



Rapport au Parlement

Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

Période 2009 - 2020

Recours aux ressources, territoires et habitants
Énergie et climat
Prévention des risques
Développement durable
Infrastructures, transports et mer

**Présent
pour
l'avenir**

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

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

<u>Introduction</u>	<u>9</u>
---------------------	----------

<u>Synthèse</u>	<u>12</u>
-----------------	-----------

<u>Synthèse « zones non interconnectées »</u>	<u>15</u>
---	-----------

<u>I Perspectives et enjeux de la production électrique</u>	<u>17</u>
---	-----------

<u>I.1 La production électrique française</u>	<u>17</u>
---	-----------

<i>I.1.1 Evolution de 1970 à 2007</i>	17
---------------------------------------	----

<i>I.1.2 En 2007</i>	18
----------------------	----

<u>I.2 Les coûts de référence de la production électrique</u>	<u>19</u>
---	-----------

<i>I.2.1 Méthodologie</i>	19
---------------------------	----

<i>I.2.2 Hypothèses macroéconomiques</i>	20
--	----

<i>I.2.3 Production centralisée</i>	21
-------------------------------------	----

<i>I.2.4 Production décentralisée</i>	22
---------------------------------------	----

<u>I.3 L'ouverture à la concurrence et l'intégration des marchés européens de l'électricité</u>	<u>24</u>
---	-----------

<i>I.3.1 L'ouverture à la concurrence</i>	24
---	----

<i>I.3.2 L'intégration des marchés européens</i>	25
--	----

<u>I.4 La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française</u>	<u>27</u>
---	-----------

<u>I.5 La PPI arrêtée en juillet 2006</u>	<u>28</u>
---	-----------

<u>I.6 La lutte contre le changement climatique</u>	<u>29</u>
---	-----------

<i>I.6.1 Le Protocole de Kyoto</i>	30
------------------------------------	----

<i>I.6.2 Le Plan Climat</i>	30
-----------------------------	----

<i>I.6.3 La directive Quotas et le système communautaire d'échange de quotas d'émission</i>	31
---	----

<i>I.6.4 Le Paquet "Energie Climat"</i>	31
---	----

<u>I.7 Le Grenelle de l'environnement</u>	<u>33</u>
---	-----------

<i>I.7.1 La démarche</i>	33
--------------------------	----

<i>I.7.2 Le comité opérationnel n°10 consacré aux énergies renouvelables</i>	33
--	----

<i>I.7.3 Le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement</i>	34
--	----

<i>I.7.4 Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France</i>	35
--	----

<i>I.7.5 Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement</i>	37
--	----

<u>II La demande d'électricité pour la France continentale</u>	<u>38</u>
--	-----------

<u>II.1 Les scénarios du bilan prévisionnel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité élaboré par RTE</u>	<u>38</u>
---	-----------

<i>II.1.1 Le cadre d'hypothèses</i>	38
-------------------------------------	----

<i>II.1.2 Les résultats</i>	39
-----------------------------	----

<u>II.2 Le scénario tendanciel de référence à l'horizon 2030, élaboré par la DGEC</u>	<u>39</u>
---	-----------

<i>II.2.1 Le cadre d'hypothèses</i>	39
-------------------------------------	----

<i>II.2.2 La méthode</i>	40
--------------------------	----

<i>II.2.3 Les résultats</i>	40
-----------------------------	----

<u>II.3 L'impact des mesures du Grenelle de l'environnement</u>	<u>41</u>
---	-----------

<i>II.3.1 Le scénario Grenelle</i>	41
------------------------------------	----

<i>II.3.2 Le cadre d'hypothèses</i>	41
-------------------------------------	----

<i>II.3.3 Les résultats</i>	42
-----------------------------	----

<i>II.3.4 La consommation d'électricité à l'horizon 2020</i>	42
--	----

<u>II.4 Prévisions du niveau de pointe de la demande</u>	<u>44</u>
--	-----------

<u>II.5 Eclairage complémentaire sur quelques déterminants de la demande à l'horizon 2020</u>	<u>45</u>
---	-----------

II.5.1 Le chauffage électrique	45
II.5.2 Les véhicules électriques	46
II.5.3 Les effacements de consommation	47
III Les filières de production d'électricité	49
III.1 Le nucléaire	49
III.1.1 Le parc actuel	49
III.1.2 Le fonctionnement du parc	49
III.1.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020	52
III.2 Le parc thermique classique centralisé	55
III.2.1 Le parc actuel	55
III.2.2 L'amélioration de la qualité de l'air	55
III.2.3 Les cycles combinés à gaz (CCG)	58
III.2.4 Les centrales à charbon	60
III.2.5 Les moyens thermiques pour la production de pointe	62
III.3 La cogénération au gaz naturel	63
III.3.1 Le cadre économique et réglementaire	63
III.3.2 L'intérêt des cogénérations dans le parc de production français	64
III.3.3 L'évolution du parc à l'horizon 2020	65
III.4 Les énergies renouvelables	67
III.4.1 Le rôle des énergies renouvelables dans la production électrique française	67
III.4.2 L'hydraulique	67
III.4.3 L'éolien	70
III.4.4 Le photovoltaïque et le solaire thermodynamique	73
III.4.5 La biomasse	76
III.4.6 La géothermie	77
III.4.7 Les technologies marines	77
IV Réconciliation offre-demande	79
IV.1 La gestion opérationnelle de l'équilibre offre-demande	79
IV.2 Le dimensionnement du parc de production	79
IV.2.1 Les simulations du gestionnaire de réseau	79
IV.2.2 Le critère d'adéquation	80
IV.3 Le mix énergétique français optimal	81
IV.3.1 L'optimisation économique du parc	81
IV.3.2 Les choix de la PPI	81
V Les zones de tension non insulaires	83
V.1 La Bretagne	83
V.2 Provence - Alpes - Côtes d'Azur	87
VI Les zones non interconnectées	91
VI.1 Le contexte spécifique des zones non interconnectées	91
VI.1.1 Le service public de l'électricité	91
VI.1.2 Le cadre économique de la production d'électricité	91
VI.1.3 Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande	93
VI.1.4 L'ambition du Grenelle de l'environnement pour les ZNI	95
VI.2 Corse	96
VI.3 Guyane	101
VI.3.1 Le réseau littoral	101
VI.3.2 Les communes de l'intérieur	105
VI.4 Martinique	107
VI.5 Guadeloupe	111

<u>VI.6 La Réunion</u>	115
<u>VI.7 Mayotte</u>	120
<u>VI.8 Saint Barthélemy</u>	123
<u>VI.9 Saint Martin</u>	126
<u>VI.10 Saint-Pierre-et-Miquelon</u>	128
<i>VII - Recommandations pour la prochaine PPI</i>	130
<i>Annexe : Liste des participants au comité de suivi</i>	131

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).....	17
Figure 2 : Consommation finale d'électricité par secteur de 1970 à 2007 - Source SOeS	18
Figure 3 : Production française d'électricité en 2007 par filière de production - Source SOeS	18
Figure 4 : Consommation finale d'électricité française en 2007 - Source SOeS	19
Figure 5 : Compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz en fonction de la durée annuelle d'appel hors coût du CO ₂ et dans les hypothèses centrales.....	21
Figure 6 : Compétitivité relative du nucléaire, du gaz et du charbon en base en intégrant un coût du CO ₂ de 50€/t (indice 100 = EPR de série en base).....	22
Figure 7 : Coûts de production en base pour une mise en service en 2012 dans les hypothèses centrales	23
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	28
Figure 9 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les énergies primaires non renouvelables	29
Figure 10 : Objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006 pour les zones non interconnectées.....	29
Figure 11 : Décomposition par filière de l'objectif +20Mtep du COMOP 10 à l'horizon 2020 (en Mtep).....	34
Figure 12 : Méthode appliquée pour construire les scénarios	40
Figure 13 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario tendanciel.....	41
Figure 14 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario Grenelle	42
Figure 15 : Consommation finale d'électricité en TWh en 2020 par scénario : tendanciel, Grenelle et Grenelle différé.....	43
Figure 16 : Comparaison des scénarios de consommation intérieure d'électricité (consommation finale + consommation du secteur électrique) entre scénarios de la DGEC et scénarios de RTE	44
Figure 17 : Energie et puissance de pointe en 2020 selon le scénario.....	45
Figure 18 : Parc nucléaire installé au 1er janvier 2008	49
Figure 19 : Comparaison en 2006 de la production nucléaire et de la demande en électricité - Source EDF	50
Figure 20 : Evolution du Kd de 1999 à 2007 - Source EDF	51
Figure 21 : Evolution du Ku de 1999 à 2007 - Source EDF	51
Figure 22 : Evolution de la production nette du parc REP en TWh de 1998 à 2007 - Source EDF.....	52
Figure 23 : Placement des 3èmes et 4èmes visites décennales du palier 1300 MW et des 4èmes visites décennales du palier 900 MW - Source EDF	53
Figure 24 : Liste des installations appartenant au schéma national de réduction des émissions.....	56
Figure 25 : Liste des 20 tranches de CCG ayant obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108.....	58
Figure 26 : Parc charbon - Source EDF et SNET.....	60
Figure 27 : Parc fioul : centrales fioul-vapeur et turbines à combustion - Source EDF.....	63
Figure 28 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario à cadre inchangé.....	65
Figure 29 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario objectif...	66
Figure 30 : Scénario de référence et analyse volontariste du COMOP 10 concernant le développement de l'hydraulique.....	69
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 .	70
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.....	71
Figure 33 : Puissance du parc photovoltaïque raccordé au 30 septembre 2008 (en MW) - Source SoeS d'après ERDF et RTE	73
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	74
Figure 35 : Méthodologie employée par RTE pour modéliser l'équilibre offre-demande électrique en France continentale	80
Figure 36 : Réseau électrique de la région PACA - Source RTE.....	88
Figure 37 : Solution retenue pour la sécurisation de l'alimentation électrique en PACA	90
Figure 38 : Cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI.....	92
Figure 39 : Identification des besoins en moyen de production en Corse dans le scénario médian (en MW) - Source EDF SEI.....	99
Figure 40 : Identification des besoins en moyen de production en Corse dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI	99
Figure 41 : Parc de production du littoral guyanais - Source EDF SEI.....	101

Figure 42 : Consommation électrique en Guyane selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI	103
Figure 43 : Identification des besoins en moyen de production en Guyane dans le scénario bas (en MW) - Source EDF SEI.....	104
Figure 44 : Identification des besoins en moyen de production en Guyane dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI	104
Figure 45 : Parc de production en Martinique - Source EDF SEI.....	107
Figure 46 : Consommation électrique en Martinique selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI.....	109
Figure 47 : Identification des besoins en moyens de production en Martinique dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI.....	110
Figure 48 : Parc de production en Guadeloupe - Source EDF SEI	111
Figure 49 : Consommation électrique en Guadeloupe selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI	113
Figure 50 : Identification des besoins en moyen de production en Guadeloupe dans le scénario bas (en MW) - Source EDF SEI.....	113
Figure 51 : Parc de production de l'île de La Réunion - Source EDF SEI	115
Figure 52 : Consommation électrique à La Réunion selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI.....	117
Figure 53 : Identification des besoins en moyen de production à La Réunion dans le scénario bas (en MW) - Source EDF SEI.....	118
Figure 54 : Identification des besoins en moyen de production à La Réunion dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI.....	118
Figure 55 : Identification des besoins en moyens de production à Mayotte (en MW) - Source Electricité de Mayotte	122
Figure 56 : Parc de production de Saint-Pierre-et-Miquelon - Source EDF SEI.....	128

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 termes 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'Ecologie, de l'Energie, 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 (pages 2 et 3 du présent rapport), 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 trois appels d'offres pour la production électrique d'origine renouvelable : un concernant la production à partir de biomasse (216 MW autorisés en janvier 2005), 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 le développement d'installations de production d'électricité à partir de biomasse : un en 2006 pour une puissance totale de 300 MW (dans ce cadre 22 projets ont été autorisés en juin 2008) et un fin 2008 pour une puissance totale de 250 MW. Enfin, le Ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire a annoncé fin 2008 le lancement d'un appel d'offres pour la mise en service de centrales solaires dans chaque région française.

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 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 bilans 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'articulation de la PPI avec les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie

Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement prévoit la mise en place de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie. Ces schémas régionaux définiront notamment, par zones géographiques, les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en matière de valorisation des énergies renouvelables. Cette démarche territoriale associant l'Etat et les conseils régionaux permettra de développer le potentiel des territoires ; elle 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.

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 Barthélémy, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon. Des réunions spécifiques à chacune de ces zones non interconnectées ont été organisées début février 2009.

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 termes de maîtrise de la demande en énergie et de développement des énergies renouvelables, la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, 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 termes de développement du parc de 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 et de la modération carbone. 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 termes 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 constitués 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 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 d'éolien répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer ;
- 5 400 MW de solaire ;
- 2 300 MW de biomasse ;
- 3 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'Ecologie, de l'Energie, 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 électricité privilégie un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire actuel. Toutefois, c'est l'Autorité de Sûreté Nucléaire qui est la seule compétente et habilitée à se prononcer sur la fermeture ou la prolongation de chaque réacteur. La PPI doit donc intégrer une marge de sécurité en termes de capacité de production électrique correspondant aux incertitudes qu'entraîne cette primauté absolue conférée à la sûreté nucléaire. Cette préoccupation, alliée à la nécessité de lisser l'effort d'investissement de renouvellement du parc nucléaire existant et de maintenir les compétences industrielles de cette filière, justifient la mise en service déjà décidée de deux réacteurs de nouvelle génération, le premier à Flamanville étant prévu en 2012, le deuxième à Penly en 2017. Ces considérations pourront justifier également le lancement de nouvelles capacités EPR à l'issue de la construction de l'EPR de Penly.

Un parc thermique classique minimal reste nécessaire ; il 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 captage et stockage du CO₂ (CSC), 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 un moyen 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, ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement.

La PPI considère les centrales au fioul et les turbines à combustion comme la seule alternative à l'hydroélectricité pour la production de pointe ; le fioul, stockable à proximité immédiate de la centrale, est un combustible privilégié pour la production d'extrême pointe. Au-delà des programmes d'investissements engagés 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, de l'avis l'ensemble des acteurs, 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 l'équilibre offre-demande national, la PPI se préoccupe de l'approvisionnement des consommateurs lié à 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, pour PACA, suite à l'abandon du projet Boute-Broc Carros, il est urgent de renforcer le réseau THT notamment par un maillage à 225 kV tel qu'annoncé par le Ministre d'Etat, ministre de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire en novembre 2008 et, pour la Bretagne, de pérenniser les capacités existantes et d'implanter un moyen de production assurant une puissance garantie dans la région de Saint Briec.

Travaux à mener à l'issue de la PPI

Les travaux de préparation de la PPI ont mis en évidence des sujets qui méritent de faire l'objet d'analyses approfondies, notamment la maîtrise de la demande à la pointe par le biais d'une valorisation objective et adéquate des effacements de consommation et le financement des capacités de production de pointe.

Synthèse « zones non interconnectées »

La primauté de la maîtrise de la demande en énergie et la pertinence du développement des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées

La PPI souligne la pertinence accrue dans les ZNI des mesures de maîtrise de la demande en énergie et du développement des énergies renouvelables du fait du coût élevé et du caractère carboné de la production d'électricité dans les ZNI par rapport à la métropole¹. Le développement des chauffe-eau solaires, des lampes basse consommation et, plus généralement, d'habitats économes en énergie est fortement recommandé par la PPI.

Le développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du réseau

La PPI constate l'explosion du nombre de projets photovoltaïques en attente de raccordement du fait du fort ensoleillement dans les ZNI et du tarif d'achat de l'électricité produite à partir d'installations photovoltaïques. La PPI soutient le développement des énergies intermittentes dans la limite d'acceptabilité du réseau, en veillant aux conflits d'usages des terres agricoles pour les centrales photovoltaïques au sol. Au delà de cette limite, le développement des capacités de stockage sera nécessaire et une réflexion technique plus approfondie et plus spécifique à chaque territoire devra être menée lorsqu'on approche cette limite.

La nécessité d'un mix énergétique et environnemental équilibré

La PPI souligne la nécessité de disposer d'un portefeuille diversifié de moyens de production pour assurer l'équilibre offre-demande électrique dans les ZNI. Le recours conjoint aux énergies renouvelables intermittentes, stables et aux moyens de production thermiques est recommandé. A ce titre, un appel d'offre éolien sera lancé dans les ZNI hors Saint Barthélémy.

La promotion des énergies renouvelables stables et non intermittentes

L'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement en termes de pénétration des énergies renouvelables dans les ZNI passe par le développement des énergies renouvelables stables et non intermittentes. La PPI encourage donc la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables telles que l'hydraulique, la géothermie, la bagasse et l'énergie des mers.

Le déclasserment et le renouvellement des centrales diesels est indispensable pour la sécurisation électrique des ZNI

Au total, sept centrales diesels seront déclassées et renouvelées par des installations moins polluantes et moins émettrices de CO₂ entre 2010 et 2014 dans les ZNI : en Corse (Lucciana et Vazzio), en Guyane (Degrad des Cannes), en Martinique (Bellefontaine), en Guadeloupe (Jarry), à La Réunion (Le Port) et à Saint-Pierre-et-Miquelon. A ce jour, il n'y a pas

¹ La production d'électricité en base est assurée dans les ZNI par des moyens de production thermiques dont les coûts de production et les émissions de CO₂ sont élevés alors qu'elle est assurée par le parc nucléaire en métropole qui n'émet pas de CO₂ et qui est le moyen de production le plus compétitif en base (cf Synthèse publique de l'étude des coûts de référence 2008).

d'alternative à la mise en service de ces centrales diesels dans les délais prévus par le gestionnaire de réseau local afin d'assurer l'équilibre offre-demande de chacune de ces îles à court et moyen terme.

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, à 4 TWh en 2007 et à 5,6 TWh en 2008.

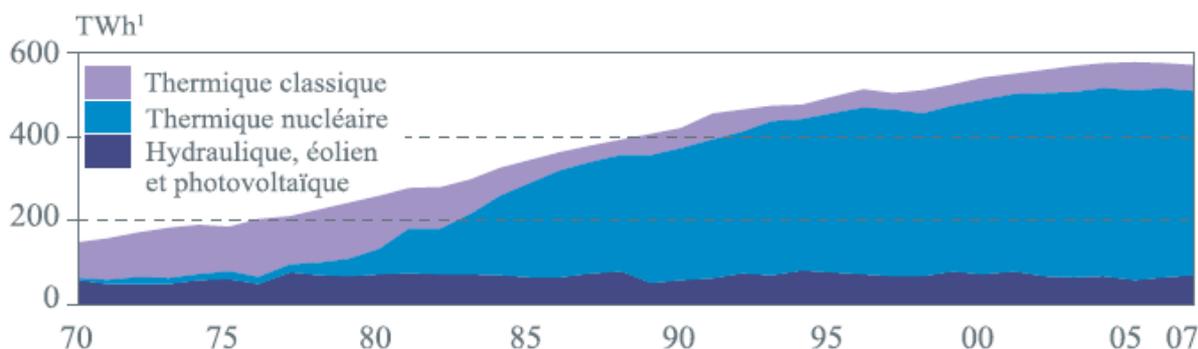


Figure 1 : Evolution de la production brute d'électricité entre 1970 et 2007 - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD)

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 passée de 59 TWh en 1973 à 284 TWh en 2007.

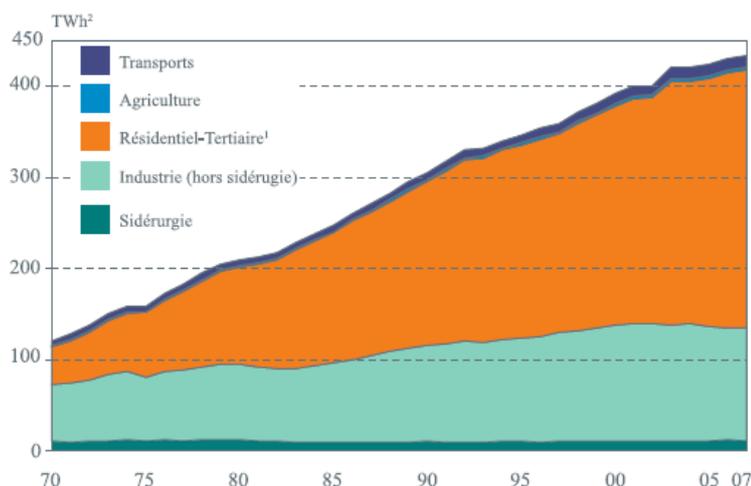


Figure 2 : Consommation finale d'électricité par secteur de 1970 à 2007 - Source SOeS

I.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 :

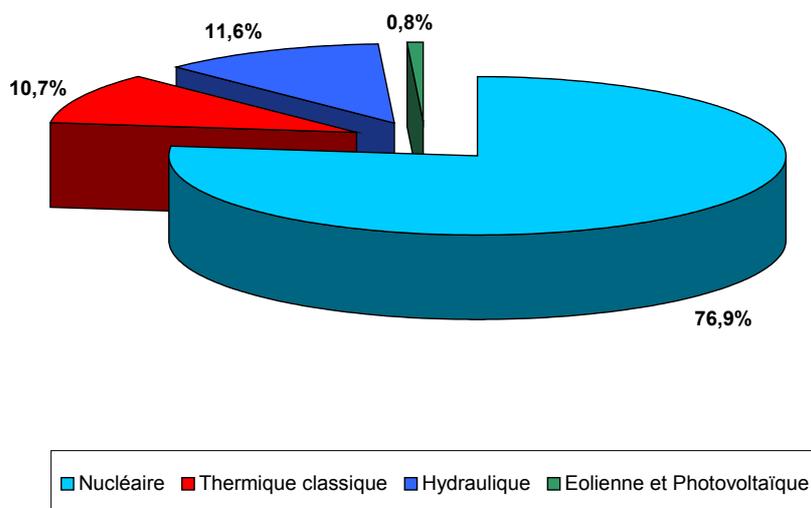


Figure 3 : Production française d'électricité en 2007 par filière de production - Source SOeS

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 entre les différents usages est la suivante :

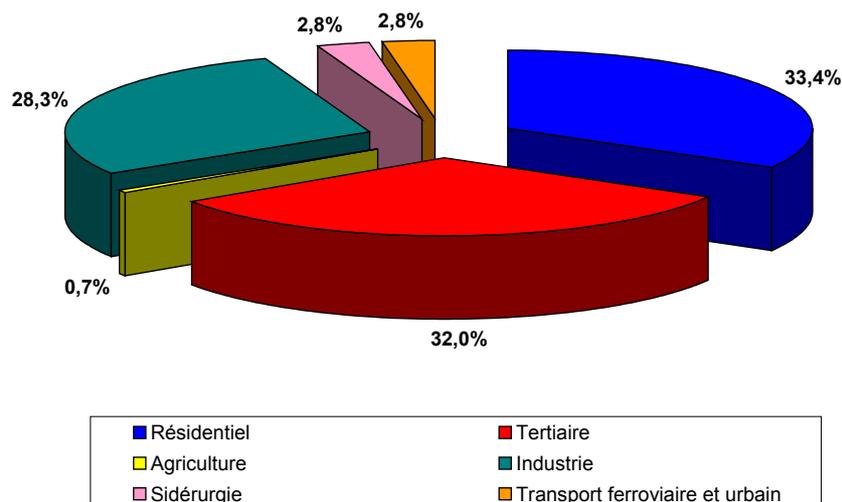


Figure 4 : Consommation finale d'électricité française en 2007 - Source SOeS

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 de -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.

1.2.1 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'équipements. 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 heures², 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.

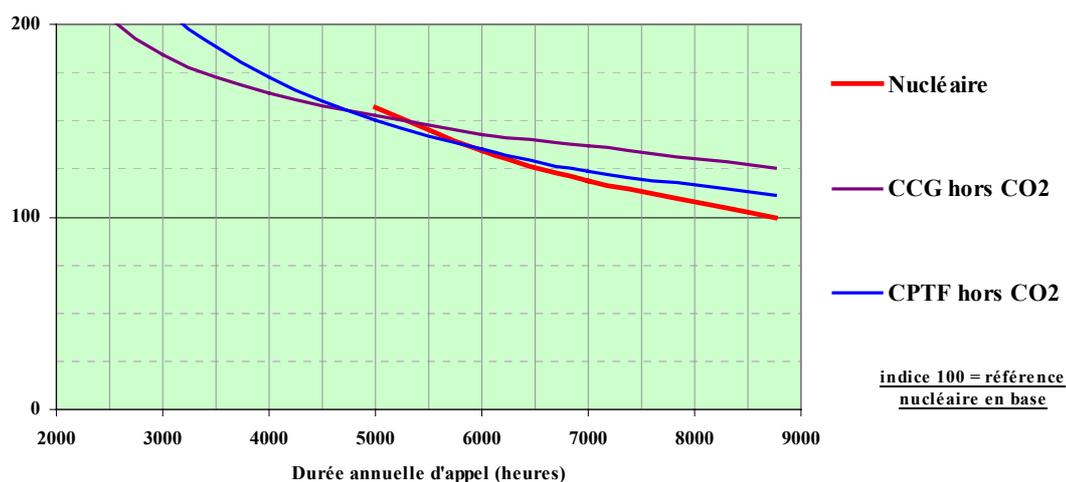


Figure 5 : Compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz en fonction de la durée annuelle d'appel hors coût du CO₂ et dans les hypothèses centrales

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€ :

² 8760 est le nombre d'heures dans une année donc une centrale fonctionnant 8760 heures par an est exploitée toute l'année.

