



Rapport au Parlement

Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique

29 janvier 2002



Synthèse

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit une programmation pluriannuelle des investissements de production (PPI) qui constituera la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle permettra d'atteindre les objectifs de politique énergétique¹ par un développement équilibré de la production nationale, en termes de répartition entre énergies primaires, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements.

La loi électrique prévoit trois documents distincts : un rapport sur la PPI présenté au Parlement dans l'année qui suit la promulgation de la loi, une décision ministérielle qui constitue la Programmation pluriannuelle proprement dite, et une loi d'orientation sur l'énergie qui devrait être votée avant le 31 décembre 2002.

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

La PPI n'est pas seulement un exercice prospectif. La délivrance des autorisations d'exploiter des installations de production d'électricité devra être compatible avec la programmation pluriannuelle des investissements de production. Si les capacités de production installées s'écartent des objectifs de cette programmation, le gouvernement pourra décider de ne plus accorder temporairement d'autorisations pour certains types d'installations. Corrélativement, le gouvernement pourra décider de recourir à la procédure d'appels d'offres lorsque les investissements spontanés ne suffiront pas pour répondre aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production. Il pourra également suspendre le dispositif de l'obligation d'achat dans le cas contraire.

L'élaboration de la PPI

Auparavant assurée en pratique essentiellement par EDF, sous le contrôle de l'État mais sans formalisation précise, la définition d'une programmation des investissements de production électrique (PPI) est devenue une prérogative d'État. Elle s'appuie notamment sur le Schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel remis par le gestionnaire du réseau de transport.

Le rapport au Parlement prévu par la loi a été préparé entre octobre et décembre 2001 par un groupe de travail présidé par le Commissaire au Plan et composé de représentants des ministères intéressés. Ce groupe a auditionné de nombreux experts et intégré les travaux déjà réalisés par ailleurs.

La programmation elle-même sera arrêtée après la communication du rapport au Parlement, et fixera des objectifs en fonction des recommandations du rapport.

Les principaux résultats

Dans le contexte d'un parc de production suffisant pour satisfaire les besoins en base² et en semi-base³, ce sont les objectifs et engagements de la France en matière de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les récentes directives⁴ sur la limitation des émissions de polluants atmosphériques, qui vont orienter le développement du parc de production. Ce constat a conduit à privilégier l'horizon 2010, tout en complétant l'étude par l'examen de certains sujets relatifs à la préparation du très long terme.

¹ Sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et développement durable, compétitivité.

² Fonctionnement toute l'année.

³ Fonctionnement entre 2000 et 6000 heures par an (sur 8760).

⁴ « Grandes installations de combustion » et « Plafonds nationaux d'émission ».

À l'horizon 2010, les énergies renouvelables devront couvrir 21% de l'électricité consommée en France (contre 15% actuellement). Ce taux sera atteint principalement grâce à l'éolien qui représentera suivant les scénarios une puissance installée de 7000 à 14000 MW, pour une production supplémentaire de 20 à 35 TWh. L'hydroélectricité pourrait au mieux augmenter de 8 TWh en fonction des politiques publiques mises en œuvre. La biomasse apportera également une contribution significative. La production de certaines énergies renouvelables n'étant pas totalement garantie, les besoins d'ajustement correspondants devront être couverts. De façon à ajuster ces besoins, une étude devra être menée pour examiner quelle partie de la production éolienne pourra être considérée comme garantie.

Par ailleurs, des actions de maîtrise de la demande d'électricité devront être entreprises tant pour la diminution de la demande totale que pour l'écrêtement des pointes de consommation. À partir de 2008, la nécessité de déclasser des moyens thermiques classiques imposera de trouver de nouvelles solutions pour satisfaire les besoins de pointe. Une étude sur la corrélation des pointes de consommation en Europe est donc nécessaire pour examiner la part de la pointe qui pourra être assurée par une réduction du solde exportateur pendant cette période et celle qui devra être couverte soit par le maintien en service, dans des conditions à déterminer, de quelques-unes des capacités thermiques existantes, soit par la construction de capacités supplémentaires.

Enfin, la situation des zones non interconnectées⁵ et de trois zones métropolitaines continentales⁶ dont l'alimentation est fragile a fait l'objet d'examens particuliers. La création de nouvelles capacités de production doit être envisagée dans la plupart de ces zones.

⁵ Corse, DOM et collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon.

⁶ Provence-Alpes-Côte d'Azur, Bretagne, et à moyen terme Île-de-France.

Sommaire

Introduction.....	6
La loi du 10 février 2000	6
Les liens avec les autres exercices en France.....	7
Les exercices comparables à l'étranger	8
Les caractéristiques de la première programmation.....	8
1. Les scénarios prospectifs.....	9
1.1. Le parc de production en 2000	9
1.1.1. La production électrique en 2000	9
1.1.2. Le parc de production thermique centralisé.....	10
1.1.3. Le parc hydroélectrique	11
1.1.4. La production décentralisée (hors hydraulique).....	11
1.2. Questions de méthode.....	13
1.3. Les scénarios utilisés	15
1.3.1. Les scénarios du Commissariat général du Plan (1998)	15
1.3.2. Le scénario tendanciel de la DGEMP et le Schéma de services collectifs.....	16
1.3.3. Le bilan prévisionnel de RTE	18
2. Les objectifs	23
2.1. Les objectifs énergétiques	23
2.1.1. Garantir l'équilibre entre l'offre et la demande	23
2.1.2. Recourir à des techniques performantes, sûres et diverses	24
2.2. Les objectifs de protection de l'environnement	25
2.2.1. Les objectifs fixés par le Programme national de lutte contre le changement climatique	25
2.2.2. La directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.....	27
2.2.3. Directives européennes et réglementation française sur l'émission de polluants atmosphériques.....	29
2.2.4. Internalisation des effets externes.....	32
2.3. Assurer une offre d'électricité compétitive.....	34
3. Les enjeux	36
3.1. La maîtrise de la demande d'électricité.....	36
3.1.1. L'importance de cette politique	36
3.1.2. Les marges possibles	37
3.2. La préparation du très long terme	39
3.2.1. Les transformations prévisibles du marché.....	39
3.2.2. Les options techniques.....	39
3.3. La gestion de la pointe et des ajustements	43
3.3.1. La gestion de la pointe.....	43
3.3.2. L'ajustement.....	47
4. Le programme d'investissement.....	51
4.1. La répartition par énergie primaire et technique de production	51
4.1.1. Les énergies renouvelables	51
4.1.2. Le nucléaire	59
4.1.3. Le thermique classique	59
4.2. La répartition par zone géographique	66
4.2.1. Les contraintes spécifiques aux zones non interconnectées.....	66
4.2.2. La Corse	67
4.2.3. Les DOM et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon	69
4.2.4. Les zones de tension non insulaires.....	72

Annexe 1	– Les définitions de la directive 2001/77/CE	75
Annexe 2	– Composition du groupe chargé des travaux préparatoires au rapport	77
Annexe 3	– Personnes associées aux travaux préparatoires	78
Annexe 4	– Calendrier des réunions du groupe chargé des travaux préparatoires au rapport	80

Tableaux

Illustrations

Figure 1.1 - Production électrique 2000 nette en Métropole (TWh).....	9
Figure 1.2 - Courbes de charge utilisées par RTE pour modéliser la demande du tertiaire	18
Figure 1.3 - Profil d'empilement de l'offre - scénario de référence RTE	20
Figure 2.1 - Acidification – proportion d'écosystèmes au-dessus des charges critiques	31
Figure 3.1 - Les finalités de la maîtrise de la demande.....	36
Figure 3.2 - Corrélation entre les températures observées dans différents pays européens	44
Figure 3.3 - Equilibre offre-demande 2001-2003	45
Figure 3.4 - Le réseau interconnecté de l'UCTE s'étend du Portugal à la Pologne et à la Grèce	47
Figure 3.5 - Prévision de la consommation par RTE	48
Figure 3.6 - Courbe de puissance d'une éolienne de 600 kW	49
Figure 3.7 - Variation de la production éolienne en Allemagne le 24/10/01	50
Figure 4.1 - La flexibilité de l'hydraulique lui permet d'assurer la fourniture de pointe.....	55

Introduction

L'énergie n'est pas un bien de consommation banalisé. Des enjeux particulièrement importants pour notre société y sont attachés : sécurité d'approvisionnement du pays, protection de l'environnement et en particulier maîtrise des émissions de gaz à effet de serre, compétitivité de la fourniture... C'est pourquoi elle fait l'objet d'une politique publique forte, la politique énergétique.

La programmation pluriannuelle des investissements de production constituera la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle permettra d'atteindre les objectifs précités au travers d'un développement équilibré de la production nationale, en termes de répartition entre énergies primaires, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements.

La loi du 10 février 2000

Auparavant assurée notamment par EDF, sous le contrôle de l'État, la programmation des investissements de production électrique (PPI) est devenue une prérogative d'État, qui s'exerce dans les conditions définies par l'article 6 de la loi du 10 février 2000.

Article 6 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

I. - Avant le 31 décembre 2002, une loi d'orientation sur l'énergie exposera les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi.

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers.

II. - Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8.

Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont réputées autorisées sur simple déclaration préalable adressée au ministre chargé de l'énergie, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi. Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au

moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. Pour les installations dont la puissance installée augmente de moins de 10 %, une déclaration est faite par l'exploitant auprès du ministre chargé de l'énergie.

III. - En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

Parallèlement, les articles 7, 8 et 10 de la loi organisent les procédures qui permettent à la Programmation pluriannuelle des investissements de se voir traduite dans la réalité, tout en respectant l'indépendance des entreprises en concurrence sur le marché ouvert de l'électricité. L'autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie correspond, d'après l'article 7, à la mise en œuvre de la PPI. Les appels d'offre prévus par l'article 8 et organisés par la Commission de régulation de l'électricité sur la base de critères fixés par le Ministre ont pour but de permettre d'atteindre les objectifs de la PPI.

L'article 10 institue également une obligation d'achat, par EDF et les distributeurs non nationalisés, de l'électricité produite par certaines installations utilisant des énergies renouvelables à un tarif réglementé. Cette obligation d'achat est réservée à certaines catégories d'installations (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, biogaz, géothermie et cogénération) dans des limites de puissance fixées par décret du 6 décembre 2000 (12 MW). Elle est encadrée par la PPI dans la mesure où la loi prévoit que le Ministre chargé de l'énergie peut suspendre l'obligation d'achat lorsqu'elle ne répond plus aux objectifs de la PPI.

Ce dispositif complexe vise à faire des décisions d'investissement électrique à long terme un enjeu national. Au cours de la période récente, les crises californienne et brésilienne, avec les délestages contraints qui les ont accompagnées, ont montré les risques associés à des décisions insuffisamment inspirées par le souci de la sécurité de fourniture. La loi du 10 février 2000, en même temps qu'elle organisait l'ouverture du marché et le respect des missions de service public, a doté la France d'une procédure ambitieuse de décision collective de son programme d'investissements de production électrique.

Les liens avec les autres exercices en France

Le premier exercice d'élaboration de la PPI a été conduit de manière relativement indépendante d'autres travaux sur le système électrique, notamment parce que le schéma de développement du réseau public de transport, prévu par l'article 14 de la loi, n'est pas encore disponible. Un certain nombre d'hypothèses ont en conséquence dû être adoptées sur le développement des réseaux, qu'il s'agisse de la réalisation de lignes de grand transport aujourd'hui en projet ou de la réalisation rapide des renforcements nécessaires pour l'accueil de la production éolienne.

Les travaux futurs sur la PPI pourront intégrer le schéma de développement des réseaux. Ces nouveaux éléments permettront d'expliquer les besoins en moyens de production induits par les faiblesses locales des réseaux, et de déterminer les renforcements prioritaires.

Ils bénéficieront d'autre part du vote avant le 31 décembre 2002 d'une loi d'orientation sur l'énergie qui solennisera les lignes directrices de la PPI, et devrait fixer les grandes orientations retenues en matière de développement des énergies renouvelables et éventuellement de renouvellement du parc.

Les exercices comparables à l'étranger

L'exercice de programmation pluriannuelle des investissements que prévoit la loi du 10 février n'a guère d'équivalent stricto sensu chez nos partenaires étrangers, selon les informations recueillies par les postes d'expansion économique de la Direction des relations économiques extérieures du MINEFI, et par l'Observatoire de l'énergie à travers le comité « Standing long term » de l'Agence internationale de l'énergie.

En Grèce toutefois, la loi du 21 décembre 1999 sur la libéralisation du marché de l'énergie électrique instaure le principe d'une programmation énergétique pluriannuelle ; ce texte prévoit que l'attribution des autorisations de production doit être donnée en connaissance des caractéristiques de l'installation (capacité de production, source d'énergie primaire, technique de production et localisation). Bien qu'il ne semble pas être strictement appliquée, ce texte est le plus proche de la loi française.

Dans les autres pays existent cependant des exercices de prévision énergétique à des horizons comparables à celui de la PPI : le rapport "politique énergétique durable pour un approvisionnement énergétique d'avenir" du ministère allemand de l'économie et de la technologie ou le programme indicatif des moyens de production d'électricité à établir par la commission de régulation de l'électricité et du gaz belge ressortissent à ce cadre. Enfin, le plan Bush-Cheney aux États-Unis témoigne à sa façon de la prise de conscience de la nécessité d'anticiper voire d'orienter les évolutions du parc de production électrique.

De plus, la quasi-totalité des pays européens se sont fixé des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables, déclinés dans la plupart des cas par type d'énergie. La mise en œuvre de ces objectifs passe généralement par deux types de mesures : des subventions directes pour les énergies renouvelables d'une part, des instruments de marché de type obligation d'achat, appels d'offres ou certificats verts d'autre part.

Aux États-Unis, les énergies renouvelables bénéficient au niveau fédéral de possibilités de financement, complétées dans certains cas par des crédits d'impôts. Pour atteindre l'équilibre proposé par le plan Bush-Cheney, des financements importants sont prévus pour la recherche-développement, et des projets de lois prévoient la mise en place de ratios d'électricité d'origine renouvelable, assortis d'un mécanisme de crédits échangeables, ainsi que de fonds pour développer des nouveaux programmes. Les États complètent ces dispositifs par diverses incitations (prêts, subventions, remises de prix...)

Les caractéristiques de la première programmation

Les enjeux liés aux engagements de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et au respect des récentes directives « Grandes installations de combustion » et « Plafonds nationaux d'émission » ont conduit à privilégier l'horizon 2010. C'est cet horizon qui sera considéré dans la partie 4 du rapport, celle qui concerne la Programmation pluriannuelle des investissements elle-même.

En matière énergétique, compte tenu des durées de construction et d'utilisation des installations, il s'agit cependant d'un horizon relativement court. C'est pourquoi la partie 3.2 du rapport abordera certains sujets relatifs à la préparation du très long terme, qui concerne la période au-delà de 2010. Lors de la mise à jour de la PPI, prévue par la loi pour la fin de l'année 2003, il y aura lieu de compléter les analyses et propositions incluses dans ce rapport. Cela devrait être facilité par la préparation et la discussion de la loi d'orientation sur l'énergie dont le vote doit avoir lieu avant le 31 décembre 2002.

1. Les scénarios prospectifs

À propos de la Programmation pluriannuelle des investissements, la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité dispose que, « *pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma des services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers.* »

Avant de présenter ces scénarios, il convient de décrire le parc de production actuel et de discuter des questions de méthode.

1.1. Le parc de production en 2000

La description sera réduite au parc de production métropolitain continental. Les systèmes insulaires seront traités en détail dans la partie 4.2.

1.1.1 La production électrique en 2000

Selon l'Observatoire de l'énergie de la DGEMP, la production nette d'électricité en Métropole a atteint en 2000 516 TWh. Elle se répartit en 395 TWh d'électricité nucléaire (76,6%), 72 TWh d'hydraulique (13,9%) et 49 TWh de thermique classique (9,5%).

La production thermique classique vient pour 30 TWh des grandes installations de production au charbon et au fioul exploitées par la SNET et par EDF, pour 11,5 TWh d'installations d'autoconsommation, pour environ 0,8 TWh des diesels utilisés en Corse et, pour le reste, essentiellement d'installations de cogénération ou de l'incinération d'ordures ménagères.

Seule la production thermique classique, qui représente moins de 10% de la production électrique totale, provoque l'émission de polluants atmosphériques et en particulier de gaz à effet de serre. Le bilan environnemental du parc actuel est donc particulièrement positif, bien qu'on doive tempérer ce jugement en rappelant que les ouvrages hydroélectriques ont, comme toutes les installations de production d'énergie, un impact sur l'environnement, et que les recherches sur la question des déchets nucléaires conduites dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991 n'ont pas encore abouti.

Selon une récente publication de l'Observatoire de l'énergie⁷, la production d'électricité d'origine renouvelable en 2000 en Métropole était de l'ordre de 76 TWh bruts, dont il conviendrait de retirer environ 3,5 TWh correspondant à de l'électricité restituée après pompage. Cette production était essentiellement hydroélectrique. Le bois et les déchets de bois y contribuaient à hauteur de 1437 GWh (pour l'essentiel de l'autoconsommation), le biogaz à hauteur de 346 GWh, les incinérateurs d'ordures ménagères à hauteur de 1522 GWh - dont la moitié peut être considérée comme d'origine renouvelable -, l'éolien à hauteur de 77 GWh, la géothermie à hauteur de 21 GWh et le solaire à hauteur de 3 GWh.

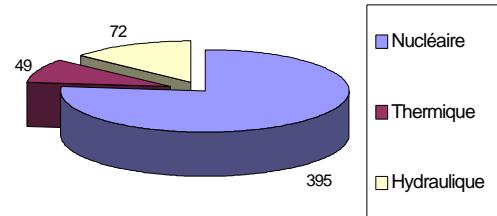


Figure 1.1 - Production électrique 2000 nette en Métropole (TWh)

⁷ Energies renouvelables en France 1970-2000, Observatoire de l'énergie, septembre 2001

1.1.2 Le parc de production thermique centralisé

Le parc nucléaire français comprend 58 réacteurs en exploitation et 9 en déconstruction. Parmi les réacteurs en exploitation, les quatre plus récents ont une puissance unitaire de 1450 MW, vingt ont une puissance de 1300 MW, et 34 ont une puissance de 900 MW. Le total de la puissance installée nucléaire correspond donc à 63 000 MW, sur un parc de production français de 115 000 MW et un parc européen de 453 000 MW. Ces centrales sont très standardisées et plutôt jeunes, puisque la plus ancienne (Fessenheim) a été mise en service en 1977.

La disponibilité des réacteurs à eau pressurisée en 2000 était de 80,8% (Kd : coefficient de disponibilité⁸), et leur coefficient d'utilisation⁹ de 90,9%. Les 9,1% restant reflètent une non-production due à l'absence de débouché en période de faible demande (creux de nuit, été, fonctionnement en suivi de charge en dessous de la puissance maximale).

Le parc thermique classique français centralisé est plus ancien. Il a été pour l'essentiel construit en quatre phases. La première a vu la mise en service de nombreuses tranches 250 MW au charbon, de 1962 à 1971. La faiblesse des cours du pétrole a ensuite conduit, juste avant le premier choc pétrolier, à la construction d'une série de centrales au fioul lourd dont les dernières ont été mises en service en 1977.

Les producteurs ont fait réaliser dans une troisième phase cinq centrales au charbon de 600 MW, au début des années quatre-vingt. Depuis, seules quelques turbines à combustion utilisables en pointe et en soutien de réseau ont été réalisées, ainsi que deux chaudières à « lit fluidisé circulant » (LFC) de 125 et 250 MW en remplacement de chaudières existantes.

Filière	Installations exploitées		Installations en réserve ¹⁰	
	Nombre	Puissance installée (MW)	Nombre	Puissance installée (MW)
250 MW charbon	17	4250	6	1500
600 MW charbon	5	3000	1	500
LFC charbon	2	350		
250 MW fioul	4	1000	6	1500
600 MW fioul	2	1200	3	1800
700 MW fioul	2	1400	2	1400
Turbines à combustion	8	850		
<i>Total</i>	<i>40</i>	<i>12050</i>	<i>18</i>	<i>6700</i>

Tableau 1.1 - Centrales thermiques classiques de plus de 250 MW - sources EDF, SNET, DGEMP

Le parc thermique au charbon répond aujourd'hui à des besoins de semi-base, c'est-à-dire qu'il fonctionne entre 2000 et 4000 heures par an (une année dure 8760 heures). Les centrales au fioul ont des coûts de combustible élevés et ne fonctionnent qu'en pointe, de l'ordre de 500 à 1000 heures par an. Les installations en réserve peuvent être remises en service en cas de besoin, avec un préavis de 18 à 24 mois.

Si la production totale du parc thermique classique centralisé est faible, elle est cependant très importante par sa flexibilité, une centrale thermique au fioul ou au charbon pouvant être réglée entre

⁸ Kd : le coefficient de disponibilité est le quotient de l'énergie que pourrait produire la puissance disponible pendant la durée considérée par l'énergie qu'aurait pu produire la puissance continue nette pendant la même durée.

⁹ Ku : le coefficient d'utilisation est le quotient de l'énergie nette totale produite pendant une période donnée par l'énergie électrique nette disponible qui aurait pu être produite pendant cette durée.

¹⁰ Les installations de production mises en « arrêt garanti plurianuel » sont mises sous cocon et entretenues de façon à permettre un redémarrage à moindre frais en cas de besoin.

40% et 100% de sa puissance nominale, par les services qu'elle peut rendre au réseau (tenue de tension), et parce qu'elle permet de satisfaire la demande au moment des pointes de consommation.

1.1.3 Le parc hydroélectrique

Il existe probablement entre 2500 et 3000 centrales hydroélectriques en France, mais la plupart de celles de moins de 50 kW sont inconnues des recensements menés par l'Observatoire de l'énergie. Une centaine ont une puissance maximale de plus de 50 MW, mais elles représentent les trois quarts de la puissance hydraulique et fournissent les deux tiers des 69,8 TWh nets productibles annuellement. A l'autre bout du spectre, les 1600 petites centrales hydrauliques soumises à autorisation¹¹ recensées par l'Observatoire de l'énergie représentent une puissance installée de 1,2 GW pour une production annuelle moyenne de 5 TWh.

Le tableau ci-dessous fournit les principales caractéristiques des installations hydroélectriques métropolitaines. Les chutes sont classées en trois catégories en fonction de la durée de remplissage du réservoir qui alimente chaque chute directement. Si cette durée (égale au quotient du volume utile du réservoir par le débit moyen de son alimentation) est inférieure à 2 heures, la chute est dite « au fil de l'eau », elle fonctionne « par éclusées » si cette durée est comprise entre 2 et 400 heures, et elle est dite « centrale de lac » si cette durée dépasse 400 heures.

	Puissance nominale (MW)	Puissance maximale (MW)	Productibilité annuelle moyenne (GWh)
Fil de l'eau	7583	7505	37406
Éclusée	4243	4284	13815
Lac	8968	9264	17408
Pompage	4376	4302	1160
Ensemble	25170	25355	69789

Tableau 1.2 - Équipement hydraulique en France métropolitaine - source RTE

Les centrales de pompage disposent de deux réservoirs reliés par des pompes pour remonter l'eau en heures creuses et par des turbines pour restituer l'électricité ainsi stockée en heures pleines. Les centrales de pompage permettent d'ajuster à tout moment l'offre à la demande, par enlèvement de l'excès de production sur le réseau et par fourniture d'électricité à la pointe.

Les installations de « pompage pur » comme Grand-Maison ont un productible nul malgré leur grande puissance, car les apports naturels y sont négligeables. Les 1160 GWh de productible de ces centrales de pompage viennent d'installations « mixtes » qui peuvent produire de l'électricité à partir d'apports naturels et compléter leur production par le turbinage d'eau pompée.

