait être l'énergie produite par ces filières. Dans l'analyse de l'équilibre offre demande à l'horizon 2020, la PPI ne prend donc pas en compte ce type de technologie. La PPI souligne toutefois la nécessité d'encourager la recherche et le développement de ces technologies et de financer de nouveaux démonstrateurs pour attester de la faisabilité technique de ce type de moyen de production.

⁴⁰ 1 ktep = 1 000 tonne équivalent pétrole

⁴¹ l'augmentation d'énergie produite à partir de biomasse est de 270 ktep en 2012 et de 1 200 ktep en 2020. Cela correspond à une augmentation de la production de 3,1 TWh en 2012 et de 13,9 TWh en 2020. En prenant comme hypothèse, une durée de fonctionnement moyenne de 6000 h, ces objectifs de production d'énergie correspondent à une augmentation en puissance de 520 MW en 2012 et 2300 MW en 2020.

IV Réconciliation offre demande

IV.1 Les 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 continental. 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 exceptionnels⁴². 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 2.1 GW en France) ou aléas techniques sur la disponibilité des groupes de production.

Mis en œuvre par RTE, le mécanisme d'ajustement permet 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, et en dernier ressort les délestages.

IV.2 Le dimensionnement du parc de production

IV.2.1 Les simulations du gestionnaire de réseau

Pour établir son bilan prévisionnel d'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, RTE simule le fonctionnement du système électrique en France continentale en étant le plus proche possible de la réalité. Pour la demande, RTE établit des scénarios tels que les deux scénarios présentés précédemment : le scénario de référence de RTE et le scénario comprenant des mesures renforcées en terme de maîtrise de la demande. En terme d'offre, RTE fait des hypothèses quant à l'évolution du parc de production, notamment concernant le maintien ou l'arrêt de certains moyens de production thermique, le développement des filières renouvelables... Concernant les échanges avec les pays voisins, la modélisation résulte d'une optimisation économique d'ensemble du fonctionnement des moyens de production, les centrales françaises étant en concurrence avec des moyens de production situés à l'étranger dans la limite des capacités d'interconnexion.

En se basant sur ces hypothèses de demande, d'offre et d'échanges, RTE simule l'équilibre offre demande, dans une approche probabiliste. Ainsi, pour bilan prévisionnel 2007, 456 situations d'avenir possibles ont été modélisées en combinant des aléas sur les

⁴² 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.

conditions climatiques (114 chroniques de températures journalières moyenne ont été prises en compte), les apports en eau, la disponibilité des moyens thermiques classiques ou nucléaires (maintenance programmée et aléas techniques) et la production éolienne (53 chroniques de production annuelles ont été générées).

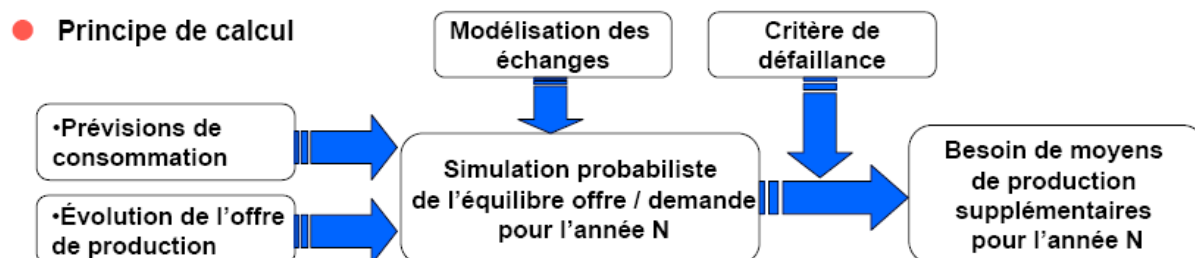


Figure 35 : Méthodologie employée par RTE pour modéliser l'équilibre offre demande électrique en France continentale

Une conjonction d'évènements défavorables peut conduire à ce que l'offre soit inférieure à la demande. Dans ce cas, le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite de couper une partie des consommateurs. La fourniture d'électricité est considérée comme défaillante lorsqu'il faut recourir au délestage pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande c'est-à-dire lorsqu'au moins un client voit son électricité coupée contre son gré. Les résultats des simulations portent donc sur la proportion de scénarios défaillants au moins une fois, sur la durée moyenne de défaillance et sur l'énergie non fournie du fait de la défaillance.