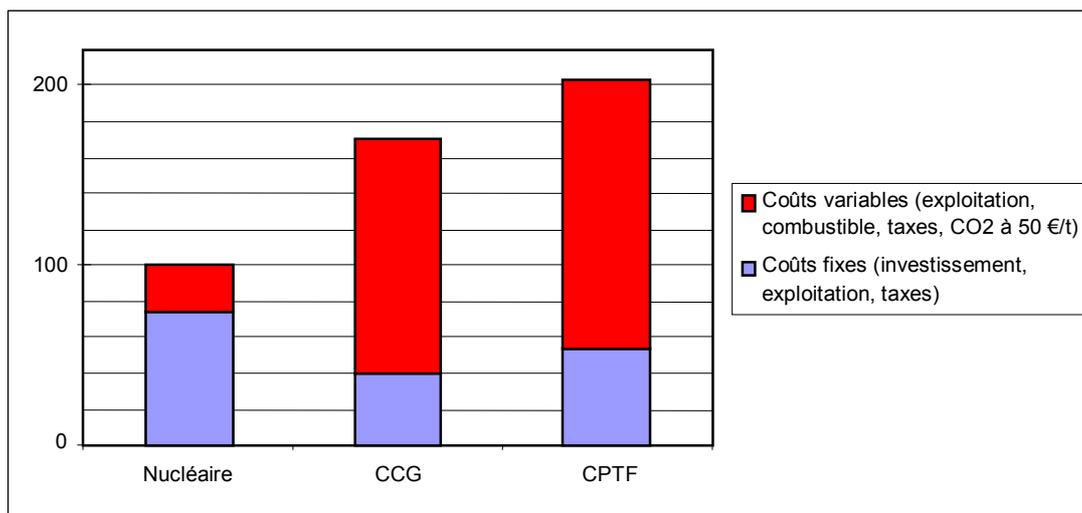


Figure 6 : Compétitivité relative du nucléaire, du gaz et du charbon en base en intégrant un coût du CO₂ de 50€/t (indice 100 = EPR de série en base)

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 base³, 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,

³ 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 thermique à flammes, surtout en cas de prix élevés des hydrocarbures et de valorisation des émissions de CO₂.

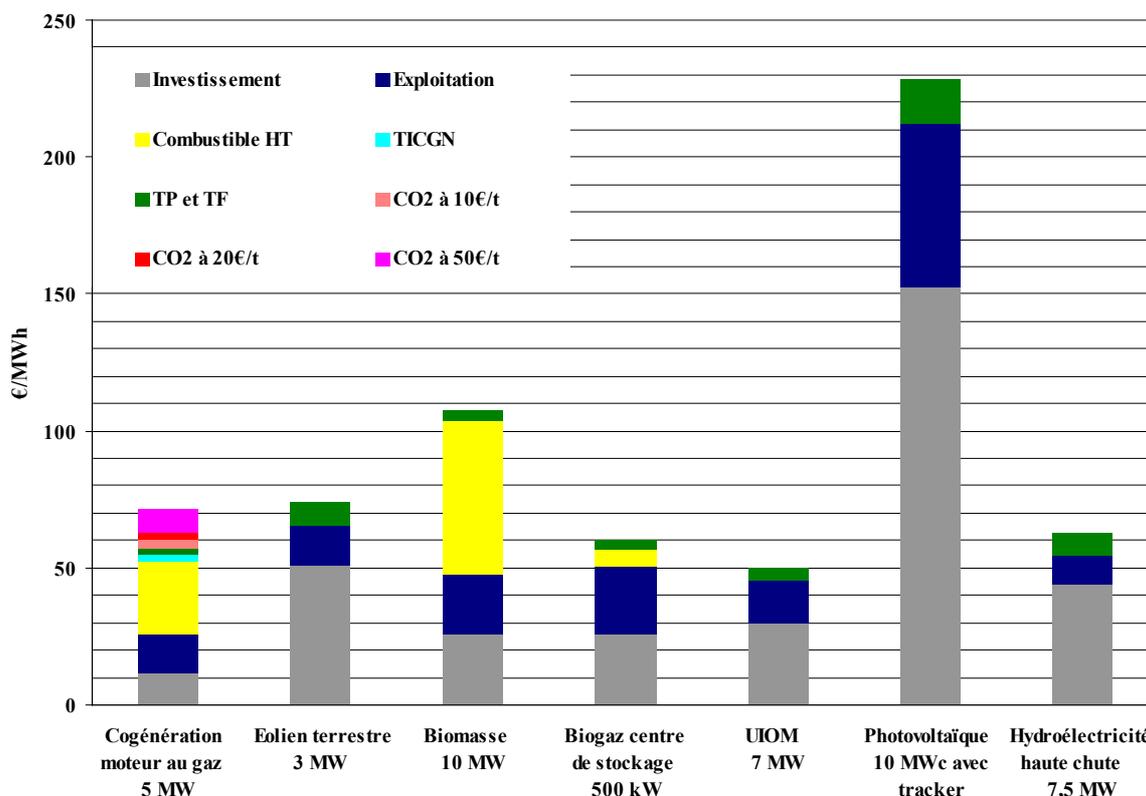


Figure 7 : Coûts de production en base pour une mise en service en 2012 dans les hypothèses centrales

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, au bénéfice du client final, une concurrence entre opérateurs.

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 loi du 10 février 2000⁴ relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et la loi du 9 août 2004⁵ relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières⁶.

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 totale 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.

⁴ loi n°2000-108

⁵ loi n° 2004-803

⁶ 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.

Dans le but 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 termes de demande d'électricité et de parc de production des différents pays donnent un nouvel intérêt à la coopération entre Etats membres, au 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 Slovénie) ;
- 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 termes de couplage des marchés et de sécurité d'approvisionnement.

Interconnexions avec les systèmes électriques voisins

Le réseau électrique français est interconnecté avec ceux des pays voisins (Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne et Grande Bretagne). La capacité d'exportation sur l'ensemble des frontières est de l'ordre de 13 GW en hiver et 12 GW en été. Ces interconnexions doivent être développées notamment vers l'Espagne et l'Italie, voire la Grande Bretagne. A titre d'exemple, le projet de nouvelle ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne contribuera à augmenter de 2,5 GW la capacité d'interconnexion.

Si la France est globalement exportatrice d'électricité du fait de la disponibilité sur son territoire de moyen de production d'électricité à bas coût, les interconnexions contribuent à la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe en permettant un soutien mutuel entre les réseaux interconnectés. Ainsi, en période de pic de demande, la France peut être sur certaines heures en situation d'importation d'électricité.

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 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-régionales) 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, 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 POPE⁷. Cette 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 finale⁸ 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 ;
- hisser la production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation intérieure brute en 2010 ;
- favoriser le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
- porter l'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 7% 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.

⁷ loi POPE pour loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Énergétique française

⁸ définie comme le rapport entre la consommation énergétique finale et le PIB

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 POPE. 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 ;
- 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 31 décembre 2008.

ENERGIES PRIMAIRES renouvelables	OBJECTIF 2010 (MW)	OBJECTIF (*) 2015(MW)	entre le 07/07/2006 et le 31/12/2008
Biogaz	100	250	86
Biomasse	1 000	2 000	332 (dont 2ème appel d'offre Biomasse : 313)
Déchets ménagers et assimilés	200	300	89
Eolien	13 500	17 000	3 049
Géothermie	90	200	3
Hydraulique (hors pompage)	500	2 000	-
Solaire photovoltaïque	160	500	1 573

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'offres. Avec plus de 3 000 MW autorisés⁹, 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 1 600 MW¹⁰ autorisés : l'objectif fixé à l'horizon 2015 par la précédente

⁹ entre le 7 juillet 2006 et le 31 décembre 2008

¹⁰ entre le 7 juillet 2006 et le 31 décembre 2008

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 31/12/2008
Gaz naturel (y compris cogénération)	1 000	3 000	6 106
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 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 31/12/2008
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 lutter contre le changement climatique.

Les estimations des scientifiques

Créé en 1988 à la demande du G7, le groupe intergouvernemental d'experts 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 "Climate Change 2007"¹¹, 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, induisant localement des hausses de température bien plus élevées encore.

1.6.1 Le Protocole de Kyoto

Au plan international, la convention « Climat » a été signée en juillet 1992 et le protocole de Kyoto en 1997. Celui-ci est entré en vigueur en février 2005 suite à sa ratification par la Russie le 18 novembre 2004. Trente cinq pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions de GES entre 2008 et 2012. La France s'est engagée à stabiliser ses émissions par rapport à 1990 dans le cadre d'une réduction de 8% des émissions de l'Union Européenne (UE-15). En effet, la France est l'une des économies industrialisées les plus sobres en carbone, avec des émissions par habitant inférieures de 25 % à la moyenne européenne et inférieures de 30 à 40 % à celles de ses grands voisins. Cette situation résulte des investissements considérables consentis par la France pour développer un parc de production d'électricité à 90 % sans émission de CO₂, et de choix comportementaux et technologiques judicieux qui font notamment du parc automobile français l'un des moins émetteurs en Europe.

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.

¹¹ http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf

1.6.3 La directive Quotas et le système communautaire d'échange de quotas d'émission¹²

La directive européenne Quotas¹³ 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'émission 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 installations existantes sur le territoire français est de 124,98 MtCO₂ annuellement et de 2,74 MtCO₂ pour la réserve destinée aux nouveaux entrants.

1.6.4 Le Paquet "Energie Climat"

Lors du Conseil européen de mars 2007, l'Union Européenne s'est fixée 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

¹² plus connu en anglais sous le nom d'Emission Trading Scheme (ETS)

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

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'émission 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%¹⁴ 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 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 directive met en place un cadre juridique pour les nouvelles technologies de captage 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.

¹⁴ Source Eurostat

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 »

Certains de ces groupes de travail ont été subdivisés en ateliers qui 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 tenue les 24 et 25 octobre 2007 - 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. L'un des programmes prioritaires du Grenelle de l'environnement est la réduction des consommations énergétiques. Ainsi des comités opérationnels ont été chargés de faire des propositions pour les bâtiments neufs, les bâtiments privés, les bâtiments publics, les logements sociaux et sur la consommation durable, y compris l'efficacité énergétique des produits. Par ailleurs, 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.

I.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 termes 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 termes 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"¹⁵, 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 de l'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.

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 adopté à la quasi unanimité, 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.

¹⁵ http://www.legrenelle-environnement.gouv.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/rapport_final_comop_10.pdf

Dans le secteur du bâtiment - secteur clé de la lutte contre le changement climatique¹⁶ - l'objectif de réduction de la consommation d'énergie dans les logements anciens est de 38% d'ici 2020. Les constructions neuves à partir de fin 2012 (et, par anticipation, dès fin 2010 pour les bâtiments publics et le tertiaire), devront présenter une consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWh/m²/an. Pour les énergies qui présentent un bilan avantageux en termes d'émissions de gaz à effet de serre, ce seuil sera modulé afin d'encourager la diminution des émissions de gaz à effet de serre générées par l'énergie utilisée. Ce seuil pourra également être modulé en fonction de la localisation, des caractéristiques et de l'usage des bâtiments. Chaque filière énergétique devra, en tout état de cause, réduire très fortement les exigences de consommation d'énergie définies par les réglementations. Afin de garantir la qualité de conception énergétique du bâti, la réglementation thermique fixera en outre un seuil ambitieux de besoin maximal en énergie de chauffage des bâtiments ; ce seuil pourra être modulé en fonction de la localisation, des caractéristiques et de l'usage des bâtiments. En outre, dans le programme de rénovation thermique des bâtiments existants, 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 termes 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 au niveau 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, notamment les ampoules.

L'objectif national en matière de production d'énergie à base d'énergies renouvelables a été porté à 23 %.

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 des 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 sont traduites dans la loi de finances 2008 et le projet de loi portant engagement national pour l'environnement (dite Grenelle 2).

¹⁶ 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.

De plus, le crédit d'impôts "développement durable" est prorogé jusqu'en 2012 et, jusqu'ici réservé aux propriétaires occupants, étendu aux propriétaires bailleurs de sorte à améliorer la performance des logements mis en location. Celui-ci soutient notamment l'acquisition par les particuliers d'équipements d'énergie renouvelable tels que les chauffe-eau solaires, les pompes à chaleur et les panneaux photovoltaïques.

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

L'exploitation de la géothermie sera relancée 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, en Midi-Pyrénées et dans le 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. Les 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 à 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 bénéficiaires 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 et de préservation 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. Un appel à projets sera notamment 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

Le 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 au Sénat.

Le projet de loi prévoit la réalisation par le Préfet de Région et le Président du Conseil régional de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie 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 bilan¹⁷ en date a été rendu public en juillet 2007 et a pour horizon 2020. Une actualisation de court terme du bilan prévisionnel¹⁸ avec pour horizon 2013 a été publié en juillet 2008.

En termes 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 la demande en 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 la France métropolitaine 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 la demande 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.

¹⁷ http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/bilan_complet_2007.pdf

¹⁸ 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%¹⁹ 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 DGEC

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"²⁰ 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 termes 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 énergies²¹ est de : 70 \$/bl pour le pétrole brut Brent, de 7 \$/Mbtu pour le gaz²², 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.

¹⁹ à comparer à une croissance annuelle moyenne de 1,6 à 1,7% par an entre 2001 et 2004.

²⁰ permettant d'actualiser les scénarios mondiaux du "World Energy Outlook"

²¹ en \$ et € constants 2006

²² ce prix est supposé être indexé sur le prix du Brent

En termes de croissance démographique, les hypothèses reprennent le scénario central de l'INSEE à l'horizon 2030 à savoir : 67,2 millions d'habitants en 2030²³, 31,6 millions de ménages en 2030²⁴. 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 PNAQ²⁵ 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) ne serait 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 2006 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 »).

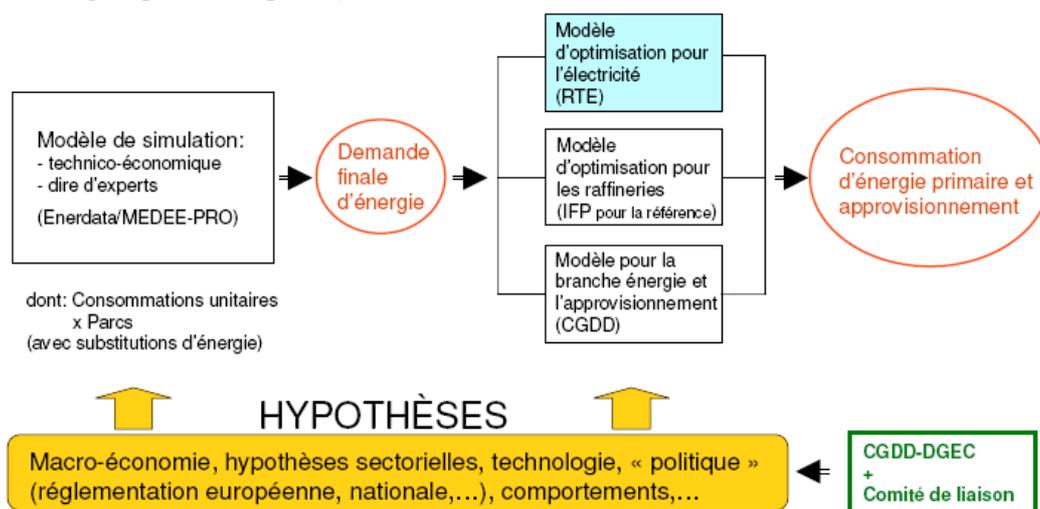


Figure 12 : Méthode appliquée pour construire les scénarios

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).

²³ soit un taux de croissance annuel moyen de +0,4% par an sur la période 2006-2030

²⁴ soit un taux de croissance annuel moyen de +0,9% par an sur la période 2006-2030

²⁵ Plans nationaux d'allocation des quotas

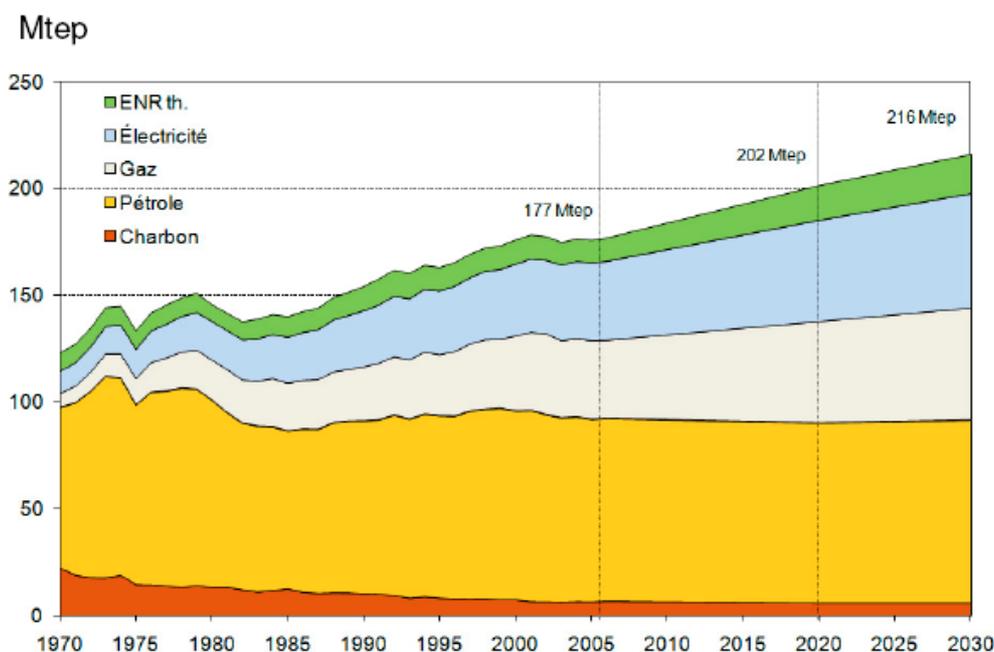


Figure 13 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario tendanciel

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

Le scénario tendanciel ayant été élaboré avant les conclusions du Grenelle de l'environnement, il a paru nécessaire d'élaborer 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. La réduction de 38% de la consommation d'énergie dans le bâtiment a, en particulier, 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

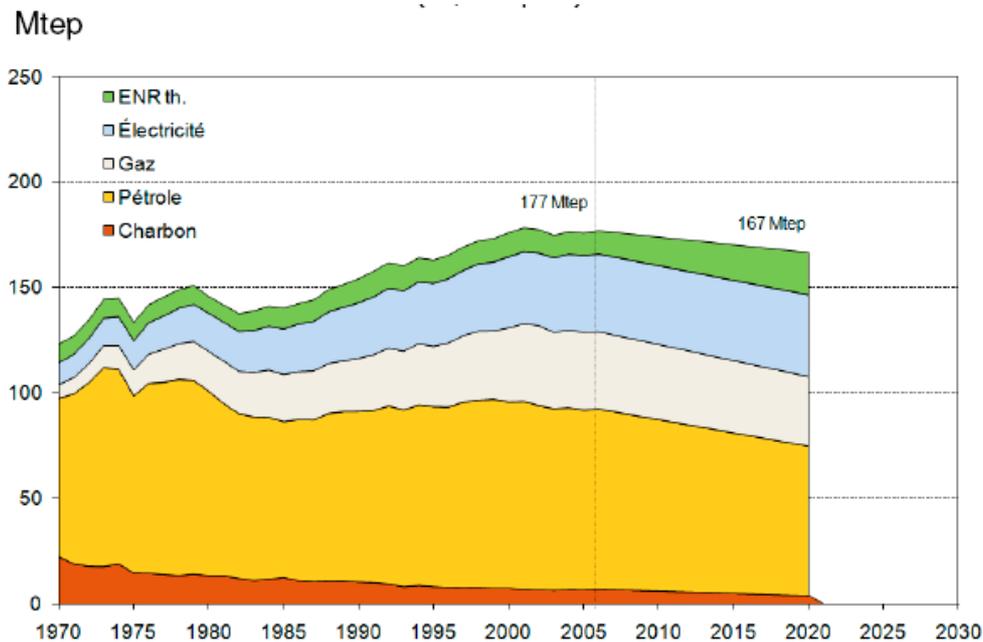


Figure 14 : Consommation d'énergie finale par forme d'énergie dans le scénario Grenelle

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 :

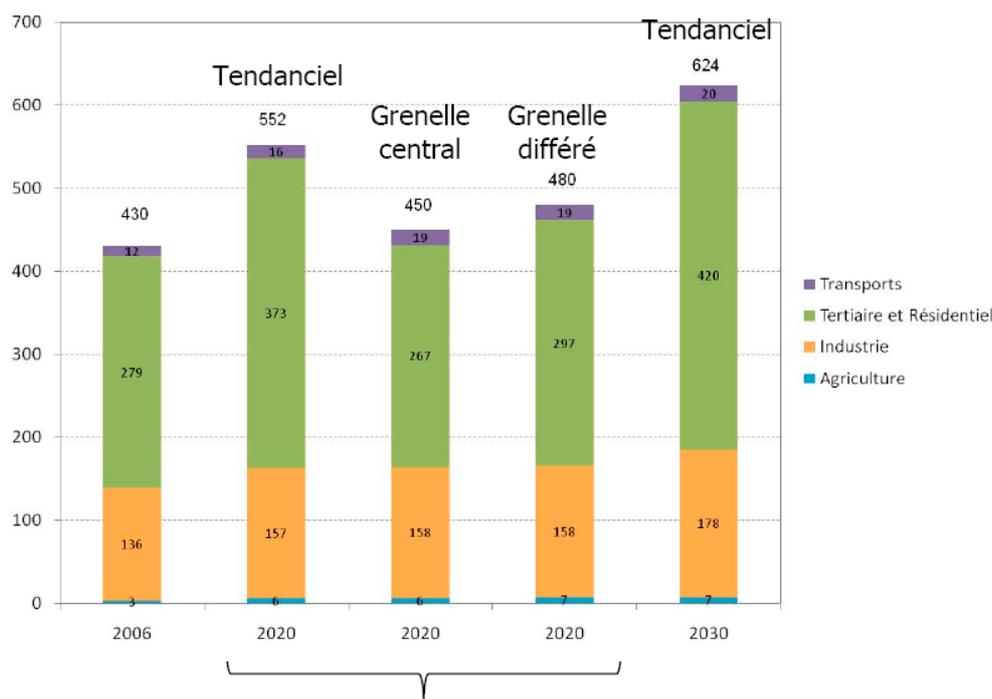


Figure 15 : Consommation finale d'électricité en TWh en 2020 par scénario : tendanciel, Grenelle et Grenelle différé

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 finale d'électricité 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 et à la mise en œuvre de nouvelles réglementations pour l'éclairage et les appareils consommateurs d'électricité. Le scénario Grenelle différé montre qu'un retard de 10 ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle augmenterait de 30 TWh la consommation finale 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.

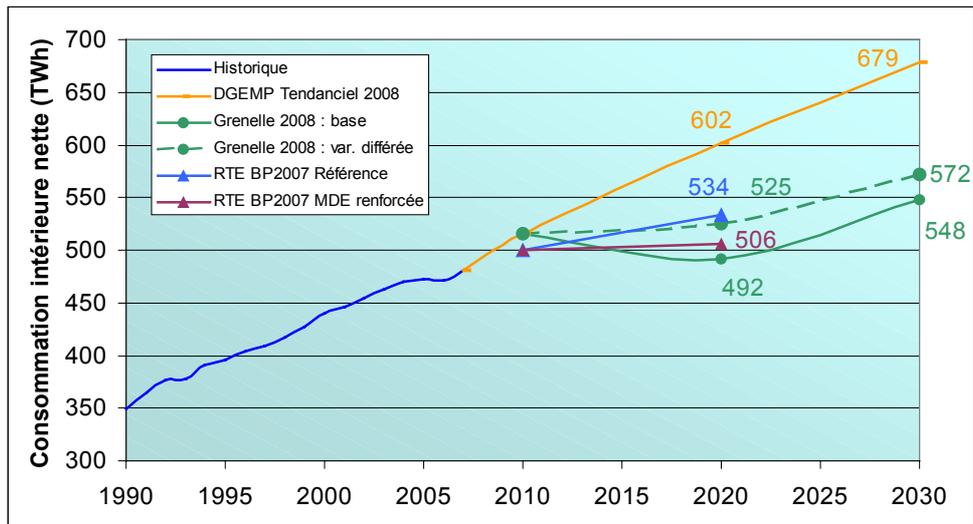


Figure 16 : Comparaison des scénarios de consommation intérieure d'électricité (consommation finale + consommation du secteur électrique) entre scénarios de la DGEC et scénarios de RTE

Concernant la consommation intérieure nette d'électricité, 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 termes 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 lors d'une vague de froid 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, pour 2013, de consommation de pointe de 1 400 MW du fait d'une croissance soutenue des consommations à la pointe.