Les centrales de lac, de pompage et celles fonctionnant par éclusées permettent de produire de l'énergie en fonction des besoins, et présentent l'avantage unique de pouvoir fournir en quelques minutes de l'énergie au réseau en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande.

1.1.4 La production décentralisée (hors hydraulique)

Plus de 1600 groupes de production décentralisée installés sur 750 sites ont été recensés par l'Observatoire de l'énergie lors de l'enquête annuelle 1999 sur la production d'électricité. Environ la moitié correspondent à des moteurs diesel, pour une puissance totale de l'ordre de 1080 MW, qui sont utilisés pour fournir de l'énergie de pointe dans le cadre d'un contrat « dispatchable » avec EDF, pour pallier une demande d'« effacement jour de pointe » prévue par un contrat de fourniture, ou en secours du réseau.

¹¹ Sont soumises à autorisation les installations hydroélectriques d'une puissance maximale brute inférieure à 4,5 MW.

L'enquête 1999 n'a recensé que peu d'installations produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables : 9 groupes de production à partir de biogaz, sur 5 sites, pour une puissance maximale de 8,3 MW, une ferme éolienne de 6 MW, et 33 usines d'incinération d'ordures ménagères pour une puissance maximale de 250 MW.

36 groupes fonctionnent à partir de gaz industriels sur 17 sites, pour une puissance maximale de 800 MW. La production correspondante est relativement importante car ces installations consomment des gaz fatals et fonctionnent pour certains en base. De plus, les gaz utilisés sont parfois très pauvres et les rejets de gaz à effet de serre correspondants très importants. Cependant, ces rejets auraient lieu indépendamment de la valorisation de ces gaz par la production d'électricité et il n'y a pas lieu de les compter dans les émissions du secteur électrique.

Peu de groupes de production décentralisée consomment encore du charbon : l'Observatoire de l'énergie en a recensé 56, sur 26 sites, pour une puissance de 350 MW. Ils fonctionnent pratiquement tous en cogénération d'électricité et de chaleur. Leurs dates de mise en service s'échelonnent de 1952 à 1999, mais avec un âge moyen de 24 ans qui montre le vieillissement de ce parc. La situation est pratiquement la même pour les installations au fioul lourd, avec 76 groupes âgés en moyenne de 32 ans, installés sur une trentaine de sites, et qui représentent 420 MW de puissance installée dont 220 MW en cogénération.

Les installations de production au charbon et au fioul qui viennent d'être citées sont presque toutes des turbines à vapeur, qui ne bénéficient d'aucun dispositif d'obligation d'achat. Dans une conjoncture marquée par une baisse des prix de l'électricité et une hausse relative des prix des combustibles, leur production devrait décroître au profit d'achats sur le marché. Selon RTE, près de 170 MW d'installations thermiques raccordées au réseau de transport ont ainsi été déclassés (fermées) en 1999.

Au contraire, la cogénération à partir de gaz naturel a connu un essor spectaculaire à partir de 1997 grâce à la mise en place de tarifs d'achat favorables. Ils ont permis de diversifier les sources d'énergie utilisées pour la production de chaleur et d'électricité, le gaz étant alors très minoritaire par rapport au charbon et au fioul, et de contribuer à la lutte contre l'effet de serre par la substitution de chaudières industrielles au charbon ou au fuel lourd. Il est possible que ceci se soit traduit, pour la production d'électricité en base, par le recul de la production nucléaire.

La production du parc varie suivant les années non seulement à cause des mises en service, mais également parce que la hausse du prix du gaz naturel conduit certains exploitants à ne faire fonctionner leurs machines qu'en hiver, voire qu'en pointe. Lorsque le prix du gaz est raisonnablement bas, les installations associées à des processus industriels fonctionnent en base tandis que les cogénérations climatiques utilisées pour alimenter les réseaux de chaleur ou dans le tertiaire fonctionnent de l'ordre de 4000 heures.

	91-96	97	98	99	2000	1991-2000	Puissance (MWe)	Nombre d'installations
Industrie	285	415	977	440	261	2378		
	58	29	43		35	200		
chaleur	204		313		463			
		40		76		302		
Tertiaire		22		98		307		
		13		33		169		
Total		572		953		4218	671	4218
	185	82	135	144	125	671	486	3609

Source EXPERTGAZ

Tableau 1.3 - Décisions de construction d'installations de cogénération de 1991 à 2000

1.2. Questions de méthode

La loi du 10 février 2000 invite à fonder la Programmation pluriannuelle des investissements sur des bilans prévisionnels quantitatifs nationaux. Or l'ouverture du marché organisé par cette même loi va progressivement rendre nécessaire une démarche plus complexe. D'une part, il faut prendre en compte des liens avec les autres pays européens allant au-delà de flux figés en quantités et en profils temporels. D'autre part, l'introduction de la concurrence et la création de marchés d'échange d'électricité donnent une importance croissante aux prix comme moyens d'équilibrage de l'offre et de la demande et comme signaux d'orientation de la production.

Pour ce premier exercice, il a cependant paru plus sûr de rester calé sur une approche principalement nationale, pour trois raisons.

La première est que les capacités d'interconnexion entre les pays européens permettent aujourd'hui d'échanger des puissances (en instantané) et des énergies (sur l'année) qui sont au maximum de l'ordre de 15 à 20% de nos besoins. La plus grande partie de la consommation électrique française devra au cours des années qui viennent être satisfaite par des installations situées en France. De plus, l'excellente compétitivité du parc nucléaire français devrait conduire au maintien à un niveau élevé des exportations d'électricité dans les deux décennies à venir, et ces exportations devraient continuer à saturer, en heures creuses, les interconnexions vers les autres pays européens.

La seconde raison tient à l'objectif même de la Programmation pluriannuelle des investissements. Il s'agit d'établir une vision à moyen terme du parc de production français permettant d'anticiper les problèmes de sécurité d'approvisionnement posés par la croissance des besoins et le déclassement d'installations anciennes. Les difficultés d'alimentation de la région PACA montrent d'ailleurs tout l'intérêt d'analyses conduites sur des portions restreintes du réseau.

La troisième vient de la traduction systématique des engagements communautaires au niveau national, alors même que le marché de l'électricité est européen. Ainsi, il est indispensable pour la préparation de futures négociations sur le partage des quotas d'émission de gaz à effet de serre ou sur les pollutions atmosphériques transfrontières de disposer de scénarios énergétiques nationaux.

Dans ce premier exercice, l'usage de centrales étrangères pour la satisfaction de la demande française est supposé limité à la possibilité de ramener à zéro, en période de pointe, la puissance nette exportée. EDF a montré, au début des années quatre-vingt-dix, que le foisonnement des pointes au niveau européen rendait accessible plusieurs GW de moyens de pointe en cas de besoin. Avec l'ouverture des marchés, ces capacités seront évidemment plus faciles à mobiliser.

Pour les prochaines éditions de la Programmation pluriannuelle des investissements de production, il sera utile d'étudier au niveau européen ce foisonnement des pointes, notamment dans le contexte nouveau de la directive « Grandes installations de combustion », qui risque de provoquer la fermeture d'une grande partie des centrales thermiques utilisées pour la pointe d'ici à 2015, d'examiner les conséquences de l'ouverture en matière de localisation optimale au niveau européen des nouvelles installations de production, et d'évaluer la compétitivité des moyens français par rapport aux moyens européens de pointe, de semi-base et d'ajustement.

Par ailleurs, il conviendra de garder en permanence à l'esprit que ce sont de façon croissante les rapports de compétitivité qui régleront les quantités produites par chaque filière de production et chaque pays. La précision des équilibres en quantité de l'offre et de la demande, a fortiori celle de la répartition de l'offre entre sources d'énergie primaire et techniques de production, peut être trompeuse. C'est maintenant sur un marché ouvert que l'ensemble de ces éléments se détermine. Il faut veiller à ne pas contraindre de façon illusoire par une programmation trop rigide des développements qui

dépendront de l'évolution de nombreux paramètres, dont certains échappent à la maîtrise des Pouvoirs publics et des opérateurs du secteur.

Les objectifs environnementaux et de sécurité d'approvisionnement ne sont, à ce stade, correctement internalisés ni dans les prix de marché ni a fortiori dans les comportements des acteurs. Les difficultés pour assurer cette internalisation ne doivent pas être négligées, et justifient que la régulation intervienne, d'une part, par un soutien aux énergies peu génératrices d'effets externes, et, d'autre part, par le recours maintenu à des bilans prévisionnels quantitatifs nationaux. Il faut cependant rester conscient de ce que les incertitudes sur les conditions de développement des différentes technologies de production, et de croissance de la demande, sont largement tributaires des comportements des acteurs sur des marchés encore mal appréhendés.

1.3. Les scénarios utilisés

La loi du 10 février 2000 invite explicitement à utiliser les bilans prévisionnels du Schéma de services collectifs de l'énergie et de RTE. Ces bilans sont partiellement fondés sur les scénarios du Commissariat général du Plan.

1.3.1 Les scénarios du Commissariat général du Plan (1998)

Les travaux intitulés « *Énergie 2010 - 2020 : 3 scénarios énergétiques pour la France* » portaient sur l'ensemble du secteur énergétique. Ils ont privilégié une approche par scénarios en cherchant à laisser ouvertes les questions de fond qui se posaient plutôt que de réaliser des prévisions tendancielles. Par conséquent, les déterminants classiques comme le taux de croissance de l'économie ou les prix des énergies sur les marchés internationaux n'ont pas été placés au cœur de la démarche de construction de scénarios contrastés.

Les principales caractéristiques des trois scénarios sont rappelées ci-dessous. Le niveau et le profil de la demande d'électricité sont naturellement différents selon les scénarios. La ventilation de la production future est fortement marquée par les installations existantes et par leur durée de vie, qui n'est pas un paramètre seulement technique. Les décisions de déclassement sont différencierées suivant les scénarios car elles sont fonction de considérations économiques, de la sévérité des contraintes environnementales (pollution atmosphérique), ainsi que de considérations politiques, pour les techniques ayant une dimension de risque collectif.

Dans le **scénario S1**, dit « libéralisme et confiance dans le marché », les secteurs d'activité, en particulier les secteurs industriels, évoluent sans influence particulière des pouvoirs publics. La logique du marché libéral conduit à l'extinction ou la délocalisation au-delà du territoire français de certaines activités. L'un des facteurs prédominants de ce scénario est la recherche de rentabilité maximale, parfois au détriment de l'environnement.

En l'absence d'une politique publique spécifique de maîtrise de l'énergie, le critère de la consommation d'énergie n'intervient quasiment pas dans les choix d'équipement électroménager dont les consommations spécifiques ne s'améliorent que lentement. Ce défaut de maîtrise de la demande est notamment traduit par une hausse de 111% des consommations d'électricité spécifique dans le secteur résidentiel. Dans ce contexte libéral, les investissements énergétiques privilégiés sont ceux qui assurent des retours sur investissement rapides et n'impliquent que des investissements modérés.

Dans le **scénario S2**, dit « politique industrielle », les pouvoirs publics se refusent à s'en remettre aux mécanismes de marché pour organiser l'avenir économique du pays, conférant un rôle directeur aux initiatives, à l'action et à la régulation publiques. C'est l'activité industrielle qui constitue le noyau central du développement économique et de l'indépendance politique qu'elle permet, chaque politique publique sectorielle, y compris la politique environnementale, étant d'abord analysée, et prioritairement jugée, du point de vue de son impact sur la compétitivité industrielle.

Cette vision industrielle à long terme se traduit dans le domaine énergétique par des choix assurant la pérennité de l'outil nucléaire, qui répond à la fois à des objectifs d'indépendance nationale et de mise à disposition d'une électricité compétitive pour les agents économiques. Au-delà de ces choix industriels, une politique publique active de recherche et développement est mise en œuvre dans le secteur de l'énergie, tant pour les sources conventionnelles (y compris le nucléaire) que pour les sources non conventionnelles.

Dans le **scénario S3**, dit « politique soucieuse de l'environnement », l'État n'a plus pour responsabilité principale de programmer les investissements productifs, mais de veiller à ce que le

développement technologique et économique soit compatible avec les exigences de la santé publique et de la restauration de la qualité de l'environnement.

La politique industrielle de ce scénario accorde une importance accrue à la maîtrise de la demande, au développement des énergies renouvelables, au recyclage, et conduit à une nette diminution de la consommation des industries grandes consommatrices d'énergie. Elle se caractérise par une diminution de plus de 30% sur la période 1992-2020 de l'intensité énergétique de la valeur ajoutée.

Selon les modèles utilisés à l'époque, le secteur électrique aurait émis en 2010 de 4,2 MteC (scénario S3, avec une durée de vie des centrales nucléaires de 40 ans) à 17,3 MteC (scénario S1, même hypothèses). En 2020, pour les mêmes scénarios, ces émissions seraient respectivement passées à 8,4 MteC et 21,2 MteC, à cause dans les deux cas d'un recours accru au gaz. Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique représentaient 10,6 MteC en 1990, dont 8,5 MteC issues de l'usage de combustibles solides.

1.3.2 Le scénario tendanciel de la DGEMP et le Schéma de services collectifs

La première partie du Schéma de services collectifs de l'énergie, « Constat, enjeux et perspectives » expose en détail les principaux résultats du scénario tendanciel de la DGEMP.

L'objectif du scénario tendanciel est de décrire un futur où la demande d'énergie évolue conformément aux tendances du passé et où aucune politique nouvelle n'est adoptée. Les projections ont été établies pour toutes les énergies, et pas seulement pour l'électricité. Les prévisions de la demande ont été effectuées à partir du modèle MEDEE, déjà utilisé pour les trois scénarios du Commissariat général du Plan.

Les principales hypothèses utilisées pour élaborer le scénario tendanciel sont les suivantes :

- les exportations d'électricité ont été évaluées à 50 TWh en 2010 pour respecter les contraintes physiques pesant sur le transport international d'électricité et refléter l'environnement concurrentiel plus difficile dans lequel EDF se trouvera du fait de l'ouverture des marchés européens ;
- la durée de vie moyenne des centrales nucléaires a été fixée à 40 ans ;
- le taux d'actualisation retenu pour le choix des nouveaux moyens de production a été fixé à 10% ;
- l'intensité électrique finale est supposée en baisse de 0,6% par an sur la période, alors qu'elle croissait de 1,7% par an entre 1960 et 1994.

En ce qui concerne l'offre d'électricité, le scénario tendanciel a utilisé le modèle d'optimisation d'EDF mais en lui imposant une contrainte de 25 % de perte de marché par l'opérateur historique à l'horizon 2020, ce qui se traduit par une production indépendante de l'ordre de 170 TWh (20 GW) à cet horizon, à partir uniquement de cycles combinés au gaz (65 TWh produits à partir de 8 GW de cycles combinés à gaz en 2010). Une variante « sans développement de la production indépendante » a également été élaborée.

Scénario tendanciel (durée de vie du nucléaire : 40 ans) <i>En italique, chiffres reconstitués</i>	Avec développement de la production indépendante				Sans développement de la production indépendante			
	PCN (MW)		Production (TWh)		PCN (MW)		Production (TWh)	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Nucléaire	62,9	57,6	407,0	364,0	62,9	57,6	433,0	404,0
Charbon EDF et SNET	8,2	8,2	9,0	12,0	8,2	8,2	32,0	34,0
Fioul	3,5	3,5	1,0	1,0	3,5	3,5	3,0	3,9
TAC	0,7	0,7	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,1
Diesel de pointe	0,9	0,9	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0	0,0
Autoproduction et cogénération	5,0	5,5	35,0	40,0	5,0	5,5	35,0	40,0
Autres producteurs (cycles combinés)	8,0	20,5	65,0	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Besoin de nouveaux cycles combinés	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	19,0	14,0	102,0
Besoin de nouvelles TAC	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,1
Hydraulique gravitaire	21,1	21,1	68,0	68,0	21,1	21,1	68,0	68,0
Turbinage - pompage	4,3	4,3	7,0	8,0	4,3	4,3	6,0	3,0
Total offre	114,6	122,8	592,0	663,0	110,1	122,8	591,0	655,1
Pompage			-10	-11			-9	-4
Solde	114,6	122,8	582	651	110,1	122,8	582	651
Exportations (TWh)			50,0	50,0			50,0	50,0
Consommation intérieure (TWh)	532,0	601,0			532,0	601,0		

Tableau 1.4 - Demande et structure d'offre¹² associée du scénario tendanciel pour 2010 et 2020
(scénario tendanciel et variante sans production indépendante)

Scénario tendanciel - émissions de CO2 des centrales électriques en MtC <i>En italique, chiffres reconstitués</i>	Avec développement de la production indépendante		Sans développement de la production indépendante	
	2010	2020	2010	2020
Combustibles solides (CMS)	2,2	2,9	7,8	8,2
Produits pétroliers	0,2	0,2	0,6	0,8
Gaz naturel	10,9	21,6	6,2	15,2
Gaz industriel	0,5	0,5	0,5	0,5
Total	13,8	25,2	15,2	24,7

Tableau 1.5 - Émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique
(scénario tendanciel et variante sans production indépendante)

Après avoir détaillé les résultats du scénario tendanciel dans une première partie, le Schéma de services collectifs de l'énergie, tout en se refusant à préjuger des choix qui seraient faits à l'horizon 2010-2020, tire très clairement les conséquences des chiffres d'émissions en 2020 exposés ci-dessus dans le paragraphe 1.2.3.2. consacré à la production d'électricité : « Une augmentation aussi importante des émissions de CO2 du secteur électrique n'est pas envisageable, et ne pourra pas être absorbée par les réductions d'émissions dans les autres secteurs ».

¹² La structure d'offre est fournie en puissance (PCN : puissance continue nette) et en production d'électricité nette (TWh).

1.3.3 Le bilan prévisionnel de RTE

Contrairement aux scénarios multi-énergies précédents, le scénario de référence élaboré par RTE traite principalement de l'équilibre offre-demande électrique. Il a été élaboré en 2000 sous le contrôle de la DGEMP et remis au début de l'année 2001. Certains des résultats exposés à la fin du paragraphe résultent de simulations complémentaires conduites à la fin de l'année 2001.

1.3.3.1 Évaluation de la demande

RTE a aménagé le scénario S2 pour en faire le « scénario de référence consommation » du bilan prévisionnel. Les prévisions du Commissariat général du Plan principalement établies sur la base des réalisations constatées en 1992 ont été revues par RTE et recalées le cas échéant à l'aide des données recueillies sur la période 1992-1998.

Une partie des résultats du dernier recensement 1999 a été pris en compte, ainsi que des hypothèses prudentes sur les résultats probables des actions de maîtrise de la demande en énergie entreprises par les Pouvoirs publics (notamment un gisement de 2 TWh résultant d'équipements en moteurs à vitesse variable dans le secteur de l'industrie). Seules les évolutions pérennes sur la période 1992-1998 et probables pour la décennie à venir ont été prises en compte.

Une analyse sectorielle détaillée et multi-énergies a été retenue pour établir les prévisions de consommation. Les consommations des secteurs industriel, résidentiel, tertiaire ont été détaillées et évaluées à l'aide de variables représentatives du secteur et des tendances observées. Les résultats ont été calés sur l'année de référence 1998.

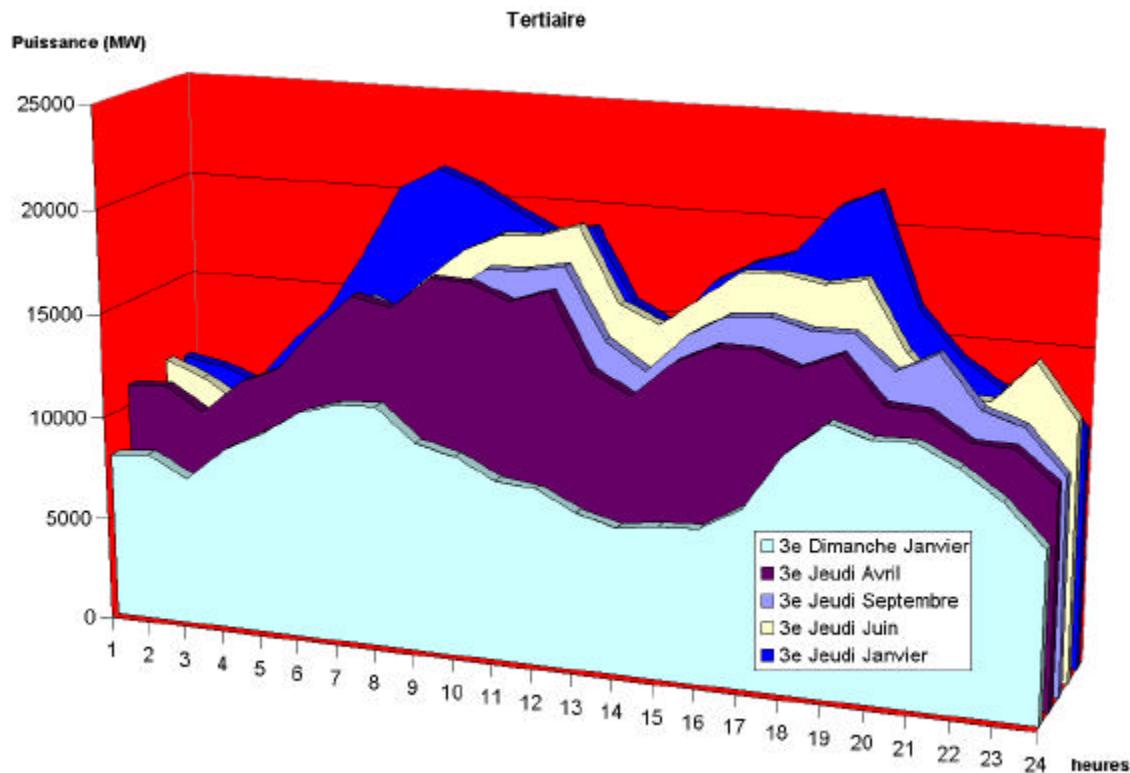


Figure 1.2 - Courbes de charge utilisées par RTE pour modéliser la demande du tertiaire

À partir des prévisions sectorielles de consommation d'énergie et de profils de consommation type, une courbe de charge représentant la puissance appelée par chaque secteur a été élaborée (Figure

1.2). La somme de ces courbes de charge fournit une évaluation heure par heure de la consommation intérieure.

Le découpage sectoriel utilisé distingue, pour le seul secteur industriel, 40 branches d'activité et quatre usages principaux : la force motrice, les usages thermiques, le chauffage des locaux et l'éclairage. De plus, les besoins du secteur de l'énergie, de la SNCF, d'Eurodif et les pertes sur les réseaux sont individualisés car ils présentent des profils de consommation particuliers.

Les facteurs d'incertitude les plus importants concernent les nouveaux usages spécifiques dans le résidentiel et les nouvelles activités dans le tertiaire. Enfin, il apparaît que les deux méthodes d'évaluation des consommations liées au chauffage mises en œuvre par les opérateurs d'une part, par l'Observatoire de l'énergie d'autre part, donnent des résultats nettement divergents.

Le bilan prévisionnel a retenu, pour 2010, une prévision de consommation intérieure nette de 502,3 TWh, hors DOM, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen égal à 1,35 % sur la période 1998 – 2015. La puissance de pointe correspondante est de 83,2 GW.

Le volume d'échanges frontaliers prévu en 2010 est de 57 TWh. Il a été défini sur la base des dispositions des contrats d'échanges à long terme, constitués majoritairement d'exportations correspondant à des participations dans des centrales françaises, et en considérant ensuite qu'au vu de la compétitivité relative des parcs européens, la moitié des capacités d'interconnexion restantes du réseau seraient utilisées pour des exportations.

1.3.3.2 L'équilibre offre-demande

Pour évaluer l'équilibre offre-demande, le fonctionnement du parc de production est simulé heure par heure sur un éventail de scénarios. Une approche probabiliste permettant d'intégrer les aléas climatiques, la disponibilité des centrales électriques, et les apports en eau (« hydraulicité ») est utilisée. Pour chaque scénario, la courbe de demande est confrontée à la production du parc de production simulé. La demande non couverte par la production est la défaillance.