IV.2.2 Le critère d'adéquation

A défaut de pouvoir garantir avec certitude que la capacité de production disponible sera toujours supérieure à la demande, la définition d'un critère d'adéquation résulte du nécessaire arbitrage entre le coût de moyens de production supplémentaires et la réduction du nombre de défaillance. A priori la défaillance pourrait être mesurée selon différents critères : la fréquence des délestages, leur durée, l'énergie non délivrée, la durée de coupure vue du client final...

Le critère d'adéquation entre l'offre et la demande a été défini dans l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels comme étant l'espérance de durée de défaillance annuelle : celle-ci doit rester inférieure à 3 heures par an. En France continentale et dans les conditions actuelles de nature et d'ampleur des aléas, ce critère est équivalent à l'occurrence d'une défaillance en moyenne une année sur dix. 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 pourrait survenir tous les 10 ans et se traduire 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.

IV.3 Le mix énergétique français optimal

IV.3.1 L'optimisation économique du parc

L'optimisation économique du parc consiste à préférer le développement de moyen de production dont le coût de production est le plus bas pour répondre à un niveau de demande. Celle-ci résulte donc directement de l'étude des coûts de référence en comparant, pour différentes filières, les coûts complets de production en fonction de la durée de fonctionnement (cf. figure 5). En base, le parc nucléaire est le plus compétitif des moyens de production. Ensuite, on peut identifier des plages de compétitivité des moyens de production en fonction de leur durée annuelle de fonctionnement et déduire d'une courbe de demande un parc optimal associé.

Cette optimisation économique est nécessairement contrainte par la non prise en compte de la totalité des externalités dans les facteurs de coût et donc par des objectifs exogènes, notamment en terme de développement des énergies renouvelables. A ce titre, on souligne que, par le biais du mécanisme de quotas, l'externalité liée aux émissions de CO₂ est directement prise en compte par une telle analyse.

Enfin, avec l'interconnexion et l'intégration des marchés européens, l'analyse pour l'optimisation économique du parc de production devrait, en toute rigueur, être menée sur la plaque interconnectée et non sur un seul pays, indépendamment de ses voisins. Sans disposer d'une étude complète et commune au niveau européen, il n'a pas été possible, dans le cadre de la PPI, d'effectuer un calcul complet d'optimisation économique du parc. La PPI s'appuie néanmoins sur les principes développés ci-dessus pour déterminer les types de moyens de production permettant de répondre à la demande, en incluant les capacités d'interconnexions.

Au-delà de ces limites, un tel exercice théorique se heurte aux incertitudes sur la demande et l'évolution du parc actuel de production. Pour gérer de telles incertitudes, et étant donné l'asymétrie du coût de désoptimisation d'un parc de production, il est préférable pour la collectivité de disposer de surcapacité de base pour éviter de faire fonctionner des moyens de production au-delà de leur plage de compétitivité.

IV.3.2 Les choix de la PPI

La PPI retient comme hypothèses structurantes :

- l'atteinte des objectifs de la loi de programme pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement en terme de maîtrise de la demande en énergie,
- le développement du parc de production d'électricité renouvelable permettant de contribuer (avec la chaleur et les biocarburants) à l'atteinte des objectifs européens soit 23% d'énergie renouvelable en 2020 pour la France, suivant la déclinaison proposée par le COMOP 10 du Grenelle de l'environnement,
- la prolongation du parc nucléaire actuel au-delà de 40 ans et la création d'un deuxième EPR,
- la réalisation d'au moins 10 CCG à l'horizon 2012,
- la limitation des projets charbon, dans l'attente du développement de la CSC.

Néanmoins, la PPI doit prendre en compte les incertitudes et risques suivants :

- la non prolongation de certains réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans,
- le niveau de disponibilité du parc nucléaire actuel,
- l'avenir du parc de production thermique de pointe au fioul au-delà de 2015,
- le rythme de développement des énergies renouvelables,
- le rythme de concrétisation des économies d'énergie.