On note que si le scénario Grenelle est assez proche du scénario RTE MDE renforcée en termes de bilan énergétique, ils diffèrent sensiblement en ce qui concerne la prévision de demande à la pointe. Cet écart résulte 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. Ces prévisions de demande à la pointe, structurantes pour le dimensionnement du parc de production, constituent un paramètre important et sujet à de fortes incertitudes qu'il est nécessaire de considérer dans l'objectif de la sécurité d'approvisionnement électrique.

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, la part du chauffage électrique est de l'ordre de 24% dans le chauffage du résidentiel. Ces dernières années, le taux de pénétration du chauffage électrique dans les logements neufs s'est élevé à plus de 70%. 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 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 plus de la moitié du gradient thermique européen. Ainsi une baisse de température de 5°C correspond à un besoin supplémentaire de plus de 10 GW.

Si les mesures décidées lors du Grenelle de l'environnement visant à abaisser les consommations d'énergies dans les logements telles que le développement de "bâtiments basse consommation" (BBC) dans le neuf, le renforcement de l'isolation dans l'ancien, le développement de pompes à chaleur en substitution du chauffage électrique par effet Joule contribueront à réduire en partie le gradient thermique français, le développement attendu des pompes à chaleur en substitution d'actuelles chaudières au fioul aura un effet contraire. Ainsi,

la prévision du niveau de puissance de pointe à "une chance sur dix" à l'horizon 2020 est délicate.

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, quelle 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 par exemple). 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 de 2,5 TWh²⁶ c'est-à-dire 0,5% de la demande électrique annuelle française estimée en 2020.

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

- à la maison : sur une prise électrique traditionnelle, la charge de la batterie prend de 4 à 8 h ;
- 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.

²⁶ en prenant comme hypothèses une consommation électrique moyenne des véhicules électriques de 25 kWh pour parcourir 100 km et un kilométrage moyen par véhicule de 10 000 km par an.

Avec un parc de 1 000 000 de véhicules électriques en 2020, on peut estimer que la puissance instantanée nécessaire au chargement des batteries est de l'ordre de 1 GW en supposant qu'un tiers seulement des véhicules sont rechargés simultanément. Ainsi, la PPI souligne l'importance du mode de recharge des batteries. Il faudra privilégier une recharge des batteries 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 termes de sécurité d'approvisionnement, 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 émetteurs de CO₂ et de polluants atmosphériques, et coûteux.

Ainsi, les effacements de consommation qui permettent de 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 ou des moyens de production moins émetteur de CO₂ sont disponibles, constituent un moyen avantageux pour assurer le passage de la pointe, réduisant ainsi le besoin de capacité de production et de dimensionnement du réseau.

Effacements industriels

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

- les effacements de type EJP (Effacements Jours de Pointe) ou le mécanisme d'ajustement qui permettent une gestion prévisionnelle de la pointe et pour lesquels les délais de mise en œuvre sont longs ;
- 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, l'industriel s'engage, lorsqu'il est appelé²⁷, à ne pas dépasser une puissance pré-déterminée sauf à verser des pénalités financières. Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, l'industriel s'engage, lorsqu'il est appelé, sur une variation de puissance par pas demi-horaire à la baisse quel que soit son régime de marche.

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

²⁷ Dans le cadre des effacements EJP, l'industriel peut être amené à baisser sa puissance appelée au maximum pendant 22 jours dans l'année.

Auparavant, le coût de l'incitation aux 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 simultanément la consommation de milliers de clients particuliers afin d'abaisser la puissance électrique appelée à l'échelle nationale. Le principe des tarifs réglementés 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.

Le développement de ce type d'offres et leur ajustement fin aux périodes de pointe de consommation sera facilité par le déploiement de compteurs permettant l'enregistrement des consommations sur des périodes mobiles liées à la pointe de la consommation : le développement des compteurs intelligents devrait donc permettre une gestion plus fine des appels de puissance.

En complément de l'effacement diffus basé sur un signal prix et la mise en œuvre de système facultatif d'interruption physique de la consommation, il peut exister un potentiel d'ajustement diffus, c'est-à-dire une participation éventuelle des consommations du marché de masse sur le mécanisme d'ajustement. Pour mettre en œuvre une telle participation, il peut être 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. A ce jour, ce type d'effacement n'a pas encore montré un impact significatif sur la demande électrique à l'échelle nationale.

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, compte tenu de l'ensemble des externalités. En termes de dimensionnement, la PPI reprend l'hypothèse utilisée par RTE dans son bilan prévisionnel, soit une puissance d'effacement de 3 GW.

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.

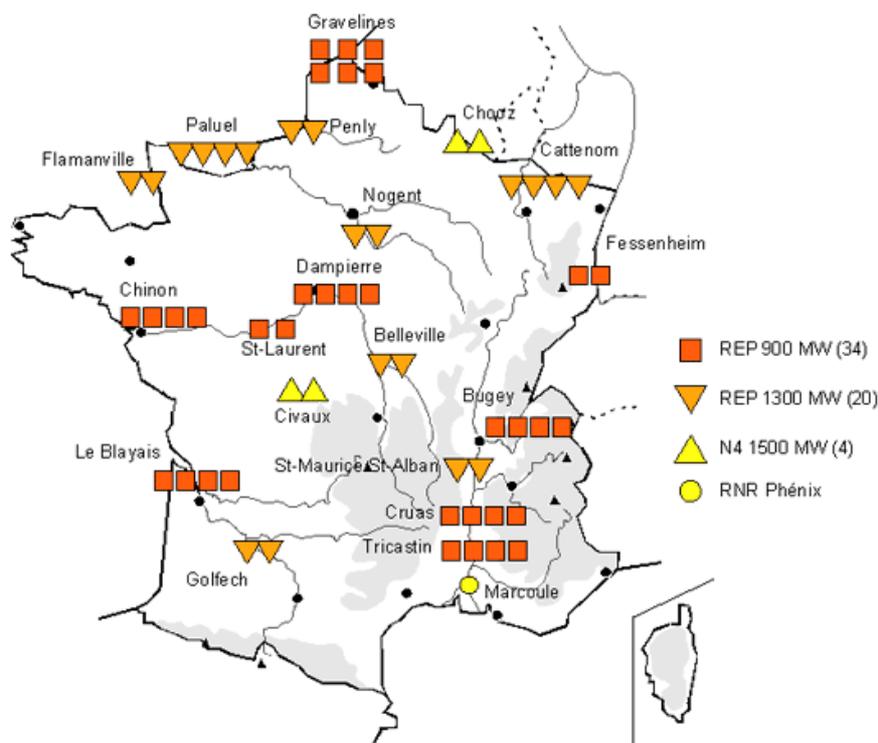


Figure 18 : Parc nucléaire installé au 1er janvier 2008

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 ensuite été mis en service à un rythme soutenu entre 1978 et 1994.

La production nucléaire d'électricité est caractérisée par des coûts d'investissement élevés et par un coût marginal 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 exposée 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%²⁸ 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 tranches pour maintenance et rechargement - afin d'épouser la courbe de demande d'électricité. 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.

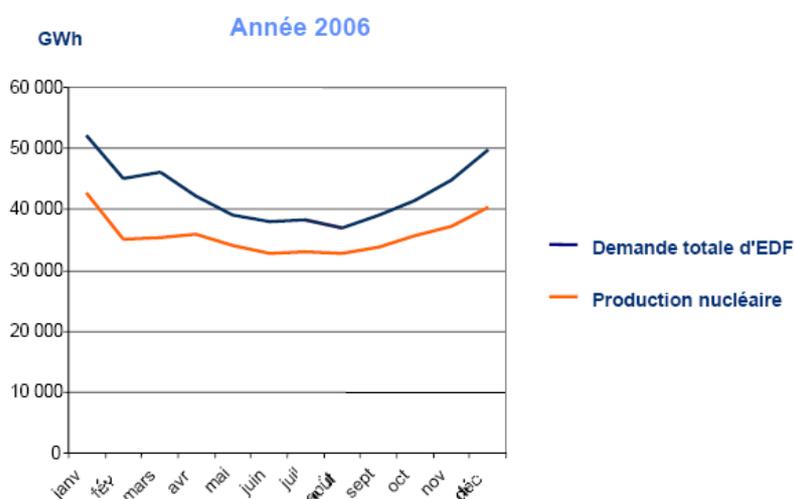


Figure 19 : Comparaison en 2006 de la production nucléaire et de la demande en électricité - Source EDF

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

- la puissance installée égale à 63,1 GW;
- 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 abaissent mécaniquement le Kd de l'ordre de 5% : le mode de gestion du combustible (durée des cycles), 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 spécificités de sûreté.

²⁸ 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 termes 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.

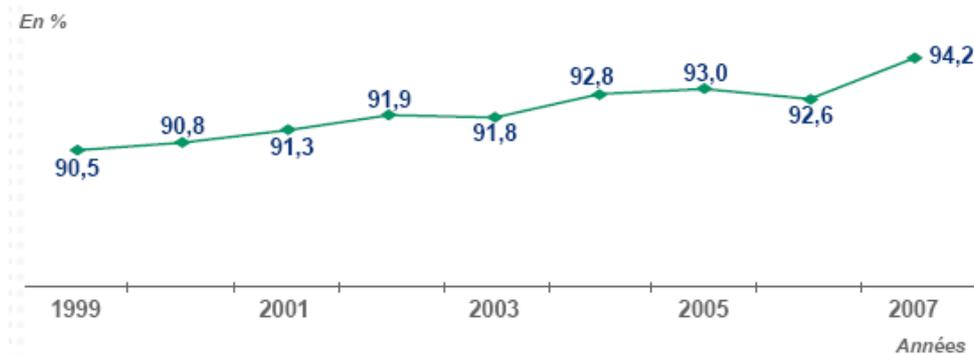


Figure 21 : Evolution du Ku de 1999 à 2007 - Source EDF

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 en 2007.

Au final le coefficient de production Kp^{29} s'est accru constamment de 1999 à 2005 en passant de 71,8% à 77,6%, puis 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 REP³⁰ s'est fortement accrue entre 1998 et 2005 en passant de 361,8 TWh à 429,2 TWh et a légèrement baissé en 2006 et 2007.

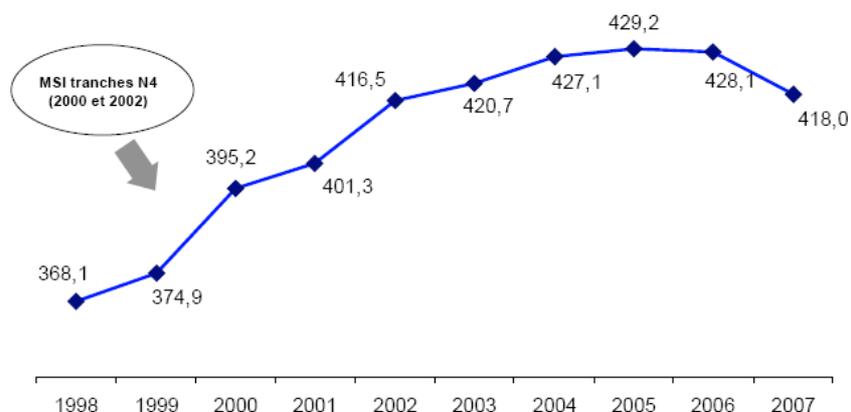


Figure 22 : Evolution de la production nette du parc REP en TWh de 1998 à 2007 - Source EDF

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.

²⁹ Produit de Kd et de Ku .

³⁰ Réacteur à eau pressurisée

La durée de vie des centrales

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, le cas échéant, sur 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).

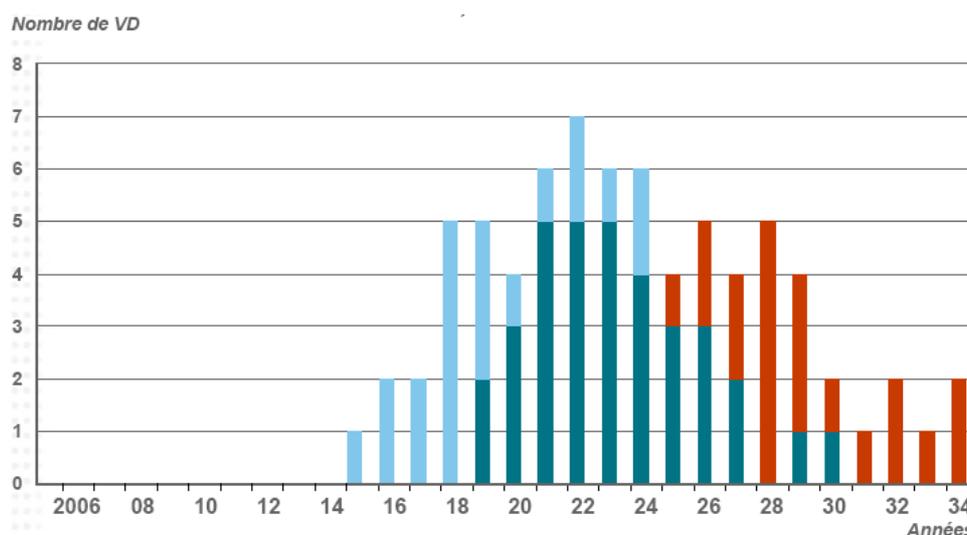


Figure 23 : Placement des 3èmes et 4èmes visites décennales du palier 1300 MW et des 4èmes visites décennales du palier 900 MW - Source EDF

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 termes 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.

Les deux premiers EPR à Flamanville et à Penly

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 avait annoncé début juillet 2008 la construction d'un deuxième EPR qui devrait être mis en service en 2017 sur le site de Penly en Basse Normandie. Comme développé dans la partie IV consacrée à l'équilibre offre-demande, un tel investissement permettra de disposer des marges nécessaires pour gérer les incertitudes sur l'équilibre offre-demande à l'horizon 2020 et garantir la disponibilité d'une électricité compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre.

Dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en terme de sûreté, la PPI électricité privilégie un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire actuel. Toutefois, c'est l'Autorité de Sûreté Nucléaire qui est la seule compétente et habilitée à se prononcer sur la fermeture ou la prolongation de chaque réacteur. La PPI doit donc intégrer une marge de sécurité en termes de capacité de production électrique correspondant aux incertitudes qu'entraîne cette primauté absolue conférée à la sûreté nucléaire. Cette préoccupation, alliée à la nécessité de lisser l'effort d'investissement de renouvellement du parc nucléaire existant et de maintenir les compétences industrielles de cette filière, justifient la mise en service déjà décidée de deux réacteurs de nouvelle génération, le premier à Flamanville étant prévu en 2012, le deuxième à Penly en 2017. Ces considérations pourront justifier également le lancement de nouvelles capacités EPR à l'issue de la construction de l'EPR de Penly.

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 parc thermique classique centralisé dans le système électrique français est un outil essentiel pour 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 grande amplitude et sur des échelles de temps multiples. La demande varie :

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

L'exploitation ou l'arrêt des centrales thermiques est donc conditionné par l'ajustement de l'offre à la demande. Certaines centrales fonctionnent en semi-base (de l'ordre de 2 000 à 6 000 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 : aujourd'hui, 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 des 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 1 800 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 NO_x, de SO₂ et de poussières des installations existantes de 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 NO_x, 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 GIC. 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 de ces installations, les émissions annuelles de NO_x sont limitées 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 NO_x contre 6519 en 2010, et 5581 kt de COV contre 6510 en 2010. D'ici 2010 chaque Etat membre doit respecter les plafonds d'émission pour le SO₂, le NO_x, les COV et le NH₃ et soumettre à la Commission un programme détaillant les mesures prises. Au plan national, la mise en 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 2008, 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 tranches de CCG mises 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 publique des coûts de référence, pour chaque MWh produit, un cycle combiné à gaz émet de l'ordre de 365 kg de CO₂, à comparer aux 800 kg de 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, peu exploitée à ce jour en France, dispose d'un grand potentiel de développement dans lequel investissent les nouveaux entrants dans l'activité de production électrique. Ainsi le nombre de projets de CCG a décollé au cours des dernières années. A ce jour, au-delà de 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
Beucaire (30)	POWEO	440	13/06/2007
Beucaire (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 un moyen d'ajustement du parc de production et concourront ainsi au bon fonctionnement du système électrique.

L'estimation des besoins en gaz associés dépend à la fois du nombre d'installations et de leur durée de fonctionnement, celle-ci sera a priori d'autant plus grande que le parc installé est réduit. A l'horizon 2020, on peut ainsi faire l'hypothèse d'un surplus, par rapport à la situation actuelle, de consommation en gaz naturel compris entre 30 TWh_{PCS} (10 CCG fonctionnant 4 500 h) et 50 TWh_{PCS} (20 CCG fonctionnant 3 500 h).

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. Si les travaux engagés par les gestionnaires du réseau de transport de gaz avec les exploitants de CCG permettront de mettre au point des protocoles pour traiter ces questions, il est toutefois probable que l'accroissement du besoin de capacité de modulation ait un coût pour les exploitants.

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 un moyen d'ajustement du parc de production, notamment au regard de l'évolution des parcs fioul et charbon, et, suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement électrique.

III.2.4 Les centrales à charbon

La parc charbon 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.

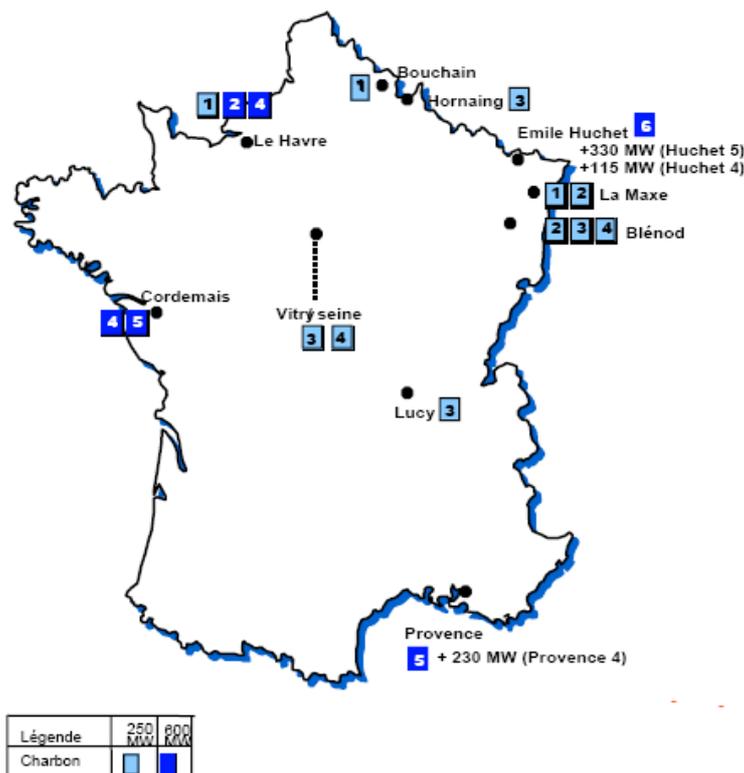


Figure 26 : Parc charbon - Source EDF et SNET

Mise à part la problématique CO₂, les travaux de la PPI ont confirmé 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. A ce titre, il convient de pérenniser, au-delà de 2020, le fonctionnement des 3,3 GW de centrales charbon qui ne doivent pas être déclassées en 2015.

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. Certaines installations du parc actuel peuvent, quant à elles, émettre jusqu'à 1000 kg de CO₂/MWh. Ainsi la synthèse publique de l'étude des coûts de référence 2008 montre que la compétitivité relative des centrales charbon et des CCG est très dépendante des prix de combustible et de la valorisation de la tonne de CO₂ émise.

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 étroitement liée à 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 font 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 surtout le stockage, la recherche reste aujourd'hui à une phase amont. Il est d'ailleurs apparu au cours des travaux de la PPI que le stockage serait vraisemblablement le facteur limitant du 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 d'ici 2015. La PPI retient l'hypothèse de la poursuite de l'exploitation des autres centrales charbon existantes (soit 3,3 GW) au-delà de 2020.

Dans l'attente de la disponibilité des technologies de captage et stockage du CO₂, la PPI préconise de n'autoriser en métropole 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. Outre l'hydraulique, les moyens de pointe sont les centrales fioul-vapeur, et les turbines à combustion (TAC).

On compte également un parc thermique de pointe décentralisé sous la forme de moteurs diesel fonctionnant au fioul domestique pour un total de 700 MW. Ces centrales, aujourd'hui intégrées dans les réserves prévues par le gestionnaire de réseau, sont utilisées comme dernier moyen de production appelé avant le recours aux moyens exceptionnels. Mises en service par des producteurs indépendants entre 1993 et 1995, elles disposent de contrats d'obligation d'achat de type "appel modulable" (dispatchable) qui arrivent à échéance entre 2008 et 2010. A l'échéance de ces contrats d'obligation d'achat, il appartient aux producteurs de valoriser ces capacités de production en contractualisant avec les acteurs du marché.

En règle générale, il est pertinent de privilégier pour la production de pointe et surtout d'extrême pointe un combustible stockable à proximité de la centrale par rapport au gaz naturel pour lequel les pointes de demandes entre la consommation résidentielle et la demande d'électricité peuvent être concomitantes dans certaines zones géographiques. De ce point de vue, le fioul est avantageux, 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, soit moins de 500h par an. La puissance totale installée est actuellement de 1 200 MW répartis en :

- sept TAC mises en service avant 2000 et capables de fonctionner jusqu'en 2020 au moins (700 MW) ;
- 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.

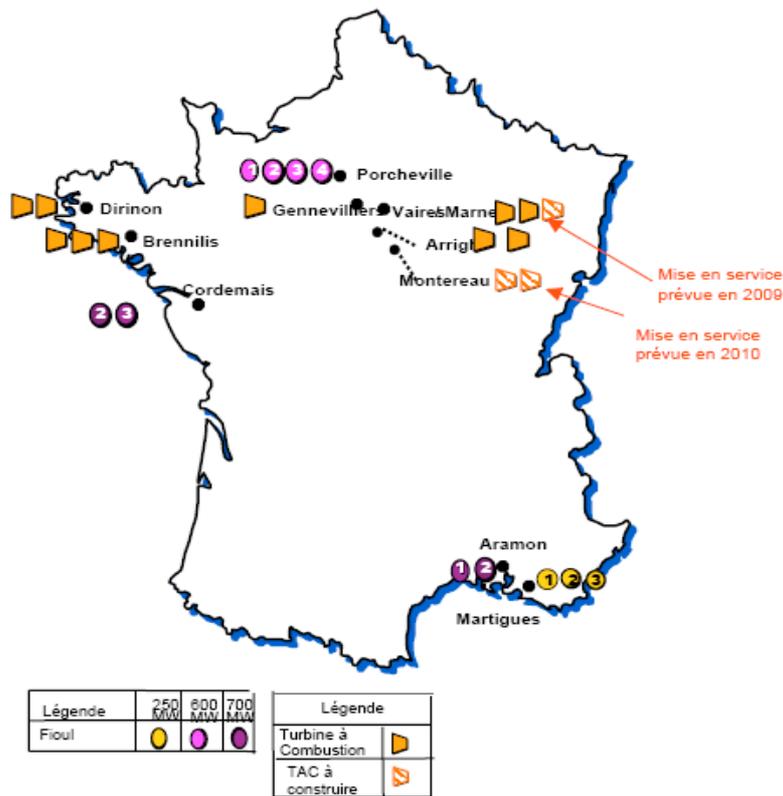


Figure 27 : Parc fioul : centrales fioul-vapeur et turbines à combustion - Source EDF

On note qu'aucun nouvel acteur de la production électrique ne s'est spontanément engagé dans des investissements de capacités de production d'extrême pointe. En effet, d'une part, eu égard aux perspectives de durée annuelle de fonctionnement, l'investissement compte pour une part très importante dans le coût complet de l'énergie produite et, d'autre part, les incertitudes relatives à leur durée d'appel sont telles que les perspectives de rentabilité de ces investissements doivent intégrer une prime de risque. La rentabilité de ces investissements n'est aujourd'hui pas assurée par le marché.

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 constituent la seule alternative à l'hydraulique de lac ou aux STEP ; à l'extrême pointe, il convient de privilégier un combustible stockable à proximité de la centrale. 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 coûts 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'investissements 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: 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 jusqu'à 12% 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 ;
- une réduction des émissions de CO₂, si elle vient en substitution de production d'électricité à partir d'un combustible fossile ;
- 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 essentiellement 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.