Le résultat de chaque scénario est la durée de défaillance et l'énergie de défaillance associée, c'est-à-dire la durée cumulée des périodes pendant lesquelles au moins un kWh n'a pas pu être fourni en réponse à la demande, et l'énergie totale qui n'a pas été livrée suite à ces défaillances. Le résultat du bilan prévisionnel est une vision en espérance de la défaillance à l'horizon considéré, c'est-à-dire une moyenne des résultats de tous les scénarios simulés. Il permet d'évaluer le risque couvert.

Le niveau de défaillance acceptable a été fixé à 8 à 10 GWh en énergie et à 3 à 4 heures en durée. Les chiffres retenus sont ceux qui servaient à dimensionner le parc de production d'EDF.

Les contraintes fixées par la directive « Grandes installations de combustion » (GIC) n'ont pas été prises en compte pour les prévisions d'évolution du parc thermique à flamme. Pour l'éolien, le niveau de production retenu a été réduit aux objectifs du programme Éole 2005. Pour le nucléaire, l'hypothèse d'un parc stable avec des arrêts programmés saisonnalisés comme dans les années passées a été retenu. Une hypothèse de développement relativement important de la cogénération est également utilisée.

Les incertitudes sur l'offre sont soulignées, notamment celles portant sur la stratégie des producteurs, sur l'influence des directives environnementales et sur le développement de la production décentralisée. D'autre part, on a supposé que le marché conduirait à la solution de production la moins coûteuse, et donc d'obtenir les mêmes résultats qu'avec un parc optimum intégré.

1.3.3.3 Les résultats du bilan prévisionnel

Le scénario de référence du bilan prévisionnel met en évidence un déficit en moyens de production de pointe de l'ordre de 7 à 8 GW en pointe à l'horizon 2010. Des difficultés pourraient apparaître dès 2005-2006 si les conditions climatiques se révélaient très défavorables. La durée de défaillance, à l'horizon 2010, est de 34 heures en espérance, associée à une énergie de défaillance de 97 GWh. Deux études de sensibilité ont été conduites à partir de ce scénario de référence.

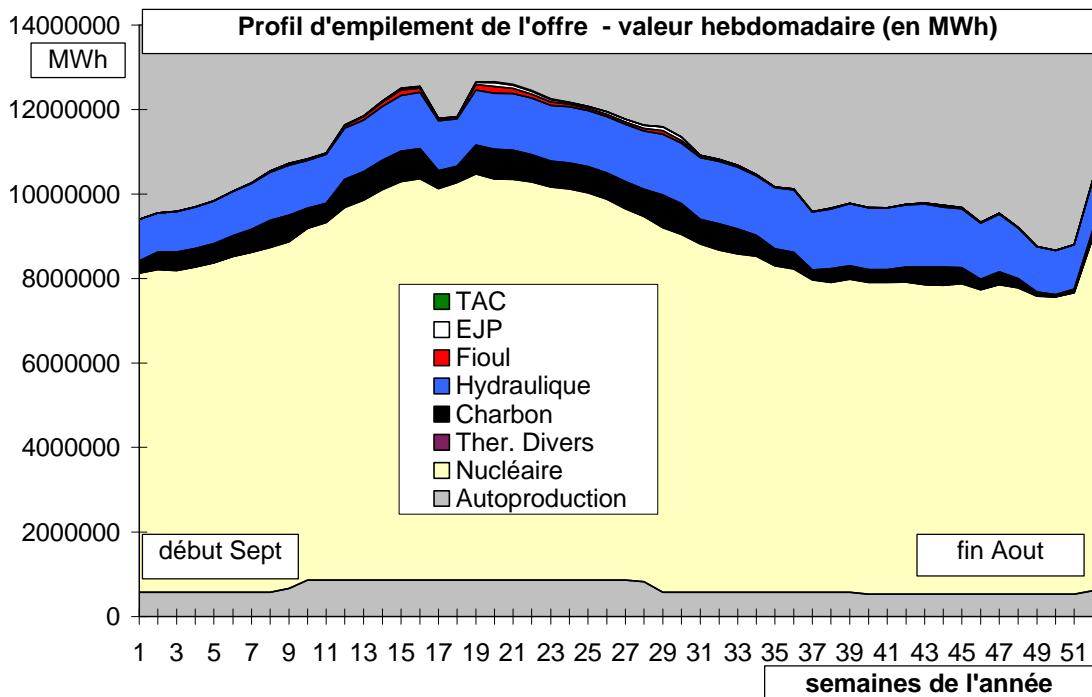


Figure 1.3 - Profil d'empilement de l'offre - scénario de référence RTE

Une première variante a consisté à prendre en compte des effacements de consommation intérieure augmentés de 3 GW¹³ par rapport au scénario de référence, ainsi que des effacements supplémentaires d'exportations à hauteur de 1,2 GW, et à ajouter 2220 MW de groupes aujourd'hui en « arrêt garanti pluriannuel »¹⁴ qui fonctionnent pour la quasi-totalité au fioul. Cette variante permet d'obtenir un parc proche de l'équilibre en base et légèrement surcapacitaire en semi-base, auquel de 1 GW à 2 GW de pointe manquent pour répondre au critère exposé ci-dessus. L'énergie de défaillance correspondante est de 23 GWh en espérance, pour une durée de défaillance de 9 heures et une profondeur de coupure de 36 MW.

Une seconde variante a été construite à partir du parc de référence auquel 1965 MW de fioul aujourd'hui en « arrêt garanti pluriannuel » ont été ajoutés, ainsi que 2000 MW de cogénération fonctionnant en base et 4000 MW de turbines à combustion. L'énergie de défaillance obtenue est de 15 GWh, en espérance, pour une durée de défaillance de 7 heures. Un gigawatt supplémentaire de moyens de pointe est nécessaire pour aboutir au paysage de défaillance acceptable défini ci-dessus. Le parc est alors surcapacitaire en base et semi-base.

¹³ Les effacements ont très rapidement baissé avec les renégociations liées à l'ouverture du marché. Il n'est pas exclu, à l'avenir, que de nouveaux moyens tels que le marché d'ajustement permettent de valoriser à nouveau le potentiel de 3 GW d'effacements perdu depuis 1999.

¹⁴ Groupes thermiques dont EDF n'a pas l'utilité aujourd'hui et qui sont susceptibles d'être remis en service, en cas de besoin, avec un préavis de 18 à 24 mois. La partie 1.1.2 donne un aperçu de ces moyens.

1.3.3.4 Résultats complémentaires

A partir des hypothèses et des tendances dégagées, RTE a réalisé des simulations d'équilibre offre-demande complémentaires à la mi-décembre 2001, de façon à conforter les résultats présentés dans le bilan prévisionnel remis au début de l'année et à identifier leur sensibilité à certains paramètres.

Résultats en 2005

Le parc de production retenu est celui figurant dans le bilan prévisionnel. La consommation affichée dans le bilan prévisionnel pour 2005 a été relevée de 10 TWh, et les hypothèses sur les exportations françaises en période hivernale ont été revues à la baisse pour tenir compte d'une évolution déjà constatée et qui traduit la faible compétitivité du parc français en semi-base et pointe. La chronique climatique exceptionnellement défavorable de 1985 a également été retirée des scénarios joués.

Dans ces conditions, le paysage de défaillance obtenu reste acceptable. Toutefois, ce résultat ne doit pas masquer la fragilité de la sûreté du système français à l'horizon 2005 face à des aléas importants sur les conditions climatiques ou la disponibilité du parc nucléaire. Par ailleurs, on constate déjà, avec les hypothèses moyennes retenues, l'intérêt du développement de moyens de pointe.

Cette simulation a permis de mettre en évidence le très grand écart entre les prévisions de production thermique classique obtenus par les modèles utilisés et la production réalisée. La production des seuls groupes EDF ou SNET, fortement variable, atteint en moyenne des niveaux de l'ordre de 25 à 30 TWh ces dernières années. Dans les simulations sur des horizons proches, on observe une production de seulement 8 TWh. Cet écart résulterait de :

- 7 à 8 TWh liés à la non-modélisation des contraintes dynamiques sur les groupes, et à un appel en simulation des groupes nucléaires sur des durées trop courtes par rapport à leurs possibilités réelles de suivi de charge;
- 1 à 2 TWh d'imposition de moyens classiques pour résolution des congestions sur le réseau;
- 1 à 2 TWh pour la constitution des réserves tertiaire ou secondaire;
- 2 TWh pour les maintiens en heures creuses justifiés économiquement par rapport aux coûts d'un cycle arrêt/démarrage;
- 6 TWh en raison d'aléas divers sur le parc nucléaire sur les années récentes, qui ont dégradé sa disponibilité par rapport aux valeurs normatives retenues dans les modèles.

Ces écarts importants, qui ne sont au stade actuel que des ordres de grandeur, doivent être pris en compte lors de l'utilisation de tels résultats de simulation pour définir des objectifs crédibles d'émission de gaz à effet de serre ou d'émissions de polluants atmosphériques (NOx ou SO2). L'utilisation de simulations ne prenant pas en compte ces contraintes explique probablement la très faible utilisation du parc thermique classique prévue par le scénario tendanciel ou les projections du Commissariat général du Plan.

À cause de ces écarts, aucune simulation n'a été effectuée à partir des résultats RTE sur les émissions de gaz à effet de serre ou celles de polluants atmosphériques.

Ajustement du parc de production

Le parc de production retenu en octobre 2000 pour le bilan prévisionnel a été amendé de la manière suivante :

- 1750 MW de charbon ont été retirés du parc,
- 2540 MW de fioul ont été remis en service,
- 1500 MW de cogénération ont été ajoutées au parc (hypothèse de 5,5 GW en 2010)
- les diesels « dispatchables » utilisables en pointe par EDF ont été ajoutés à la simulation,
- 10 TWh d'énergies renouvelables ont été inclus dans la simulation, sous la forme d'une production de base de 1,2 GW. Une variante à 20 TWh a également été étudiée¹⁵.

Travail sur le scénario tendanciel de la DGEMP

Le parc de production utilisé dans le bilan prévisionnel a été complété pour répondre d'une part à la demande identifiée par le scénario de référence du RTE, et d'autre part pour répondre à celle du scénario tendanciel de la DGEMP. L'objectif principal de ces simulations était d'illustrer l'impact d'une absence de politique de maîtrise de la demande.

Avec le nouveau parc retenu, la puissance manquante pour satisfaire à la demande définie par le scénario de référence RTE est de 4 GW de moyens de pointe (TAC). Cette valeur doit être prise avec précaution, puisqu'elle dépend des volumes très importants qui seront effectivement déclassés (charbon) ou remis en service (groupes au fioul) d'ici à 2010.

Les résultats montrent qu'il faudrait ajouter près de 6000 MW au parc permettant de satisfaire la demande du scénario RTE de référence pour qu'il puisse satisfaire également celle prévue par le scénario tendanciel de la DGEMP.

L'ensemble des moyens supplémentaires requis vient satisfaire des besoins de pointe extrême, les durées d'appel des autres moyens étant peu modifiées. De tels résultats montrent que la couverture de la pointe de consommation en France pourrait devenir très coûteuse en l'absence de politique de maîtrise de la demande.

Variantes

Des variantes prenant en compte la pire chronique climatique, la pire chronique d'hydraulicité, et une diminution de quatre points du taux de disponibilité programmé sur le parc nucléaire ont ensuite été étudiées.

L'aléa le plus pénalisant est l'aléa climatique, même si la demande n'augmente que de 11,5 TWh contre des diminutions de production hydraulique ou nucléaire de l'ordre de 20 TWh dans les autres variantes.

À de telles températures, il conviendrait toutefois de prendre en compte à la fois la puissance plus importante des moyens thermiques par grand froid, et d'éventuels effets de saturation sur le parc de radiateurs installés (une fois le chauffage réglé à puissance maximale, la consommation n'augmente plus en fonction de la température).

¹⁵ Ces valeurs reposent sur un parc renouvelable composé en majorité d'éoliennes, dont la production ne peut par prudence pas être prise en compte dans la production garantie du parc.

2. Les objectifs

L'État est responsable de la politique énergétique de la France. Celle-ci doit garantir la sécurité d'approvisionnement, qui implique le choix de sources d'énergie primaire et de techniques de production diversifiées. Elle doit assurer la préservation de l'environnement. Elle doit enfin permettre un accès compétitif à l'énergie pour les entreprises et les ménages.

2.1. Les objectifs énergétiques

2.1.1 Garantir l'équilibre entre l'offre et la demande

C'est le premier objectif de la politique énergétique que de garantir la continuité de la fourniture en électricité, afin de prévenir toute rupture dans l'approvisionnement des consommateurs. En effet, d'une part la continuité de la fourniture d'électricité aux consommateurs finals, notamment industriels, est nécessaire à la bonne marche de l'économie française ; d'autre part, aucun particulier ne peut accepter d'être privé de ce produit de base, irremplaçable par exemple pour l'éclairage domestique.

À tout instant, doit donc être assuré l'équilibre entre la production et la consommation, car il n'est pas possible de stocker l'électricité pour une utilisation différée, ce qui la différencie des énergies fossiles comme le gaz, le charbon ou le pétrole pour lesquelles des stocks de précaution peuvent être constitués. L'équivalent des "stocks de précaution" en électricité est en fait un certain excédent de capacité de production.

Depuis les années quatre-vingt, la situation française fait apparaître un déséquilibre au profit de l'offre, qui se traduit notamment par l'ampleur des exportations. Ainsi, en 1999, la consommation intérieure était de 424 TWh, alors que la production était de 500 TWh, et que les exportations atteignaient 69 TWh.

L'exemple de la crise de l'électricité survenue en Californie à l'été 2000 a sensibilisé les responsables européens aux conséquences économiques d'un déséquilibre durable entre l'offre et la demande que ne parvient pas à corriger le jeu spontané des forces du marché. On a pu constater que ce dernier pouvait conduire, d'une part, à une volatilité élevée des prix, d'autre part, à une situation de pénurie et à des à-coups dans les investissements.

C'est pourquoi la Commission européenne a publié un "livre vert" sur la sécurité d'approvisionnement qui a été débattu lors du conseil de l'énergie du 4 décembre 2001. Ce document reconnaît que la sécurité d'approvisionnement ne se limite pas seulement à des ruptures physiques des flux énergétiques, mais doit aussi intégrer la notion de ruptures économiques, qui renvoie à la volatilité des cours des produits énergétiques sur le marché européen et international.

De par sa situation géographique, la France joue un rôle central pour la sécurité de la fourniture d'électricité en Europe. Cela renforce encore l'importance de la stabilité du système électrique français.

2.1.2 Recourir à des techniques performantes, sûres et diverses

La France se caractérise notamment par la faiblesse de ses ressources propres en énergie fossile ; l'extraction du charbon doit s'arrêter en 2005, et la production de gaz naturel ne représente plus que 4% des ressources du bilan gazier.

Il est essentiel pour notre pays de préserver la production électrique des risques induits par la volatilité des prix des combustibles qui constitue un facteur de vulnérabilité, et des risques de rupture d'approvisionnement. Cette priorité passe par le recours à un "mix" énergétique qui utilise des techniques de production à la fois performantes, sûres et diverses.

Dans ces conditions, un résultat positif de la politique énergétique se mesure notamment à l'évolution de l'indicateur que constitue le taux d'indépendance énergétique : alors qu'il dépassait 50%, toutes énergies comprises, au début des années soixante, il a baissé jusqu'à atteindre 22% au début des années soixante-dix, puis remonté à environ 50% depuis la fin des années quatre-vingt. Cet indicateur doit néanmoins être resitué dans son contexte. La dépendance énergétique est moins gênante si elle s'exerce vis-à-vis de pays réputés sûrs (Union européenne, par exemple) ou de ressources abondantes et bien réparties de par le monde, comme le charbon.

La France a décidé de recourir largement à l'électricité d'origine nucléaire. Or les réserves mondiales prouvées d'uranium sont abondantes et réparties dans des pays politiquement stables (notamment 24,2% en Australie et 13% au Canada).

Mais la sécurité d'approvisionnement suppose le recours à des sources diversifiées. C'est pour cela que la politique énergétique française écarte le "tout-nucléaire" en réservant des parts aux autres sources d'énergie, d'origine fossile ou renouvelables.

Dans le domaine des énergies fossiles, la France a développé une technologie reconnue dans l'utilisation du charbon et, en particulier, des centrales à charbon propre comme celles à lit fluidisé circulant. Le charbon est en effet largement répandu dans le monde, ce qui est positif pour la sécurité d'approvisionnement.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la France bénéficie d'un potentiel hydraulique élevé et largement équipé.

Après un accord politique sous la présidence française, l'Union européenne a adopté une directive, devenue celle du 27 septembre 2001, qui fixe des objectifs de développement des énergies renouvelables pour les pays membres. En particulier pour la France, l'objectif à atteindre en 2010 est de 21% de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, à comparer à 15% actuellement.

2.2. Les objectifs de protection de l'environnement

Ces objectifs sont aujourd’hui essentiellement liés à la diminution des rejets de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre, pour lesquels des accords internationaux ont été négociés, bien que les externalités associées à la production d’électricité couvrent un champ plus vaste, comme on peut le constater en examinant les résultats de l’étude ExternE.

2.2.1 Les objectifs fixés par le Programme national de lutte contre le changement climatique

Le Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) adopté en janvier 2000 est un document à caractère politique, dont les dispositions ne sont pas contraignantes mais doivent être traduites dans l’ensemble des politiques publiques, notamment dans la Programmation pluriannuelle des investissements en ce qui concerne la production électrique. Il prévoit la mise en œuvre de 150 mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans tous les secteurs d’activité.

L’objectif du PNLCC est de permettre de revenir au niveau des émissions de 1990 (144 MteC) à l’horizon 2010. À partir de deux scénarios tendanciels, l’un « sans mesures » qui indique la trajectoire de la demande d’énergie en l’absence de toute mesure visant spécifiquement la réduction des émissions de gaz à effet de serre postérieurement à 1990, et l’autre « avec mesures existantes » prenant en compte les mesures effectivement mises en œuvre avant le 31/12/1999, les efforts à consentir ont pu être identifiés.

Les mesures nouvelles du programme visent à réaliser 16 MteC de réductions d’émissions de gaz à effet de serre par rapport au scénario « avec mesures existantes », dont 4 MteC dans le secteur des transports, 3,4 MteC dans le secteur de l’industrie, 2,66 MteC dans le bâtiment et 2,63 MteC dans le secteur de l’énergie.

Pour le secteur électrique, il est proposé de viser un objectif d’émissions de CO₂ de 9,1 MteC/an à l’horizon 2010, correspondant à un gain de 2,5 MteC/an par rapport au scénario “avec mesures existantes”. Ce gain se compose de 0,6 MteC/an obtenu à l’aide des mesures de maîtrise de la demande d’électricité et 1,9 MteC/an obtenu par des substitutions au sein du parc de production : cogénération, cycles combinés à gaz, électricité éolienne comme indiqué ci-après.

2.2.1.1 Les mesures applicables au secteur électrique

Plusieurs actions sur la demande d’électricité sont prévues, notamment à travers une directive cadre sur les appareils électriques (0,35 MteC/an), la baisse de la TVA sur les produits économies (0,25 MteC/an), l’amélioration de la gestion des bâtiments publics, la limitation des pertes dans les réseaux et la réduction des consommations du cycle nucléaire. Ces actions devraient se traduire par une demande d’électricité évitée d’environ 30 TWh en 2010, qui a été prise en compte lors de l’examen des scénarios de demande.

L’offre d’électricité est visée par deux mesures, le développement des énergies renouvelables et la substitution du parc thermique existant par des cycles combinés à gaz et des cogénérations.

2.2.1.2 Le développement des énergies renouvelables

Un gain de 0,4 MteC est attendu de l’installation de 3000 MW de puissance éolienne à l’horizon 2010. Le PNLCC recommande par ailleurs d’examiner la mise en place au niveau européen d’un système de certificats verts pour favoriser le développement de l’électricité produite à partir de sources d’énergie renouvelables, et souligne le caractère stratégique à long terme de la biomasse.

Le doublement de la capacité d'incinération des ordures ménagères et des déchets industriels banals est par ailleurs considéré comme une « mesure existante ». Des recherches sont préconisées sur la cocombustion biomasse/charbon, dans des unités nouvelles de type LFC ou des unités de charbon pulvérisé en association avec de la biomasse herbacée, ainsi que sur le cycle combiné avec gazéification préalable de la biomasse.

Enfin, un programme spécifique de développement des énergies renouvelables dans les DOM recommande d'y produire 600 GWh par an à partir d'énergies renouvelables, en visant l'installation de 100 MW d'éolien, de 50 MW de géothermie et de 20 MW de petite hydraulique pour contribuer à un programme plus vaste de réduction des émissions à hauteur de 0,13 MteC.

2.2.1.3 La substitution du parc thermique à flamme

Le PNLCC indique que, « dans le scénario de référence¹⁶, une partie de la demande électrique à l'horizon 2010 est satisfaite par le parc thermique classique, constitué de moyens de production au charbon et au fioul lourd, construits, pour une bonne part, avant 1980. Ces unités émettraient de l'ordre de 7,5 MteC en 2010. », et préconise de provoquer par une écotaxe de l'ordre de 500 F/teC (76 €/teC) un basculement du charbon et du fioul vers le gaz qui permettrait d'économiser 1,5 MteC.

Les 7,5 MteC indiqués correspondent en pratique à 27 à 30 TWh produits à partir de charbon et de fioul, dont 40% devraient être substitués par du gaz ou de la cogénération (1,5 MteC/an sur un gisement technique de 4 MteC/an).

Par ailleurs, le scénario de référence du PNLCC :

- prévoit la réalisation de 4000 MW de cogénération à l'horizon 2010¹⁷,
- signale que le plein impact des installations de cogénération « *n'est obtenu que si les installations fonctionnent en semi-base (alors qu'aujourd'hui la plupart des cogénérations industrielles fonctionnent en base et déplacent également de l'électricité d'origine nucléaire)* »¹⁸
- et suggère de « *prévoir des dispositions rendant possible un "pilotage" des installations de cogénération, qui permette d'optimiser leur impact en termes de réduction des émissions de CO2 du secteur électrique* ».

¹⁶ Egalement appelé « scénario avec mesures existantes » (AME).

¹⁷ Le tableau de la page 12 montre que cet objectif, visé pour 2010, a été atteint dès 2001.

¹⁸ Le même tableau montre qu'environ 40% (en puissance) des cogénérations fonctionnent en semi-base : les cogénérations « climatiques » du tertiaire et des réseaux de chaleur. Les cogénérations exploitées par le secteur industriel sont mises en œuvre pour des durées qui varient de 4000 à 7000 heures par an, en fonction du prix du gaz. En effet, les tarifs sont plus attractifs en hiver, et beaucoup de sites ont conservé des chaudières indépendantes utilisables en secours ou pendant les périodes où la cogénération n'est pas financièrement intéressante.

2.2.2 La directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables

La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité a été adoptée le 27 septembre 2001. Elle fixe des objectifs indicatifs par pays, et vise à faire passer la part d'électricité d'origine renouvelable de 13 à 22% de la consommation dans l'Union européenne. Pour la France, l'objectif est de 21 % contre 15 % en 1997.

Les objectifs de la directive trouvent leur origine dans la publication du livre blanc de 1997, qui prévoyait de porter la consommation d'énergies renouvelables dans l'Union européenne de 6 % en 1995 à 12 % en 2010. Ces objectifs étaient déclinés par usages énergétiques en électricité, transport et chaleur.

La directive fixe un objectif indicatif pour la part en pourcentage d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (É-SER) « *calculée à partir de la production intérieure d'É-SER divisée par la consommation intérieure brute d'électricité. En cas d'échanges internes d'É-SER (avec certification reconnue ou origine enregistrée), le calcul de ces pourcentages a une influence sur les chiffres de 2010 par État membre, mais pas sur le total de la Communauté* ».