Ainsi:

- la sécurité d'approvisionnement en électricité serait assurée jusqu'en 2015 pourvu que les projets de CCG se concrétisent ; au-delà de 2015, des investissements de production de pointe pourraient être nécessaires en fonction de l'évolution du parc fioul ;
- les émissions de CO₂ imputables à la production électrique diminueront nettement, passant de 34,7 Mt en 2006 à 13 à 25 Mt/an en 2020, en fonction du niveau de demande en électricité ;
- la part de la production d'électricité renouvelable atteindra 23 à 29% ;
- le solde exportateur augmentera fortement passant de 63 TWh en 2006 à 99 à 135 TWh/an en 2020, cette augmentation étant pour l'essentiel due au développement des énergies renouvelables ;
- au niveau européen, le développement du parc de production décarboné en France contribuera à une baisse globale des émissions de CO₂ : si 50 TWh/an d'exportations décarbonées étaient produits à l'étranger par des CCG, cela induirait des émissions supplémentaires de CO₂ au niveau européen à hauteur de 18 Mt/an

V Les zones de tension non insulaires

Le fait que les moyens de production électrique en service en France continentale permettent au système électrique de respecter le critère d'ajustement ne garantit pas la même qualité de service à l'ensemble des consommateurs : la composante « acheminement » de l'électricité doit, en effet, également 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. Même s'il s'agit avant tout d'une problématique de type réseau plutôt que de définition d'un parc de production optimal au niveau national, la PPI fait le point sur la situation de ces deux régions et des solutions qui pourraient être apportées

V.1 La Bretagne

La demande

En 2007, la consommation d'électricité de la région Bretagne s'est élevée à 19,6 TWh avec une progression entre 2003 et 2007 supérieure à la moyenne nationale : le taux de croissance annuel moyen (TCAM) a, en effet, été de 2,4% sur cette période en Bretagne contre 1,7% à l'échelle nationale. Cette croissance est portée essentiellement par la clientèle domestique et le secteur tertiaire et intègre le dynamisme récent du chauffage électrique et la progression des usages spécifiques dans le résidentiel.

A l'horizon 2020, les prévisions de croissance de la demande électrique de RTE sont différenciées selon trois périodes successives de cinq ans : +2,2% de 2005 à 2010, +1,7% de 2010 à 2015 et 1,3% de 2015 à 2020. Ces prévisions restent supérieures à la moyenne nationale en raison notamment du dynamisme de la croissance démographique.

La croissance de la consommation à la pointe est soutenue en Bretagne. Ainsi le taux de croissance annuel moyen de la pointe de demande est de 3% sur la période 2002-2007. De même la puissance appelée à la pointe au cours des 200 heures les plus chargées de l'hiver est en forte progression : +3% en moyenne annuelle.

Par ailleurs la région Bretagne est particulièrement sensible aux vagues de froid. Le gradient de température est une grandeur qui permet de mesurer l'augmentation de la puissance appelé en cas de baisse de 1°C à la pointe en hiver. En Bretagne, ce gradient est actuellement de 120 MW/°C et il est en progression de +3,7% par an en moyenne.

A températures normales, les prévisions de RTE concernant la puissance appelée à la pointe sont de 3950 MW en 2012 et de 4450 MW en 2020. En cas de vague de froid⁴³, ces prévisions passent à 4800 MW en 2012 et de 5400 MW en 2020. Pour contribuer à la maîtrise des pointes de consommation, RTE a lancé avec la Région Bretagne le dispositif ECOWATT. Il s'agit d'un programme de communication, reposant sur un site internet, dont le but est de sensibiliser le grand public à la fragilité électrique de la Bretagne. Après inscription sur le site internet, les habitants sont prévenus par SMS par un système d'alertes jaune, orange ou rouge lorsque la consommation est à la pointe en Bretagne. Dans ce cas, les clients sont invités à réduire leur consommation d'électricité en arrêtant leurs appareils électriques ou en abaissant leur chauffage électrique. Cette initiative s'inscrit en complément des autres mesures de maîtrise de l'énergie entreprises en Bretagne.

La maîtrise de la demande d'électricité sera donc un enjeu important en Bretagne. Il semble qu'un important potentiel de réduction des consommations d'électricité existe tant pour le chauffage que pour les usages spécifiques, en particulier dans les zones dites de fragilité.

Les moyens de production

Actuellement la région Bretagne ne produit que 7% de l'énergie qu'elle consomme. Les moyens de production localisés en Bretagne sont donc limités, l'électricité consommée est donc essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport.