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

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

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

Des travaux sont en cours pour examiner l'opportunité et les modalités de l'autorisation de la modulation du fonctionnement des cogénérations en hiver en fonction des besoins de chaleur (améliorant ainsi l'efficacité énergétique) et le fonctionnement des cogénérations en été, hors du cadre de l'obligation d'achat, en période de tension du système électrique. Ces options qui peuvent nécessiter, au delà des aménagements contractuels, des dispositions législatives, devront prévoir un juste partage de la valeur dégagée entre les producteurs et la collectivité en diminuant le coût du soutien à la cogénération supporté par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

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 renouvelées. De plus, 40 % de la production des cogénérations de plus de 12 MW serait valorisée sur le marché.

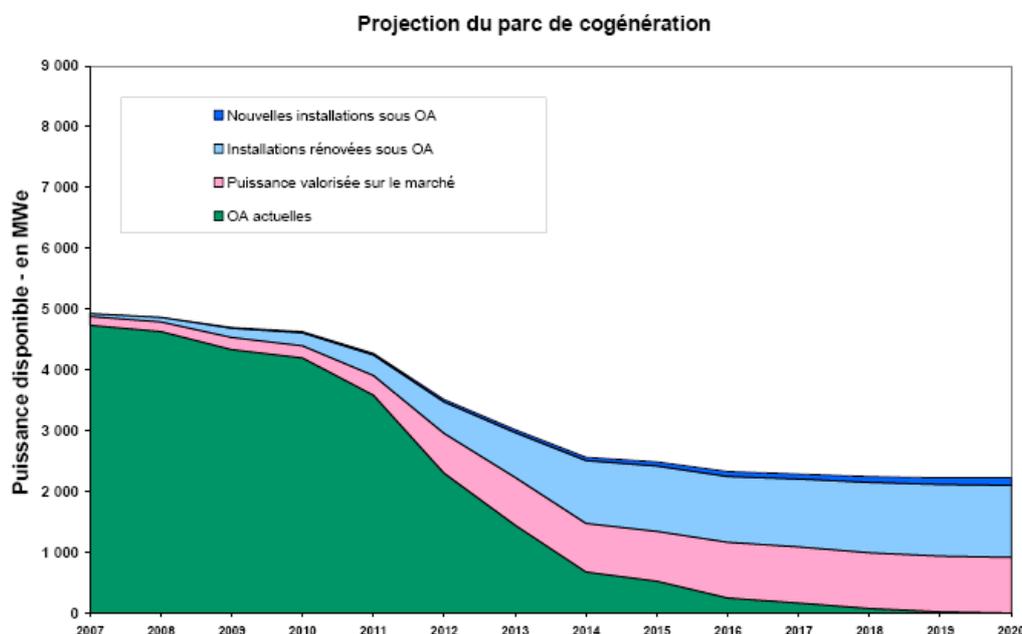


Figure 28 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario à cadre inchangé

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 rénovés. De plus, la valorisation de la production des installations de plus de 12 MW sur le marché serait portée à 70%.

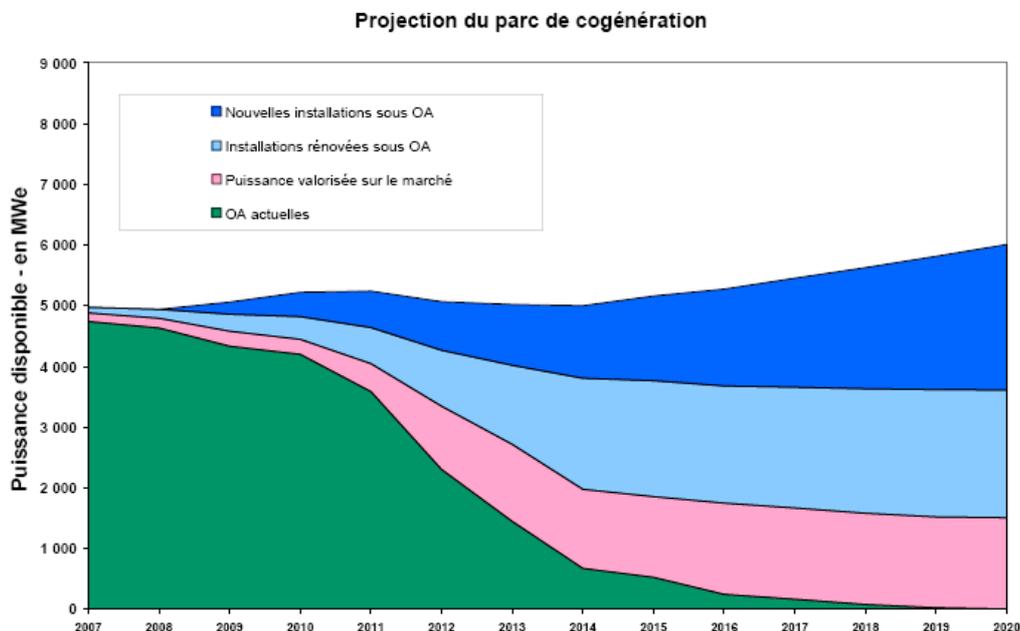


Figure 29 : Projection de la FG3E du parc installé de cogénération à l'horizon 2020 dans le scénario objectif

A l'occasion de la fin des contrats d'obligation d'achat des installations de cogénération au gaz naturel, il conviendra d'étudier pour chaque site les options de poursuite de l'exploitation des installations par valorisation sur le marché, rénovation de l'installation avec le bénéfice d'un nouveau contrat d'obligation d'achat, remplacement de l'installation par une cogénération biomasse ou par une chaudière biomasse ou au gaz naturel. Néanmoins, la cogénération biomasse ne pourra pas se développer sur la totalité des sites actuellement équipés en cogénération au gaz naturel pour des raisons techniques de disponibilité de terrain de stockage de la biomasse et d'accès pour l'approvisionnement. Par ailleurs, certains réseaux de chaleur pourront envisager de faire évoluer leur bouquet énergétique en ajoutant une installation biomasse (chaufferie ou cogénération), tout en rénovant leur cogénération gaz.

La cogénération permet des économies d'énergie primaire. Elle permet également une réduction des émissions de CO₂, dans la mesure où elle se substitue à des productions d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile.

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'achat, 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 la 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 termes 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 termes 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 répartie 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

³⁴ les puissances indiquées ici sont des puissances maximales brutes

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 lesquelles 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.

La seconde catégorie est celle des usines de type "éclusée" - 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, la 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 dans la mesure où le pompage est effectué lorsque des moyens de production non fossiles sont disponibles.

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

Certaines installations hydroélectriques sont un instrument essentiel pour la gestion de 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 au 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.

³⁵ comme la production éolienne et photovoltaïque, avec néanmoins une plus grande stabilité

Perspectives de développement

Comme indiqué dans 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 lac 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 de certaines dispositions des schémas directeurs 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 existants, et qui permet d'établir qu'un potentiel de développement raisonnablement optimiste existe ;
- une proposition d'analyse volontariste, orientée par l'objectif 2020 et anticipant des ruptures tant technologiques qu'institutionnelles.

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 considérant le scénario volontariste, le potentiel de développement de l'hydraulique est de 7 TWh.

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

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 et suppose donc le développement de nouveaux projets. La PPI retient un objectif d'augmentation de l'énergie produite de 3 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 étaient raccordées au système électrique pour une puissance totale de 3 095 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 trimestres 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 :

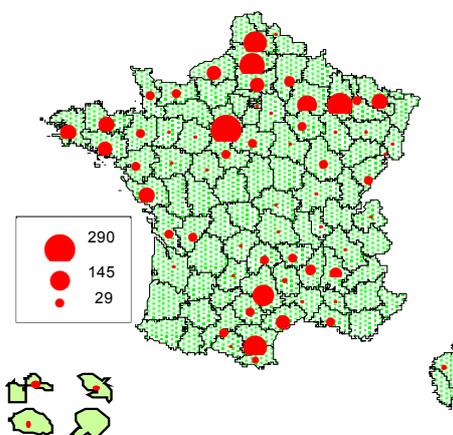


Figure 31 : Puissance éolienne raccordée au 30 septembre 2008 (en MW) - Source Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat Général au développement durable (CGDD) d'après ERDF et RTE

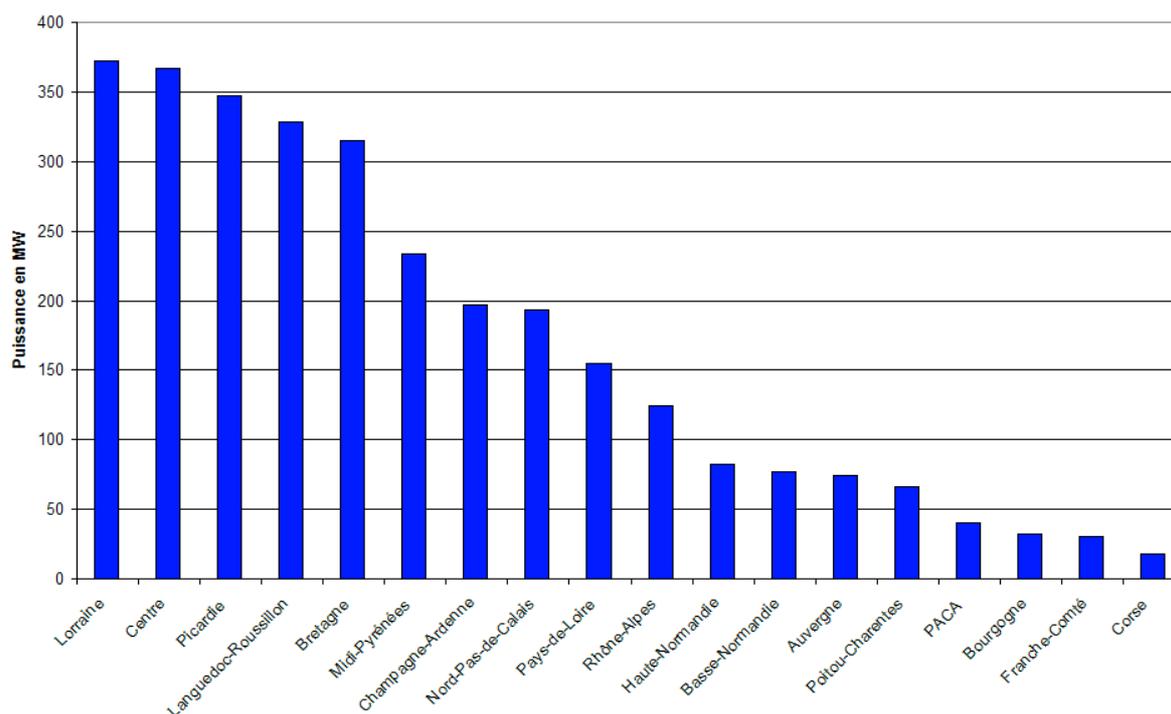


Figure 32 : Puissance du parc éolien installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SOeS d'après ERDF et RTE

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 celle de son intégration au système électrique français étant donné son intermittence. RTE démontre³⁷ 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 ont permis d'évaluer à environ 1 milliard d'euros cumulés d'ici à 2020 les investissements nécessaires sur son réseau pour accueillir un parc éolien terrestre de 20 000 MW. Ce coût de renforcement est du même ordre de grandeur que celui généré par l'intégration sur le réseau d'autres moyens de production d'électricité.

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

Eolien en mer

En plus des installations éoliennes terrestres, l'éolien peut se développer en mer. En Allemagne et au Danemark, la filière éolienne maritime est répandue. En France, la profondeur des fonds marins augmente très vite en s'éloignant du rivage, ce qui réduit l'étendue des zones techniquement accessibles 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 de l'environnement 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.

Ainsi, pour la filière éolienne, le plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale confirme jusqu'en 2012 les tarifs d'achat de l'électricité et annonce une meilleure planification territoriale du développement de l'énergie éolienne par les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie qui permettront de faire émerger le potentiel éolien de chaque région, de déterminer les zones dans lesquelles seront préférentiellement implantés les parcs de taille importante et ainsi créer une dynamique de développement. Par ailleurs, l'encadrement réglementaire et la concertation locale seront améliorés par un régime ad hoc. Pour l'éolien en mer, la procédure sera simplifiée avec la suppression des zones de développement de l'éolien, la facilitation d'implantation dans la zone économique exclusive et la création d'une instance de concertation et de planification sous l'égide du préfet maritime.

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.

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

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 en métropole était de 36,7 MW. Avec 23 MW raccordés en métropole 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, près de 1 600 MW de projets photovoltaïques 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.

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 :

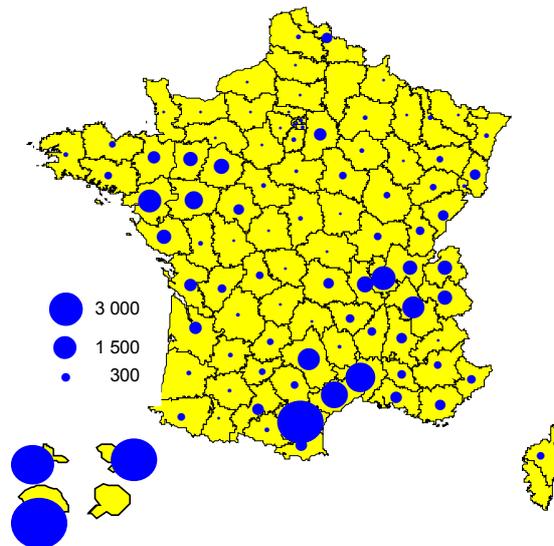


Figure 33 : Puissance du parc photovoltaïque raccordé au 30 septembre 2008 (en MW) - Source SoeS d'après ERDF et RTE

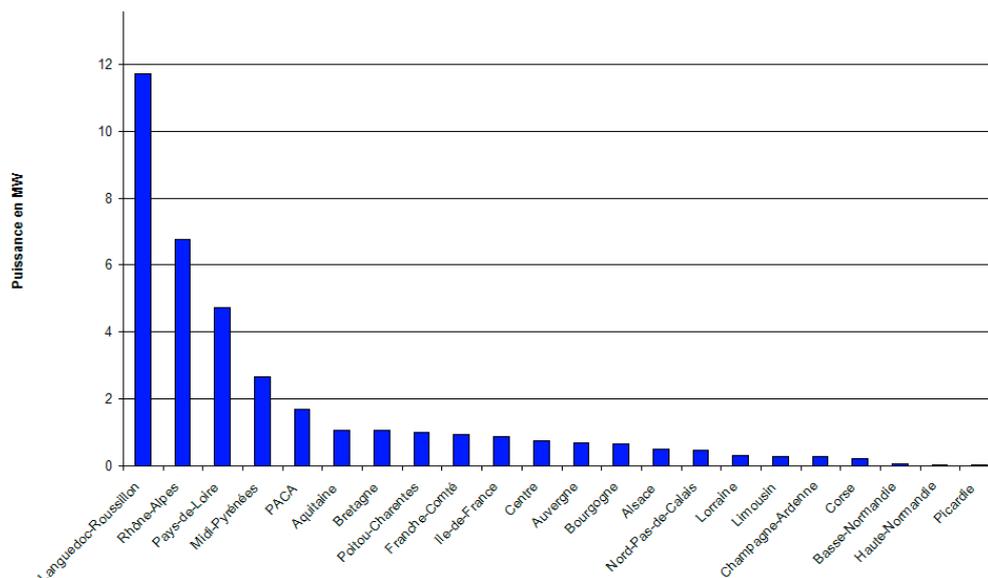


Figure 34 : Puissance du parc solaire installé (en MW) au 30 septembre 2008 en France métropolitaine par région - Source SoeS d'après ERDF et RTE

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

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.

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 solaire dans 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 17 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 :

- 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 l'objectif de développement de la production électrique solaire proposé par le COMOP 10 qui s'élève à 5 400 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'électricité 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.

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

Pour le développement de la production électrique à partir de biomasse, la PPI préconise donc le recours aux appels d'offres plutôt qu'au tarif d'obligation d'achat afin de favoriser le développement des installations de moyenne ou grande taille et de régler les conflits d'usage par un examen du plan d'approvisionnement en biomasse.

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'offres 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 de 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 termes 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.

⁴⁰ 1 ktep = 1 000 tonne équivalent pétrole

Actuellement, les appréciations en termes de disponibilité de la ressource biomasse sont diverses selon l'approche retenue. La PPI électricité retient une approche volontariste et fixe donc des objectifs ambitieux. Ainsi, en termes de production électrique à partir de biomasse, la PPI retient les objectifs proposés par le COMOP 10⁴¹, à savoir un accroissement de la capacité de production de 520 MW à l'horizon 2012 et 2 300 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

En France métropolitaine, le potentiel de la géothermie pour la production d'électricité est très limité. Néanmoins on souligne le projet pilote de Soulz-en-Forêt (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 traité dans la partie VI consacrée aux zones non interconnectées.

III.4.7 Les technologies marines

Les technologies marines (houlomotrices, hydroliennes, énergie thermique des mers) semblent prometteuses mais ne sont pas encore arrivées à maturité. Une étude réalisée en 2007-2008 sous le pilotage de l'IFREMER propose un scénario, dit normatif, qui explore la part que pourraient prendre les énergies marines renouvelables dans l'objectif d'augmenter de 20 Mtep la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020. Outre l'éolien marin décrit dans un chapitre précédent, les principaux éléments sont les suivants :

- énergie thermique des mers : le potentiel de développement est surtout situé dans les DOM et pourrait s'élever, pour la production électrique, à 200 MW pour 7 000 h de fonctionnement annuel ;
- hydrolien : la technologie a d'importants atouts en France en raison de la puissance des courants de marée sur la côte nord-ouest, néanmoins les sites éligibles seront peu nombreux. Le potentiel pourrait s'élever à 400 MW pour 3 500 h de fonctionnement annuel ;
- marémoteur : son développement nécessiterait la construction d'un lagon artificiel avec une usine de 500 MW fonctionnant 2 500 h / an ;

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 6 000 h par an, ces objectifs de production d'énergie correspondent à une augmentation en puissance de 520 MW en 2012 et 2300 MW en 2020.

- vagues : le potentiel est élevé et diffus mais les technologies ne sont pas encore matures. On pourrait envisager un potentiel de 200 MW pour 4 000 h de fonctionnement annuel ;
- pression osmotique : les contraintes technologiques et environnementales ne permettront pas l'émergence de prototype à l'échelle industrielle.

A l'horizon 2020, il est néanmoins 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.

La PPI souligne le potentiel de développement des énergies marines et la nécessité d'encourager la recherche et le développement.

IV Réconciliation offre-demande

IV.1 La gestion opérationnelle de l'équilibre offre-demande

RTE, en tant que gestionnaire de réseau, est le responsable de l'équilibre offre-demande sur le réseau français 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 termes 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 le 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 moyennes 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 annuelle ont été générées).

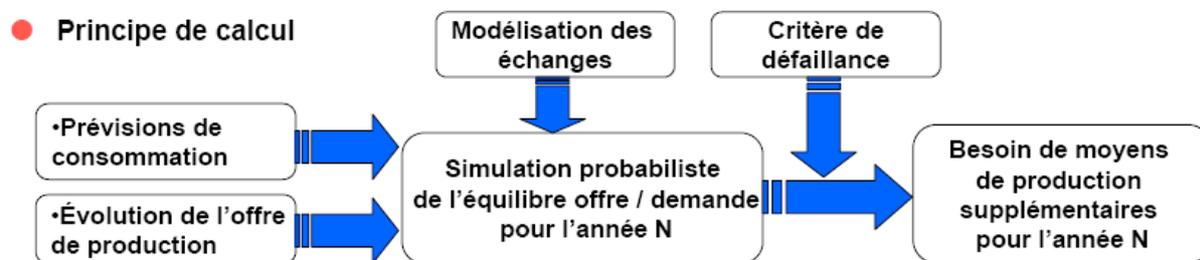


Figure 35 : Méthodologie employée par RTE pour modéliser l'équilibre offre-demande électrique en France continentale

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 défaillances. 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 moyens 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 termes 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. La France encourage l'établissement au niveau européen d'exercices prospectifs d'évaluation du parc de production optimal pour répondre à la demande d'électricité.

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. Enfin, s'il appartient à l'Etat de fixer des objectifs de développement du parc de production, il revient *in fine* aux investisseurs de développer les projets.

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 termes 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 nouveaux projets de centrale à charbon aux seules opérations de démonstration du CSC, dans l'attente du développement du 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 projets de production, notamment en énergies renouvelables et les délais de réalisation des infrastructures de transport d'électricité nécessaires,
- le rythme de concrétisation des économies d'énergie,
- la prévision de consommation en puissance à la pointe.

Ainsi:

- la sécurité d'approvisionnement en électricité serait assurée jusque 2015 pourvu que les projets de CCG se concrétisent. Au-delà de 2015, des tensions pourraient apparaître à la pointe de la consommation en fonction de l'évolution du parc fioul ou d'une répartition par usages différente, notamment davantage de chauffage électrique. Cette perspective appelle à la vigilance pour être en mesure d'anticiper ;
- 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 de 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 finale d'électricité de la région Bretagne, corrigée des aléas climatiques, 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 sur la même période. 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 consommation d'électricité dans 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 appelée 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 3 950 MW en 2012 et de 4 450 MW en 2020. En cas de vague de froid⁴³, ces prévisions passent à 4 800 MW en 2012 et à 5 400 MW en 2020. Pour contribuer à la maîtrise des pointes de consommation, RTE a lancé avec la Région Bretagne et les services déconcentrés de l'Etat le dispositif ECOWATT. Il s'agit d'un programme de communication 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 en période de forte consommation 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 la demande entreprises en Bretagne.

La maîtrise de la demande d'électricité est un enjeu important en Bretagne. D'après l'ADEME, un potentiel de réduction des consommations d'électricité existe tant pour le chauffage que pour les usages spécifiques, y compris 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 limités. L'électricité consommée est 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. Compte tenu des caractéristiques intrinsèques et de l'âge de ces installations, leur disponibilité à 100% ne peut être garantie.

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 : leur fiabilité pourra se dégrader et 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. Une étude réalisée par la chambre régionale d'agriculture de Bretagne et financée par l'Ademe a mis en évidence un potentiel de 50 à 70 MW d'installations de cogénération qui pourraient être développées dans les serres bretonnes.

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

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).

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 potentiel éolien offshore. Toutefois, mises à part les centrales hydrauliques, la puissance fournie par ces installations exploitant les énergies renouvelables n'est pas garantie à la pointe de la demande, 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. Néanmoins, la biomasse est insuffisamment exploitée en Bretagne eu égard au gisement. A cet égard, le troisième appel d'offres pour la production d'électricité à partir de biomasse cible la Bretagne comme zone prioritaire et ouvre la possibilité aux projets basés sur les effluents agricoles ou les algues vertes.

Dès 2011-2012, les énergies marines devraient apporter 2 MW supplémentaires. Les énergies marines pourraient ensuite se développer fortement à l'horizon de la PPI.

Les mesures prises 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

Compte tenu des délais nécessaires à la mise en œuvre du renforcement du réseau de transport et afin de retarder la nécessité de renforcer ce réseau et d'attendre le développement de moyen de production, notamment renouvelable, RTE a lancé un appel d'offres 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 localisation et 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 la mise en service effective du projet. 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 dans les conditions actuelles. En revanche, en simulant l'équilibre offre-demande sans prise en compte du projet de turbine à gaz de Saint Briec, des quatre TAC et des deux tranches fioul mentionnées précédemment, RTE devrait recourir à des mesures de sauvegarde, dès l'arrêt de ces moyens de production, ces mesures pouvant être nécessaires 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 Briec serait alors nécessaire.

La PPI souligne le caractère alarmant de la situation en Bretagne qui nécessite des mesures d'urgence. Dans la situation actuelle, et plus encore si les moyens de production existants venaient à disparaître après 2015 en raison de leur vieillissement et des évolutions réglementaires, le système électrique breton sera de plus en plus tendu. La mise en service d'un moyen de production dans la région de Saint Briec, en complément du parc de production existant qu'il est nécessaire de pérenniser, apparaît comme la seule solution permettant de faire face à la situation dans les délais impartis pour mettre en œuvre le renforcement du réseau de transport en Bretagne. Par ailleurs, toute action de maîtrise de la demande en électricité et de développement des énergies renouvelables 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

La production hydraulique est composée des chaînes de la Durance (2 GW) et du Verdon (280 MW) qui aboutissent à l'étang de Berre. Il existe également de petites installations hydrauliques sur les affluents de la haute Durance pour une puissance de l'ordre de 100 MW. Par ailleurs trois usines à l'aval du Rhône sont implantées à la frontière ouest de la région PACA. De par leur positionnement vis-à-vis du réseau, elles doivent être assimilées à une production externe du point de vue électrique.

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.

Le réseau

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.

Plus au nord, un double circuit 400 kV (dont un aujourd'hui exploité à 225 kV) relie Tavel à Boutre. Au niveau de Boutre, se fait la jonction avec le réseau 225 kV collectant la production des usines amont de la Durance. A l'est, seule une ligne de 225 kV relie Sainte-Tulle à Lingostière.