Elle définit les sources d'énergie renouvelables comme « *les sources d'énergie non fossiles d'origine renouvelable (énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz)* », et précise que la biomasse est « *la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (comprenant les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux* ».

La directive n'impose pas de reconnaître que l'acquisition d'une garantie d'origine auprès d'autres États membres ou l'achat correspondant d'électricité contribue au respect d'un quota national obligatoire, mais impose la couverture de toutes les formes d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables par un système de « garantie d'origine » (considérant 10), distinct d'un éventuel système de « certificats verts » (considérant 11).

La directive impose des objectifs de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, et non des objectifs de production.

2.2.2.1 La production actuelle d'électricité d'origine renouvelable

La production actuelle d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, en année moyenne, est de l'ordre de 74¹⁹ TWh, dont :

- 69,8 TWh de productible hydraulique en Métropole²⁰,
- 1,16 TWh de productible hydraulique dans les DOM,
- 1,44 TWh d'électricité produite à partir de bois et de déchets de bois,
- 0,35 TWh de biogaz,
- 0,4 TWh produits à partir de bagasse²¹,

¹⁹ Ces chiffres sont ceux de l'étude de l'Observatoire de l'énergie « *Énergies renouvelables en France 1970-2000* » donnés pour 2000, dans lesquels, pour ce rapport l'évaluation de l'hydraulique brute en 2000 a été remplacée par des données productibles nettes hors pompage, et la production des usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) a été divisée par deux pour en retirer la part non renouvelable.

²⁰ Le productible est la moyenne de ce qu'aurait produit un équipement hydroélectrique donné s'il avait fonctionné pendant toutes les années pour lesquelles on dispose de relevés de débit sur le cours d'eau considéré. Il s'agit d'une production nette, qui ne comprend pas d'énergie produite après pompage.

- 0,76 TWh correspondant à la moitié de l'énergie produite par les usines d'incinération d'ordures ménagères, l'autre moitié n'étant pas renouvelable.

La contribution de l'éolien (77 GWh), de la géothermie (21 GWh) et du solaire (3 GWh) est aujourd'hui marginale dans ce total. Seule celle de l'éolien croît à un rythme soutenu.

2.2.2.2 Les efforts à fournir pour atteindre l'objectif de 21%

Selon les scénarios élaborés par RTE, pour la Métropole, et EDF, pour les DOM, la consommation intérieure en 2010 s'élèverait à 509,1 TWh, y compris l'autoconsommation et les pertes dans les réseaux. La quantité d'énergie renouvelable à consommer à la même date s'élève par conséquent à 107 TWh, ce qui exige la création de nouvelles capacités de production à hauteur de 33 TWh.

Cette lecture est conforme à celle recommandée par l'Office parlementaire des choix scientifiques et techniques dans son récent rapport sur les énergies renouvelables, qui précise (Chapitre I, III.4) : « *Au demeurant, l'objectif lui-même n'est pas exempt d'imprécisions : s'agit-il de consommations finales ou de production d'énergie primaire ? En réalité, la seule façon de procéder est de mesurer les productions injectées sur le réseau. Les autoconsommations industrielles devraient également être comptées. En revanche, les négawatts²² ne seraient pas comptés* ».

Une lecture différente des définitions de la directive, présentée en annexe, conduirait à un objectif de 41 TWh, voire de 46 TWh si l'on estimait que la faiblesse de la production hydraulique constatée pendant les années 1988-1998 perdurera (2001 devrait être une année hydraulique exceptionnelle). Tous ces chiffres sont extrêmement ambitieux, puisqu'ils impliquent que sera réalisé en dix ans un effort équivalent à la moitié de celui consenti au cours des XIX^{ème} et XX^{ème} siècles réunis pour l'équipement hydroélectrique. Ils pourraient de plus croître en proportion de la demande, si des efforts de maîtrise ne sont pas consentis.

L'écart entre les deux chiffres indiqués ci-dessus provient d'une part des chiffres de « consommation intérieure brute » cités dans la directive pour la France, qui ne correspondent pas à ceux publiés en 1997 par EDF²³ ou la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), et d'autre part de la prise en compte ou non de données de production hydraulique moyennes calculées sur des périodes raisonnablement longues (productible), la production 1997 ayant été inférieure à la normale de près de 10%.

²¹ La bagasse est un résidu de la récolte de canne à sucre, consommé pendant toute la période de la campagne sucrière dans des unités mixtes fonctionnant, le reste du temps, au charbon.

²² Négawattheure : énergie dont la production est évitée.

²³ Selon les « Statistiques de la Production et de la Consommation 1997 » publiées par EDF, la consommation intérieure nationale brute de la France en 1997 était de 410,3 TWh en Métropole, à laquelle on doit ajouter environ 4 TWh de consommation dans les DOM, et non 440 TWh comme on peut le déduire de la directive.

2.2.3 Directives européennes et réglementation française sur l'émission de polluants atmosphériques

Trois textes récents fixent les conditions dans lesquelles les parcs de production thermiques classiques français et européens devront fonctionner en matière de rejets de polluants atmosphériques :

- l'arrêté du 11 août 1999 relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion ainsi que des chaudières utilisées en postcombustion soumis à autorisation sous la rubrique 2910 de la Nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement,
- 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 (« directive GIC »),
- la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques (« directive Plafonds » ou « directive PEN »).

Ces textes fixent des valeurs limites d'émission de polluants atmosphériques, l'arrêté et la directive « GIC » à l'échelle de chaque installation, la directive « Plafonds » à l'échelle de chaque État membre. Ils devraient entraîner des efforts significatifs de réduction des impacts environnementaux sur une partie du parc, et le déclassement accéléré des plus anciennes installations.

2.2.3.1 L'arrêté du 11 août 1999

Les dispositions de cet arrêté concernent les moteurs, turbines et chaudières de postcombustion si la somme des puissances unitaires constituant une installation est supérieure ou égale à 20 MWth²⁴ (PCI), à l'exception des installations de secours.

Elles visent d'une part à limiter les risques entraînés par la proximité des installations avec des bâtiments occupés ou habités par des tiers, et d'autre part à fixer des valeurs limites d'émission pour les oxydes de soufre (SO₂), oxydes d'azote (NO_x), monoxyde de carbone (CO) et poussières pour chaque technique de production et chaque type de combustible utilisé.

Elles sont applicables à toutes les installations autorisées après le 11 août 2000 et aux parties des installations existantes modifiées après cette date. Les installations existantes doivent être mises en conformité avec ce texte avant une date fixée par arrêté préfectoral, qui ne peut être inférieure à 2005 sauf information du ministre chargé des installations classées, et qui doit dans tous les cas être inférieur à 2010.

Sur demande de l'exploitant, des valeurs limites d'émission différentes de celles prévues par l'arrêté peuvent être accordées par le préfet, après avis du ministre chargé des installations classées et sous réserve du respect des autres obligations réglementaires.

2.2.3.2 La directive « Grandes installations de combustion »

L'objet de 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 (« directive GIC ») est de limiter les émissions de polluants atmosphériques de toutes les installations de plus de 50 MW thermiques, à quelques exceptions près (dont les moteurs, et certaines turbines à

²⁴ MWth : MW thermiques. Pour une cogénération dont le rendement est de 35% sur PCI, 20 MWth correspondent à 7 MW électriques. « PCI » signifie « Pouvoir calorifique inférieur » et indique l'utilisation d'une convention de mesure de l'énergie que peut libérer un combustible.

gaz existantes ou autorisées à court terme). Les polluants visés sont les oxydes de soufre (SOx), les oxydes d'azote (NOx) et les poussières.

Sauf dérogation liée à un faible taux d'utilisation ou à un engagement de fermeture à moyen terme, les installations seront soumises à des plafonds d'émission donnés de quantité de polluant par mètre cube de gaz émis (mg/Nm³). Des annexes à la directive fixent pour chaque combustible utilisé les plafonds applicables. Les grandes installations de combustion des DOM bénéficient de plafonds adaptés à leur contexte d'exploitation.

La directive vise trois catégories d'installations : les « installations existantes », autorisées avant le 1^{er} juillet 1987, les « nouvelles installations », autorisées après cette date et avant le 23 octobre 2002, et les « nouvelles » « nouvelles installations » autorisées après le 23 octobre 2002.

Les installations existantes (antérieures au 1/7/1987) peuvent être exemptées des dispositions de la directive si l'exploitant s'engage, avant le 30 juin 2004, à ne pas exploiter l'installation pendant plus de 20000 heures décomptées à partir du 1^{er} janvier 2008, et à cesser l'exploitation au plus tard le 31 décembre 2015.

Sinon, elles seront au choix de l'État membre soumises à un plan de réduction national des rejets polluants, qui fixe des résultats en milliers de tonnes émises par an par l'ensemble des installations, ou soumises à compter de 2008 aux seuils applicables aux « nouvelles installations » (créées entre 1987 et la publication de la nouvelle directive GIC).

La directive GIC prévoit une transition assez longue pour les installations au charbon existantes, qui pourront émettre jusqu'en 2016 un peu plus de NOx qu'ensuite ; celles d'entre elles qui ne fonctionnent qu'en pointe extrême bénéficient en plus de plafonds NOx sensiblement plus élevés. Aucune disposition équivalente n'est prévue pour les centrales existantes au fioul, malgré leur fonctionnement en pointe.

2.2.3.3 La directive « Plafonds d'émission nationaux »

L'objet de la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques (« directive Plafonds » ou « directive PEN ») 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.

Les États membres doivent diminuer leurs émissions d'oxydes de soufre (SO₂), d'oxydes d'azote (NOx), de composés organiques volatiles (COV) et d'ammoniac (NH₃), d'ici à 2010, à des niveaux inférieurs aux seuils fixés par la directive.

Les seuils applicables à la France sont indiqués dans le tableau ci-dessous. L'objet de la directive a conduit à exclure les DOM de son champ d'application.

<i>En milliers de tonnes par an (kt)</i>	SO₂	NOx	COV	NH₃
Objectifs fixés à la France par la directive	375	810	1050	780
Réduction des émissions entre 1999 et 2010	-45%	-47%	-41%	-3%

Tableau 2.1 - Effort de réduction des émissions à consentir au titre de la directive PEN

La directive comprend de plus 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.

La directive sera revue périodiquement avec pour objectif de long terme de limiter dans toute la Communauté les retombées de polluants à des niveaux inférieurs à ceux ayant des effets négatifs significatifs sur l'environnement, ce qu'illustre la figure ci-dessous.

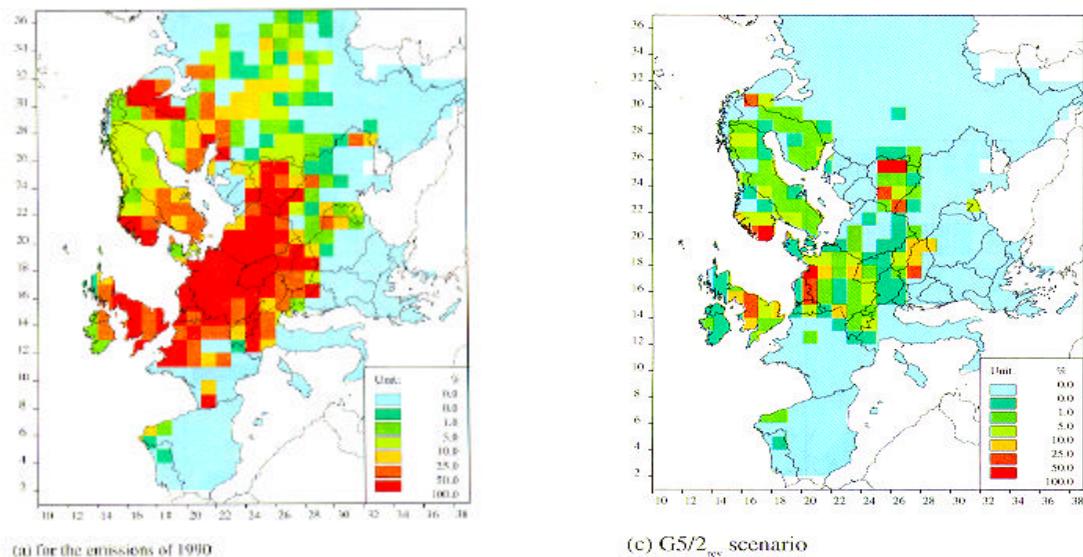


Figure 2.1 - Acidification – proportion d'écosystèmes au-dessus des charges critiques en 1990 (à gauche) et en 2010, avec l'application de la directive (à droite)

Les États membres doivent préparer des programmes de réduction progressive des émissions polluantes comprenant des objectifs quantitatifs, les mesures prévues et leurs effets probables, et les modifications significatives dans la distribution géographique de leurs émissions. Ces programmes doivent être rendus publics et communiqués à la Commission européenne. Les États membres doivent préparer chaque année des inventaires et des projections à 2010 de leurs émissions polluantes, pour communication avant le 31 décembre à la Commission européenne et à l'Agence européenne pour l'environnement.

Les premières simulations sur la mise en œuvre des dispositions de la directive « Plafonds » en France ont montré que, même dans des hypothèses de croissance faible de la consommation (scénario S3), et compte tenu des effets obtenus par l'application de la directive GIC, les émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote resteraient trop élevées. Des mesures complémentaires de réduction des émissions devront donc être prises.

La Commission européenne rendra compte au Parlement européen en 2004, en 2008 puis en 2012 du degré de réalisation des objectifs de la directive. La directive sera réexaminée à chacune de ces occasions. Des propositions de modification des objectifs de la directive pourront être proposées.

Le non-respect des plafonds nationaux expose à des pénalités qui seront « efficaces, proportionnées, dissuasives ».

2.2.4 Internalisation des effets externes

2.2.4.1 Présentation

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

Une externalité peut être analysée comme une défaillance du système des prix, en économie de marché. Certains coûts et certains avantages ne sont pas pris en compte dans la détermination du prix de revient d'une activité et il y a donc divergence entre le « coût privé » observé sur le marché et le « coût social » supporté par la collectivité. Toute politique visant à intégrer des coûts externes suppose que les dommages puissent être quantifiés et valorisés. C'est en effet la seule façon d'agrégner des impacts qui sont de natures très variées.

Les coûts externes sont évidemment difficiles à évaluer puisqu'il faut pour cela quantifier les nuisances, modéliser la dispersion des polluants, par exemple dans le cas de pollution de l'air, pour estimer les augmentations de concentrations; en déduire les dommages occasionnés à court et long terme, en termes de santé notamment, et finalement valoriser ceux-ci en termes monétaires. En l'absence de marché plusieurs techniques tentent imparfaitement d'attribuer une valeur monétaire à ces effets : la méthode du surplus, celle des dépenses défensives (logique du coût d'évitement), celle des prix hédonistes, l'évaluation contingente. Cette dernière méthode procède par interrogation directe pour déterminer le montant maximal que les individus sont prêts à payer pour bénéficier d'un accroissement de la qualité de l'environnement ou bien le montant minimal que ces mêmes individus sont prêts à accepter pour y renoncer. Toutes ces méthodes ont des avantages et des inconvénients.

Cette difficulté de valorisation croît avec l'ampleur des incertitudes qui sont mises en jeu. L'état de la connaissance scientifique ne permet pas toujours aujourd'hui d'apprécier la nature des risques encourus. D'où la nécessité de bien dissocier le risque contre lequel il est possible de se couvrir (assurances et marchés à terme), de l'incertitude majeure face à laquelle le décideur est désarmé car il lui faut agir en information totalement imparfaite (non probabilisable objectivement). Le concept d'irréversibilité défini par C. Henry montre que l'attente d'informations scientifiques permettant de lever, au moins partiellement l'incertitude doit conduire le décideur à maintenir ouvertes plusieurs options. Ceci est particulièrement important dans un domaine comme l'énergie où non seulement des irréversibilités sont à l'œuvre du côté des pollutions observées (effet de serre) mais où les choix techniques aussi sont génératrices de fortes inerties.

2.2.4.2 Evaluation des externalités

Depuis la fin des années quatre-vingt, la problématique des coûts externes liés à la production d'électricité, qu'il s'agisse de leur évaluation ou de leur utilisation dans les processus de décision (cf. point 4) a intéressé les milieux de l'énergie, au moins dans les pays industrialisés.

En Europe, c'est indiscutablement l'étude ExternE menée par la Commission européenne (en 1995, avec une réactualisation en 1997-1998) qui constitue la référence la plus sérieuse en matière d'externalités associées à la production d'électricité. D'un point de vue méthodologique, la démarche retenue est la suivante :

- la première étape consiste à quantifier les phénomènes physiques liés à la construction et au fonctionnement d'une centrale électrique ou d'un parc de centrales. Il faut mesurer les émissions

- des polluants et estimer l'augmentation de leur concentration dans les différents compartiments de l'environnement (eau, sol, air) ;
- la deuxième étape consiste à quantifier les impacts environnementaux des divers risques et rejets possibles, par exemple les effets sur la récolte, la santé, la chaîne alimentaire, etc. Les méthodes utilisées s'appuient notamment sur des fonctions « dose-réponse », qui permettent de caractériser les liens entre la dose (ou l'exposition) et l'effet. Ces effets sont évalués en termes probabilistes, à court, moyen et long terme ;
 - la troisième et dernière étape traduit ces évaluations physiques (nombre de décès, de journées de travail perdues...) en évaluations monétaires. Cette traduction en termes économiques se base sur le consentement individuel à payer (« willingness to pay » ou WTP) ou le consentement individuel à accepter un paiement en compensation de l'effet négatif (« willingness to accept » ou WTA).

Cette évaluation nécessite bien sûr de nombreuses hypothèses, notamment sur le prix de la vie humaine, la valeur de l'espace, la valeur des récoltes perdues ou des paysages détruits, le prix de la tonne de CO₂ ou la valeur du taux d'actualisation à retenir. Elle constitue cependant une première étape, qui pour imparfaite quelle soit, permet d'établir une référence.

2.2.4.3 Les résultats de l'étude ExternE

Les coûts externes de l'électricité sont considérables, de l'ordre de 1 à 2 % du produit intérieur brut au niveau de l'Union Européenne. Ces coûts élevés traduisent non seulement l'impact sur l'effet de serre mais également des nuisances locales importantes : même lorsque les effets du réchauffement climatique sont exclus, les coûts externes environnementaux atteignent pour certaines filières, charbon et pétrole notamment des montants équivalents aux coûts actuels de production de l'électricité, de l'ordre de 40 €/MWh (cf. tableau ci-dessous). L'internalisation de ces coûts est ainsi susceptible de modifier substantiellement la compétitivité relative des différentes filières et d'affecter aussi certains choix de localisation.

Cycle	Impact du CO ₂ exclu	18 €/ t de CO ₂ (66 €/teC)	46 €/t de CO ₂ (169 €/teC)
Biomasse	5.5	5.9	6.7
Gaz	11	19	31
Charbon	49	69	99
Pétrole	69	84	109

Tableau 2.2 - Ensemble des externalités, en €/MWh(selon les hypothèses retenues pour le coût de la tonne de CO₂) – *Source ExternE*

Les incertitudes demeurent sur ces différents coûts. La valorisation de la tonne de carbone, comme celle des effets sanitaires à long terme de la pollution atmosphérique, est susceptible d'évoluer suivant le progrès des connaissances scientifiques. Mais il faut aussi avoir à l'esprit des postes non quantifiés, concernant notamment le nucléaire. Comment prendre en compte la gestion des déchets, en l'absence de solution technique de référence acceptée ? Comment l'absence d'une telle solution doit-elle affecter les choix ? Comment intégrer les risques d'accident, d'attentat ou de prolifération ?

Ces chiffres agrégés masquent, par ailleurs, le caractère extrêmement multidimensionnel des impacts environnementaux à considérer, qui sont de plus très différenciés selon les secteurs. Il en résulte que le bilan environnemental de toute substitution entre équipements de production est une résultante, avec des « plus » et des « moins » : les énergies les plus propres du point de vue de la pollution atmosphérique ont aussi des effet négatifs, sur les paysages et l'avifaune pour l'éolien sur les ressources piscicoles et l'eutrophisation pour l'hydroélectricité. De nombreuses autres études sont

donc nécessaires pour améliorer les valorisations environnementales appliquées au secteur de l'énergie.

2.2.4.4 L'intégration des coûts externes dans les politiques de l'énergie

Une internalisation stricto-sensu des coûts externes dans le prix des intrants constitue, en théorie, l'optimum « de premier rang » : en faisant ressentir aux émetteurs de dommages (ici les producteurs d'électricité) leurs coûts sociaux, elle orienterait leurs comportements et ceux des consommateurs finaux vers une utilisation économique des ressources collectives. A priori, deux types d'instruments sont susceptibles d'internaliser efficacement les coûts externes dans les comportements de production : une taxe sur les énergies primaires en fonction de leur contenu en carbone, et un marché de crédits d'émissions. Cet instrument est prévu au niveau communautaire pour 2005 dans le cadre d'une proposition de directive.

Des instruments « de second rang » peuvent cependant être préférés pour des raisons de faisabilité à court terme. La loi du 10 février 2000 prévoit deux instruments permettant de tenir compte des coûts externes des différentes sources de production électrique : la Programmation pluriannuelle des investissements et les prix de rachat.

L'utilisation progressive de références de coûts externes pourrait être un élément permettant d'assurer une certaine cohérence des différents instruments, et de continuité des politiques de court terme de soutien aux prix, et de programmation à long terme des quantités. Il importe en effet que le cadre environnemental de la régulation électrique soit transparent et prévisible pour les acteurs. En particulier, il convient de préserver la possibilité d'une convergence des politiques de soutien aux énergies « économies » en dommages prévues dans le cadre de la loi électrique, et une possible internalisation ultérieure du coût des dommages dans le prix des énergies primaires.

2.3. Assurer une offre d'électricité compétitive

La part de l'électricité dans la consommation finale énergétique des ménages avoisine 40% ; celle de l'industrie (hors sidérurgie) dépasse 50%. C'est de plus, en particulier pour les ménages, un produit de première nécessité, indispensable à tous. Dans ces conditions, assurer une offre compétitive économiquement est une nécessité vis-à-vis des consommateurs, le coût de l'électricité pouvant être un élément déterminant de la compétitivité des entreprises industrielles. Certains secteurs, tel celui de l'aluminium, sont plus dépendants que la moyenne de l'électricité.

Avant même l'ouverture du marché, la politique énergétique devait viser à assurer une fourniture électrique de qualité, à un prix satisfaisant pour les clients. Avec l'ouverture, l'impératif de compétitivité est encore plus clair : toute dérive des conditions de coût des producteurs français se traduirait non seulement par des baisses d'exportations, mais par des pertes de clients éligibles sur le marché national.

La comparaison des prix de l'électricité en France et dans les autres pays de l'Union européenne²⁵ fait apparaître que la France se situe légèrement en dessous de la moyenne des pays européens pour le prix de l'électricité aux clients domestiques (définis par une consommation de 3500 kWh annuels, dont 1300 la nuit) : il est ainsi de 117,1 €/MWh, toutes taxes comprises, dans notre pays, alors que la moyenne européenne est de 124,4 €/MWh. Ce prix français est inférieur aux prix allemand (152 €/MWh), belge (145 €/MWh) ou italien (203,5 €/MWh), mais supérieur, par exemple, au prix anglais (90,5 €/MWh). Il est de plus légèrement inférieur en 2001 à ce qu'il était en 1991.

²⁵ Les prix qui suivent sont tirés du document "les prix du gaz et de l'électricité en Europe" – Observatoire de l'énergie, août 2001.

Pour ce qui concerne les clients industriels (consommant plus de 10 GWh par an), les prix français, avec une valeur de 64,1 €/MWh, sont également inférieurs à ceux de la moyenne européenne (66,1 €/MWh), comme à ceux pratiqués en Grande-Bretagne (67,2 €/MWh), en Allemagne (73,9 €/MWh), en Belgique (83,4 €/MWh), ou en Italie (110,5 €/MWh).