Les centrales thermiques

Des turbines à combustion sont localisées à Brennilis et Dirinon pour une puissance totale de 410 MW. Il s'agit d'installations exploitées lors des pointes de demande c'est-à-dire quelques centaines d'heures par an. En Loire Atlantique, la centrale thermique de Cordemais, d'une puissance totale de 2530 MW, fournit une grande partie de l'électricité consommée en Bretagne.

Ces installations seront exploitées au moins jusqu'en 2015 mais après cette date se posent les questions :

- d'une limite technique pour quatre TAC de Brennilis et Dirinon : en 2015, elles pourraient atteindre la limite technique de leur durée de vie (35 ans) ; la question de leur prolongation ou de leur renouvellement est donc posée ;
- d'une limite réglementaire pour deux tranches à Cordemais du fait de la directive européenne "Grandes Installations de Combustion".

Le parc breton de cogénérations représente 86 MW. On relève un potentiel particulier de cogénérations dans les serres agricoles. Selon l'ADEME, 400 MW d'installations de cogénération pourraient être développées dans les serres bretonnes.

De plus à l'horizon 2010, un cycle combiné à gaz d'une puissance de 500 MW devrait être mis en service à Montoir (Loire Atlantique).

⁴³ Nous appelons ici "vague de froid" une baisse de température dont la probabilité d'occurrence est d'une fois tous les dix ans.

Les énergies renouvelables

22 sites hydrauliques répartis en Bretagne représentent 38 MW de puissance installée et l'usine marémotrice de la Rance représente une puissance de 240 MW.

L'éolien terrestre se développe fortement en Bretagne avec plus de 300 MW de puissance en service actuellement, et près de 600 MW supplémentaires en attente de réalisation. La péninsule bretonne dispose en outre d'un fort potentiel de l'éolien offshore. Toutefois, mises à part les centrales hydrauliques, la puissance fournie par ces installations exploitant les énergies renouvelables n'est pas garantie, le foisonnement constaté au plan national n'existant pas à l'échelle du territoire breton.

En Bretagne, il existe également un potentiel de développement pour la méthanisation et le biogaz. Ainsi, selon les estimations du Syndicat des Energies Renouvelables (SER), l'exploitation de 50% du potentiel biogaz permettrait de produire 100 MWe en continu. Les énergies marines pourraient aussi se développer fortement à l'horizon de la PPI. Dès 2011-2012, les énergies marines devraient apporter 2 MW supplémentaires.

Les mesures prise par RTE

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 : 14 nouvelles batteries de compensation d'énergie réactive ont été installées ainsi que deux compensateurs statiques de puissance réactive à Lorient et Saint Briec. De plus le projet Morbihan devrait permettre à l'horizon 2010 de mettre en service un échangeur 400kV/225kV au Nord de Lorient.

Le besoin de nouveaux moyens de production

Afin de retarder la nécessité de renforcer le réseau de transport et d'attendre le développement de moyen de production, notamment renouvelable, RTE a lancé un appel d'offre pour la localisation près de Saint Briec, à l'horizon 2010, d'un moyen de production nécessaire par ailleurs pour l'équilibre offre-demande national. La logique de l'appel d'offres est donc de rémunérer le producteur par une prime pour la disponibilité de son installation, le producteur ayant ensuite la charge de vendre l'électricité produite. Le projet retenu par RTE est un projet de turbine à gaz (avec possibilité de fonctionnement en secours au fioul) de 220 MW permettant de répondre aux critères techniques de disponibilité et de temps de démarrage.

Le retard pris par le projet soulève des inquiétudes quant à la sécurité d'approvisionnement et la tenue de tension dans le Nord de la Bretagne dès 2009. La mise en service de la turbine à gaz ne pourra intervenir qu'en 2012 au plus tôt. La fragilité électrique bretonne sera donc extrême entre 2009 et 2012. De plus, après 2015, il existe une incertitude quant à l'exploitation de quatre TAC à Brennilis et Dirinon et deux tranches fioul à Cordemais.