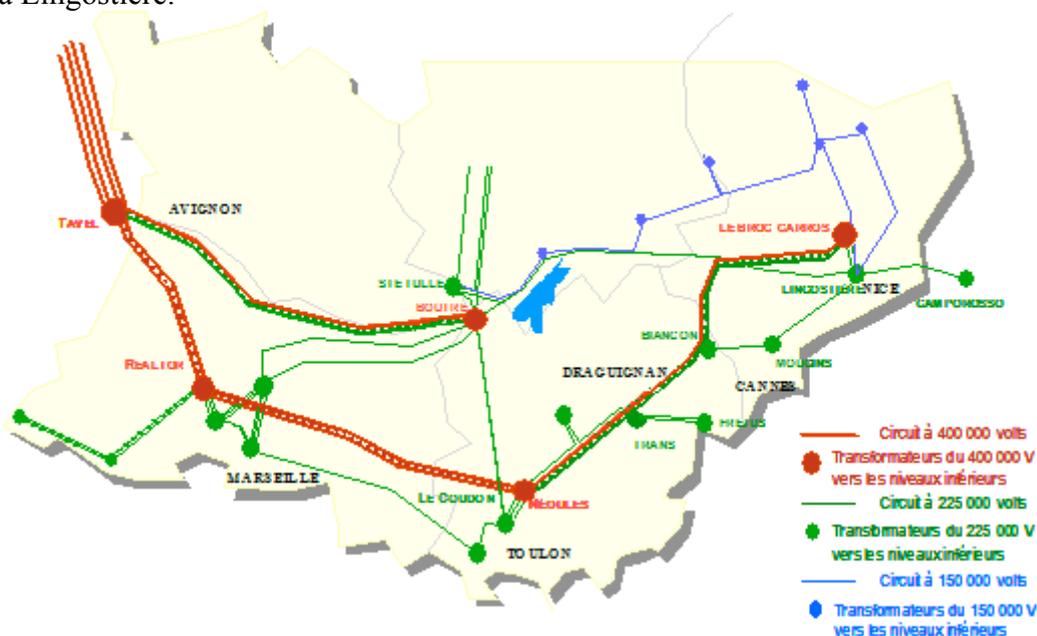


Figure 36 : Réseau électrique de la région PACA - Source RTE

Risques sur la sécurité d'approvisionnement

La capacité des lignes est insuffisante pour alimenter la région Est PACA en période de pointe : le 28 février 2005, la demande avait approché les 2 GW en Est PACA et il avait 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 délestage de manière quasiment inéluctable en cas de perte de la ligne double Néoules - Broc Carros et une fois sur deux en cas de perte de la ligne double Réaltor – Néoules. Or ce risque « N-2 » est avéré en raison de la fréquence des incendies.

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 capacités de production dans la zone de 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 le 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 délestage 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 décidé de renforcer le réseau existant, dans le cadre de mesures d'urgence, 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), avec pour conséquence la coupure totale de l'alimentation électrique des départements des Alpes Maritimes et du Var. La puissance coupée était de 1 500 MW, soit l'équivalent de 1 500 000 foyers. La situation a été rétablie par RTE et ERDF 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. Les participants ont dressé le constat que la stratégie à mettre en œuvre doit comprendre deux volets :

- d'une part et de manière prioritaire, une application ambitieuse et accélérée des programmes du Grenelle de l'environnement en matière d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables,
- et d'autre part le renforcement du réseau électrique régional (sans omettre l'amélioration de l'interconnexion avec l'Italie).

Des programmes ambitieux de maîtrise de la demande, avec pour objectif de diminuer de 15% les consommations d'électricité par rapport à un scénario tendanciel de croissance doivent être mis en œuvre à court terme par les Conseils généraux du Var et des Alpes Maritimes. Par ailleurs, les participants à la réunion se sont engagés à mettre en œuvre les instruments nécessaires à l'augmentation significative des productions locales d'énergies, l'objectif étant d'atteindre une part de 15% à l'horizon 2012 et de 25% à l'horizon 2020, contre 10% aujourd'hui. 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.

Du fait de ces engagements en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, et par la réduction de la taille de la zone de fragilité suite à l'installation de capacités de production dans les Bouches du Rhône, la sécurisation du réseau électrique ne nécessite plus obligatoirement la création de nouvelles lignes à 400 kV, mais peut être réalisée par des lignes à 225 kV qu'il est possible d'enfouir. Ainsi, la décision a été prise 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.

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 Briançon 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.

Selon le groupe de travail "Est-PACA" mandaté par le Préfet de région PACA, la réalisation de l'ensemble de ces projets, accompagnée de ce programme de maîtrise de la demande et de développement de la production locale, permettra de garantir la sécurité d'alimentation électrique de l'Est de la région PACA à un niveau comparable à celui observé sur le territoire national, et ce jusqu'à l'horizon 2030.

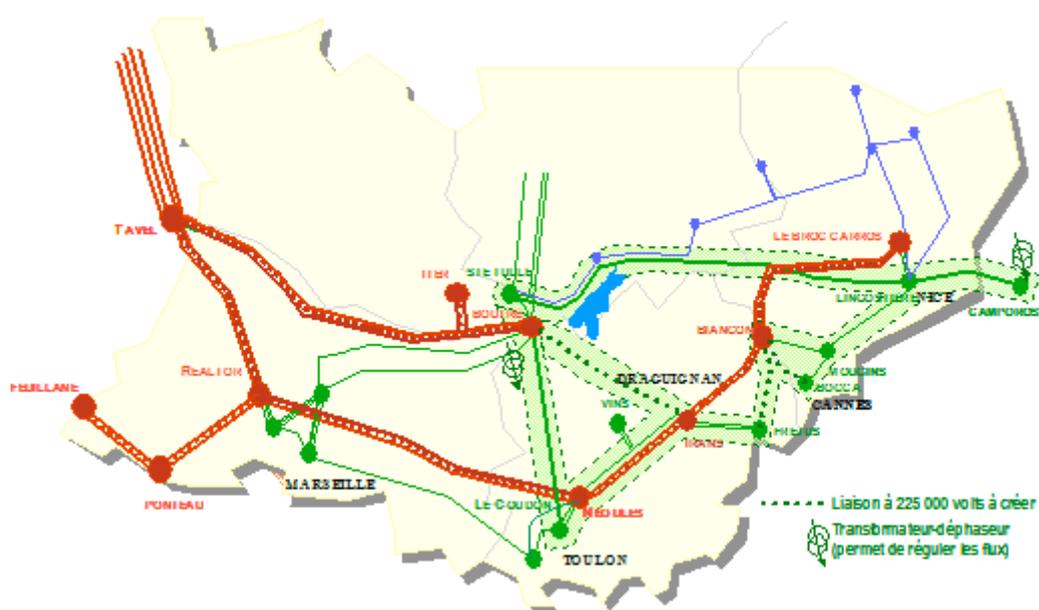


Figure 37 : Solution retenue pour la sécurisation de l'alimentation électrique en PACA

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.

VI Les zones non interconnectées

Les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental sont la Corse, les départements d'Outre-Mer (DOM) que sont la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe et La Réunion et les collectivités d'Outre-Mer (COM) que sont Mayotte, Saint Martin, Saint Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon.

VI.1 Le contexte spécifique des zones non interconnectées

VI.1.1 Le service public de l'électricité

Pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les modalités d'ouverture du marché européen de l'énergie ont été adaptées grâce à une dérogation prévue dans la directive européenne du 26 juin 2003⁴⁴ pour les « petits réseaux isolés ». Cette dérogation s'applique à la France mais également à tous les pays européens concernés tels que l'Espagne avec les Canaries et le Portugal avec les Açores. Cette dérogation permet aux électriciens de ne pas séparer leurs activités de gestion du réseau de leurs activités commerciales et de n'ouvrir à la concurrence que la production et la commercialisation d'électricité.

Ainsi en Corse, dans les DOM et les COM, à l'exception de Mayotte, les missions de service public de l'électricité sont assurées par EDF au travers de sa filiale EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI). A Mayotte, ces missions sont assurées par Electricité de Mayotte (EDM).

Le fournisseur d'électricité est donc EDF SEI en Corse, dans les DOM et dans les COM, à l'exception de Mayotte. Electricité de Mayotte est le fournisseur à Mayotte. Ceux-ci doivent acheter l'ensemble de l'électricité produite sur leur territoire de compétence, gérer en continu l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et assurer son transport ainsi que sa fourniture auprès de tous les clients. EDF SEI et Electricité de Mayotte produisent également de l'électricité en concurrence avec d'autres producteurs.

VI.1.2 Le cadre économique de la production d'électricité

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers sont réglementés et identiques en métropole et dans les ZNI. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques à ces territoires, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole⁴⁵. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et est financée par la Contribution de Service Public de l'Électricité (CSPE).

⁴⁴ Dans l'article 26 de la directive du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

⁴⁵ En effet le parc nucléaire permet d'abaisser fortement les coûts de production de l'électricité en métropole.

Le cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI est schématisé ci-dessous :

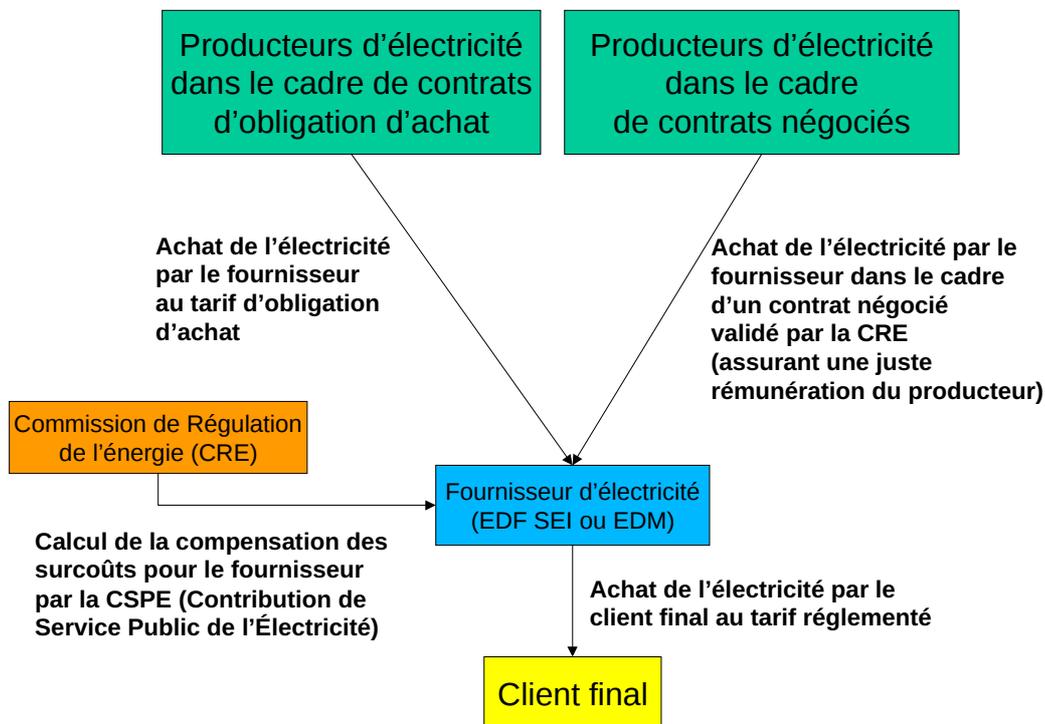


Figure 38 : Cadre économique de la production d'électricité dans les ZNI

Le client final achète l'électricité au fournisseur local au tarif réglementé identique à celui de la métropole. Le fournisseur achète l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire.

Dans le cas de la production d'électricité dans le cadre de contrats d'obligation d'achat, le fournisseur achète l'électricité au producteur au tarif d'obligation d'achat qui est fixé par arrêté ministériel. A titre d'exemple dans les DOM, ce tarif est de 11 c€/kWh pour l'éolien terrestre et de 55 c€/kWh pour le solaire avec intégration au bâti.

Si la production d'électricité est réalisée dans le cadre de contrats négociés, le fournisseur achète l'électricité au producteur à un tarif fixé dans un contrat assurant une juste rémunération du producteur. Les surcoûts estimés dans le contrat doivent être validés par la CRE qui vérifie la couverture effective des coûts et les compare aux coûts évités d'une technologie classique lorsque la technologie retenue est originale. Le fournisseur perçoit alors la compensation au titre de la CSPE. Celle-ci intègre un taux de rémunération du capital investi fixé par le ministre en charge de l'énergie depuis la loi du 13 juillet 2005. Par l'arrêté du 23 mars 2006, ce taux de rémunération des capitaux investis a été fixé à 11%. Ce type de contrat est notamment nécessaire pour les moyens de production à partir de combustibles fossiles tels que les turbines à combustion et les centrales diesels - nombreuses dans les ZNI.

VI.1.3 Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 indique que « *les gestionnaires des réseaux publics de distribution des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental élaborent un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans leur zone de desserte.* ». EDF SEI est donc en charge de l'établissement du bilan prévisionnel pour la Corse, les DOM et les COM, à l'exception de Mayotte et Electricité de Mayotte est en charge de ce travail pour Mayotte. La méthodologie utilisée pour l'identification des besoins est identique à celle utilisée par RTE pour la France métropolitaine, à savoir la modélisation de quatre scénarios de demande (bas, médian, haut, maîtrise de la demande renforcée) et la simulation d'aléas portant sur le climat et sur la disponibilité des moteurs.

Parmi les quatre scénarios pris en compte par EDF SEI et Electricité de Mayotte, le scénario maîtrise de la demande (MDE) renforcée prend en compte les mesures actuelles de MDE en les renforçant. Ainsi dans la quasi totalité des ZNI, ce scénario prend en compte :

- une mobilisation accrue et coordonnée de tous les acteurs (Région, EDF, ADEME, filières du bâtiment et installateurs...) autour d'une politique MDE ambitieuse ;
- l'accroissement de l'efficacité énergétique des appareils électriques ;
- la substitution des appareils électriques par des appareils exploitant les énergies renouvelables (tels que les chauffe-eau solaires) dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ;
- l'accélération de la mise en place d'un habitat économe en énergie (notamment le développement de l'isolation et l'utilisation de climatisations performantes) ;

L'impact chiffré de ces mesures est une baisse allant de 8 à 15% de la consommation d'électricité en 2020 par rapport au scénario médian.

Le critère d'adéquation entre l'offre et la demande

A la différence de la France métropolitaine, de la Corse et de la Guyane, l'aléa climatique a un impact peu important sur l'offre et la demande d'électricité aux Antilles et à La Réunion. En effet, en l'absence de moyens hydrauliques importants et de rigueur hivernale, la défaillance y est due uniquement aux aléas sur la disponibilité des moteurs si bien qu'elle est beaucoup plus lissée et homogène d'une année sur l'autre. Ainsi une défaillance⁴⁶, à durée égale, sera plus profonde en Corse ou en Guyane qu'aux Antilles ou à La Réunion, c'est-à-dire que les coupures par client seront plus longues ou plus nombreuses. En conséquence, le critère utilisé pour les Antilles et La Réunion est celui d'une durée moyenne de défaillance de 10 heures. Le critère utilisé pour la Guyane et la Corse est en revanche celui d'une durée moyenne de défaillance de 3 heures comme pour la France continentale.

Le risque de coupure générale dans les ZNI

Malgré le critère d'adéquation pris en compte par le fournisseur local, des coupures générales peuvent survenir avec une quantité suffisante de moyens de production. Ainsi, lorsqu'un incident survient sur un groupe en production, le maintien de la fourniture

⁴⁶ Il y a défaillance dès lors que les moyens de production ne permettent plus de satisfaire toute la demande.

électrique suppose que la perte de ce groupe soit presque instantanément compensée par les autres groupes en service⁴⁷. Si la variation de puissance nécessaire est supérieure à la marge dont disposent les groupes en service, ceux-ci seront déconnectés du réseau pour éviter de fonctionner en dehors de leur plage de fonctionnement. Ainsi, en cascade, un incident isolé peut conduire à une coupure générale⁴⁸.

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

La limite d'intégration des énergies intermittentes dans le réseau

Par définition, la production d'électricité à partir d'énergies intermittentes est difficilement prévisible voire aléatoire. Les principales énergies intermittentes sont le solaire et l'éolien. La puissance fournie par ces installations au réseau électrique peut varier fortement sur des échelles de temps très courtes. Ainsi la chute brutale de la puissance fournie par des installations éoliennes ou photovoltaïques peut avoir les mêmes conséquences sur le réseau électrique que la perte d'un moyen de production thermique et conduire à une coupure générale comme évoqué précédemment.

Par l'arrêté du 23 avril 2008⁴⁹, le ministre en charge de l'énergie a donc limité à 30% la puissance fournie au réseau à tout instant par les énergies intermittentes afin de limiter le risque de coupure générale due aux énergies intermittentes : « *Toute installation [...] mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque que ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau.* »

A ce jour, la part du solaire et de l'éolien dans la puissance électrique fournie au réseau à tout instant est faible dans les zones non interconnectées mais leur fort développement nécessite d'imposer une limite au taux de pénétration de ce type d'énergies. Les travaux préparatoires de la PPI ont mis en lumière le fait que la puissance cumulée des projets éoliens et photovoltaïques en file d'attente de raccordement dépasse déjà dans certaines ZNI la limite d'acceptabilité du réseau.

⁴⁷ Les groupes à l'arrêt ayant un délai de démarrage trop important.

⁴⁸ Un tel incident s'est produit en Corse le 16 novembre 2005 avec pour origine la perte d'un seul moteur à la centrale du Vazzio.

⁴⁹ Article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

VI.1.4 L'ambition du Grenelle de l'environnement pour les ZNI

Dans son article 49, le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement⁵⁰ fixe des objectifs énergétiques ambitieux pour les zones non interconnectées :

- parvenir à l'autonomie énergétique, en atteignant, dès 2020, un objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités ;
- développer les technologies de stockage de l'énergie et de gestion du réseau pour augmenter la part de la production d'énergie renouvelable intermittente afin de conforter l'autonomie énergétique des collectivités territoriales d'outre-mer ;
- développer, pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et La Réunion, des programmes exemplaires, spécifiques pour chacune d'elles, visant à terme l'autonomie énergétique, à l'horizon 2030 ;
- engager, dans le même temps, un programme de maîtrise des consommations, qui se traduira par l'adoption, dès 2012, d'un plan énergie-climat dans chaque collectivité ;
- adopter une réglementation thermique adaptée qui encourage la production d'eau chaude sanitaire solaire dans les bâtiments neufs et d'électricité photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, qui favorise la réduction de la climatisation au profit de l'isolation et de la ventilation naturelle et la production d'électricité photovoltaïque dans ceux qui doivent être climatisés, et mobiliser les pôles de compétitivité concernés sur les enjeux énergétiques de l'outre-mer ;
- dans les zones enclavées notamment, assurer un égal accès de tous les citoyens à l'électricité et, en particulier pour la Guyane, prendre les mesures d'adaptation nécessaires ;
- pour la Guyane, étendre les réseaux de transports et de distribution d'électricité et faciliter et accélérer les autorisations de raccordement des unités décentralisées de production électrique.

⁵⁰ Texte n° 1442 transmis à l'Assemblée nationale le 10 février 2009.

VI.2 Corse

Moyens de production

Parc thermique

La production de base est assurée en Corse par deux centrales diesel : la centrale du Vazzino d'une puissance de 132 MW⁵¹ et la centrale de Lucciana d'une puissance de 55 MW⁵².

Pour la production de pointe, il existe quatre turbines à combustion (TAC) sur le site de Lucciana : trois TAC de 25 MW et une nouvelle TAC de 40 MW mise en service en novembre 2008.

Conformément à la PPI 2006, EDF a confirmé sa décision de déclasser les moteurs diesels de Lucciana en 2011, et les moteurs du Vazzino fin 2012. Les deux centrales doivent être renouvelées par des centrales de 120 MW chacune respectivement dans les zones de Bastia et d'Ajaccio. Ces nouvelles centrales sont destinées à fonctionner au fioul lourd mais sont convertibles au gaz naturel (avec une perte de puissance d'environ 5 %) si le projet GALSI se réalise et que la Corse y est raccordée.

A ce jour, le terrain de la nouvelle centrale de Lucciana a été identifié et le renouvellement se déroule comme prévu. En revanche le lieu d'implantation de la nouvelle centrale d'Ajaccio reste à déterminer.

Energies renouvelables

Le parc hydraulique corse est réparti sur les trois vallées pour une puissance totale de 135,5 MW :

- l'aménagement du Prunelli qui constitue un ensemble de 39,3 MW avec en tête le barrage de Tolla (capacité utile 31,5 hm³) puis successivement les usines hydrauliques de Tolla (15,6 MW), d'Ocana (15,1 MW) et de Pont de la Vanna (8,6 MW) ;
- l'aménagement du Golo qui constitue un ensemble de 56,8 MW avec en tête l'usine fil de l'eau de Sovenzia (15,3 MW), puis le barrage de Calacuccia (capacité utile 23,3 hm³), puis successivement les usines hydrauliques de Corscia (13 MW) et de Castirla (28,5 MW) ;
- l'aménagement du Fium'Orbo constituée du barrage de Sampolo (capacité utile 1,6 hm³) et d'une usine hydraulique de 43 MW.

Un projet d'aménagement du Rizzanese est en cours de réalisation pour une puissance de 55 MW et une capacité utile de 1 hm³. La mise en service est prévue en 2012 .

La Corse possède également de nombreux ouvrages de petite hydraulique fonctionnant au fil de l'eau pour une puissance totale installée de 21,8 MW.

⁵¹ 7 moteurs diesels fioul lourd de 19 MW

⁵² 5 moteurs diesels fioul lourd de 11 MW

De plus, le parc éolien corse atteint une puissance installée de 18 MW répartie sur les sites d'Ersa (7,8 MW), Rogliano (4,2 MW) et Calenzana (6 MW). 18 MW supplémentaires d'installations éoliennes sont dans la file d'attente de raccordement.

Très peu d'installations solaires photovoltaïques sont raccordées au réseau à ce jour⁵³ mais le nombre de projets a explosé avec une puissance cumulée des projets en file d'attente atteignant 204 MW.

Par ailleurs, la petite hydraulique et le biogaz pourraient se développer à l'horizon de la PPI à hauteur de 8 à 16 MW et 2 MW respectivement.

Les interconnexions

La Corse bénéficie de deux interconnexions, avec l'Italie et la Sardaigne. Si l'on ne peut pas assimiler ces infrastructures à des installations de production, il s'agit cependant de sources d'alimentation essentielles dans l'équilibre offre-demande électrique du système corse.

La liaison SACOI (SARdaigne-CORse-Italie) - liaison à courant continu entre l'Italie et la Sardaigne, majoritairement sous-marine - a été mise en service dans les années 60. Celle-ci emprunte un tracé aérien le long de la côte orientale de la Corse et permet de fournir en base une puissance de 50 MW au système électrique corse.

La liaison SARCO (SARdaigne-CORse) - liaison sous-marine à courant alternatif reliant directement la Sardaigne et la Corse - a été mise en service en janvier 2006. Actuellement la Corse peut importer jusqu'à 80 MW en hiver mais les contraintes sur le réseau Nord Sardaigne limitent fortement les possibilités d'import l'été. Des travaux sont en cours pour augmenter la puissance à 100 MW à l'horizon 2010.

Mix énergétique

En 2008, la production d'électricité en Corse s'est élevée à 2 018 GWh dont 27% ont été produits par des énergies renouvelables : 38% produits par les centrales diesels de Lucciana et du Vazzino, 31% importés grâce aux interconnexions SACOI et SARCO, 25% produits par le parc hydraulique, 4% produits par les turbines à combustion et 2 % produits par le parc éolien.

Le projet GALSI et les possibilités de raccordement de la Corse

Le GALSI (Gazoduc Algérie – Sardaigne – Italie) est un consortium rassemblant la Sonatrach (41,6%), des opérateurs énergétiques européens comme Edison (20,8%, filiale d'EDF), Enel power (15,6%), Hera Group (10,4%) et une société sarde SFIRS (11,6%) pour l'alimentation du marché italien en gaz algérien au travers d'un nouveau gazoduc sous-marin.

D'une longueur de 1470 km, le gazoduc acheminera le gaz naturel du gisement géant de gaz d'Hassi R'mel en Algérie vers l'Italie du Nord après avoir desservi la Sardaigne. La décision finale d'investissement devrait intervenir au cours du second semestre 2009, pour une mise en service prévue en 2012.

⁵³ moins de 200 kWc en mai 2008.

Le Galsi pourrait également permettre le raccordement de la Corse au gaz naturel. L'approvisionnement de l'île ne constituerait qu'un volume marginal de la capacité totale de ce gazoduc (de l'ordre de 5% à terme). Les gisements de consommation de gaz naturel en Corse seraient en premier lieu la production d'électricité (plus de 90% de la demande potentielle) et dans une moindre mesure les réseaux de distribution publique existants à Ajaccio et à Bastia.