L'électricité produite en France est actuellement une des plus compétitives d'Europe. De plus, en raison de la part de l'électricité d'origine nucléaire, sa compétitivité est largement protégée des fluctuations du cours du dollar et des prix des combustibles fossiles. Il est très important de maintenir à l'avenir la compétitivité de l'offre électrique française, dans un marché qui devient de plus en plus concurrentiel. Ceci suppose à la fois des choix de techniques de production faisant une large place aux filières compétitives et une gestion performante des entreprises productrices d'électricité.

3. Les enjeux

3.1. La maîtrise de la demande d'électricité

La consommation intérieure 2010 prévue par le scénario RTE du bilan prévisionnel sur lequel les travaux sont fondés est inférieure de 30 TWh à celle issue du scénario tendanciel de la DGEMP. Ceci correspond pratiquement au potentiel de maîtrise de la demande identifié par l'ADEME à partir d'une analyse des consommations spécifiques. Si cette différence a été utilisée dans les simulations pour évaluer l'impact des mesures de maîtrise de la demande, il convient de souligner qu'elle provient en fait de méthodes divergentes d'évaluation des consommations sectorielles. Le scénario de référence RTE n'incorpore en effet que quelques TWh de consommation évitée par des mesures de maîtrise de la demande.

Cette quantité d'électricité économisée par une politique active de maîtrise de la demande constitue une alternative à une augmentation correspondante de l'offre. Une offre supplémentaire équivalente induit la mise en place de nouveaux moyens coûteux de production, un renforcement des réseaux et a des effets négatifs sur l'environnement, qu'ils soient liés à l'émission de polluants atmosphériques, à la création de déchets, à la modification du régime des eaux ou à des impacts sur les paysages.

On distingue trois finalités des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), illustrées par la figure ci-dessous.

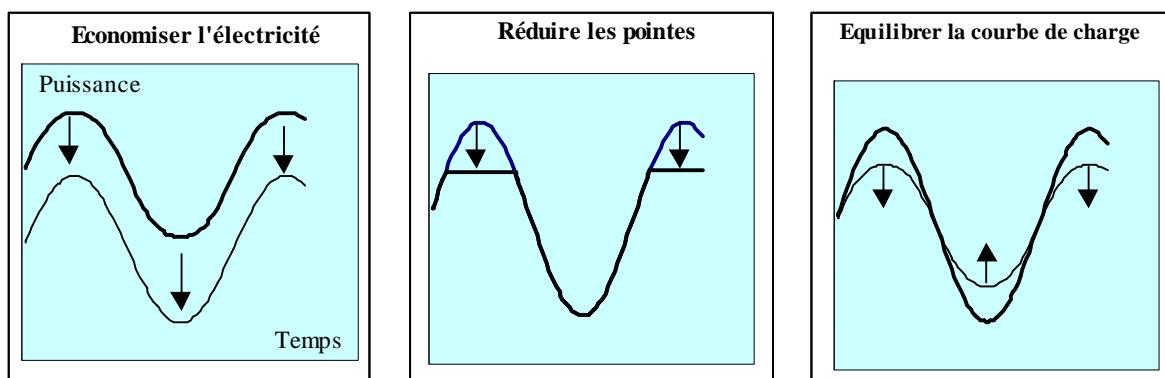


Figure 3.1 - Les finalités de la maîtrise de la demande – Source ADEME

Dans le contexte du parc de production actuel, les actions visant à réduire les pointes et à équilibrer la courbe de charge sont primordiales, même si leurs résultats ne se traduisent pas par des quantités importantes d'énergie évitées : les investissements évités en pointe extrême, eux, seront importants.

3.1.1 L'importance de cette politique

La consommation finale française d'électricité a plus que doublé en 20 ans et s'élève à 396 TWh en 2000. Deux secteurs absorbent à eux seuls près de 96 % de cette consommation : les bâtiments (61 %) et l'industrie (35 %).

Certains usages comme le chauffage et l'éclairage des bâtiments appellent au moment des pointes alors même que c'est la couverture de ces pointes qui pose le plus de problèmes dans le paysage français. En réduisant les pointes maximales de consommation, la MDE permet donc de

réduire les capacités appelées pour couvrir les pointes. Ce faisant, elle contribue également à réduire sur le long terme les émissions de gaz à effet de serre.

L'importance de l'évitement d'énergie en pointe est démontrée par le prix que peut atteindre l'électricité de pointe en période de tension. Ainsi, la bourse de Leipzig a décidé, après des échanges autour de 1000 €/MWh le 17 décembre 2001, d'augmenter la valeur plafond de l'électricité cotée de 1000 €/MWh à 3000 €/MWh.. Les investissements nécessaires pour satisfaire la demande de pointe prévue par RTE en 2010, si rien n'est fait pour atténuer cette pointe par des mesures de MDE et d'effacement, pourraient dépasser 1 Md€²⁶.

L'importance de l'évitement de 30 TWh de demande peut être illustrée en quelques chiffres :

- 30 TWh représentent une dépense minimum de 660 M€/an, au prix européen actuel de 22 €/MWh;
- 30 TWh de consommation impliquent de produire 6,3 TWh d'électricité SER, soit, à 69 €/MWh, une dépense de l'ordre de 430M€/an;
- 30 TWh produits à partir de cycles combinés à gaz représentent de l'ordre de 10 Mt de CO₂ émis chaque année, soit 2,7 MteC, alors que l'objectif fixé à l'ensemble du secteur électrique en 2010 par le PNLCC est de 9,1 MteC ;
- 30 TWh à partir de cycles combinés à gaz représentent de l'ordre de 12 000 t de NO_x supplémentaires ; or la directive « Plafonds nationaux d'émission » accorde à la France un quota d'émission de 810 000 t/an, dont 40 à 50 000 t/an pourraient être allouées à la production électrique.

En raison de l'importance de cette politique, l'État a signé avec l'ADEME un contrat de plan le 19 juin 2001 dont l'une des priorités est de poursuivre et amplifier un effort durable de maîtrise de l'énergie. Pour 2001, sur un budget d'intervention de 400 millions d'euros, près de 150 M€ seront consacrés à la maîtrise de la demande d'énergie (hors transport).

3.1.2 Les marges possibles

Une politique de maîtrise de la demande doit s'intéresser en priorité aux usages captifs ou spécifiques, c'est-à-dire ceux pour lesquels aucune énergie de substitution à l'électricité n'existe. Les deux principaux secteurs concernés sont le bâtiment et l'industrie.

Le groupe de travail « électricité spécifique bâtiment », réuni dans le cadre des travaux de la MIES pour la préparation du PNLCC, a évalué le gisement d'économie d'électricité à 19 TWh à l'horizon 2010 (30 TWh en 2020). Ce gisement concerne principalement l'éclairage, l'électroménager, les produits bruns et l'électronique grand public, la bureautique et la force motrice.

Dans l'industrie, les gisements de MDE sur les usages spécifiques se trouvent principalement dans les domaines de la force motrice (moteurs à vitesse variable) et du froid industriel et peuvent être évalués dans une fourchette de 10 à 15 TWh.

Par rapport à la tendance naturelle, ce sont donc 30 à 35 TWh de consommation qui pourraient être évités par des actions de maîtrise de la demande d'électricité spécifique.

Des actions ont par exemple été lancées sur l'éclairage et le froid alors que des études sont en cours concernant les produits bruns. Des équipements permettant d'obtenir une meilleure efficacité énergétique sont déjà disponibles sur le marché. On constate une différence de l'ordre de 40 % pour le

²⁶ L'investissement dans 1 GW de turbines à combustion au fioul serait de l'ordre de 300 M€, à comparer au besoin de 4 GW de moyens de pointe identifié par le scénario de RTE amendé selon les évolutions retenues par le groupe (cf. 1.3.3.4).

froid et de 20 % pour les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge entre la consommation d'un appareil moyen et celle des meilleurs appareils disponibles et l'étiquetage énergétique a permis une translation progressive du marché vers des produits plus performants.

En particulier, des gisements de MDE importants ont été identifiés dans les immeubles collectifs, pour les usages de la force motrice comme le pompage et la ventilation mécanique contrôlée, ainsi que dans les immeubles de bureau où des installations de détection de présence permettraient de diminuer la consommation de l'éclairage. Les lampes « basse consommation » permettent par ailleurs d'obtenir des réductions de consommation de l'ordre de 75%.

Pour répondre au souci de limiter les pointes de consommation, des actions spécifiques sur les modes de chauffage sont également possibles : la promotion de chauffages par accumulation ou de pompes à chaleur réversibles se traduirait par un rééquilibrage de la courbe de charge et par une légère baisse des pointes.

Toutefois, les objectifs de MDE définis par l'ADEME dépendent fortement du comportement des consommateurs qui ne sont pas toujours réceptifs aux économies d'énergie. Des effets non initialement prévus peuvent intervenir et remettre en cause les objectifs définis. Par exemple, une hausse des revenus avec un maintien ou une baisse des prix de l'électricité peut conduire à l'achat de biens de consommation plus performants mais aussi plus grands et plus nombreux.

En complément à l'action touchant les usages spécifiques de l'électricité, les usages thermiques permettraient par ailleurs des gisements de MDE supplémentaires, mais le potentiel est plus faible dans la mesure où des incitations fortes existent déjà pour que les bâtiments équipés de chauffage électrique soient performants.

3.2. La préparation du très long terme

La programmation pluriannuelle des investissements a choisi 2010 comme horizon. Il a cependant paru nécessaire d'intégrer quelques éléments sur les évolutions du marché et des techniques au delà de l'horizon de 2010, lorsqu'elles sont susceptibles d'avoir des conséquences sur des décisions à prendre avant 2010.

3.2.1 Les transformations prévisibles du marché

Les préoccupations environnementales croissantes conduisent à viser une réduction des émissions polluantes. La directive "Plafonds nationaux d'émission" sera revue en 2004 puis 2008 et ses objectifs seront probablement rendus plus sévères à chaque révision. Quant à la directive sur les "grandes installations de combustion", elle s'appliquera à partir de 2008 aux installations de plus de 50MWth. La nécessité de respecter les objectifs de ces directives conduit à envisager le déclassement d'une part du parc de production à partir de 2010, et donc à réfléchir aux technologies privilégiées pour son remplacement.

De plus, le décollage économique des pays en voie de développement se traduira par une forte croissance de leur intensité énergétique, plus forte que pour les pays en phase post-industrielle. Cette croissance peut entraîner de fortes émissions de gaz à effet de serre et donc, corrélativement, resserrer les contraintes environnementales sur les pays développés.

Le taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne va se dégrader : à l'horizon 2020, la consommation d'énergie primaire de l'Union sera assurée à plus de 50% par des importations. Or les ressources fossiles ne sont pas inépuisables. Au rythme de consommation actuel et avec les estimations actuelles, 40 ans de consommation de pétrole, 60 ans de gaz, et 210 ans de charbon seraient disponibles. Ce dernier combustible est la ressource fossile la plus abondante mais aussi la plus fortement génératrice d'émission de gaz à effet de serre. De surcroît, l'essentiel des ressources connues en pétrole et en gaz naturel est situé au Moyen-Orient et dans l'ex-Union soviétique, alors que les importantes réserves de charbon et d'uranium sont réparties sur la planète.

Après l'horizon 2010, et sous l'effet des directives actuellement en discussion, on peut anticiper une ouverture croissante du marché européen à la concurrence ; de plus, le renforcement des capacités d'interconnexion, en particulier entre la France et l'Italie d'une part, la France et l'Espagne d'autre part, et le regroupement prévisible des acteurs énergétiques par le jeu des concentrations amènera à raisonner au niveau européen et non plus seulement national.

3.2.2 Les options techniques

À long terme, on peut envisager le développement de nouvelles options techniques répondant en particulier à des contraintes d'environnement de plus en plus fortes. Un tel développement nécessitera un effort public de recherche et de développement pour promouvoir de nouvelles options techniques. Cet accompagnement devra aller de la conception jusqu'au développement de ces options en passant par la mise en place d'outils de démonstration.

3.2.2.1 La filière nucléaire

À l'horizon de la présente PPI, le parc de production nucléaire demeurera pleinement opérationnel. Toutefois, maintenir l'option nucléaire ouverte à long terme suppose d'être prêt lorsque pourra se poser la question du renouvellement du parc nucléaire en raison de l'arrivée en fin de vie des premières centrales. Les centrales les plus anciennes ont maintenant environ 20 ans. Selon EDF, la démonstration de la sûreté des centrales est faite jusqu'à 40 ans pour l'ensemble des paliers : au-delà, il

faudra passer à des justifications réacteur par réacteur. Selon l'Autorité de sûreté, c'est à partir de 30 ans qu'il faudra raisonner ainsi et les autorisations seront données par tranche de 5 ans.

La durée nécessaire aux autorisations administratives et à la construction d'un réacteur nucléaire pilote est au minimum de 7 ans. C'est donc dans les deux ou trois prochaines années que la décision de construire ou non une installation pilote sur le modèle de l'EPR devra être prise, en relation étroite avec la représentation nationale.

L'évolution de la place de l'énergie nucléaire dans le futur devra faire en effet l'objet d'un débat qui permettra d'examiner toutes les conséquences des choix possibles et de peser tous les arguments. L'examen par le Parlement d'un projet de loi d'orientation sur l'énergie, prévu par la loi sur le service public de l'électricité de février 2000 pour la fin de l'année 2002 pourrait être l'occasion naturelle d'un premier débat sur ce sujet.

Dans une perspective à plus long terme, les progrès récents effectuées dans le domaine des turbines à gaz et des matériaux pouvant résister à de hautes températures justifient qu'un effort particulier soit désormais consacré à la filière des réacteurs à haute température à caloporteur gaz. Ces réacteurs à haute température, qu'ils soient à spectre thermique ou à spectre rapide, catégorie dont un démonstrateur industriel pourrait être envisagé à partir de 2030, permettraient d'incinérer certains déchets radioactifs à vie longue comme le plutonium ou les actinides mineurs.

Il convient d'assurer enfin une veille sur d'autres technologies envisageables sur le long terme, sur lesquelles un effort significatif est consacré à l'étranger. Il s'agit des réacteurs à eau supercritique, des réacteurs à sels fondus ou bien des réacteurs refroidis au plomb ou à ses alliages.

Quant aux combustibles et aux procédés de retraitement, plusieurs solutions de remplacement des combustibles actuels (MOX et UOX) peuvent être envisagés. Ces nouveaux combustibles ont tous pour but de recycler plus efficacement le plutonium contenu dans les combustibles usés.

3.2.2.2 Le charbon

Les études actuellement en cours au niveau industriel portent essentiellement sur la technologie du lit fluidisé circulant (LFC). Cette technologie offre l'avantage de présenter une grande flexibilité aux combustibles, et donc de permettre l'utilisation de combustibles de faible coût. Outre la dépollution intrinsèque au procédé qui lui permet de respecter les normes environnementales fixées par la directive GIC, les améliorations des réfractaires employés laissent envisager une plus grande souplesse d'utilisation en autorisant des arrêts et des démarrages moins dommageables à l'installation que dans la technologie actuelle, sans aller toutefois jusqu'à autoriser une utilisation en pointe. Ces caractéristiques font du lit fluidisé circulant le successeur naturel des unités au charbon conventionnelles.

Un démonstrateur industriel de plus grande puissance que les installations existantes est envisagé à moyen terme; des études existent déjà pour un LFC de 600 MW, soit le double des plus grosses installations aujourd'hui en service.

À ce jour, la faisabilité industrielle de la récupération du CO₂ dans les fumées est acquise mais les procédés chimiques ou physiques disponibles sont très coûteux (40 à 50 \$/tCO₂). L'intégration de la récupération dans des centrales avec gazéification du charbon à l'oxygène pourrait diviser ce coût par deux. La capture du CO₂ est par ailleurs coûteuse en énergie (surconsommation de combustible fossile et donc surproduction de CO₂ de 18 à 31 % selon les technologies). D'autres recherches sont en cours permettant d'envisager l'émergence de cette technologie au cours de ce siècle.

3.2.2.3 Le gaz

Les réserves de gaz sont abondantes et en augmentation constante du fait d'une plus grande activité d'exploration. Les progrès techniques pourraient améliorer le développement des ressources à grande profondeur avant que l'on ait besoin des sources non conventionnelles.

Aujourd'hui, la part du transport pouvant représenter jusqu'au tiers du prix du gaz arrivé au client final, c'est dans ce domaine que les progrès techniques sont les plus importants. Ces progrès touchent le transport, par gazoduc et surtout par méthanier. Ils ont permis un développement rapide du gaz naturel liquéfié (GNL) ; la flexibilité ainsi obtenue pour les livraisons permettra à terme une plus grande diversification des approvisionnements énergétiques de l'Europe.

3.2.2.4 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables font également l'objet de recherches pouvant déboucher sur des systèmes hybrides; en particulier, le développement de matériaux nouveaux (couches minces) est susceptible de réduire les coûts de la filière photovoltaïque. Les recherches menées pour développer la production éolienne off-shore à partir de machines de très grande puissance (supérieure à 5MW) peuvent déboucher, mais à un horizon plus lointain que celui de la présente programmation.

En ce qui concerne la biomasse, on peut envisager sa valorisation dans des installations mettant en œuvre des cycles vapeur, mais le rendement est plus intéressant avec des installations de gazéification. Quelques prototypes industriels existent dans le monde qui utilisent cette dernière technologie, la mise au point difficile et coûteuse de telles installations mériterait d'être encouragée dans une perspective de meilleure utilisation des ressources existantes.

Il en va de même des études menées sur la géothermie profonde, susceptibles de trouver leur application en Métropole, mais à un horizon lointain.

Enfin, de façon transverse aux thèmes précédents, les recherches sur le stockage de l'énergie sont susceptibles de déboucher sur des développements portant à la fois sur les technologies de stockage (batteries, super-condensateurs, solutions supraconductrices...) et sur le mode de gestion de l'énergie stockée. Des progrès en ce domaine auraient une incidence considérable, en particulier pour les énergies renouvelables à production aléatoire, comme l'éolien ou le solaire.

3.2.2.5 Les technologies nouvelles

D'autres sources de production d'électricité sont à l'étude, sans que leur utilisation opérationnelle puisse être envisagée à l'horizon de la présente programmation.

Les piles à combustible justifient, par leur capacité à produire de l'électricité en ne rejetant que de la vapeur d'eau²⁷, un effort de recherche important. Les débouchés sont potentiellement considérables, même s'il est probable que ce sont les applications mobiles (alimentation des appareils portables, puis automobiles) qui connaîtront les premières applications industrielles.

Plusieurs types de piles à combustibles pourraient être envisagés pour des applications stationnaires, qui présentent des degrés d'avancement et des potentiels divers :

- la pile à acide phosphorique, la seule à être au stade commercial, avec environ 200 unités installées dans le monde, dont 20 en Europe. C'est une pile de ce type qu'EDF et GDF ont mise en service à Chelles (Seine-et-Marne), d'une puissance de 200 kW. Cependant, beaucoup d'experts estiment que l'avenir n'est pas du côté de cette technique.

²⁷ Lorsqu'elles sont alimentées en hydrogène ; les piles alimentées en hydrocarbures rejettent presque autant de CO2 qu'une cogénération de même puissance, mais leur rendement est légèrement meilleur.

- la pile à membrane échangeuse de protons, qui intéresse les industriels pour des applications stationnaires jusqu'au mégawatt et concentre actuellement les plus gros efforts de recherche et développement dans le monde.
- la pile à oxydes solides, l'une des moins avancées techniquement et économiquement intéresse cependant les industriels par sa température de fonctionnement élevée, de 700 à 1000 °C, et par son rendement. Les hautes températures, en effet, permettent l'utilisation directe d'hydrocarbures, notamment le gaz naturel. Elle se prête bien à la production décentralisée d'électricité et à la cogénération, dans des domaines de puissance d'1 kW à quelques dizaines de MW.

La production d'électricité à grande échelle à partir de piles à combustible nécessiterait un effort tout particulier sur la fourniture d'hydrogène. Le bilan économique défavorable des applications stationnaires pourrait être modifié dès lors qu'on attacherait un prix au carbone et que l'on pourrait produire l'hydrogène sans émissions de gaz à effet de serre. Les solutions envisagées aujourd'hui (réacteur nucléaire HTR, renouvelables, ou bien captation du carbone lors de la production d'hydrogène) demeurent très prospectives

3.3. La gestion de la pointe et des ajustements

3.3.1 La gestion de la pointe

Le scénario de référence développé par RTE dans le bilan prévisionnel prévoit un déficit de l'ordre de 7 à 8 GW en pointe lors de l'hiver 2009-2010, soit 10% de la puissance maximale appelée en 2001, les premières défaillances pouvant apparaître en cas d'hiver rigoureux dès 2005. Ce scénario retenait des hypothèses prudentes en ce qui concerne les possibilités d'effacement des exportations, l'éventuelle remise en service de moyens de pointe en « arrêt garanti pluriannuel », le développement de la cogénération et des énergies renouvelables, et les volumes de consommation effaçables.

Un déficit en moyens de pointe pose d'autant plus problème que la valeur de marché de l'électricité en pointe risque d'être trop basse pour justifier la création de nouvelles installations. En effet, les investissements dans des centrales de pointe doivent être amortis sur une faible production, dont le coût de revient est très supérieur à celui de la production de base, et les prix de marché ne reflètent pas aujourd'hui cette différence. Par contre, si la puissance manquante peut paraître très importante, les options permettant de régler le problème sont nombreuses.

3.3.1.1 La gestion de la pointe par la maîtrise de la demande

L'écrasement des pointes est l'un des résultats recherchés par la maîtrise de la demande. Étant donné le contenu élevé en carbone des kWh de pointe, hydraulique exceptée, c'est sans aucun doute l'action qui contribue le plus à réduire les émissions de gaz à effet de serre et celles des autres polluants atmosphériques.

D'autre part, on voit d'après les résultats des scénarios RTE (paragraphe 1.3.3.3) que, pour éviter quelques GWh d'énergie de défaillance annuelle, on doit investir dans des équipements de pointe coûteux : au vu des ordres de grandeurs indiqués, il conviendrait à la fois de réexaminer le critère retenu pour définir la « défaillance acceptable » et de considérer avec la plus grande attention toutes les actions de maîtrise de la demande pouvant influer sur la pointe. Pour donner un ordre de grandeur, l'investissement dans un gigawatt de TAC représente 300 M€.

La promotion du tarif « Tempo » est un exemple d'action de maîtrise de la demande en pointe. Il encourage la consommation d'autres énergies à la place de l'électricité lors des pointes extrêmes, notamment par la substitution du chauffage électrique par le chauffage au bois pendant les pointes, substitution recommandée par le Programme national de lutte contre le changement climatique. Une action tout aussi efficace sur la pointe mais moins vertueuse sur le plan de la consommation totale d'électricité pourrait être la diffusion de la climatisation par pompe à chaleur réversible, qui permet de diviser par deux ou trois les besoins d'énergie pour le chauffage des locaux mais encourage la consommation en été.

Le potentiel mobilisable par les clauses d'« effacement jour de pointe » présentes dans de nombreux contrats de fourniture s'est réduit entre 1999 et 2001 d'environ 3000 MW, ces clauses paraissant trop rigides et trop peu intéressantes aux clients. Ce volume d'effacement pourrait être récupéré si de nouvelles formules financièrement attractives et plus adaptées aux attentes des clients éligibles étaient mises en place. La création prochaine par RTE d'un « marché d'ajustement » sur lequel les clients pourront faire des offres d'effacement de leur consommation devrait offrir un nouveau vecteur permettant d'accéder à une partie de ce potentiel.