A titre indicatif, RTE a mené des simulations de l'équilibre offre demande en Bretagne en fonction de différents scénarios de production et de consommation d'électricité. A l'horizon 2020, le niveau de sécurité d'approvisionnement de la région est satisfait si tous les projets en cours se réalisent et si les quatre TAC de Brennilis et Dirinon et les deux tranches fioul de Cordemais sont exploitées. En revanche, en simulant l'équilibre offre demande sans prise en compte du projet de turbine à gaz de Saint Brieuc, des quatre TAC et des deux tranches fioul mentionnées précédemment, RTE devrait recourir à des mesures de sauvegarde pendant un quart de l'hiver en 2020 (effacements, baisse de tension puis délestages tournants). Dans ce scénario, l'installation d'au moins 1300 MW de production supplémentaire à l'ouest d'une ligne Lorient - Saint Brieuc serait nécessaire.

La PPI souligne le caractère d'urgence de la situation en Bretagne. Dans la situation actuelle, le système électrique breton sera de plus en plus tendu jusqu'à la mise en service d'un moyen de production dans la région de Saint Brieuc. Cela apparaît en effet comme la seule solution permettant de différer le renforcement du réseau de transport et d'attendre le développement des énergies renouvelables en Bretagne. Par ailleurs, toute action de maîtrise de la demande en électricité en Bretagne est particulièrement à encourager.

V.2 Provence - Alpes - Côtes d'Azur

La demande

En 2006, la demande électrique de la région PACA s'est élevée à 37,3 TWh, soit 8,3% de la consommation finale d'électricité en France. Environ 84% de la demande est concentrée dans les trois départements côtiers et près de la moitié provient du seul département des Bouches-du-Rhône. La croissance de la consommation en région PACA a été proche de celle constatée à l'échelle nationale au cours des dernières années : +1,8% en moyenne annuelle de 2001 à 2007 contre 1,7% à l'échelle nationale.

La pointe de consommation se situe en hiver malgré le développement du tourisme et le climat chaud de la région en été : la puissance maximale appelée a été de 6910 MW le 29 décembre 2005 avec une température extérieure de 8°C inférieure à la normale. La demande est en effet très sensible aux conditions climatiques : à la pointe, pour une baisse de 1°C en hiver, la puissance appelée augmente de 200 MW et, pour une hausse de 1°C en été, la puissance appelée augmente de 60 MW.

L'offre

La puissance thermique installée totale est d'environ 2 GW en PACA. Elle provient des centrales au charbon de Gardanne (810 MW) et des tranches fioul de Martigues (750 MW). La centrale au fioul de Martigues sera convertie en une centrale à cycle combiné à gaz (mise en service prévue de deux tranches successivement en 2011 et 2012). Par ailleurs, deux tranches de CCG sont actuellement en construction à Fos-sur-Mer pour un total de 860 MW. Des cogénérations sont également présentes dans la région pour une puissance cumulée de 500 MW.

Par ailleurs l'ensemble hydraulique Durance Verdon représente un enjeu important pour l'équilibre offre demande national. En effet, en permettant de mobiliser en moins de quinze minutes l'équivalent d'une centrale EPR, il constitue un moyen de production de pointe permettant de faire face aux aléas du parc de production.

La production locale étant fortement insuffisante pour répondre à la demande, une partie importante de l'électricité consommée est importée des autres régions. L'unique point d'entrée pour le réseau 400 kV national dans la région PACA est le poste de Tavel. Une ligne à deux circuits 400 kV relie Tavel, Réaltor (Marseille), Néoules (Toulon) et Broc-Carros (Nice). Dans la partie terminale Néoules Broc-Carros, l'un des circuits est aujourd'hui exploité à 225 kV.

Risques sur la sécurité d'approvisionnement

Projet de Rapport au Parlement
Document de travail pour le 3ème comité de suivi

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 dépassait déjà 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 déstage 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.

L'autre difficulté concerne la ligne double terne 400 kV Tavel – Réaltor qui a pour rôle d'approvisionner la zone littorale de la région 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 deux ternes en cas d'incendie ou en cas d'orage.

A ce stade, il faut noter que le développement de deux tranches de cycles combinés à gaz à Fos-sur-mer permettra de sécuriser l'alimentation électrique de l'ouest de la région PACA, et plus particulièrement celle des Bouches-du-Rhône (département représentant à lui seul la moitié de la consommation électrique régionale). Toutefois ce développement ne permettra pas de sécuriser le réseau de l'est PACA.