Les travaux préparatoires de la PPI ont permis d'identifier une forte opposition locale à la construction d'une centrale au fioul lourd dans le voisinage d'Ajaccio. L'arrivée du gaz naturel en Corse permettrait de faire fonctionner les centrales de Lucciana et du Vazzio au gaz et donc de réduire leur impact environnemental en terme d'émissions de CO₂, de SO₂ et de NO_x.

Suite à la demande du gouvernement, une convention a été signée entre GRTgaz et EDF pour la réalisation d'une étude de faisabilité sur le raccordement de la Corse au Galsi. Cette étude a pour objectif, d'une part, d'analyser la faisabilité technique et, d'autre part, d'évaluer le coût du raccordement de la Corse dans une fourchette de 30%.

La première phase de l'étude de faisabilité s'est tenue durant le second semestre 2008. Plusieurs options de tracés ont été étudiées. Certaines, qui présentaient a priori différents avantages, ont dû être rejetées pour des raisons techniques ou économiques. GRTgaz ne retient finalement qu'une seule option de tracé : un raccordement offshore, entre Olbia et Porto-Vecchio, puis deux tronçons permettant de relier Bastia et Ajaccio. Compte tenu des contraintes du terrain, le tracé en Corse devra nécessairement longer les côtes en passant par le sud de l'île (d'où un tracé plus long et donc plus coûteux), soit à terre, soit en mer. Par ailleurs, les premiers chiffrages font apparaître un montant total de 440 M€, au lieu de 200 M€ dans les réflexions préalables de 2007. Ce coût permettait tout juste d'atteindre l'équilibre économique du projet.

La deuxième phase de l'étude a été lancée. Elle devrait s'achever à la mi-2009. Elle étudiera plus en détail l'option retenue avec des déplacements sur le terrain. Elle aura notamment pour but d'identifier plus précisément les tracés terrestres et/ou sous marins après le raccordement de la Corse en déterminant les points de passage difficiles, de définir les ouvrages techniques à réaliser, de préciser les coûts et enfin de préparer les éléments en vue de la constitution de dossiers d'autorisation.

La finalisation de l'étude en cours permettra de disposer des éléments techniques et économiques indispensables pour évaluer la faisabilité ou non du raccordement de la Corse au Galsi. A la lumière de ces résultats, une décision devra alors être prise, en intégrant les différentes dimensions politiques du projet, en matière d'énergie, d'environnement et de sécurité mais également d'aménagement du territoire et d'emploi.

Consommation

En Corse, la consommation d'électricité est essentiellement due au secteur résidentiel : 72% pour les clients domestiques et le petit tertiaire et 28% pour le gros tertiaire et l'industrie. La part du chauffage atteint 23% dans la consommation électrique en hiver ce qui rend la

demande très sensible à l'aléa climatique : une baisse de 1°C en hiver induit une augmentation de 15 MW de la puissance appelée.

La croissance de la consommation est notamment soutenue par le fort développement de la climatisation résidentielle. Par ailleurs, les mesures de maîtrise de la demande, engagées localement, ont permis de placer en 2008 plus de 110 000 lampes basse consommation⁵⁴ et près de 400 chauffe-eau solaires.

Au cours des 5 dernières années le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique a été de 3% à comparer aux 4% sur les 5 années précédentes.

L'équilibre offre-demande

Le taux de croissance annuel moyen de ces cinq dernières années correspond au scénario médian du bilan prévisionnel d'EDF SEI. Ce scénario prend comme hypothèse une croissance de 3,2% de la demande en 2010 en baisse progressive jusqu'à 2,3% en 2020 en passant par 2,6% en 2015. Si l'évolution de la demande à l'horizon 2020 se poursuit selon la tendance observée au cours des cinq dernières années, les besoins en moyens de production identifiés par EDF SEI pour assurer l'équilibre offre-demande sont les suivants :

MEDIAN														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base					Lucciana (120 MW)	Vazzino (120 MW)								40
Pointe	SARCO 80 MW	TAC 40MW		SARCO 100 MW		Rizzanese 55 MW								
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 39 : Identification des besoins en moyen de production en Corse dans le scénario médian (en MW)
- Source EDF SEI

Dans ce cas, le premier besoin en moyens de production - outre le renouvellement des centrales de Lucciana et du Vazzino en 2011 et 2012 - apparaît en 2020 à hauteur de 40 MW. Dans le scénario haut de consommation, des besoins en moyen de production apparaissent en 2016, 2018 et 2020 à hauteur de 40 MW.

Dans le scénario MDE renforcée, prenant en compte une accélération du déploiement de l'isolation des bâtiments et de la conversion au gaz des chauffages ainsi qu'une moindre consommation des équipements électriques, EDF SEI estime qu'il est possible de réduire de 8% la consommation en 2020 par rapport au scénario médian. Dans ce cas, l'identification des besoins est la suivante :

MEDIAN+MDE														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base					Lucciana (120 MW)	Vazzino (120 MW)								
Pointe	SARCO 80 MW	TAC 40MW		SARCO 100 MW		Rizzanese 55 MW								
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 40 : Identification des besoins en moyen de production en Corse dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI

⁵⁴ Permettant d'effacer 2 MW à la pointe et d'éviter 4 GWh en énergie annuelle.

Dans ce scénario MDE renforcée, les investissements en cours de réalisation ou programmés ainsi que le renouvellement des centrales diesel de Lucciana et du Vazzino suffisent à assurer l'équilibre offre-demande électrique corse à l'horizon 2020.

Conclusion

La PPI souligne que le renouvellement de la centrale de Lucciana en 2011 et de la centrale du Vazzino en 2012 est indispensable pour assurer l'équilibre offre-demande électrique en Corse à court et moyen terme. La réalisation de ces nouvelles centrales dans les plus brefs délais est donc nécessaire. Ces centrales pourraient fonctionner dans un premier temps au fioul lourd puis être converties au gaz naturel si le raccordement de la Corse au GALSI se réalise. Sur ce sujet, une étude de faisabilité est en cours et devrait s'achever à la mi-2009. A cet horizon, une décision devra être prise, en intégrant ses différentes dimensions politiques, en matière d'énergie, d'environnement et de sécurité mais également d'aménagement du territoire et d'emploi.

La PPI rappelle que la réalisation de la centrale hydraulique du Rizzanese à l'horizon 2012 est également nécessaire à l'équilibre offre-demande électrique corse.

La PPI est favorable à la réalisation des projets photovoltaïques dans la limite d'acceptabilité du réseau et à la réalisation des projets de petite hydraulique et de biogaz. Par ailleurs, la PPI recommande également de lancer un appel d'offre éolien en Corse.

VI.3 Guyane

La Guyane est un vaste territoire non interconnecté aux pays voisins et recouvert à plus de 90% par la forêt amazonienne. Sa population est concentrée à 90% sur la bande littorale où les communes sont connectées au réseau électrique. En revanche dans l'intérieur des terres, les communes ne sont pas raccordées au réseau. Il y a donc deux problématiques en Guyane : l'équilibre de la production centralisée pour les communes raccordées au réseau électrique et la problématique énergétique des sites isolés.

VI.3.1 Le réseau littoral

Moyens de production

La production de base est assurée en Guyane par deux centrales : la centrale hydraulique de Petit Saut d'une puissance de 115 MW et la centrale thermique de Degrad des Cannes d'une puissance de 72 MW :

- la centrale de Petit Saut représentait 64% de l'énergie totale produite en Guyane en 2008. En fonction des apports en eau de l'année considérée, la part de la production hydraulique dans la production totale est de 50% à 75% pour une moyenne de l'ordre de 2/3. La Guyane est donc – grâce à la centrale de Petit Saut - la ZNI ayant le plus fort taux de pénétration des énergies renouvelables dans la production d'électricité ;
- la centrale diesel de Degrad des Cannes sera déclassée et renouvelée dans le courant de l'année 2013.

Pour la production de pointe, il existe trois turbines à combustion (TAC) en Guyane : deux TAC de 22 MW sur le site de Degrad des Cannes et une TAC de 22 MW à Kourou.

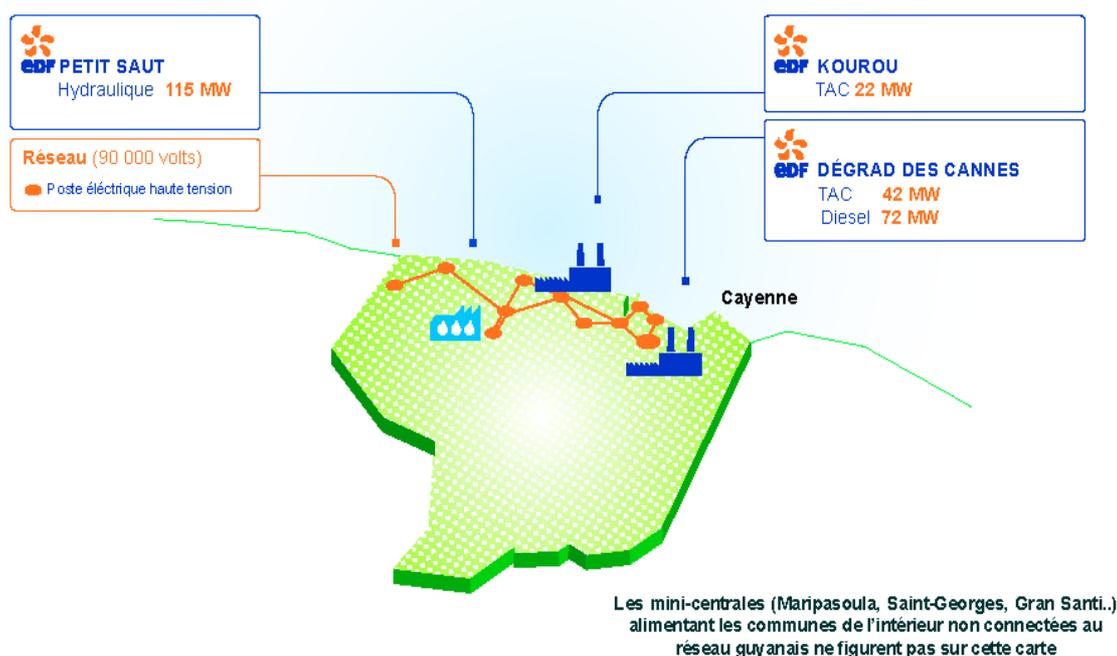


Figure 41 : Parc de production du littoral guyanais - Source EDF SEI

Par ailleurs, mis à part le barrage de Petit Saut, les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont peut nombreuses :

- en 2009, une unité de production d'électricité de 2 MW à partir de biomasse sera raccordée ;
- 0,05 MW d'installations solaires photovoltaïques sont raccordées au réseau et 60 MW sont en file d'attente ;
- aucune éolienne n'est raccordée au réseau à ce jour et un seul projet est en discussion.

Le développement des énergies renouvelables

Malgré le taux de pénétration élevé des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Guyane, le potentiel de développement reste important.

Biomasse

Les travaux préparatoires de la PPI ont montré le fort intérêt des acteurs locaux vis-à-vis de la filière biomasse. La ressource est présente sur le territoire et permettrait une production d'électricité renouvelable non intermittente.

Eolien et photovoltaïque

Les énergies renouvelables intermittentes telles que l'éolien ou le photovoltaïque pourraient se développer jusqu'à atteindre le seuil d'acceptabilité du réseau. En effet, avec 60 MW de projets photovoltaïques en file d'attente à ce jour le seuil des 30% pourrait rapidement être atteint.

Petite hydraulique

Au cours des travaux préparatoires de la PPI, de nombreux projets de petite hydraulique de moins de 4,5 MW ont été présentés. Les mises en service de ces projets sont prévues entre 2008 et 2018 pour une puissance totale de l'ordre de 28 MW

Consommation

En 2008, la production d'électricité en Guyane s'est élevée à 764 GWh dont 67% ont été produits par des énergies renouvelables. Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la consommation électrique au cours des neuf dernières années ainsi que les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée d'EDF SEI à l'horizon 2020 en Guyane.

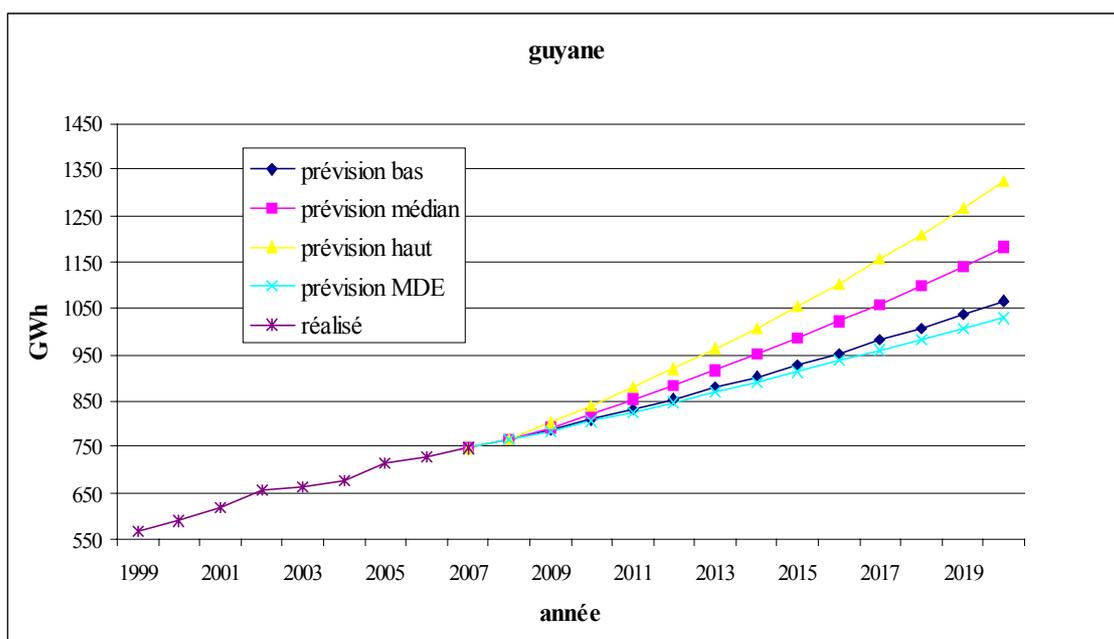


Figure 42 : Consommation électrique en Guyane selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI

La croissance de la consommation est soutenue en Guyane par une croissance démographique vigoureuse qui devrait rester durablement supérieure à celle de la métropole, par le rattrapage des taux d'équipements métropolitains et par le fort développement de la climatisation résidentielle.

Des initiatives en matière de maîtrise de la demande ont été lancées. Ainsi 250 000 lampes basse consommation et près de 1 200 chauffe-eau solaires ont été placés selon le Conseil Régional.

Entre 2006 et 2008, le taux de croissance annuel moyen en énergie a été de 2,6%. Cette croissance correspond au scénario bas du bilan prévisionnel 2007 actualisé en 2008 d'EDF SEI.

L'équilibre offre-demande

Etant donnée la baisse du taux de croissance annuel moyen de la consommation, si l'évolution de la demande à l'horizon 2020 poursuit la tendance actuelle alors nous serions proche du scénario bas d'EDF SEI pour lequel le taux de croissance annuel moyen de la consommation est constant et égal à 2,8% entre 2010 et 2020. Dans ce cas, l'identification des besoins en moyens de production est la suivante :

BAS														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base								Degrad des cannes (72 MW)						20
Pointe														
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 43 : Identification des besoins en moyen de production en Guyane dans le scénario bas (en MW) - Source EDF SEI

Le premier besoin en moyens de production - outre le renouvellement de la centrale de Degrad des Cannes en 2014 - apparaît en 2020 à hauteur de 20 MW.

Le scénario MDE renforcée permet de réduire la consommation en 2020 de l'ordre de 15% par rapport au scénario médian. Dans ce cas, le renouvellement de la centrale de Degrad des Cannes suffit à assurer l'équilibre offre-demande à l'horizon 2020.

MEDIAN+MDE														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base								Degrad des cannes (72 MW)						
Pointe														
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 44 : Identification des besoins en moyen de production en Guyane dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI

Conclusion

A condition que la croissance de la consommation électrique reste basse et que le renouvellement de la centrale diesel de Degrad des Cannes soit réalisé en 2014, l'équilibre offre-demande électrique du réseau littoral est assuré jusqu'en 2019.

La PPI souligne que les mesures entreprises pour maîtriser la demande – notamment la diffusion des lampes basse consommation et des chauffe-eau solaires - doivent continuer et, si possible, être renforcées.

Malgré la part prédominante des énergies renouvelables dans le mix électrique de la Guyane grâce au barrage de Petit Saut, la PPI recommande d'exploiter d'ici 2020 le potentiel des autres énergies renouvelables :

- la biomasse : étant donné l'intérêt des acteurs locaux pour cette filière et le caractère renouvelable et non intermittent de cette énergie, la PPI est favorable au développement de la filière biomasse en Guyane et recommande de lancer un appel d'offre pour une installation de production d'électricité à partir de biomasse ;
- l'éolien et le photovoltaïque : la PPI est favorable au développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du réseau ;
- la petite hydraulique : la PPI encourage la réalisation des projets de petite hydraulique.

VI.3.2 Les communes de l'intérieur

Les communes de l'intérieur ne sont pas raccordées au réseau électrique du littoral. La sécurisation de leur approvisionnement électrique est donc indépendante des moyens de production évoqués précédemment et l'équilibre offre-demande doit être analysé au cas par cas pour chaque commune.

La Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais (CCOG) regroupe Maripasoula, Papaïchton, Monfina Ecole (bourg appartenant à Gran Santi), Gran Santi, Apagui Ecole (bourg appartenant à Gran Santi), Apatou et Saül. La CCOG est l'autorité concédante du service public de l'électricité sur le territoire de ces communes. En revanche, à l'Est, chaque commune est l'autorité concédante du service public de l'électricité sur son propre territoire. Ce cas concerne St Georges (y compris Saut Maripa), Camopi, Ouanary, Régina et Kaw (bourg appartenant à Régina).

Par le décret 2005-1585 - décret d'application du code général des collectivités locales - les autorités concédantes de la distribution d'électricité sont autorisées à exploiter, ou faire exploiter par un concessionnaire, une installation de production d'électricité d'une puissance inférieure à 2 MW lorsque l'installation d'un tel moyen de production permet d'éviter des besoins de renforcement du réseau de distribution qui seraient plus coûteux. Par conséquent, la CCOG et chacune des communes de l'Est guyanais peuvent lancer des appels d'offres pour des moyens de production de moins de 2 MW.

A l'écart des communes de l'intérieur, de nombreux sites isolés – pouvant regrouper jusqu'à 500 personnes dans certains cas – ne disposent pas de moyens de production. L'électrification des sites isolés en Guyane est l'un des objectifs mentionnés dans le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement⁵⁵: *« dans les zones enclavées notamment, assurer un égal accès de tous les citoyens à l'électricité et, en particulier pour la Guyane, prendre les mesures d'adaptation nécessaires ; pour la Guyane, étendre les réseaux de transports et de distribution d'électricité et faciliter et accélérer les autorisations de raccordement des unités décentralisées de production électrique ».*

La multiplicité des autorités concédantes sur le territoire guyanais ne constitue pas un élément facilitant pour l'électrification des communes de l'intérieur. Il serait opportun, dans un premier temps, de regrouper les autorités concédantes du service public de l'électricité en Guyane en un seul et unique syndicat d'électrification, au moins pour les communes de l'intérieur, afin de définir, avec cet interlocuteur unique, les priorités à mettre en œuvre.

Dans ce cadre, un plan prioritaire d'électrification devrait être élaboré en collaboration avec EDF SEI, le syndicat d'électrification et les acteurs locaux afin d'électrifier les communes de l'intérieur. Ce plan pourrait notamment comprendre des objectifs annuels de réalisation et identifier les sites isolés prioritaires à électrifier dans les meilleurs délais.

⁵⁵ Texte n° 1442 transmis à l'Assemblée nationale le 10 février 2009

Conclusion

La PPI recommande aux autorités concédantes guyanaises de se regrouper en un seul et unique syndicat d'électrification. Un plan prioritaire d'électrification devra ensuite être élaboré par les différents acteurs et mis en place dans les plus brefs délais.

VI.4 Martinique

Parc de production

En Martinique, la quasi-totalité des moyens de production est thermique. Les moyens de production d'électricité en base sont les suivants :

- la centrale diesel de Pointe des Carrières d'une puissance de 80 MW ;
- la centrale diesel de Bellefontaine d'une puissance de 200 MW ;
- l'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères (UIOM) de 4 MW ;
- Sara Cogénération d'une puissance de 3 MW.

Lors des pointes de consommation, les moyens de production appelés sont :

- trois turbines à combustion (TAC) de 20 MW dont une est déclassée à 8 MW suite à des problèmes techniques qui devraient conduire à son déclassement complet à l'horizon 2010 ;
- la TAC de 23 MW à Bellefontaine ;
- la TAC de 40 MW au Galion.

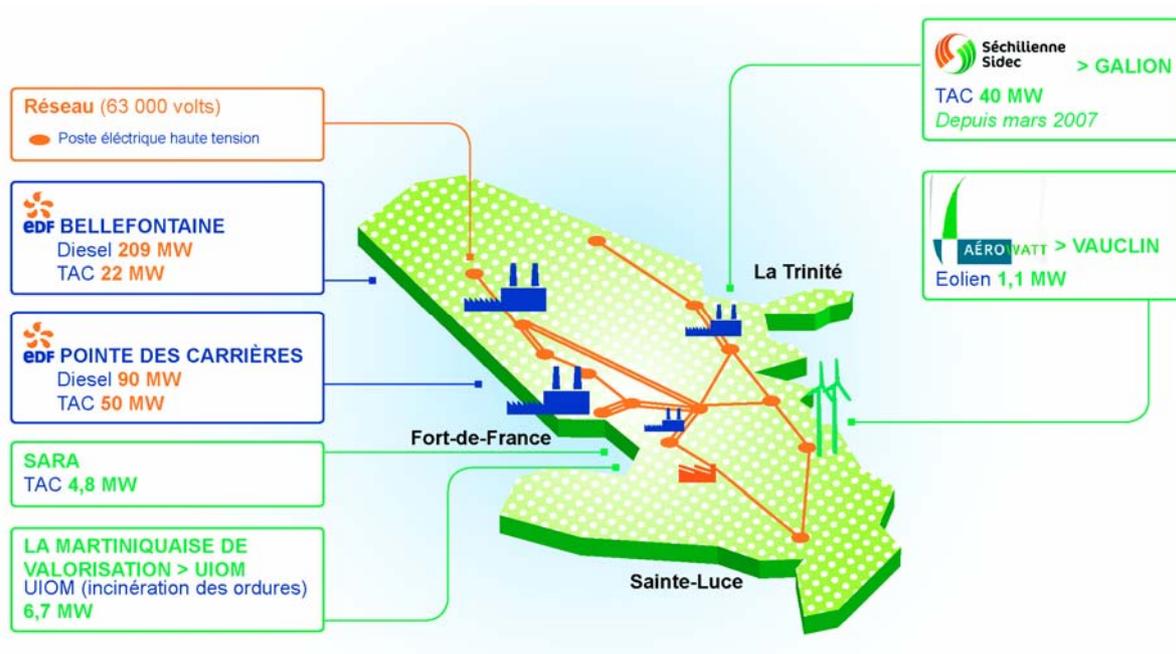


Figure 45 : Parc de production en Martinique - Source EDF SEI

A ce jour, 7,5 MW d'installations de production photovoltaïque sont raccordées au réseau et, le parc éolien - d'une puissance de 1,1 MW - est concentré sur le site du Vaucelin et exploité par Aéro watt.

En termes de puissance installée, le parc de production électrique martiniquais est composé à 98% de moyens de production thermique, l'éolien et le photovoltaïque ne représentant que 2% du parc installé. L'énergie produite en 2008 s'est élevée à 1529 GWh dont 0,4% ont été produits par l'éolien et le photovoltaïque.

Évolution du parc thermique

La centrale diesel de Bellefontaine sera déclassée à court terme. Son renouvellement est prévu en deux étapes : 100 MW seront remplacés par 107 MW au 1^{er} janvier 2011 et 100 MW seront remplacés par 107 MW au 1^{er} janvier 2013. De plus la TAC de Bellefontaine sera partiellement déclassée (à hauteur de 8 MW) en 2010.

Une centrale bagasse-charbon d'une puissance de 34 MW et exploitée par Séchilienne Sidec est actuellement en projet sur le site du Galion. Sa mise en service est prévue en 2011.

Le développement des énergies renouvelables

Selon EDF SEI, l'éolien pourrait se développer à hauteur de 20 à 30 MW sur la façade Atlantique. Le nombre de projets d'installation solaires photovoltaïques a explosé : la file d'attente pour le raccordement au réseau est actuellement de 115 MW et cette file d'attente continue de croître. EDF SEI estime que les projets en cours de réalisation devraient porter à 18 MW la puissance des installations solaires raccordées début 2010.