La question de l'effacement peut également être posée pour les exportations. En effet, nos exportations reflètent la compétitivité du parc de production français en base et son caractère surcapacitaire pour les seuls besoins français. Cet avantage sur les autres parcs européens n'existe pas

en semi-base ou en pointe, car les effets de taille et de standardisation dont bénéficie le nucléaire ne jouent pas pour les productions à partir de charbon ou de fioul. Les exportations sont réalisées en partie par des contrats de long terme garantissant une fourniture permanente d'électricité.

Il est possible de compenser pendant les pointes la puissance exportée en important en sens inverse une puissance équivalente, ou en achetant des options permettant en cas de besoin d'assurer ces importations. EDF a étudié, au début des années 1990, le foisonnement des pointes au niveau européen et a estimé qu'il rendait accessible plusieurs GW de moyens de pointe ou de semi-base en cas de besoin. Avec l'ouverture des marchés, ces capacités devraient être faciles à mobiliser, du moins tant que les dispositions de la directive GIC n'auront pas entraîné la fermeture d'une proportion importante du parc thermique européen.

Toutefois, il conviendra avant de faire ce choix de se pencher sur les éventuelles conséquences d'une vague de froid à l'échelle de l'Europe. En effet, une température d'un degré plus basse que la normale se traduit par un appel de l'ordre de 1300 MW supplémentaires en France, et une sensibilité à la température un peu plus faible peut être observée à l'étranger ; or la figure ci-dessous montre que les températures en Europe sont partiellement corrélées, ce qui signifie que l'accès aux moyens de pointe visés pourrait être plus difficile que prévu dans ce cas de figure.

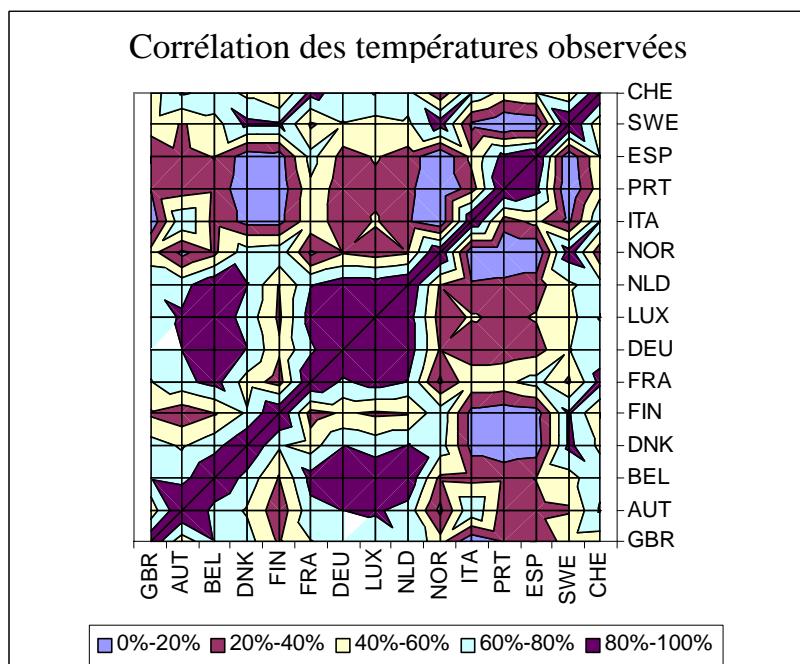


Figure 3.2 - Corrélation²⁸ entre les températures observées dans différents pays européens -
Source EDF-Trading

En période de pointe, les interconnexions avec les États voisins ne sont pas saturées. Le problème de la pointe se pose donc bien à l'échelle européenne. Les seules études publiques sur le sujet sont celles de l'UCTE, et elles montrent les faibles marges disponibles à court terme sur l'ensemble de la plaque continentale (figure ci-dessous : la marge entre puissance garantie et charge n'est que de l'ordre de 10% en Europe).

Ces études ne portent que jusqu'à l'horizon 2003, et il est indispensable de poursuivre la concertation et les recherches au niveau européen sur l'équilibre à moyen et long terme dans le

²⁸ La couleur au croisement entre la ligne d'un pays et la colonne d'un autre montre la corrélation des températures entre ces deux pays : plus la valeur de cette corrélation est élevée, plus la probabilité d'observer la même température dans les deux pays est forte.

contexte de la directive GIC. En particulier, le niveau de défaillance acceptable en pointe²⁹ devra être examiné en commun, dans le souci de garantir à un coût raisonnable la satisfaction de l'équilibre offre-demande. Le coût de cette sécurité d'approvisionnement devra de plus être réparti de façon équitable entre tous les utilisateurs du système électrique européen.

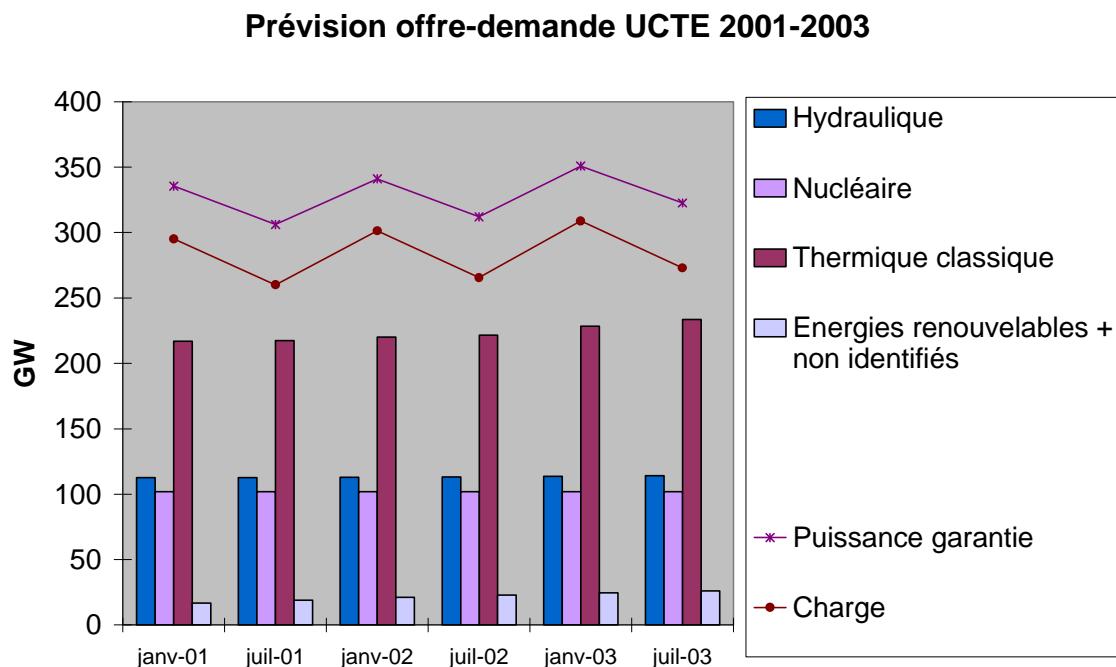


Figure 3.3 - Equilibre offre-demande 2001-2003 - Source UCTE³⁰

3.3.1.2 La gestion de la pointe par des actions sur l'offre

Le scénario de référence de RTE a été développé au cours de l'année 2000, à une période où la croissance de la production à partir d'installations de cogénération était mal connue et où le développement des énergies renouvelables à l'échelle indiquée par la directive Énergies renouvelables n'était pas décidé. La prise en compte des tendances indiquées par Gaz de France, EDF, Dalkia et les fabricants d'équipements a conduit à revoir à la hausse d'environ 1500 MW le parc de cogénération déjà existant.

La contribution des énergies renouvelables à la pointe est plus difficile à estimer. Quasi nulle dans le scénario initial, elle a été modélisée grossièrement par des bandes de 10 TWh ou 20 TWh en base dans des scénarios complémentaires réalisés à la demande de la DGEMP. L'hypothèse de 10 TWh représente la contribution des énergies hors éolienne. Celle de 20 TWh supposerait en plus un foisonnement de l'ordre de 10% de la puissance éolienne totale. Les puissances évitées seraient alors de l'ordre de 1150 à 2300 MW.

²⁹ Il est impossible de garantir, à un coût raisonnable, que 100% de la demande peut être satisfaite en toute circonstance. Pour définir un niveau de défaillance acceptable, on attribue un coût à chaque kWh non distribué et à chaque kW non disponible qui tient compte des pertes de production ou d'agrément subies par les consommateurs. Ce coût est aujourd'hui fixé à environ 10 €/kWh et 1 €/kW en France; les études menées à l'étranger donnent des valeurs échelonnées entre 0,3 et 50 €/kWh selon le secteur étudié, avec une moyenne de l'ordre de 7 €/kWh.

³⁰ Ces chiffres sont issus du premier bulletin semestriel 2001 de l'UCTE, qui est téléchargeable sur le site internet www.ucte.org.

La prudence commande cependant de considérer à ce stade que la contribution des éoliennes à la pointe d'hiver est nulle, compte tenu de la possibilité d'absence de vent en période de grand froid. Il serait intéressant que soient engagées des études, notamment climatologiques, qui permettraient de mieux anticiper la production éolienne tant pour la gestion des pointes que pour celle des ajustements. S'il est probable au vu des résultats obtenus sur les parcs allemands et danois que le foisonnement de la production éolienne à l'échelle nationale restera inférieur à 10%, il n'est pas exclu qu'un foisonnement supérieur puisse être observé à l'échelle européenne.

Enfin, il convient de se pencher sur les possibilités du parc existant avant de songer à développer de nouveaux moyens de pointe coûteux. Nous avons vu au paragraphe 1.1.2 que le parc thermique classique actuel comprend environ 18,5 GW d'installations, dont 6,7 GW sont aujourd'hui arrêtées. Une partie des centrales au fioul aujourd'hui en « arrêt garanti pluriannuel » pourrait être redémarrée pour répondre aux besoins de pointe, et les centrales au charbon dont l'arrêt est aujourd'hui annoncé comme inéluctable à l'horizon 2005-2010 pourraient également contribuer à ce besoin en étant déclassées plus tardivement que prévu.

La récente directive sur les grandes installations de combustion (GIC), si elle est appliquée strictement, conduira à la disparition entre 2005 et 2015 d'une grande partie du parc thermique classique européen utilisé en pointe – et en particulier des tranches 250 MW charbon d'EDF. Les dispositions de la directive pourraient être mieux adaptées au fonctionnement de pointe, qui contribue peu aux émissions de polluants atmosphériques du fait de sa faible utilisation. 5 à 10 GW de moyens de pointe pourraient alors être conservés en France au-delà de 2015, ce qui correspond à un coût d'investissement évité de 1,5 à 3 Md€ de turbines à combustion. En revanche, si cette contrainte devait être maintenue, les centrales au fioul aujourd'hui à l'arrêt auraient peu de chances de redémarrer pour s'arrêter définitivement quelques années après, ne serait-ce qu'à cause des impacts sociaux de telles décisions.

À l'échelle européenne, les installations thermiques classiques exploitées aujourd'hui et fonctionnant au charbon auront en 2008 un âge moyen de 35 ans, celles au fioul de 32 ans, et celles au gaz naturel de 22 ans. La majorité de ces installations est trop ancienne pour permettre d'amortir des investissements lourds de dépollution pour de faibles durées annuelles d'utilisation, et la date couperet de 2015 fixée par la directive GIC conduira à de nombreux déclassements. La gravité de la situation devrait devenir évidente dès 2004, quand le recensement des installations demandant à fonctionner sans dépollution jusqu'en 2015 au plus tard sera connu.

3.3.2 L'ajustement

RTE doit disposer de moyens de production en réserve pour assurer en permanence l'ajustement de l'offre à la demande et pouvoir compenser la perte d'un groupe. Il est en effet tenu de faire tout son possible pour équilibrer les flux dans sa zone, et n'a recours à l'assistance de moyens de secours étrangers qu'en dernier ressort.

L'UCTE (Union pour la Coordination du Transport d'Électricité) établit pour chaque pays les volumes minimaux des réserves devant être disponibles en permanence. On distingue les réserves primaires (environ 700 MW actives en quelques secondes) des réserves secondaires (700 à 1000 MW en fonction de la demande, actives en quelques minutes à la hausse ou à la baisse) et tertiaires (au minimum 1500 MW disponibles en 15 minutes pour compenser la perte du groupe le plus important ou les effets d'un aléa climatique). Le gestionnaire de réseau réserve de 3000 à 4000 MW la veille pour couvrir la pointe du lendemain, de façon à maintenir à moins de 1% la probabilité de devoir faire appel à des moyens exceptionnels (surcharge de groupes par exemple). En effet, 24 heures avant l'échéance, le risque de perte d'un groupe et le risque d'erreur météo sont plus importants qu'à l'heure même de la pointe.

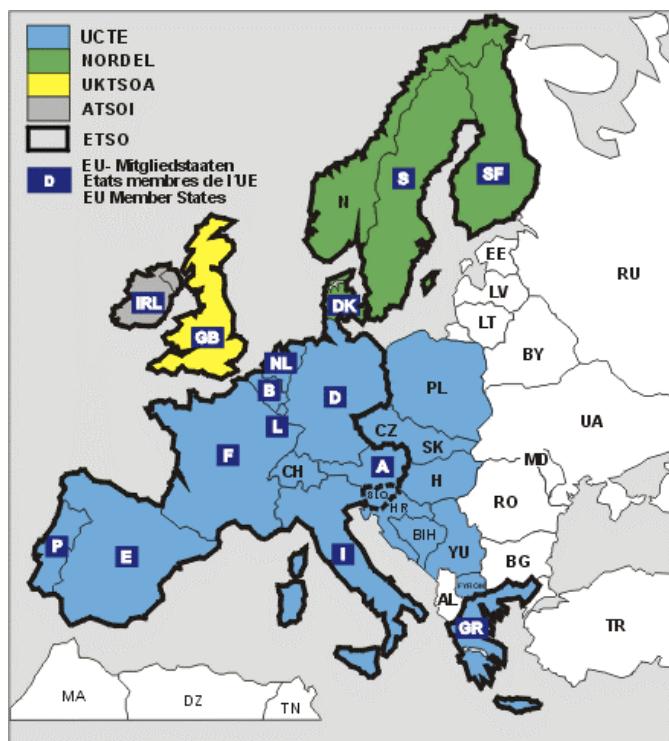


Figure 3.4 - Le réseau interconnecté de l'UCTE s'étend du Portugal à la Pologne et à la Grèce -
Source UCTE

Les réserves mobilisables en quelques minutes sont constituées de marges de puissance sur les groupes thermiques démarrés à un niveau inférieur à leur puissance maximale, d'installations hydrauliques disponibles à l'arrêt, de turbines à combustion disponibles à l'arrêt et de réserves mutuelles entre gestionnaires de réseau de transport.

3.3.2.1 Les besoins actuels en moyens d'ajustement

Les prévisions réalisées par RTE aujourd’hui sont relativement précises, comme le montre la figure ci-dessous, et dépendent essentiellement de la température et de la luminosité : 1°C en hiver représente une puissance appelée supplémentaire en hiver de 1300 MW, et un temps couvert au-dessus de l’agglomération parisienne peut entraîner un appel supplémentaire de l’ordre de 400 MW. Les installations hydrauliques au fil de l’eau influent marginalement sur l’équilibre offre-demande par leur production non garantie.

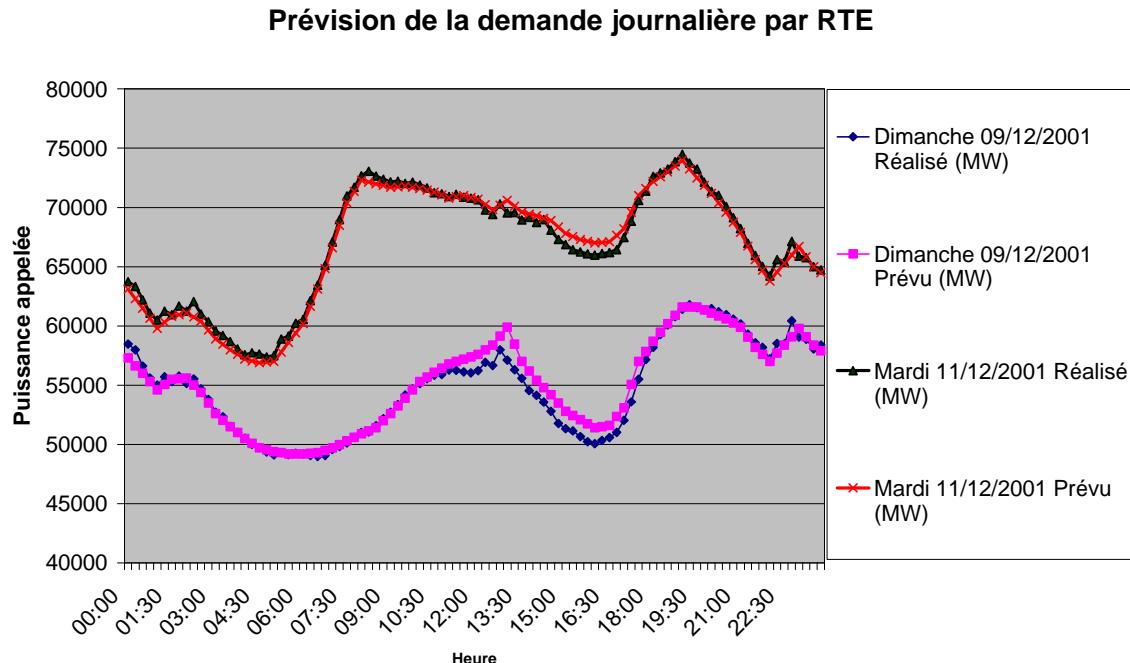


Figure 3.5 - Prévision de la consommation par RTE, pour la journée du 11/12/2001 où un record de consommation a été battu, et pour un dimanche – Source RTE

Les erreurs à la pointe sont aujourd’hui de l’ordre de quelques centaines de mégawatts, sauf évolution météorologique brutale, et peuvent atteindre un à deux gigawatts dans des périodes moins critiques de la journée. Par ailleurs, on constate que les variations de la puissance réellement appelée sont très fortement corrélées aux prévisions. Par conséquent, il est aujourd’hui relativement facile de mobiliser les moyens requis pour couvrir les aléas sur l’équilibre offre-demande.

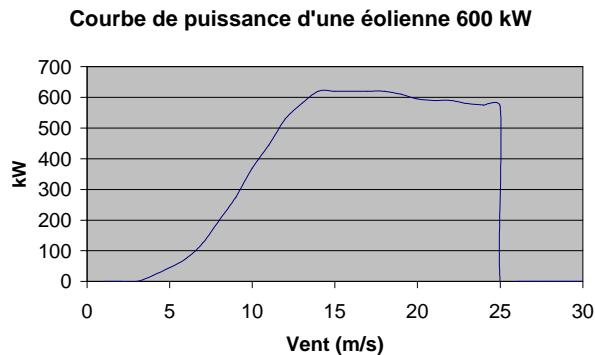
3.3.2.2 L’évolution des besoins d’ajustement

Les nouvelles capacités installées de 2001 à 2010 devraient pour l’essentiel être des installations produisant de l’électricité d’origine renouvelable. Les niveaux actuels des prix sur la plaque continentale rendent en effet très difficile la création spontanée d’installations ne bénéficiant pas de tarifs d’achat réglementés.

Dans le cadre de l’objectif de 21 % d’électricité produite à partir de sources d’énergie renouvelables, l’éolien va connaître une forte montée en régime. Ces nouveaux moyens induiront des besoins d’ajustement importants, non encore quantifiés, du fait de la difficulté à prévoir la production éolienne. En effet, les incertitudes sur la production éolienne semblent plus importantes que celles sur la consommation finale.

Ces incertitudes s'expliquent par les difficultés inhérentes à toute prévision météorologique. Elles sont amplifiées par le fait que la puissance produite par une éolienne varie en fonction du cube de la vitesse du vent. Ainsi, si le vent souffle à 7,5 m/s plutôt qu'à 6 m/s, la puissance produite par une éolienne est doublée.

Figure 3.6 - Courbe de puissance d'une éolienne de 600 kW



L'impact sur l'équilibre offre-demande de situations climatiques exceptionnelles affectant un parc éolien de plusieurs gigawatts, comme celles qui ont prévalu lors des tempêtes de décembre 1999, devra également être examinée. Lorsque le vent dépasse 25 m/s (soit 90 km/h), les éoliennes sont en effet automatiquement arrêtées et passent assez rapidement d'une puissance maximale à une puissance nulle. Un défaut en mode commun similaire pourrait être provoqué par des creux de tension sur le réseau : toutes les éoliennes soumises à un creux de tension de plus de 200 millisecondes s'arrêtent automatiquement.

Selon les experts auditionnés, les gestionnaires de réseaux danois et allemands, qui doivent gérer la production de parcs éoliens développés, auraient nettement augmenté les réserves pour pouvoir faire face aux variations de la puissance éolienne. Celle-ci aurait varié au Danemark, dans une même journée, de moins de 10% à plus de 90% de la puissance installée. En Allemagne, la puissance éolienne peut varier d'une heure à l'autre de plus d'un gigawatt, soit l'équivalent de la production d'une tranche nucléaire.

Ces ordres de grandeur expliquent l'intérêt de faire des progrès en matière de prévisions météorologiques pour limiter les coûts associés à ces réserves. Aujourd'hui, les modèles existant permettraient de prévoir avec un à trois jours de préavis la production éolienne à une heure donnée à 25% près. Tant que le parc français ne dépasse pas deux ou trois gigawatts, les marges prises par RTE ne devraient être que faiblement augmentées. Dans quelques années, par contre, le coût de ces marges deviendra plus sensible.

La figure ci-dessous illustre la variabilité de la production éolienne au sein d'une même journée, en Allemagne, où le parc éolien installé est de l'ordre de 8 GW. Elle montre l'interface d'un outil développé par EDF-Trading pour estimer en temps réel la production éolienne. La colonne de gauche fournit les résultats relevés à quelques heures d'intervalle, tandis que les chiffres visibles sur les flèches du graphique de gauche correspondent aux vitesses du vent relevées en ces points (en m/s).

Estimations relevées le 24/10/2001

Estimation de la puissance éolienne :

10h – 4,4 GW

13h – 5,5 GW

14h – 4,2 GW

15h – 5 GW

16h – 5,4 GW

17h – 3,8 GW

18h – 4,4 GW

Source données météo :

www.meteo-graphics.de



Figure 3.7 - Variation de la production éolienne en Allemagne le 24/10/01 - Source EDF-Trading

La variation observée entre 16h et 17h sur ce parc de 8 GW est supérieure à celle que provoquerait la perte du plus gros groupe français. Il n'est pas impossible que la création d'installations dédiées à l'ajustement doive être envisagée à terme pour pallier de tels écarts. Les informations sur la « puissance restante » en Allemagne publiées par l'UCTE³¹ sont à cet égard particulièrement éclairantes : « Des contrats avec des usines hydrauliques gravitaires ou de pompage étrangères sont passés pour les services systèmes si bien que, même si la puissance restante au niveau UCTE est réaliste, les données allemandes dans ce domaine sont sous-estimées ». Néanmoins, comme indiqué précédemment, il convient de se pencher sur les possibilités du parc existant avant de songer à développer de nouveaux moyens coûteux.

Traditionnellement, une partie importante des besoins de pointe et d'ajustement est fournie par les moyens hydrauliques. Il conviendra de vérifier, dans une hypothèse de développement soutenu de la production éolienne, si les moyens existants suffisent pour satisfaire les besoins accrus d'énergie d'ajustement, ou si une utilisation intensive des stocks d'eau pour satisfaire ces besoins diminue les marges disponibles pour passer les pointes. Si une telle contrainte devait se matérialiser, la création de moyens adaptés à la fois à la pointe et à l'ajustement, à la hausse ou à la baisse, pourrait être envisagée. De nouvelles stations de pompage pourraient répondre à ce besoin.

³¹ UCTE I-2001, premier bulletin semestriel 2001, p. 35.