Le projet de ligne Boutre - Broc Carros

Le projet de ligne à 400 kV Boutre – Broc Carros consistait à créer une ligne 400 kV simple terne entre Boutre et Broc Carros, à exploiter la deuxième terne de la ligne Tavel - Boutre en 400 kV et à déposer la ligne 225 kV Ste Tulle – Lingostière. Ce projet aurait permis le bouclage du réseau 400 kV de PACA et aurait ainsi supprimé le risque de déstage pour l'Est PACA sur perte d'une quelconque ligne simple. Ce projet de ligne a été déclaré d'utilité publique le 5 décembre 2005 mais le Conseil d'Etat a annulé cette déclaration d'utilité publique en juin 2006.

Suite à cette annulation, RTE a entrepris un renforcement du réseau côtier existant pour un coût total de 70 M€. Ces mesures permettent de renforcer la capacité de transit en situation normale mais la fragilité structurelle en cas d'avarie grave ou d'incendie sous la ligne 400 kV Marseille - Toulon – Nice subsiste.

L'incident du 3 novembre 2008

Dans la matinée du 3 novembre 2008, un orage violent a entraîné la coupure de la ligne 400 kV entre Néoules (Toulon) et Réaltor (Marseille). La perte de puissance de 1500 MW occasionnée a provoqué l'interruption de l'alimentation électrique pour 1 500 000 clients principalement dans la zone de Nice. La situation a été rétablie par RTE et ERDF en début d'après-midi, soit moins de quatre heures après la coupure de la ligne.

La solution retenue

Suite à cet incident, le ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire a convoqué une réunion de travail avec les parties prenantes. Le ministre d'Etat a pris la décision de renforcer le maillage du réseau à 225 kV, de manière à disposer d'une capacité de reprise suffisante en cas d'avarie ou d'incendie sur l'axe principal à 400 kV. Cette mesure devra également être accompagnée d'un ambitieux programme de maîtrise de la demande en énergie.

Dans cette situation, la ligne 400 kV Marseille - Toulon – Nice assurera l'essentiel de l'alimentation électrique du Var et des Alpes-Maritimes et la création de nouvelles liaisons 225 kV entre Boutre et Trans, entre Fréjus et Biançon et entre Biançon et La Bocca permettront de renforcer le réseau. De plus, un transformateur-déphaseur sera installé sur la ligne existante entre la France et l'Italie pour maîtriser les flux et pouvoir les inverser en cas de besoin.

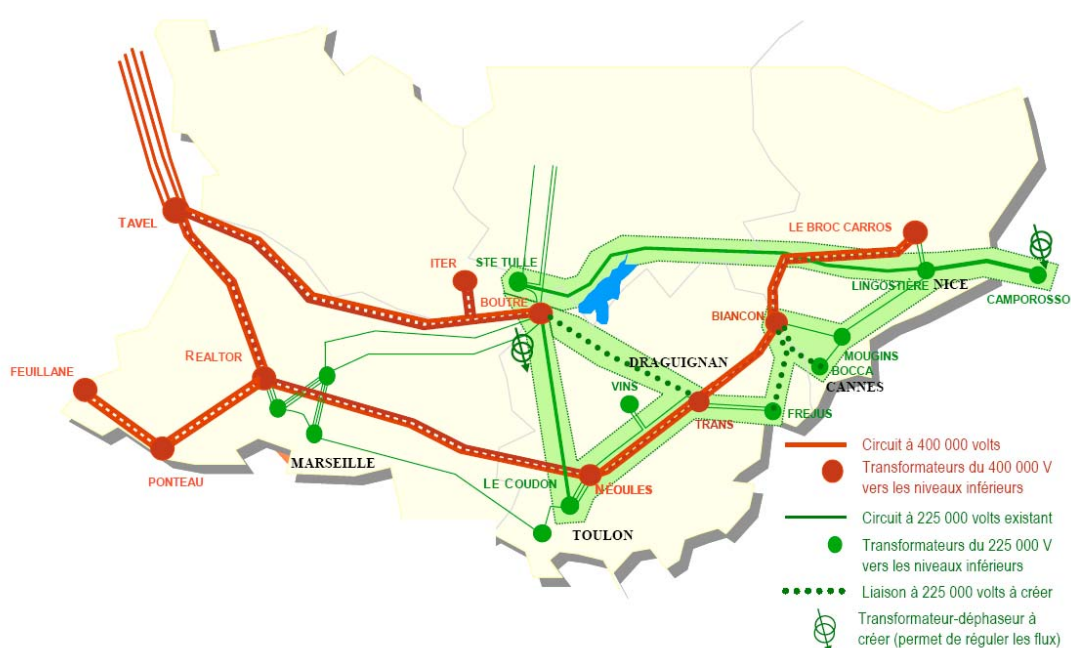


Figure 37 : Solution retenue pour la sécurisation de l'alimentation électrique en PACA