Un important projet d'exploitation d'énergie géothermique est actuellement à l'étude à La Dominique. Le potentiel théorique de ce gisement est actuellement estimé à 100 MW mais des forages d'exploration sont nécessaires pour préciser cette estimation. Un projet d'interconnexion entre la Dominique, la Martinique et la Guadeloupe pourrait permettre de fournir à la Martinique une puissance garantie de l'ordre de 40 MW. Par ailleurs, il existe un projet d'exploitation d'énergie thermique des mers à hauteur de 10 MW.

Consommation

Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la consommation électrique au cours des neuf dernières années ainsi que les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée d'EDF SEI à l'horizon 2020 en Martinique.

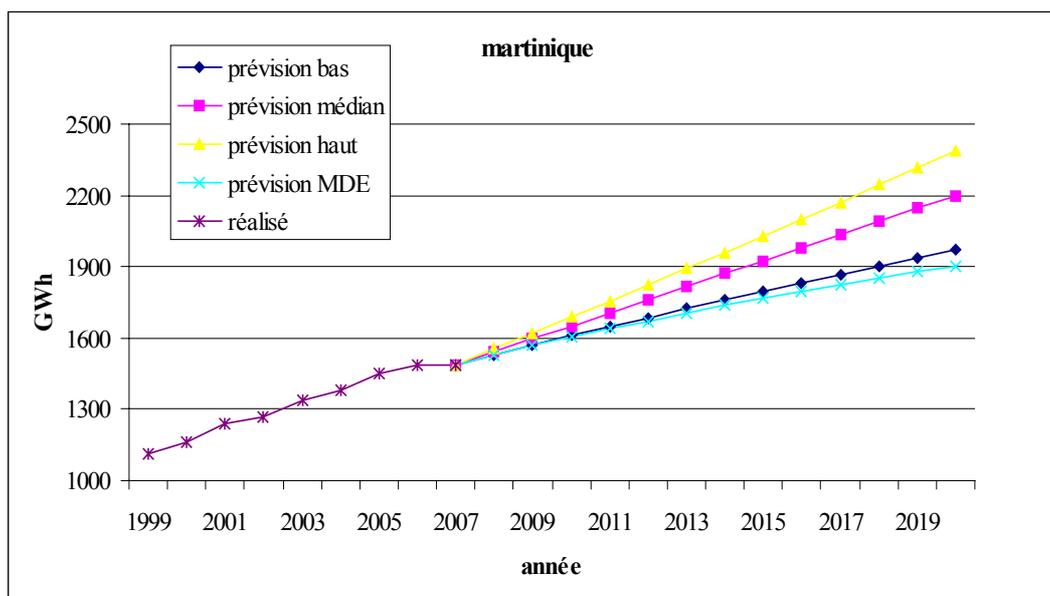


Figure 46 : Consommation électrique en Martinique selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI

Au cours des trois dernières années, le taux de croissance annuel moyen de la consommation a été de 2% à comparer aux 4% de croissance entre 2004 et 2006. Cette baisse de la croissance de la demande correspond au scénario MDE renforcée du bilan prévisionnel 2007 d'EDF SEI.

A ce jour, des mesures significatives ont déjà été lancées en Martinique pour réduire la consommation d'électricité :

- 350 000 lampes basse consommation ont été placées ;
- 5 600 chauffe-eau solaires ont été placés ;
- 9 000 ballons électriques ont été asservis.

Selon les estimations du gestionnaire de réseau, ces actions cumulées représentent sur 3 ans un effacement en énergie de 26,5 GWh et une réduction de la puissance totale des équipements de consommation de 26 MW.

Identification des besoins

Étant donné la tendance récente à la baisse de la croissance de la consommation, l'évolution de la consommation électrique est conforme au scénario MDE renforcée qui correspond à un taux de croissance moyen de la consommation en baisse de 2,3% en 2010 à 1% en 2020 en passant par 1,7% en 2015. La prise en compte du renforcement des mesures de maîtrise de la demande permet de réduire de 15% la consommation électrique en 2020 par rapport au scénario médian.

Dans ce cas, le premier besoin identifié est de 20 MW à l'horizon 2010. Ensuite, malgré la mise en service de la centrale du Galion en 2012, apportant au système électrique une puissance garantie de 34 MW, 20 MW supplémentaires devront être mis en service dès 2016.

MEDIAN+MDE														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
				20	Bftaine B 107 MW	Galion 34 MW	Bftaine B 107 MW			20				
Pointe														

Figure 47 : Identification des besoins en moyens de production en Martinique dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI

Conclusion

Au cours des travaux préparatoires de la PPI, le Conseil Régional a fait part de ses réticences au projet de centrale bagasse-charbon du Galion du fait de sa consommation en combustible fossiles. Toutefois la PPI souligne que l'équilibre offre-demande électrique de la Martinique est d'ores et déjà tendu et que la réalisation de la centrale bagasse-charbon du Galion dans les plus brefs délais est nécessaire, vu l'absence d'autres projets matures. De plus, un besoin supplémentaire en moyen de production à hauteur de 20 MW a été identifié dès 2010.

La PPI constate la faible part des énergies renouvelables dans l'électricité produite en Martinique et préconise d'une part le développement des énergies éolienne et photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du réseau électrique et le développement des énergies renouvelables non intermittentes telles que l'énergie thermique des mers et l'interconnexion avec la Dominique.

VI.5 Guadeloupe

Moyens de production

Parc thermique

En Guadeloupe, le parc de production thermique de base est constitué de la centrale diesel de Jarry Nord d'une puissance de 160 MW⁵⁶, de la centrale bagasse-charbon du Moule d'une puissance de 60 MW et de la centrale diesel de Jarry Sud d'une puissance de 15 MW⁵⁷.

Lors des pointes de consommation, les moyens de production appelés sont les quatre turbines à combustion (TAC) de Jarry Sud d'une puissance totale de 100 MW (trois TAC de 20 MW et une TAC de 40 MW).

La centrale diesel de Jarry sera déclassée et renouvelée à l'identique dans le courant de l'année 2010. Par ailleurs la construction d'une centrale au charbon est actuellement programmée sur le site du Moule avec une mise en service prévue fin 2010, les procédures au titre du code de l'environnement étant en cours.

Energies renouvelables

Pour la production d'électricité de base à partir d'énergies renouvelables, le parc de production guadeloupéen dispose de la centrale géothermique de Bouillante d'une puissance de 15 MW et de la centrale biomasse/biogaz de Bologne d'une puissance de 0,5 MW.

Le parc hydraulique est constitué d'installations de mini-hydraulique d'une puissance totale de 9 MW. Les fermes éoliennes en Guadeloupe ont une puissance totale de 25 MW et 4 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées au réseau.

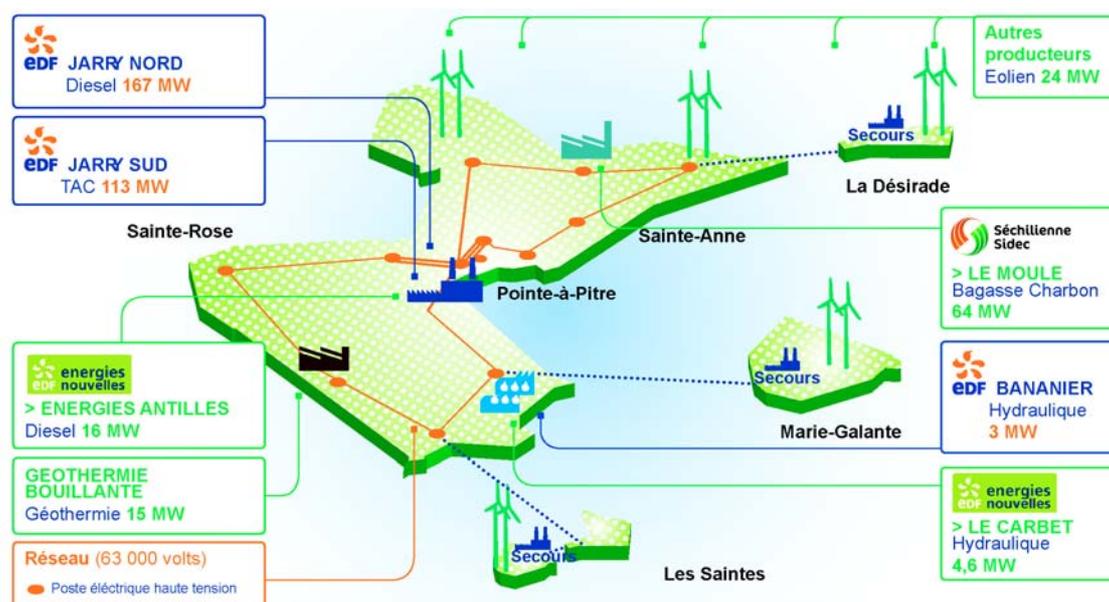


Figure 48 : Parc de production en Guadeloupe - Source EDF SEI

⁵⁶ 8 moteurs de 20 MW.

⁵⁷ 3 moteurs de 5 MW.

Mix énergétique

En 2008, l'énergie produite s'est élevée à 1612 GWh dont 55% ont été produits par les centrales diesel, 20% à partir de charbon, 10% par les TAC, 4,6% à partir de bagasse, 5,5% par la géothermie à Bouillante, 3% par l'éolien, 1,3% par l'hydraulique et 0,2% par le solaire.

Le développement des énergies renouvelables

Actuellement la file d'attente pour le raccordement d'installations éoliennes atteint 8 MW et les éoliennes actuelles d'une puissance de 275 KW devraient être remplacées par des éoliennes d'une puissance de 1 MW.

La file d'attente pour les raccordements d'installations solaires photovoltaïques a explosé et atteint 90 MW à ce jour.

Concernant l'énergie d'origine hydraulique, des projets identifiés portent sur une puissance de 7 MW pour une mise en service progressive estimée avant 2015.

Un important projet d'exploitation d'énergie géothermique est actuellement à l'étude à La Dominique. Le potentiel théorique de ce gisement est actuellement estimé à 100 MW mais des forages d'exploration sont nécessaires pour préciser cette estimation. Un projet d'interconnexion entre la Dominique, la Martinique et la Guadeloupe pourrait permettre de fournir à la Guadeloupe une puissance garantie de l'ordre de 40 MW.

Par ailleurs, une extension de la centrale géothermique de Bouillante est actuellement en projet avec mise en service en 2013. La réalisation des forages exploratoires, autorisée fin 2008, permettra de préciser la puissance de cette extension, le potentiel estimé aujourd'hui étant de 20 à 40 MW.

Consommation

Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la consommation électrique au cours des neuf dernières années ainsi que les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée d'EDF SEI à l'horizon 2020 en Guadeloupe.

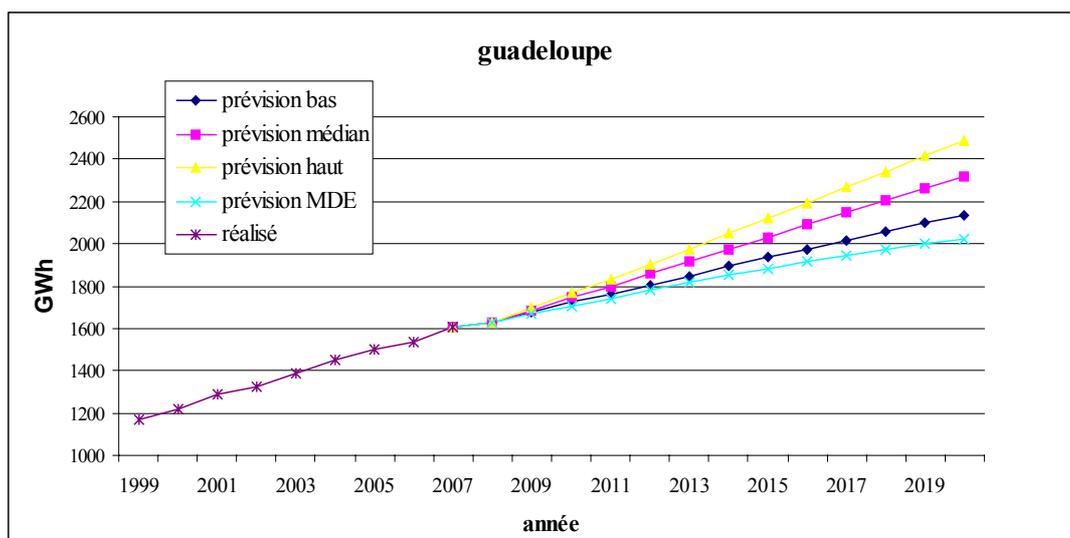


Figure 49 : Consommation électrique en Guadeloupe selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI

Au cours des trois dernières années, le taux de croissance annuel moyen de la consommation a été de 2,4% à comparer aux 3,9% de croissance entre 2000 et 2006. Cette baisse de la croissance de la demande est proche du scénario bas du bilan prévisionnel d'EDF SEI.

A ce jour, les mesures visant à maîtriser la demande d'électricité en Guadeloupe ont permis de :

- placer 345 000 lampes basse consommation ;
- placer 6 000 chauffe-eau solaires ;

Selon les estimations d'EDF SEI, ces actions cumulées représentent sur 3 ans un effacement en énergie de 23 GWh et une réduction de la puissance appelée de 22 MW.

Identification des besoins

Dans le scénario bas d'EDF SEI, correspondant au prolongement de la tendance passée de l'évolution de la demande, la croissance de la consommation serait de 2,6% en 2010, 2,2% en 2015 et 1,7% en 2020.

BAS														
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base			20	Caraibe Energie (34 MW)	Jarry nord (160 MW)				20				20	
Pointe														
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement		Nouveaux besoins								

Figure 50 : Identification des besoins en moyen de production en Guadeloupe dans le scénario bas (en MW) - Source EDF SEI

Le premier besoin en moyens de production apparaît dès 2009 à hauteur de 20 MW. L'équilibre offre-demande électrique sera donc très tendu d'ici la mise en service de la nouvelle centrale du Moule d'une puissance de 34 MW prévue fin 2010. Par la suite, dans le scénario bas, les besoins identifiés sont de 20 MW en 2015 et en 2019.

Dans le scénario MDE renforcée, la réduction de la consommation électrique en 2020 est de 15% par rapport au scénario médian et l'identification des besoins est identique à celle du scénario bas (à savoir 20 MW en 2015 et 2019).

L'équilibre offre-demande électrique en Guadeloupe étant déficitaire dès 2009, EDF SEI a mis en service un moyen de production de secours – à savoir une TAC mobile – de 20 MW afin de pallier ce déficit.

Par ailleurs l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108 a été accordée au projet de centrale bagasse-charbon à Marie-Galante d'une puissance de 15 MW en mars 2009. Ce moyen de production permettra de brûler la bagasse produite sur l'île ainsi que de sécuriser l'équilibre offre-demande en Guadeloupe.

Conclusion

La PPI souligne que l'équilibre offre-demande électrique en Guadeloupe est d'ores et déjà déficitaire et cette situation ne peut perdurer. La PPI rappelle donc l'urgence de la mise en service de la nouvelle centrale au charbon sur le site du Moule.

La mise en service de la nouvelle centrale bagasse-charbon de Marie-Galante permettra de sécuriser l'équilibre offre-demande en Guadeloupe.

La PPI est favorable au développement de l'éolien et du photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du réseau. La PPI encourage également la réalisation de l'extension de la centrale de Bouillante ainsi que l'interconnexion avec la Dominique afin de disposer d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables stables et non intermittentes.

VI.6 La Réunion

Moyens de production

Les moyens de production de base sont :

- la centrale diesel du Port d'une puissance de 120 MW ;
- la centrale bagasse-charbon de Bois Rouge d'une puissance de 100 MW ;
- la centrale bagasse-charbon du Gol d'une puissance de 110 MW ;
- la centrale biogaz de Saint-Pierre de 2 MW.

Les moyens de production de pointe sont :

- trois turbines à combustion (TAC) de 20 MW chacune au Port ;
- 1 TAC de 40 MW à Port Est (mise en service début 2009) ;

La centrale diesel du Port d'une puissance de 120 MW sera déclassée et renouvelée par une centrale diesel de 160 MW à Port Est à l'horizon 2011. De plus, à moyen terme, deux projets de production thermique sont à mentionner : une nouvelle centrale bagasse-charbon à Saint-André d'une puissance de 46 MW et une extension de 40 MW de la centrale diesel de Port Est pour la porter à une puissance totale de 200 MW.

Le parc de production hydraulique représente une puissance installée de 121 MW répartie sur les sites de Rivière de l'Est (67 MW), Takamaka (43 MW), Langevin (4 MW), Bras de la Plaine (4 MW) et Bras des Lianes (2,5 MW). Environ un tiers de l'énergie produite par les installations hydrauliques est une production de base qui est donc fournie par des installations au fil de l'eau.

Les installations éoliennes et photovoltaïques raccordées au réseau électrique représentent respectivement 10 MW pour l'éolien et de 9 MW pour le photovoltaïque.

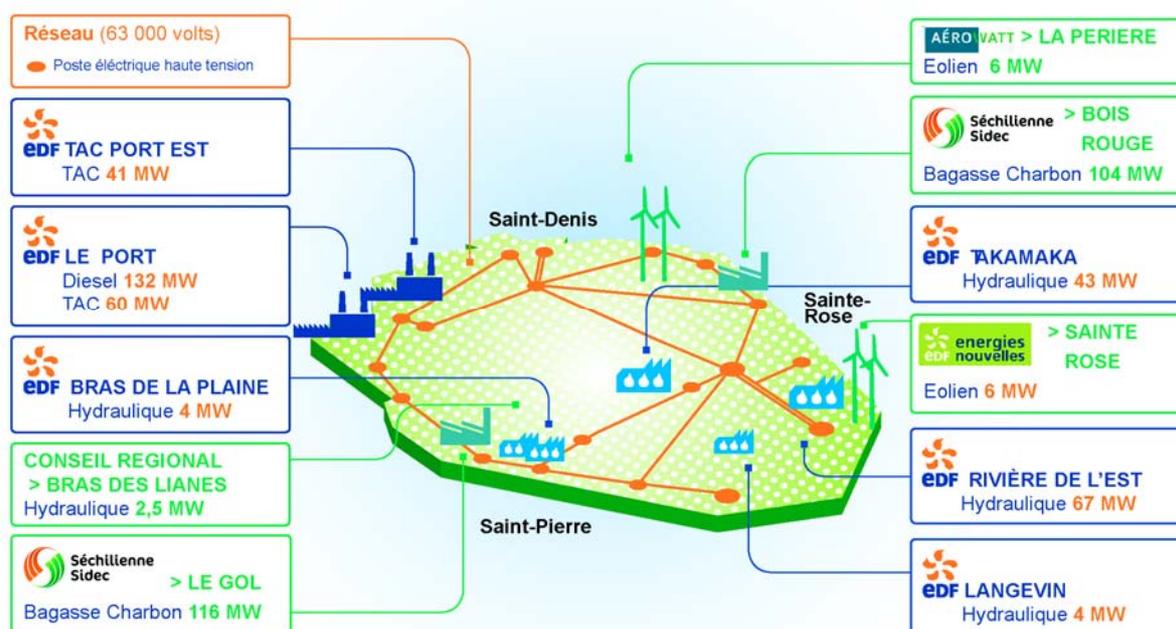


Figure 51 : Parc de production de l'île de La Réunion - Source EDF SEI

En 2008, l'énergie totale produite sur l'île s'est élevée à 2546 GWh se décomposant comme suit : 36,1% à partir d'énergies renouvelables, 50,5% à partir de charbon, 12,2% par des centrales diesel et 1,1% par des TAC.

Le projet GERRI «Le Grenelle de l'Environnement à La Réunion : Réussir l'Innovation »

Le projet GERRI s'inscrit directement dans la démarche du Grenelle de l'environnement et a été lancé par le Président de la République le 25 octobre 2007. Une mission de préparation et de préfiguration de ce projet a été lancée par le gouvernement. Ce projet comporte cinq programmes dont les objectifs sont les suivants :

- Transports : ne plus recourir aux énergies fossiles pour se déplacer ;
- Energie : faire de l'île de La Réunion un territoire autonome en énergie ;
- Stockage : construire un espace d'expérimentation sur toutes les problématiques de stockage de l'énergie ;
- Construction - Urbanisme : conduire une politique de l'habitat à La Réunion fondée sur la performance énergétique des bâtiments et réaliser des écoquartiers autosuffisants en énergie et économes en déplacements ;
- Tourisme : créer une attractivité forte à La Réunion grâce au concept d'île exemplaire en matière d'innovation au service du développement durable.

Le développement des énergies renouvelables

A l'horizon 2010, la puissance de la centrale hydraulique de Rivière de l'Est sera augmentée de 16 MW grâce à la construction d'un réservoir supplémentaire. De plus, plusieurs projets hydrauliques sont actuellement à l'étude pour un total de l'ordre de 40 MW.

En ce qui concerne le développement du solaire photovoltaïque, le nombre de projets dans la file d'attente de raccordement s'accroît rapidement et représentent, à ce jour, une puissance totale de 138 MW. En revanche, l'essor de l'éolien est moins marqué avec 5 MW en file d'attente.

Pour un essor de l'éolien et du photovoltaïque, le développement de dispositifs de stockages est essentiel. Sur l'île de La Réunion, des projets d'ouvrages hydrauliques sont à l'étude pour stocker l'énergie.

Le Conseil Régional souhaite étudier le potentiel géothermique du volcan du Piton de la Fournaise. Des forages sont prévus dans la Plaine des Sables afin de quantifier la ressource disponible. A ce jour, les forages n'ont pu être réalisés du fait de fortes oppositions locales étant donné que l'emplacement des forages est situé dans le Parc National de La Réunion.

Une étude de faisabilité a été lancée pour la réalisation au large de Saint-Pierre d'une centrale de 30 MW exploitant l'énergie de la houle grâce à la technologie PELAMIS. Par ailleurs, une étude de faisabilité – financée en partie par le Conseil Régional - est également menée au niveau du Port concernant l'énergie thermique des mers.

La production d'électricité à partir de bagasse pourrait se développer à condition que de nouvelles variétés de canne, plus riches en fibre, soit utilisées par les planteurs. Le projet de nouvelle centrale bagasse-charbon de Saint-André - qui consommerait principalement du charbon - prévoit une grande modularité de combustibles. Ainsi cette centrale pourrait brûler des déchets verts et de la bagasse en substitution du charbon. L'avantage de la production d'électricité à partir de bagasse est qu'elle est renouvelable et non intermittente.

Il est également envisagé de développer l'usage de véhicules électriques à La Réunion notamment dans le cadre du projet GERRI. En cas de développement de l'usage des véhicules électriques à La Réunion, la PPI appelle à rester vigilant quant au mode de recharge des batteries des véhicules. En effet, si l'énergie produite en base en métropole est décarbonée grâce au parc nucléaire français, l'énergie produite en base à La Réunion provient de centrales diesel et charbon émettant du CO₂. Le mode de recharge des véhicules électriques devra donc être adapté au contexte local afin d'exploiter les énergies renouvelables.

Consommation

Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la consommation électrique au cours des neuf dernières années ainsi que les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée d'EDF SEI à l'horizon 2020 à La Réunion.

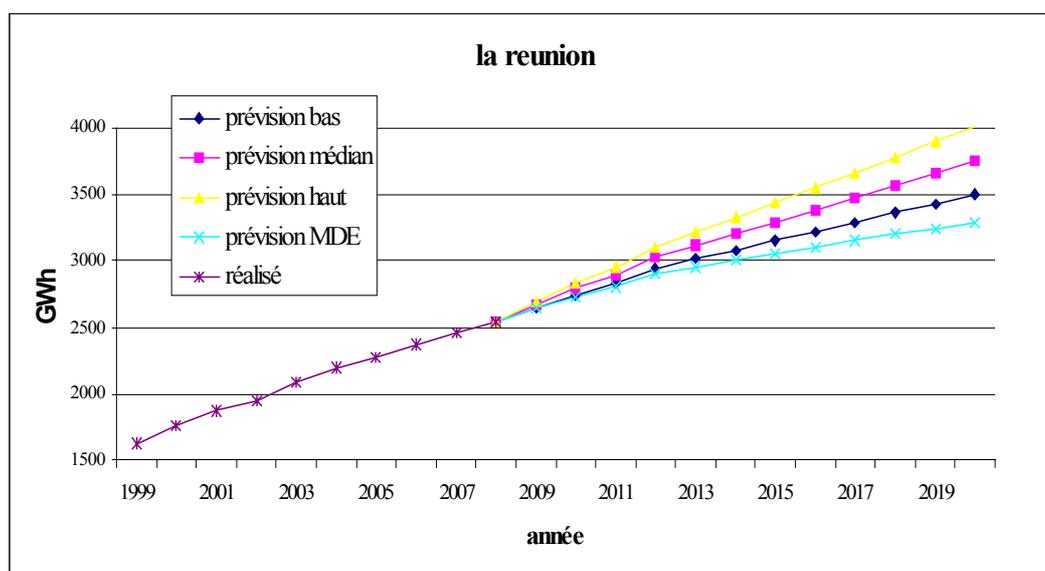


Figure 52 : Consommation électrique à La Réunion selon les scénarios haut, médian, bas et MDE renforcée (en GWh) – Source EDF SEI

Comme dans les autres zones non interconnectées, le rattrapage des taux d'équipements de la métropole et le fort développement de la climatisation résidentielle sont des facteurs de croissance de la consommation. En revanche, la croissance démographique est à présent stabilisée et proche de celle de la métropole.