4. Le programme d'investissement

Dans un premier temps, le programme d'investissement est décliné par énergie primaire et technique de production, en distinguant les énergies renouvelables, les moyens thermiques classiques fonctionnant à partir de combustibles fossiles, de déchets non renouvelables ou de sous-produits industriels, et les filières nucléaires. Dans un deuxième temps, les besoins spécifiques à satisfaire dans certaines zones géographiques sont examinés, sans forcément décider à ce stade, sauf exception, de l'énergie primaire ou de la technique de production à employer.

Il serait en effet paradoxal de refuser une autorisation d'exploiter à une nouvelle installation de production pouvant satisfaire un besoin avéré dans une zone donnée, et dont la technique de production et l'énergie primaire sont compatibles avec les objectifs généraux de la PPI, pour la seule raison qu'elle n'emploierait pas la technique de production ou l'énergie retenue pour cette zone. Les objectifs de sécurité d'approvisionnement ou de respect de l'environnement n'exigent pas aujourd'hui, pour être satisfaits, d'orientations aussi rigides qui risqueraient de conduire à un renchérissement de l'approvisionnement par des restrictions injustifiées de la concurrence.

4.1. La répartition par énergie primaire et technique de production

À l'horizon 2010 retenu pour ce premier exercice, et dans le contexte d'une croissance maîtrisée de la demande, l'objectif de politique énergétique le plus déterminant pour le choix des investissements de production est celui du développement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Les apports du parc nucléaire face à la demande déterminée par les scénarios RTE et tendanciels doivent être ensuite brièvement analysés. À l'horizon considéré, le parc nucléaire fonctionnera probablement toujours en base et marginalement en semi-base.

L'introduction dans le parc de ces nombreuses nouvelles installations de production à partir d'énergies renouvelables, conjuguée au maintien de la production nucléaire, conduit ensuite à s'interroger sur l'avenir du parc thermique à flamme actuel, qui assure traditionnellement le rôle de « bouclage » de l'offre face à la demande. Il pourrait voir sa production réduite en raison du développement de l'offre renouvelable et des réglementations visant à limiter les émissions de polluants et de gaz à effet de serre.

4.1.1 Les énergies renouvelables

Les sources d'énergie « renouvelables » retenues dans cette partie sont celles définies par la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (cf. partie 2.2.2). Le chapitre sur l'hydroélectricité rassemble cependant à la fois les objectifs de production d'électricité produite à partir de cette source d'énergie renouvelable, et ceux relatifs aux « suréquipements » et aux stations de pompage³².

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables permet des économies de combustibles fossiles ou fissiles, dans un souci de développement durable, et contribue à améliorer la sécurité d'approvisionnement. Comme toutes les installations de production d'électricité, leurs activités induisent des externalités négatives (modifications du régime des eaux, atteintes au paysages, émissions de polluants atmosphériques par les installations de combustion, entre autres) ou positives (utilisation récréative des plans d'eau).

³² L'énergie produite par les stations de pompage à partir d'eau pompée n'est pas considérée comme renouvelable ; il existe cependant des stations de pompage « mixtes » qui turbinent à la fois des apports naturels et de l'eau pompée, et dont une partie de la production est donc renouvelable.

Trois filières paraissent pouvoir fournir la production de masse permettant d'atteindre les objectifs indicatifs ambitieux proposés par la directive sur les énergies renouvelables : l'hydroélectricité, la biomasse et l'éolien. Le productible probable en géothermie n'est que de l'ordre de 0,4 TWh, et celui du photovoltaïque restera faible quels que soient les efforts consentis pour promouvoir cette filière.

L'éolien devrait représenter au moins 60% de l'objectif d'accroissement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Quatre scénarios ont été examinés. Ils sont présentés dans le tableau ci-dessous. Le premier est tendanciel et ne permet évidemment pas de satisfaire les objectifs de développement des énergies renouvelables. Les trois autres ont été développés et présentés respectivement par l'ADEME, par le Syndicat des énergies renouvelables, et par la DGEMP/DIDEME. Ce dernier scénario a été élaboré avec le souci de présenter une alternative contrastée aux deux propositions précédentes, et en faisant le choix technique de maximiser la puissance garantie offerte par les installations.

Aucun de ces scénarios n'est privilégié à ce stade. Ils sont d'ailleurs fondés sur des hypothèses différentes en termes de quantification des objectifs et d'évaluation de l'existant. Dans les scénarios « tendanciel » et « Puissance garantie », la perte due au relèvement des débits réservés est fixée par hypothèse à 2 TWh sur les 4 TWh de diminution à long terme.

Energie primaire	Tendance 2010		ADEME		Syndicat des En.R.		Puissance garantie	
	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
Eolien onshore	10,4	4000	35	14000	35	13000	10,4	4000
Eolien offshore							9,6	3000
Biomasse	3,75	500	6	750	6	1000	7,2	1200
Hydroélectricité	-2	0	4	1000	4	1000	6	2000
Géothermie	0,4	50	1		0,8	120	0,4	50
Photovoltaïque	0	0			0,3	120	NS	NS
Total nouveau	12,55		46		46,1		33,6	
Existant hydro	71,0	yc DOM	64	yc DOM	64	yc DOM	71,0	yc DOM
Existant UIOM	0,7		0,7		0,7		0,7	
Existant bagasse	0,4		0,7		0,7		0,4	
Existant biogaz	0,35		0,4		0,4		0,35	
Existant papeteries	1,44		0,8		0,8		1,44	
Total	73,9		66,6		66,6		73,9	
Total E-SER	86,4		112,6		112,7		107,5	
Conso int 2010 RTE métropole	502						502	
Conso int DOM RTE	7,1						7,1	
Consommation intérieure brute			538		531			
Pourcentage d'E-SER	17,0%		20,9%		21,2%		21,1%	

Tableau 4.1 - Trois scénarios permettant de satisfaire l'objectif de 21% d'É-SER³³ en 2010 par opposition à un scénario tendanciel n'y parvenant pas.

Ces scénarios sont fondés sur une valorisation des potentiels hydroélectriques et biomasse, suivie d'un développement de l'éolien permettant d'atteindre les objectifs fixés. Les différences entre scénarios viennent de l'évaluation des productions existantes moyennes, d'une lecture différente de la définition de la « consommation intérieure brute » utilisée par la directive (cf. partie 2.2.1.2 et annexe 1), et d'appréciations divergentes quant aux conditions de la mobilisation maximale des potentiels hydrauliques et biomasse.

³³ É-SER : Electricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Cet acronyme est utilisé par la directive.

Si, après concertation avec la Commission européenne et avec nos partenaires européens, la « consommation intérieure brute » devait comprendre les consommations des auxiliaires et le pompage (colonne « 41 TWh »), et si de plus des hypothèses inférieures à la moyenne devaient être retenues pour l'hydraulique (colonne « 46 TWh »), le scénario « Puissance garantie » serait modifié comme suit :

Energie primaire	Tendanciel		PG 33 TWh		PG 41 TWh		PG 46 TWh	
	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
Eolien onshore	4000	10,4	4000	10,4	6000	15,6	6000	15,6
Eolien offshore			3000	9,6	3000	9,6	4000	12,8
Biomasse	500	3,8	1200	7,2	1400	8,4	1500	9,0
Hydroélectricité	0	-2	2000	6	2250	7	2500	8
Géothermie	50	0,4	50	0,4	50	0,4	50	0,4
Photovoltaïque	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Total nouveau		12,6		33,6		41,0		45,8

Tableau 4.2 - Scénario "Puissance garantie" dans différentes définitions³⁴

Comme cela est expliqué dans la section consacrée aux objectifs environnementaux, les deux dernières colonnes comprendraient des chiffres de production bruts plutôt que nets, qu'il faudrait donc diminuer de la consommation des auxiliaires et des transformateurs des centrales (de 1% à 10% en fonction de la technologie utilisée) pour pouvoir les comparer aux premiers ; néanmoins, les ordres de grandeur restent corrects.

4.1.1.1 L'hydraulique

L'hydroélectricité cumule plusieurs avantages qui pourraient inciter à la développer de manière prioritaire :

- la durée de vie de l'outil de production est de l'ordre du siècle plutôt que de 10 à 20 ans ;
- la puissance produite est partiellement garantie, et la valeur marchande de la production peut être très grande en pointe ;
- les cours d'eau étant bien répartis sur le territoire, les raccordements aux réseaux sont moins problématiques et les coûts induits limités ;
- les coûts complets de l'électricité hydraulique sont raisonnables par rapport aux coûts directs et indirects de la biomasse ou de l'éolien ;
- enfin, elle permet de réaliser les seules installations capables de stocker puis de restituer des quantités significatives d'électricité, et de contribuer ainsi à la satisfaction des besoins de pointe et d'ajustement.

Néanmoins, elle comporte des impacts sur les cours d'eau qui ne peuvent être négligés.

Le potentiel hydroélectrique identifié est de l'ordre de 30 TWh, dont seulement 8 à 12 TWh paraissent pouvoir être réalisés. En effet, sur le potentiel hydraulique « sauvage³⁵ » de 270 TWh identifié en Métropole, 100 TWh sont techniquement récupérables. 70 TWh l'ont déjà été, et EDF estime que, sur 17 TWh étudiés, 4 à 8 TWh peuvent économiquement être mis en valeur. À ces chiffres doivent être ajoutés les 4 à 5 TWh de micro-hydraulique cités par les exploitants, l'ADEME ou le Schéma de services collectifs de l'énergie. Cette approche théorique présente l'intérêt d'indiquer des ordres de grandeur mais ne tient pas compte de l'existence de rivières « classées » au titre de

³⁴ Pour la variante à 33 TWh, 80% du potentiel hydraulique et biomasse identifié plus loin est supposé valorisé ; cette proportion augmente dans les variantes suivantes.

³⁵ Le potentiel sauvage est aussi appelé potentiel brut de ruissellement. La méthode d'évaluation de ce potentiel consiste à définir puis à additionner par tranches d'altitude et par grands bassins, l'énergie potentielle des eaux de ruissellement jusqu'à la mer.

l'article 2 de la loi de 1919 modifiée et semble difficile à atteindre sans passer par une modification de ces classements qui poserait d'autres problèmes.

On peut ici citer une estimation du gisement de production hydroélectrique supplémentaire, en 2010, de l'ordre de 8 à 13 TWh. Cependant, il convient de donner tout son poids à la remarque du Schéma de services collectifs de l'énergie signalant les difficultés d'insertion environnementales des centrales hydrauliques et la nécessité de régler, « au moins sur certains sites », ces difficultés pour pouvoir mettre en valeur le gisement identifié.

Cette filière doit prendre en compte les impacts locaux de l'hydroélectricité sur l'environnement et les conflits d'usage de la ressource. La tendance actuelle est à la décroissance des productibles au fur et à mesure du relèvement des débits réservés³⁶ qui ne sont pas turbinés : en 1994, le passage au 40^{ème} du module prévu par la loi « pêche » a conduit à la perte de 1,2 TWh de productible, et le passage progressif au dixième devrait conduire à long terme à perdre plus de 4 TWh sur les 69,8 restants. La loi prévoit une possibilité pour les ouvrages implantés sur certains cours d'eau importants de bénéficier de dérogations³⁷. Cette disposition n'a toutefois jamais été appliquée.

D'autre part, de nombreux cours d'eau sont aujourd'hui inaccessibles à la production hydroélectriques car « classés » au titre de l'article 2 de la loi de 1919 modifiée. Cet article, visant à établir la valeur patrimoniale de cours d'eau dépourvus de tout aménagement, dispose qu'aucune nouvelle concession ou autorisation ne peut être délivrée sur un cours d'eau classé, et que les modifications de titres administratifs existants ne peuvent conduire à un changement de la hauteur de l'ouvrage.

Enfin, une partie des 4 à 5 TWh de productible supplémentaire accessible sur les micro-centrales consisterait en des modifications des ouvrages, modifications qui ne pourront, au dire des producteurs, être réalisées s'ils sont contraints à relever le débit réservé du 1/40^{ème} au 1/10^{ème} du module à l'occasion de la modification du titre administratif. Un rapport récent de l'ADEME souligne les enjeux d'une optimisation de l'existant en ce qui concerne la petite hydraulique.

En matière de procédures, le travail engagé par le groupe de travail sur la simplification des procédures administratives devra être poursuivi pour trouver des traductions concrètes. La réflexion engagée sous l'égide du Conseil supérieur de la pêche sur des critères objectifs de classement des rivières pourrait également permettre de ne contraindre l'hydroélectricité que dans les limites strictement nécessaires. Lorsqu'elles sont possibles sur le plan environnemental, la délivrance de dérogations aux dispositions sur les débits réservés (cf. ci-dessus) contribuerait favorablement au maintien de la production hydraulique française. Au-delà, certains aménagements réglementaires pourraient être nécessaires.

La prise en compte des effets environnementaux de l'hydroélectricité rend problématique sa contribution à l'augmentation de 33 TWh visée, qui pourrait même se révéler négative. Seule la mise en place d'une politique volontariste, intégrant les mesures concourant à l'acceptabilité locale des projets, permettrait de rendre cette contribution positive et de la passer à +4, voire à +8 TWh.

Ce potentiel renouvelable ne doit pas faire oublier l'autre intérêt majeur de l'hydroélectricité, qui permet d'équilibrer quasiment instantanément l'offre et la demande par des soutirages ou de la fourniture d'énergie. Deux types d'investissements sont possibles dans cette logique : la création de stations de pompage, dont on a vu l'intérêt dans la partie 3.3.2 consacrée aux besoins d'ajustement, et

³⁶ Il s'agit de la quantité d'eau laissée en permanence dans le lit de la rivière. Cette quantité d'eau est passée au 1/40^{ème} du débit moyen interannuel (le module) suite à la loi pêche de 1994, ce qui a conduit à perdre 1,2 TWh d'énergie renouvelable - mais était nécessaire au maintien de la qualité des milieux-, et passera au 1/10^{ème} du module au fur et à mesure du renouvellement des titres administratifs des ouvrages.

³⁷ La réglementation permet en théorie, sur les cours d'eau dont le module dépasse 80 m³/s, de fixer des débits réservés compris entre le 1/10^{ème} et le 1/20^{ème} du module.

l'augmentation de la puissance d'une installation existante (« suréquipement ») pour qu'elle puisse fournir la même quantité d'électricité, mais mieux la placer dans le temps et donc mieux la vendre. Ainsi, c'est pour pouvoir fournir l'essentiel de leur énergie en pointe que la puissance de beaucoup de grands aménagements paraît importante par rapport à leur production.

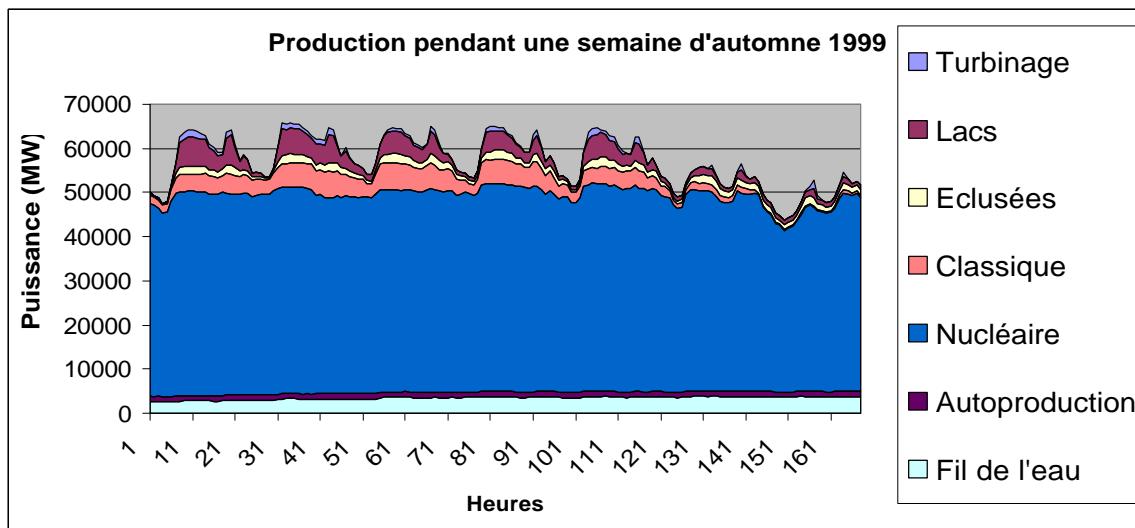


Figure 4.1 - La flexibilité de l'hydraulique lui permet d'assurer la fourniture de pointe – Source RTE

Des sites permettant de réaliser des installations de pompage pour un total de 4 GW seraient identifiés. Quelques installations existantes offrent également la possibilité de réaliser un suréquipement.

L'objectif à retenir à l'horizon 2010 pour l'hydroélectricité, en terme de productible annuel, pourrait être compris entre 69 et 79 TWh, soit une évolution comprise entre ³⁸-2 et +8 TWh/an.

Le « suréquipement » d'installations existantes et la création de stations de pompage (STEP) peuvent se traduire par des augmentations de puissance des installations sans augmentation significative de la production annuelle.

Un objectif minimal en puissance pour l'hydroélectricité dans la PPI pourrait être fixé à 250 MW par TWh à produire au-delà du seuil de 67 TWh. Aucun maximum ne devrait être prévu.

³⁸ La totalité de la perte de 4 TWh provoquée par le relèvement des débits réservés ne sera effective qu'une fois tous les titres administratifs renouvelés.

4.1.1.2 La biomasse

La biomasse sous toutes ses formes peut apporter une contribution notable à l'objectif de 21% fixé. Le livre blanc de la Commission européenne prévoyait de satisfaire les trois quarts de l'objectif de développement des énergies renouvelables en Europe par de la biomasse.

Les estimations de l'ADEME

Le tableau ci-dessous présente les prévisions de croissance de la bioélectricité en France élaborées par l'ADEME, en supposant une politique de développement volontariste fondée notamment sur des tarifs d'obligation d'achat de 45 à 50 cF/kWh (69 à 76 €/MWh). Des hypothèses alternatives de l'ADEME plus conservatrices sur la méthanisation ou sur la valorisation des déchets des industries agro-alimentaires pourraient conduire à retenir une production de bioélectricité de 3,7 TWh en 2010.

	2001	2010	2020-2030
Biocombustibles (bois, pailles)	1,5 TWh	3,5 TWh	6 TWh
Méthanisation	0,4 TWh	1,8 TWh	2,2 TWh
Bioincinération (déchets organiques)	0,7 TWh	1,7 TWh	3 TWh
<i>Total</i>	<i>2,6 TWh</i>	<i>7,0 TWh</i>	<i>11,2 TWh</i>

Tableau 4.3 - Contribution prospective de la biomasse selon l'ADEME

Le développement de la bioélectricité sera fortement dépendant de l'avancée des technologies de gazéification, qui permettront d'atteindre des rendements électriques très supérieurs aux techniques par turbines à vapeur actuelles.

Les deux facteurs limitant le développement des bioénergies sont en effet, d'une part, le rendement, et, d'autre part, la ressource en biomasse et l'espace disponible. La production d'un TWh d'électricité par gazéification nécessiterait ainsi 90000 ha de cultures énergétiques intensives, soit un périmètre d'approvisionnement voisin de 1 Mha (100 km * 100 km). Avec un procédé utilisant un cycle vapeur, ces surfaces devraient être pratiquement doublées.

Les estimations de l'ADEME indiquées ci-dessus ont été élaborées à partir d'hypothèses de tarifs d'obligation d'achat, et de la constatation que la technique de gazéification ne sera pas encore assez répandue, à l'horizon 2010, pour permettre d'atteindre des chiffres plus élevés.

Quelques potentiels selon le Schéma de services collectifs de l'énergie

L'estimation fournie par le Schéma de services collectifs de l'énergie, pour la récupération et la valorisation de 80% du biogaz de décharge à l'horizon 2010 conformément à la proposition du PNLCC, est de 3,5 TWh. Un ordre de grandeur de 2 à 5 TWh est également fourni pour la valorisation énergétique des déchets des industries agro-alimentaires et de l'agriculture.

Accroître la production de bioélectricité

Trois options permettraient d'augmenter la production de bioélectricité en 2010. Le potentiel accessible pourrait être augmenté par la création à la suite d'appels d'offres d'installations d'une taille supérieure à 12 MW (limite de l'obligation d'achat), par la promotion volontariste des installations de gazéification, dans la lignée des mesures préconisées par le PNLCC qui permettraient par un mouvement d'entraînement de valoriser plus tôt le potentiel identifié pour 2020, ou par des rémunérations plus élevées que celles retenues dans les hypothèses de l'ADEME. Ces actions seront cependant bornées par la compétitivité comparée avec les autres énergies renouvelables.

Il semble donc possible de retenir une production électrique à partir de biomasse de 8 ou 9 TWh à l'horizon 2010, quitte à constater à terme que le coût de sa mise en valeur est trop élevé par rapport à la réalisation d'éoliennes ou à l'utilisation du potentiel hydraulique, et à ajuster en conséquence la répartition entre énergies renouvelables.

L'objectif à retenir pour la production d'électricité à partir de biogaz et de biomasse pourrait être compris entre 3,5 et 9 TWh, pour une puissance installée de 500 MW à 2000 MW³⁹.

4.1.1.3 L'éolien

Le potentiel éolien théorique français est selon le Schéma des services collectifs de l'énergie de l'ordre de 150 TWh (66 TWh pour 30 GW onshore et 97 TWh pour 30 GW offshore). Les gisements pratiquement accessibles sont naturellement inférieurs à ces chiffres, selon les évaluations de l'ADEME dans les régions les plus prometteuses, mais toujours importants :

- 10 800 MW pour 26,5 TWh/an en Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Corse, Finistère en onshore,
- 9 125 MW pour 30,1 TWh/an en Languedoc-Roussillon, Bretagne, Manche, Nord Pas de Calais en offshore.

Ces chiffres suggèrent de s'intéresser aux capacités d'accueil du réseau. RTE estime en effet qu'environ 4000 MW d'éolien peuvent être raccordés sur les réseaux sans renforcements. Il est donc indispensable de préparer le raccordement de plusieurs gigawatts supplémentaires en mettant en œuvre dès à présent les renforcements permettant d'augmenter à faible coût cette capacité d'accueil, et en identifiant rapidement les besoins en nouvelles lignes à haute tension dont la réalisation doit être décidée très tôt pour permettre l'évacuation d'énergie éolienne à l'horizon 2010. Ces ouvrages font en effet systématiquement l'objet d'enquêtes publiques, et sont soumis à permis de construire.

Par ailleurs, le coût du renforcement de ces réseaux, doit être pris en compte dans l'évaluation de l'opportunité économique des différentes filières de production, qui n'ont pas toutes les mêmes exigences en matière de raccordement.. André Merlin, directeur du RTE, a cité le chiffre de 22 MdF (3,3 Md€) de renforcement des réseaux de transport et de distribution pour l'accueil de 14 GW d'éolien lors de son audition par l'Office parlementaire des choix scientifiques et techniques⁴⁰. Ce sujet doit faire l'objet d'évaluations économiques approfondies d'ici à la publication de la prochaine PPI, qui devra être prête pour fin 2003.

Enfin, les moyens d'ajustement qui permettraient d'accueillir plusieurs GW d'éolien doivent être mieux quantifiés. Ces besoins ne sont pas immédiats, puisque le problème ne se posera pas avant que la puissance éolienne installée atteigne 2000 à 3000 MW. Il est cependant indispensable d'avoir pris la mesure de ce problème d'ici fin 2003.

Les coûts des moyens d'ajustement supplémentaires nécessaires pour sécuriser le réseau en présence de quantités importantes d'éoliennes seront fonction de la prévisibilité et d'éventuelles variations rapides de la production. Pour donner un ordre de grandeur des besoins, disons simplement que, à l'horizon 2003, la puissance éolienne installée sur le réseau européen dépassera celle des stations de pompage/turbinage qui sont aujourd'hui des moyens privilégiés d'ajustement. À l'horizon 2010, en France, l'éolien représentera deux à trois fois les capacités des stations de pompage françaises, et le gestionnaire de réseau devra disposer d'autres moyens pour réguler les flux.