Les territoires traversés par les futures liaisons se situant dans des secteurs à haute valeur paysagère et environnementale, RTE s'est engagé à privilégier le recours à la technique souterraine pour la réalisation de ces ouvrages. A ce jour, le coût estimé de ces projets est de 350 M€, soit environ le double du montant de la construction de la ligne 400 kV Boutre - Broc Carros, initialement envisagée.

En complément de ce maillage à 225 kV, d'importantes mesures de MDE et de développement de projets de production, notamment renouvelables devront être encouragés dans l'est de la région PACA. Ainsi RTE estime qu'une réduction de 400 MW de la demande à la pointe permet d'augmenter de 10 ans la "durabilité" de la solution proposée.

De plus les collectivités territoriales se sont engagées à développer des projets à base de biomasse, des projets de centrales photovoltaïques et à optimiser la production hydroélectrique. Ainsi, grâce à l'essor des énergies renouvelables, la production locale passerait de 10 % à 15 % de la consommation en 5 ans puis de 15 à 25 % sur 12 ans.

Selon RTE, la réalisation de ces projets permettra de garantir la sécurité d'alimentation électrique de l'Est de la région PACA jusqu'à l'horizon 2030.

V Les zones non interconnectées

Partie à écrire en février. Les ateliers se tiendront sur place au cours des deux premières semaines de février.

Annexe : Liste des invités au comité de suivi

Représentant des pouvoirs publics :

Monsieur le Directeur de l'énergie –MEEDDAT
Monsieur le Chef du service climat - MEEDDAT
Madame la Présidente de l'Ademe
Madame la Directeur général de la Commission de régulation de l'énergie
Madame la Commissaire générale au développement durable - MEEDDAT
Monsieur le Ministre de l'agriculture et de la pêche
Monsieur le sous-directeur des affaires économiques – secrétariat d'Etat à l'outre mer

Gestionnaires de réseaux :

Monsieur le Président du directoire de RTE
Monsieur le directeur des systèmes énergétiques insulaires -EDF
Monsieur le Directeur général de GRT gaz
Monsieur le Directeur général de TIGF
Madame le Directeur général de GrDF

Acteurs industriels du gaz et de l'électricité :

M. le Président Directeur général - EDF
M. le Président Directeur général – GDF Suez
M. le Président de l'Union Française de l'électricité
M. le Secrétaire général de l'Uprigaz
M. le Président de l'Association française du gaz
M. le Président du Syndicat des énergies renouvelables
M. le Président de l'Association des fournisseurs d'électricité à l'industrie et aux services
M. le Président de l'Association nationale des opérateurs détaillants en électricité
M. le Président de l'Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN)
MEDEF

Acteurs industriels de la chaleur

M. le Président d'AMORCE
M. le Président de l'Association Technique Energie Environnement (ATEE)
M. le Président de la Fédération Française des Entreprises Gestionnaires de services aux Equipements, à l'Energie et à l'Environnement (FG3E)
M. le Président du Comité Interprofessionnel du Bois Energie (CIBE)

Collectivités locales :

M. le Président de l'association des maires de France
M. le Président de l'association des collectivités de France
M. le Président de l'association des départements de France
M. le Président de l'association des régions de France

Organisation syndicales :

M. le Secrétaire général de la Fédération nationale des mines et de l'énergie CGT
M. le Secrétaire général de la Fédération nationale de l'énergie et des mines CGT-FO
M. le Secrétaire général de la Fédération nationale chimie-énergie CFDT
M. le Secrétaire général de la Fédération CFE-CGC des industries électriques et gazières
M. le Président de l'union nationale des syndicats du personnel des IEG CFTC CMTE

ONG :

France Nature environnement
WWF
Greenpeace France
Réseau action climat
Fondation N Hulot