En termes de maîtrise de la demande, les mesures prises à La Réunion sont de grande ampleur et particulièrement ambitieuses. La coordination étroite entre les différents acteurs locaux a permis de :

- placer 1,7 million de lampes basse consommation au cours des trois dernières années dont 530 000 en 2008 ; EDF SEI estime l'impact de cette mesure à 65 GWh évités en énergie annuelle et à plus de 30 MW évités à la pointe ;
- placer 90 000 chauffe-eau solaires dont 10 500 en 2008 ; EDF SEI estime l'impact de cette mesure à 140 GWh évités en énergie annuelle et 45 MW effacés à la pointe de consommation.

A présent, l'effort doit porter sur les économies d'énergie dans les logements au travers du développement de l'isolation et l'utilisation de climatisations plus performantes.

L'équilibre offre-demande

Entre 2006 et 2008, la croissance de la consommation d'électricité à La Réunion s'est élevée à 3,7% à comparer à une tendance moyenne de 4,5% les années précédentes. Le prolongement de la tendance passée de l'évolution de la demande nous place sur le scénario bas d'EDF SEI. Ce scénario prend comme hypothèse une croissance de la consommation de 3,8% par an en 2010, de 2,2% en 2015 et de 2% en 2020. Dans ce cas, le premier besoin en moyens de production apparaît en 2017 - à hauteur de 40 MW et un second besoin apparaît en 2020 à hauteur de 40 MW. Etant donné la mise en service en janvier 2009 d'une nouvelle TAC à Port Est, le parc de production réunionnais est suffisamment dimensionné en pointe et les besoins identifiés correspondent à des installations de production en base. Cette identification des besoins suppose que l'extension du barrage de Rivière de l'Est et le renouvellement de la centrale diesel Port Est soient réalisés respectivement en 2010 et 2011.

BAS

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base					Port Est (160 MW)						40			40
Pointe			TAC 40MW	RDE 4 14 MW										
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 53 : Identification des besoins en moyen de production à La Réunion dans le scénario bas (en MW)
- Source EDF SEI

En se plaçant dans le scénario MDE renforcée, la réduction de la consommation électrique en 2020 est de 15% par rapport au scénario médian et le premier besoin en moyens de production apparaît en 2016.

MEDIAN+MDE

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Base					Port Est (160 MW)					40				40
Pointe			TAC 40MW	RDE 4 14 MW										
Investissements en cours de réalisation ou programmés				Renouvellement	Nouveaux besoins									

Figure 54 : Identification des besoins en moyen de production à La Réunion dans le scénario MDE renforcée (en MW) - Source EDF SEI

Conclusion

La PPI souligne l'importance de la réalisation de l'extension du barrage de Rivière de l'Est et du renouvellement de la centrale diesel de Port Est respectivement en 2010 et 2011.

La PPI est favorable au développement des énergies intermittentes dans la limite d'acceptabilité du réseau en restant vigilant à ce que les centrales photovoltaïques ne soient pas réalisées sur des terres agricoles. Dans le but de développer le solaire photovoltaïque, la PPI encourage la réalisation d'ouvrages hydrauliques permettant de stocker l'électricité.

Le recours à des technologies innovantes permettant d'exploiter l'énergie thermique des mers et l'énergie de la houle est également encouragé. La PPI souligne l'intérêt de forages d'exploration afin de quantifier le potentiel géothermique de l'île.

VI.7 Mayotte

Moyens de production

Le parc de production de Mayotte est principalement constitué de deux centrales thermiques :

- la centrale des Badamiers d'une puissance totale de 38,1 MW et constituée de 12 moteurs de puissances⁵⁸ et de constructeurs⁵⁹ hétérogènes. Quatre moteurs d'une puissance totale de 4,5 MW devront être déclassés dès 2009 et deux moteurs supplémentaires de 2,1 MW chacun devraient être déclassés en 2018 et 2019 respectivement ;
- la centrale de Longoni d'une puissance de 40 MW – et mise en service le 15 janvier 2009 – est constituée de cinq moteurs identiques (8 MW chacun). La centrale de Longoni a été conçue pour avoir la possibilité de doubler à terme la capacité installée et de porter la puissance de la centrale à 80 MW.

Dès 2006, la centrale des Badamiers n'était plus en mesure de répondre à la forte croissance de la demande à Mayotte. Une centrale provisoire d'une puissance de 11 MW a donc été mise en service à Kawéni pour assurer l'équilibre offre-demande de l'île dans des conditions satisfaisantes de sûreté du système électrique.

Par ailleurs, la PPI rappelle qu'avec la départementalisation en cours de Mayotte, les centrales thermique mahoraises devront à terme respecter les normes environnementales en vigueur dans les autres départements d'Outre-Mer, notamment en termes de rejets atmosphériques. La centrale de Longoni et celle des Badamiers devront vraisemblablement à terme être équipées de dispositifs de traitement des fumées afin de satisfaire aux normes.

Fin 2008, six centrales photovoltaïques d'une puissance totale de 445 kWc étaient raccordées. Aucun projet d'installation utilisant d'autres énergies renouvelables que le photovoltaïque n'ont été réalisées à Mayotte.

Le développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables à Mayotte est très récent et limité au solaire photovoltaïque. En effet, l'événement déclencheur a été l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations solaires photovoltaïques qui, dans son article 9, étend ces conditions à Mayotte.

Selon Electricité de Mayotte, le potentiel de la filière solaire est important du fait du fort taux d'ensoleillement de l'île : en moyenne les panneaux photovoltaïques peuvent produire pendant 1450h à 1600h par an. Toutefois la limite d'acceptabilité du réseau en terme d'intégration des énergies intermittentes pourrait rapidement être atteinte. Dans ce cas, les projets photovoltaïques devront intégrer des capacités de stockage.

⁵⁸ de 750 kW à 7 300 kW

⁵⁹ Crepelle, Wärtsilä et MAK

Par ailleurs, des études ont été menées sur l'île afin de quantifier le potentiel de développement des énergies renouvelables à Mayotte :

- hydraulique : une étude de potentiel menée en octobre et novembre 2008 dans le cadre du Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux a conclu à un potentiel quasi-inexistant de production d'électricité à partir d'hydraulique ;
- éolien : un atlas éolien du territoire a été élaboré en septembre 2008 pour le compte de la Collectivité Départementale de Mayotte, un potentiel théorique de 50 MW a été évalué dans des zones difficiles d'accès et coûteuses en termes de raccordement ;
- géothermie : une étude de potentiel géothermique de Mayotte pour le compte de la Collectivité Départementale de Mayotte, achevée en décembre 2008, conclut à l'absence de potentiel géothermique exploitable ;
- biogaz : un centre d'enfouissement de déchets ménagers pourrait être mis en service en 2012 à Dzoumogné ; à partir de 2015, ce centre pourrait fournir 1,2 MW de puissance garantie grâce à la valorisation du biogaz ;
- énergie thermique des mers : l'exploitation de l'énergie thermique des mers est actuellement à l'étude pour la mise en place d'un réseau de froid permettant de répondre aux besoins de climatisation de l'aéroport dans un premier temps et éventuellement de produire de l'électricité dans un second temps.

Consommation

En 2007, la consommation d'électricité s'est élevée à 200 GWh à Mayotte, le taux de croissance annuel moyen étant de 12,1% sur la période 2001 – 2004 et de 11,8% sur la période 2005 - 2008. Ce fort taux de croissance – en comparaison aux DOM et aux autres COM - est dû à la forte croissance démographique, au rattrapage des taux d'équipements métropolitains et à une croissance globale de l'activité économique sur l'île.

En termes de maîtrise de l'énergie, une Charte dite "MayEnergie" a été mise en place le 17 juillet 2008 dans le but d'encourager la réalisation de bâtiments neufs confortables et énergétiquement performants, étant donné l'absence de réglementation thermique adaptée sur le territoire.

Actuellement le recours aux chauffe-eau solaires semble très limité sur l'île malgré le fort taux d'ensoleillement.

L'équilibre offre-demande

Le scénario médian de croissance de la demande du bilan prévisionnel d'Electricité de Mayotte correspond à une évolution de la demande conforme à la tendance observée sur les années passées et prend en compte un taux de croissance annuel moyen de la demande de 9,8% sur la période 2009-2012, de 7,7% sur la période 2013-2016 et de 5,3% sur la période 2017-2020. Dans ce cas, le premier besoin en moyens de production apparaît en 2012 à

hauteur de 8 MW. Puis en 2014 et 2017, de nouvelles capacités de production seront nécessaires à hauteur de 16 MW à chacune de ces dates.

Scénario	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Médian				8		16			16			
MDE						16				8		

Figure 55 : Identification des besoins en moyens de production à Mayotte (en MW) - Source Electricité de Mayotte

Dans le scénario MDE renforcée, le premier besoin n'apparaît qu'en 2014 à hauteur de 16 MW, le second s'élève à 8 MW en 2018.

Conclusion

La mise en service en janvier 2009 de la centrale de Longoni permet d'assurer l'équilibre offre-demande à Mayotte jusqu'en 2012. Dès 2014, de nouveaux moyens de production seront nécessaires étant donné le dynamisme de la croissance de la demande.

Le taux d'ensoleillement étant très favorable à Mayotte, la PPI recommande le recours à l'énergie solaire photovoltaïque dans la limite d'acceptabilité du système électrique.

La PPI souligne l'importance des mesures de maîtrise de la demande à Mayotte vu la forte croissance de la demande sur l'île. Le recours aux chauffe-eau solaires devra notamment être fortement encouragé.

VI.8 Saint Barthélemy

Avant juillet 2007, Saint Barthélemy était une commune française rattachée à la Guadeloupe. Depuis le 15 juillet 2007, Saint Barthélemy est devenue une collectivité d'Outre-Mer.

Moyens de production

Le parc thermique

A ce jour, le parc de production de Saint Barthélemy est exclusivement constitué de moyens de production thermique exploités par EDF. La puissance totale du parc thermique est de 22,2 MW répartis en 6 moteurs de 3,1 MW et 3 moteurs de 1,2 MW, 1,5 MW et 0,9 MW respectivement.

Dès 2007, le gestionnaire de réseau estimait que la situation de l'équilibre offre-demande sur l'île de Saint Barthélemy était très tendue. EDF SEI a donc mis en service fin 2007 des groupes électrogènes de secours d'une puissance de 4 MW.

En 2008, la collectivité de Saint Barthélemy, EDF SEI et les représentants de l'État se sont rencontrés pour examiner les différentes solutions permettant de pérenniser l'avenir électrique de l'île. A l'issue de ces réunions de concertation, la solution choisie est un projet d'extension de la centrale thermique EDF avec deux nouveaux moteurs de 8 MW chacun avec une mise en service prévue en 2011. Un projet d'extension du stockage combustible sera également nécessaire pour assurer la sécurité d'alimentation de la centrale en combustible. Pour permettre la réalisation de ces deux projets, la COM de Saint Barthélemy a acquis un terrain jouxtant la centrale actuelle. La mise en service de ces deux nouveaux moteurs s'accompagnera du déclassement en 2010 de 2 MW de la centrale actuelle. Le gain net en termes de puissance installée sera donc de 14 MW.

Les énergies renouvelables

A ce jour, quelques projets exploitant les énergies renouvelables sont à l'étude - notamment dans l'éolien - mais aucun n'est en cours de réalisation.

Étant donné les conditions climatiques, il existe à Saint Barthélemy - comme dans les DOM - un potentiel de développement pour le solaire photovoltaïque.

Le projet d'interconnexion « Iles du Nord »

Il existe un projet d'interconnexion entre Saint Barthélemy, Saint Martin, Sint Marteen et Anguilla. Ce projet est réalisable dans des délais relativement courts mais la collectivité de Saint Barthélemy y est fortement opposée.

Consommation

L'énergie consommée en 2008 sur l'île s'est élevée à 88,8 MWh en progression moyenne de 4,8% sur les huit dernières années. La puissance appelée à la pointe a atteint un

maximum de 18,1 MW en 2007. La croissance annuelle moyenne de la pointe a été de 3,5% depuis 2000.

Actuellement, en termes de maîtrise de l'énergie, la principale mesure prise par la Collectivité de Saint Barthélemy consiste à limiter la puissance électrique lors des demandes de raccordement. Ainsi, pour les particuliers, cette puissance est limitée à 6kVA. EDF SEI a fait part d'un projet d'étude sur les usages de l'électricité sur l'île en collaboration avec la Collectivité de Saint Barthélemy. La PPI souligne que cette étude devrait être réalisée dès que possible afin d'identifier les gisements en termes de maîtrise de l'énergie à Saint Barthélemy. Cette étude pourrait notamment donner lieu à une campagne de communication auprès de la population.

Etant donné le fort taux d'ensoleillement à Saint Barthélemy, la PPI recommande d'ores et déjà le recours aux chauffe-eau solaires sur l'île. Une campagne pourrait également être lancée afin de placer des lampes basse consommation.

L'équilibre offre-demande

Le scénario construit par EDF SEI intègre les actions visant à la maîtrise de la demande énergétique telles que la limitation des puissances accordées lors des demandes de raccordement. Ce scénario prend donc comme hypothèse une croissance légèrement inférieure à celle observée au cours des huit dernières années :

- une croissance de la consommation de 4 % par an jusqu'en 2015 et de 3 % entre 2016 et 2020 ;
- une croissance de la puissance de pointe de 3% par an⁶⁰.

Avec ces hypothèses, le premier besoin en moyens de production apparaît en 2017 à hauteur de 5 MW.

Position de la collectivité de Saint Barthélemy

Au cours des travaux préparatoires de la PPI, la collectivité de Saint Barthélemy a exprimé sa volonté d'assurer l'équilibre offre-demande électrique à partir des moyens de production installés sur l'île. Ainsi la collectivité s'oppose fortement au projet d'interconnexion entre les « Iles du Nord ». En parallèle, la collectivité a fait part de sa volonté à collaborer avec EDF SEI pour pérenniser les moyens thermiques présents sur l'île.

La collectivité s'est également prononcée en faveur du développement des énergies renouvelables. Pour le solaire photovoltaïque, la collectivité a indiqué qu'elle veillera au respect de « critères esthétiques ».

⁶⁰ Cette hypothèse conduit à une puissance de pointe estimée à 20 MW en 2012 et 26 MW en 2020.

Conclusion

La PPI souligne que l'extension de la centrale actuelle au moyen de deux nouveaux moteurs de 8 MW ainsi que l'extension du stockage combustible doivent être réalisées dans les plus brefs délais du fait de la criticité actuelle de l'équilibre offre-demande.

La PPI recommande de répondre au besoin de 5 MW identifié à l'horizon 2017 par le développement des énergies renouvelables. En particulier, les installations solaires photovoltaïques intégrées au bâti permettraient d'exploiter le potentiel du solaire à Saint Barthélémy tout en préservant l'esthétique de l'île et en évitant les conflits d'usage de la terre.

VI.9 Saint Martin

Avant juillet 2007, Saint Martin était une commune française rattachée à la Guadeloupe. Depuis le 15 juillet 2007, Saint Martin est devenue une collectivité d'Outre Mer.

Parc de production

A ce jour, le parc de production de Saint Martin est exclusivement constitué de moyens de production thermique. Le parc de production d'une puissance totale de 53,1 MW est constitué de deux centrales :

- une centrale thermique de 39 MW exploitée par EDF fonctionnant à la fois en base et en pointe : elle est constituée de 8 moteurs d'une puissance unitaire de 4,1 MW et de deux moteurs de 3,1 MW chacun ;
- une centrale thermique de 14,1 MW exploitée par Energie Saint Martin (ESM) fonctionnant en base : elle est constituée de 3 moteurs d'une puissance unitaire de 4,7 MW.

Les moteurs de la centrale exploitée par EDF ne sont pas dénitrifiés et ne respectent donc pas les normes environnementales qui entreront en vigueur au 1^{er} janvier 2011. EDF a annoncé sa décision de dénitrifier ses moteurs avant fin 2010.

Le développement des énergies renouvelables

La collectivité territoriale s'est prononcée en faveur du développement des énergies renouvelables au cours des travaux préparatoires de la PPI. Toutefois, selon la collectivité, le potentiel de l'hydraulique, de la géothermie et des énergies marines est très limité voir quasi inexistant. Le plus fort potentiel de développement est celui du photovoltaïque et de l'éolien.

Consommation

L'énergie consommée en 2008 à Saint Martin s'est élevée à 178 GWh - en progression moyenne de 4,5% sur les huit dernières années. La puissance appelée à la pointe a atteint un maximum de 28,9 MW en 2006. La croissance annuelle moyenne de la pointe a été de 2,3% depuis 2000. A ce jour, les mesures de MDE entreprises à Saint Martin sont très limitées.

L'équilibre offre-demande

Pour l'identification des besoins en moyens de production à l'horizon 2020, le scénario construit par EDF SEI prend comme hypothèse :

- une croissance de la consommation de 4 % par an jusqu'en 2015 et de 3 % entre 2016 et 2020 ;
- une croissance de la puissance de pointe de 3,5% par an⁶¹.

Étant donné les capacités en moyens thermiques installés à Saint Martin, le premier besoin en moyens de production apparaît en 2018 à hauteur de 5 MW.

⁶¹ Cette hypothèse conduit à une puissance de pointe estimée à 33 MW en 2012 et 44 MW en 2020.

Conclusion

La PPI recommande de renforcer les mesures prises localement en termes de maîtrise de la demande. Étant donné les conditions d'ensoleillement de Saint Martin, le potentiel des chauffe-eau solaires devrait être exploité. De plus, des campagnes de promotion des lampes basse consommation devrait être entreprises.

Par ailleurs, la PPI souligne l'intérêt de répondre au besoin de 5 MW identifié à l'horizon 2018 par le développement des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance de Saint Martin vis-à-vis des combustibles fossiles.

VI.10 Saint-Pierre-et-Miquelon

Moyens de production

Le parc de production de Saint-Pierre-et-Miquelon est constitué de deux centrales thermiques et d'une ferme éolienne :

- une centrale thermique à Saint-Pierre d'une puissance de 21 MW constituée de 8 moteurs diesel ;
- une centrale thermique à Miquelon d'une puissance de 5,2 MW constituée de 7 moteurs diesel ;
- une ferme éolienne à Miquelon d'une puissance de 0,6 MW

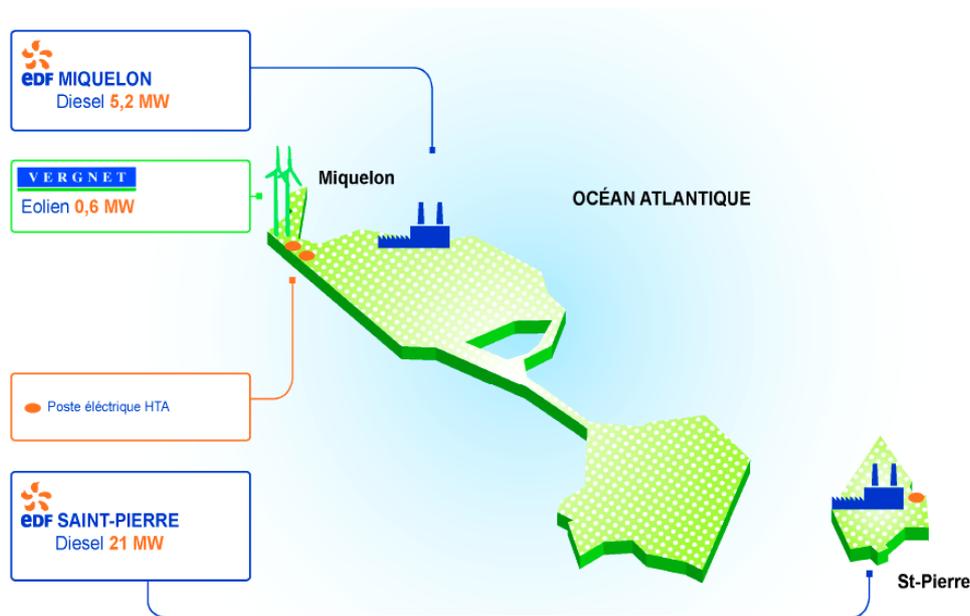


Figure 56 : Parc de production de Saint-Pierre-et-Miquelon - Source EDF SEI

La centrale thermique de Saint-Pierre est en fin de vie et devra être renouvelée à l'horizon 2012 - 2013.

Des réflexions sont en cours sur l'opportunité et la faisabilité économique de la mise en place d'un réseau de chaleur à Saint-Pierre exploitant les fumées de la centrale diesel. Même si ce projet ne se réalise pas à court terme, il est possible de concevoir la nouvelle centrale de Saint-Pierre afin de pouvoir mettre en place a posteriori un dispositif de récupération de la chaleur.

La possibilité de remplacer un groupe diesel de 2 MW par une centrale permettant d'incinérer les déchets de l'île et de brûler de la biomasse est également à l'étude dans le cadre du plan d'élimination des déchets.

Consommation

L'énergie consommée en 2007 s'est élevée à 38 GWh à Saint-Pierre et à 5,9 GWh à Miquelon. Les puissances de pointe observées sont de l'ordre de 10 MW à Saint-Pierre et de l'ordre de 1,5 MW à Miquelon. A ce jour, EDF SEI estime que la consommation est stable même s'il faudra rester vigilant à l'évolution du taux de pénétration du chauffage électrique et notamment à la substitution du chauffage au fioul par du chauffage électrique (notamment en cas d'augmentation du prix du fioul). En termes de maîtrise de la demande, les axes privilégiés sont les lampes basse consommation, les chaudières performantes et l'isolation des bâtiments.

L'équilibre offre-demande

Etant donné que la consommation électrique est stabilisée et que les centrales thermiques de Saint-Pierre et de Miquelon sont de puissances nettement supérieures aux pointes de consommation observées, EDF SEI n'identifie pas de nouveau besoin d'investissement en moyens de production pour assurer l'équilibre offre-demande. Toutefois, la réalisation à l'horizon 2012 - 2013 du renouvellement de la centrale de Saint-Pierre est indispensable.

Conclusion

La PPI souligne la nécessité et l'urgence du renouvellement de la centrale diesel de Saint-Pierre afin d'assurer l'équilibre offre-demande électrique de l'île. Les éventuels projets de réseau de chaleur ou d'installations d'incinération des déchets sont compatibles avec le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre et ne doivent donc pas retarder sa mise en service.

VII - Recommandations pour la prochaine PPI

Conjuguée avec la révision de la PPI chaleur et du PIP gaz, cette nouvelle PPI constitue une étape dans la mise en œuvre de la transition énergétique. Elle doit se poursuivre par l'élaboration au niveau des territoires des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie qui permettront notamment de faire émerger les potentiels locaux de développement des énergies renouvelables et la révision du plan climat.

Si l'élaboration de cette PPI électricité a été conduite en parallèle de celles de la PPI chaleur et du PIP gaz, on souligne, pour les prochains exercices, l'intérêt d'une démarche encore plus intégrée entre les trois exercices qui pourrait débiter par une évaluation de l'évolution, à moyen et long terme, de la demande globale en énergie analysant des scénarios contrastés notamment en termes de transfert entre énergie dans l'optique de la maîtrise des pointes de consommation et d'une appréhension globale de la stratégie de réduction des émissions de CO₂. Cette démarche pourrait inclure une analyse détaillée sur la maîtrise de la demande d'électricité à la pointe et les possibilités de déplacement des pointes de consommation.

Annexe : Liste des participants au comité de suivi

Représentant des pouvoirs publics :

Direction de l'énergie –MEEDDAT
Service climat - MEEDDAT
Ademe
Commission de régulation de l'énergie
Commissariat général au développement durable - MEEDDAT
Ministère de l'agriculture et de la pêche
Secrétariat d'Etat à l'outre mer

Gestionnaires de réseaux :

RTE
EDF systèmes énergétiques insulaires
GRT gaz
TIGF
GrDF

Acteurs industriels du gaz et de l'électricité :

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

Acteurs industriels de la chaleur

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

Organisation syndicales :

Fédération nationale des mines et de l'énergie CGT
Fédération nationale de l'énergie et des mines CGT-FO
Fédération nationale chimie-énergie CFTD
Fédération CFE-CGC des industries électriques et gazières
Union nationale des syndicats du personnel des IEG CFTC CMTE

ONG :

Réseau action climat
Fondation Nicolas Hulot