³⁹ Pour une puissance installée donnée, la production à partir de biomasse peut varier du simple au double suivant que l'exploitation est utilisée toute l'année (Usines d'incinération d'ordures ménagères, valorisation du biogaz de décharge) ou seulement pendant les mois d'hiver (chaufferies au bois).

⁴⁰ Dans le cadre de l'étude sur « l'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables et sur la situation présente et l'éventuel renforcement de la recherche et de l'industrie française dans ce domaine ».

L'ajout de production éolienne induira moins de besoins d'ajustement dans les zones bénéficiant de vents réguliers comme les alizés. Par ailleurs, si la puissance qu'il est possible d'évacuer en un point donné du réseau est limitée, le souci de maximiser la production d'énergie renouvelable devrait conduire à privilégier le raccordement d'installations éoliennes offshore dont la production est 20% plus importante, à puissance installée donnée, que celle d'éoliennes terrestres. De plus, il conviendrait d'examiner si les éoliennes offshore produisent de manière plus régulière et plus prévisible que les éoliennes terrestres, ce qui aiderait à compenser leurs coûts initiaux plus élevés.

L'objectif de développement de la production éolienne pourrait être compris entre 7 et 14 GW, pour une production annuelle moyenne de 20 à 35 TWh. Les caractéristiques particulières de la production éolienne offshore justifieraient de la distinguer dans ce total.

4.1.1.4 Autres sources d'énergie renouvelables

La géothermie

Le potentiel géothermique français est limité. Seul le gisement de Bouillante, à la Guadeloupe, est exploitable de manière certaine pour la production d'électricité⁴¹. La production y sera portée à 100 GWh en 2002, pour une puissance installée de 15 MW, et une extension de 10 MW est prévue à l'horizon 2005-2006. Elle pourrait atteindre 400 GWh à l'horizon 2010, pour une puissance installée de 50 MW, soit un niveau légèrement supérieur aux objectifs proposés par le Schéma de services collectifs de l'énergie.

Le développement de la géothermie est rendu difficile par le risque de perte financière associé à un forage inutilisable. Ainsi, les forages réalisés en Martinique fournissent une température insuffisante pour la production d'électricité et ne pourront être utilisés que pour la production de chaleur. En cas de succès, les coûts de production sont par contre modérés. La géothermie fournit une puissance garantie en base avec une faible indisponibilité, et est donc particulièrement adaptée à la substitution de moyens thermiques dans les DOM.

Un projet de géothermie sur roche sèche est actuellement développé en Alsace. Il pourrait permettre l'installation de 20 MW. La même technique de production pourrait être utilisée à la Réunion. Dans les deux cas, la faisabilité des installations n'est pas avérée.

Le solaire

La production d'électricité à partir d'énergie solaire est aujourd'hui très faible à cause des coûts des installations et de leur faible durée annuelle de fonctionnement. La principale technique développée aujourd'hui est fondée sur les panneaux photovoltaïques. Des techniques à fluides caloporteurs ont également été développées (centrale expérimentale Thémis dans le midi de la France, installations américaines dans le désert du Nevada).

Elle est principalement utilisée pour répondre à des besoins de niche, comme la fourniture d'électricité sur des sites isolés. Le financement des installations est alors justifié par les économies de raccordement au réseau réalisées. Il existe aujourd'hui 4000 installations photovoltaïques dans les DOM, pour une puissance installée de 5 MW. Une grande partie n'est pas raccordée au réseau.

⁴¹ La production d'électricité géothermique exige l'utilisation d'un gisement à haute température ; des gisements de moindre qualité peuvent être exploités pour des besoins thermiques (par exemple chauffage résidentiel en Île-de-France).

Même dans les DOM, où le coût de production de l'électricité fournie en pointe est de l'ordre de 150€/MWh, l'installation de panneaux photovoltaïques est difficile à justifier économiquement puisque le coût de revient de l'électricité qu'il fournit est de l'ordre de 450 à 600 €/MWh. L'électricité photovoltaïque pourra présenter de l'intérêt à long terme pour la production d'électricité alimentant en pointe les climatiseurs, mais son déploiement à grande échelle n'est pas envisageable dans l'immédiat.

La production photovoltaïque à l'horizon 2010 restera très limitée, si un saut technologique n'est pas accompli, les coûts du photovoltaïque restant particulièrement élevés. L'objectif de développement à l'horizon 2010 pourrait être une puissance installée comprise entre 10 MW et 120 MW (conformément au scénario volontariste du syndicat des énergies renouvelables), pour une production de 10 à 150 GWh.

4.1.2 Le nucléaire

Le parc nucléaire existant est suffisant pour répondre à la demande « de base » qui lui est adressée ainsi qu'à la semi-base longue. De fait, la demande actuelle ne permet pas de l'utiliser à pleine capacité en demi-saison ou en été, et les projections fondées sur les scénarios RTE et tendanciels suggèrent que, dans le contexte d'un fort développement des énergies renouvelables, cette situation perdurera jusqu'en 2010. Il n'y a donc pas de besoin de mise en service d'un nouveau réacteur avant cette échéance.

Le nucléaire assure aujourd'hui une partie du suivi de charge. Il est possible d'arrêter une tranche, le temps d'un week-end, ou de faire varier rapidement sa puissance entre 25% et 100% de la puissance nominale, mais ces variations ne peuvent avoir lieu plus de deux fois par jour.

La souplesse des tranches nucléaires existantes est donc excellente, mais elle sollicite le matériel et mobilise un moyen coûteux pour assurer la satisfaction de besoins systèmes et d'ajustement. Cette souplesse, même combinée à celle des moyens hydrauliques, est d'ailleurs insuffisante pour assurer le maintien permanent de l'équilibre offre-demande.

4.1.3 Le thermique classique

La dénomination « installations thermiques classiques » recouvre des installations extrêmement variées, des moteurs diesel fournissant de l'énergie en base dans les zones non interconnectées aux centrales au fioul de 700 MW utilisées 1000 heures par an en Métropole.

Les installations valorisant de la biomasse, bien qu'étant à proprement parler des installations thermiques classiques, ne sont pas examinées ici car déjà couvertes par les objectifs de développement des énergies renouvelables. Cependant, les contraintes d'émission de NOx leur sont applicables. En particulier, la directive GIC définit des valeurs limites d'émission spécifiques à la biomasse.

Ces installations peuvent être examinées en fonction de leurs durées de fonctionnement annuelles (base, semi-base, pointe), dans une perspective d'adaptation du parc à la courbe de demande, en fonction de la satisfaction ou non de besoins non électriques (cogénération, incinération de déchets, combustion de gaz fatal ou d'autres sous-produits industriels), ou tout simplement selon leur combustible ou leur taille.

Cependant, on doit tout d'abord se pencher sur la compatibilité du développement et de la structure de ce parc avec les objectifs environnementaux rappelés au 2.2.

4.1.3.1 Installations thermiques et objectifs environnementaux

Les objectifs énergétiques et environnementaux de la PPI concernent au premier chef les installations thermiques. En effet, elles sont les seules installations de production électrique à émettre des gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques en quantités notables⁴². Par ailleurs, elles jouent un rôle crucial pour le bouclage de l'équilibre offre-demande, la sécurité de certaines portions du réseau et les services systèmes. Enfin, la diversité des combustibles les alimentant limite l'impact sur le système électrique d'un problème d'approvisionnement.

Le respect des objectifs du PNLCC

Plusieurs mesures du Programme national de lutte contre le changement climatique sont susceptibles d'avoir un impact sur la production thermique. Elles ont été rappelées dans la partie 2.2.1.

L'objectif qui est susceptible d'avoir les plus fortes conséquences sur le développement du parc thermique est la cible de 9,1 MteC par an affichée en 2010 pour les émissions du secteur électrique et la proposition de substituer le parc thermique à flamme par de la cogénération et des cycles combinés à gaz.

Le développement de nouveaux moyens de production n'émettant pas de gaz à effet de serre sera bien supérieur aux objectifs affichés par le PNLCC : 33 TWh d'électricité d'origine renouvelable seront produits, ce qui correspond au moins au double de l'énergie qui devait être substituée par des cycles combinés, et le développement de la cogénération est beaucoup plus rapide que prévu.

Cependant, ces installations pourraient ne pas permettre une substitution du parc thermique existant au niveau espéré, car elles ne fournissent pas de services réseau (fourniture de réserves, production de « puissance réactive » pour soutenir le réseau, fourniture d'ajustement). Par ailleurs, rien n'indique qu'une production thermique substituée ne trouvera pas d'acquéreur ailleurs sur le marché européen ; les investissements lourds à consentir pour dépolluer les centrales 600 MW charbon inciteront au contraire les producteurs à faire fonctionner de façon intensive ces moyens.

Le PNLCC prévoit des émissions par les installations thermiques centralisées qui semblent correspondre à une production de 27 à 30 TWh⁴³, et des émissions du reste du parc qui seraient de l'ordre de 3 MteC. À ce niveau moyen⁴⁴ de production, les grandes centrales thermiques classiques devraient pouvoir, à l'horizon considéré, fournir les services systèmes et les services de modulation nécessaires au maintien de l'équilibre offre-demande et à celui du réseau.

Cependant, cette appréciation est conditionnée, d'une part, au respect des objectifs de maîtrise de la demande évoqués par ailleurs, puisque, à défaut, les centrales thermiques classiques devraient fournir de l'énergie pour couvrir une partie de ces besoins supplémentaires, d'autre part, au maintien des besoins d'ajustement au niveau actuel et enfin, en cas de substitution, à la création de nouvelles capacités capables de fournir les mêmes services.

⁴² La mise en eau des barrages en zone tropicale peut conduire à des dégagements notables de méthane issus de la décomposition de la végétation pendant plusieurs années. Cependant aucun projet de création d'un tel ouvrage n'est connu actuellement.

⁴³ Le PNLCC indique que 7,5 MteC seraient émis par les installations au charbon et au fioul existantes, qu'il convient de substituer en partie par du gaz pour permettre une économie de 1,5 MteC. Les 7,5 MteC correspondent à 27 - 30 TWh de production classique au charbon, et la substitution par des cycles combinés à gaz ne doit pas modifier ce chiffre. Le complément (9,1+1,5-7,5), soit 3 MteC, pourrait correspondre pour 1,2 MteC à des émissions d'installations consommant des gaz industriels, et pour le reste aux émissions de cycles combinés à gaz et des diesels de Corse et des DOM. Les bilans CO2 élaborés habituellement, par exemple celui du Centre interprofessionnel technique de la pollution atmosphérique (CITEPA), allouent l'ensemble des émissions de la cogénération et de l'autoproduction au secteur industriel concerné.

⁴⁴ La production thermique est très variable suivant les années. Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre étant pluriannuels, l'utilisation d'un scénario pour vérifier leur tenue est pertinente.

Or les experts consultés ont souligné la difficulté d'exploiter une installation neuve en pointe, avec un fonctionnement intermittent et irrégulier, pour des raisons de sollicitation importante des équipements dans ce mode de fonctionnement (d'où usure accélérée), de faible souplesse des contrats d'approvisionnement en gaz⁴⁵, et d'amortissement de l'investissement sur un faible nombre d'heures de fonctionnement. On vérifie d'ailleurs que les centrales au charbon et au fioul qui assurent la pointe et la semi-base courte aujourd'hui en Métropole sont des centrales conçues et construites pour un fonctionnement en base, il y a 25 à 30 ans.

Le fonctionnement actuel des centrales thermiques à hauteur de 20 à 30 TWh s'explique par des contraintes réseau⁴⁶, par des besoins d'essai des centrales qui fonctionnent peu souvent, et surtout par des contraintes dynamiques : il est exclu de démarrer une centrale nucléaire pour satisfaire un besoin de pointe de deux heures. Ces contraintes ne sont pas prises en compte par les modèles classiques de simulation de l'équilibre offre-demande⁴⁷, qui sous-estiment la production thermique classique d'au moins 13 TWh selon RTE (3 TWh liés aux contraintes réseau et à la fourniture de réserves, 10 TWh au moins pour des raisons de dynamique du système électrique).

Par conséquent, il est nécessaire de mieux estimer le rôle des capacités classiques pour la sécurité du système électrique avant de valider définitivement la possibilité de respecter les objectifs d'émission de gaz à effet de serre fixés par le PNLCC. Le volume des émissions de la cogénération et de l'autoproduction, comptées par convention dans le secteur industriel, pourrait également être examiné à cette occasion.

Le respect des objectifs en matière de polluants atmosphériques (SO_x, NO_x)

La directive PEN prévoit la diminution des émissions totales de polluants, et par conséquent une diminution notable de la production thermique classique. Par ailleurs la directive GIC va contraindre au déclassement à terme des installations qui satisfont aujourd'hui des besoins de pointe et de services système, mais qui sont trop anciennes pour justifier un investissement de dépollution. Ce dispositif réglementaire pourrait provoquer une baisse de la capacité thermique classique en dessous de celle nécessaire à la sécurité du système.

EDF et la SNET ont annoncé leur volonté d'être exemplaires en matière de dépollution de leurs centrales au charbon de 600 MW. Ce parc représente 3000 MW de puissance installée, à ajouter aux 350 MW de centrales à « lit fluidisé circulant » répondant déjà aux normes environnementales de la directive GIC. Par conséquent, à l'horizon 2010, la moitié de l'électricité produite par les grandes installations de combustion au charbon et au fioul devrait être issue de centrales propres.

Le reste du parc, en particulier les centrales utilisées en autoproduction et les centrales de pointe au fioul pour lesquelles aucune disposition dérogatoire n'est prévue, devrait demander à bénéficier de la dérogation prévue pour les installations en fin de vie (fonctionnement jusqu'en « 2008 + 20000 heures », avec arrêt au plus tard en 2015). EDF a laissé ainsi clairement entendre que ses installations au charbon de 250 MW seraient déclassées à partir de 2005, en fonction des tendances observées.

⁴⁵ Cependant, la création d'installations électriques près de terminaux de re-gazéification du gaz naturel liquéfié permettrait d'offrir une certaine flexibilité de fourniture par des livraisons ponctuelles supplémentaires par méthaniers.

⁴⁶ La sécurité d'alimentation de la Bretagne et de la région PACA exige le fonctionnement fréquent de groupes thermiques, respectivement à Cordemais, et à Martigues et Gardanne.

⁴⁷ Ces modèles ont été développés uniquement pour évaluer un éventuel risque de défaillance. Ils se contentent de vérifier que les moyens de production existants peuvent répondre à la demande, mais ne prennent pas en compte les aspects dynamiques de l'exploitation des centrales. De ce fait, ils surestiment la contribution du nucléaire à la satisfaction de la demande, et sous-estiment celle du thermique classique. En conséquence, les calculs d'émissions de polluants à partir de résultats issus de ces modèles sont toujours très largement sous-estimés également.

Ces arrêts progressifs pourraient poser un problème majeur en pointe et en semi-base : si 3350 MW subsistent à l'horizon 2015 sur les 18700 MW de thermique centralisé actuels identifiés dans la partie 1.1.2, auxquels on doit probablement ajouter la quasi-totalité des installations d'autoproduction au fioul et au charbon, les possibilités de bouclage de la demande par les moyens thermiques seront extrêmement restreints. Des besoins de pointe devront être satisfaits à cet horizon, et probablement nettement avant si les exploitants décident, pour des raisons sociales, d'étaler les déclassements dans le temps.

L'impact de l'arrêté du 11 août 1999

L'arrêté du 11 août 1999 sur les polluants émis par les turbines et moteurs aura certainement un impact sur les installations de production, mais des dispositions adéquates ont été prises pour atténuer ses effets pour les installations fonctionnant peu et ayant en conséquence des effets limités sur l'environnement :

- les installations de secours ne sont pas soumises à cet arrêté ;
- les installations fonctionnant moins de 500 heures par an bénéficient de valeurs limites d'émission de NOx plus élevées ;
- le préfet a la possibilité, dans certaines conditions, de fixer des valeurs limites d'émissions différentes de celles de l'arrêté.

Les diesels des zones non interconnectées (ZNI) fonctionnent en base ou en semi-base et sont notamment affectés. En effet, il n'existe pas aujourd'hui de techniques validées industriellement qui permettraient d'amener ces installations à des niveaux conformes aux exigences de l'arrêté. Un groupe diesel a été réhabilité et remis en service en Corse, à Lucciana, afin de tester un dispositif « Humid air motor » qui permettrait de les respecter. En cas de succès, ce dispositif serait installé sur la plupart des diesels des ZNI. Dans le cas contraire, des investissements significatifs de remplacement devraient être prévus au 1^{er} janvier 2011 dans toutes les ZNI. Les systèmes de dépollution des nouveaux diesels auront d'ailleurs un coût qui devrait faire perdre de son intérêt à la filière.

4.1.3.2 Autoproduction et plaques industrielles

Comme indiqué dans la partie 1.1, il existe en France un nombre significatif d'installations de production industrielles utilisant du fioul, du charbon, du gaz, des sous-produits industriels ou des déchets. Certaines produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité en cogénération, même si leur rendement énergétique n'est pas toujours élevé.

La variété des combustibles utilisés par ces installations présente un intérêt évident pour la sécurité d'approvisionnement. Cependant, les faibles prix actuels de l'électricité empêchent la création de nouvelles installations de production : seules des cogénérations au gaz bénéficiant de l'obligation d'achat ou d'un débouché de chaleur très rémunératrice peuvent aujourd'hui être développées.

L'essentiel de l'autoproduction est une production de base associée à un procédé industriel (consommation de gaz industriels⁴⁸, fourniture de chaleur etc.). En dehors de quelques opérations comme le projet en cours de montage à Dunkerque (un cycle combiné consommant également des gaz industriels et du gaz naturel), les besoins associés sont difficiles à évaluer car les gisements sont mal connus. Il ne semble pas nécessaire de favoriser ces moyens, sauf si les produits consommés sont renouvelables et contribuent à l'objectif de 21 % d'électricité renouvelable, mais il convient de leur laisser une place dans le parc de production. La PPI pourrait autoriser de telles installations à condition que ces dernières soient rentables, c'est-à-dire sans intervention des Pouvoirs publics par obligation d'achat ou appel d'offres.

⁴⁸ gaz de raffinerie, gaz de haut-fourneau, grisou, gaz de cokerie...

Il existe également des installations utilisées uniquement lors d'effacements de consommation, qui permettent d'atténuer le problème du passage des pointes et devraient être soutenues. La création d'installations de pointe en autoproduction a un intérêt technique pour le passage des pointes, et pourrait être autorisé à concurrence d'un ou deux gigawatts. Elle doit toutefois relever d'arbitrages des industriels eux-mêmes ; le plancher de puissance installée visé par la PPI en 2010 devrait donc être fixé à zéro.

4.1.3.3 Les installations de cogénération (au sens de l'obligation d'achat)

Les installations de cogénération sont des installations assurant une production combinée d'au moins deux énergies utiles, électrique et thermique, à partir d'énergie primaire, et qui répondent aux caractéristiques techniques fixées par la réglementation.

Les modalités de l'obligation d'achat mises en place depuis 1997 ont permis d'équiper une part importante du marché des cogénérations. La puissance installée en 2001 est ainsi supérieure à celle que le PNLC retenait dans son scénario de référence pour 2010. Pour l'avenir, seules les installations de moins de 12 MW⁴⁹ pourront bénéficier de tarifs réglementés non encore accordés par le biais de contrats déjà en vigueur.

Les possibilités restantes semblent essentiellement être liées au renouvellement d'anciennes installations industrielles produisant de la chaleur et de l'électricité, au développement d'installations de petite puissance (1 à 4 MW) et à l'équipement de réseaux de chaleur qui seraient encore alimentés par des chaudières au fioul ou au charbon.

Les exigences accrues en termes d'efficacité énergétique pour les installations qui bénéficient de l'obligation d'achat devraient, à circonstances comparables, conduire à la réalisation d'installations plus petites mais plus efficaces.

L'objectif en matière de cogénération pourrait être compris entre 0 et 2500 MW supplémentaires installés en 2010.

4.1.3.4 Les installations de base et de semi-base en Métropole

Les simulations conduites par RTE montrent que le parc français est aujourd'hui assez largement dimensionné pour la base (la variante 2 du scénario RTE identifie une surcapacité en base dès que 2 GW de cogénération en base supplémentaires sont installés).

Les prix actuels du marché européens ne permettent pas, aujourd'hui, de rentabiliser un nouvel investissement en base, quelle que soit l'énergie fossile ou nucléaire retenue.

S'il convient de laisser jouer la concurrence en permettant la création par autorisation de quelques gigawatts de moyens de base, l'objectif minimal de la PPI en la matière devrait être fixé à zéro.

Le problème est pratiquement le même en semi-base. Cependant, il pourrait être envisagé de créer des capacités thermiques classiques en semi-base fonctionnant soit au gaz, soit au charbon propre, pour préparer le renouvellement du parc thermique classique à l'horizon 2005. Il serait souhaitable que ces capacités fasse preuve d'une souplesse d'utilisation plus grande permettant notamment de fournir des services systèmes, ce qui pourrait poser des problèmes pour l'alimentation de centrales au gaz⁵⁰.

⁴⁹ Ce seuil pourrait être abaissé avec l'ouverture du marché de l'électricité.

⁵⁰ Il paraît difficile, aujourd'hui, de négocier des contrats de fourniture de gaz qui prévoiraient un fonctionnement « en dentelle » de l'installation. Or tout l'intérêt d'une installation offrant des possibilités d'ajustement est de pouvoir augmenter sa production avec un préavis faible.

Dans l'attente d'une analyse plus fine des conséquences des directives PEN et GIC, la PPI pourrait laisser la possibilité de déclencher un appel d'offre pour un à deux gigawatts de moyens de semi-base au gaz ou au charbon, à localiser dans les zones où un renforcement des moyens de production paraît indispensable.

4.1.3.5 Les installations de base et de semi-base dans les zones non interconnectées (ZNI)

Compte tenu des spécificités des ZNI, ces installations ne peuvent être que des installations au charbon, au fioul ou consommant des combustibles locaux (bagasse, UIOM). Leur taille limitée conduit à des options techniques et à des coûts de production nettement différents de ceux en vigueur en Métropole.

Les installations au fioul ont le double désavantage de renforcer la dépendance au pétrole de l'économie des zones non interconnectées, et de nécessiter des investissements alourdis par les exigences de dépollution de l'arrêté du 11 août 1999. Faute de référence industrielle pour des turbines à combustion ou des cycles combinés au fioul fonctionnant en base ou en semi-base longue, l'option technique à retenir est le diesel, éventuellement installé en « cycle combiné » comme à Jarry (Guadeloupe).

Le charbon aurait toute sa place dans ces zones : il ne provoque pas d'émissions de gaz à effet de serre significativement supérieures à celles du fioul, peut être utilisé dans des centrales bagasse-charbon en cocombustion avec de la biomasse, et permet de diversifier les ressources énergétiques. Cependant, les valeurs limites d'émission de la directive GIC applicables aux installations nouvelles dans les DOM, quoique plus élevées que celles en vigueur en Métropole, semblent ne pas permettre la réalisation de nouvelles unités bagasse-charbon utilisant les techniques mises en œuvre au Gol ou à Bois-Rouge.

En effet, il serait nécessaire d'y adjoindre des systèmes de dépollution utilisant de l'ammoniac, avec les difficultés d'importation et de gestion d'un tel produit dans les DOM, et la perspective de ne plus pouvoir valoriser les cendres produites. L'alternative pourrait être la réalisation de lits fluidisés circulants, technique qui présente des indisponibilités et des besoins de maintenance supérieurs, et qui nécessite des volumes importants de calcaire.

4.1.3.6 Les installations de pointe

Les besoins en nouvelles installations de pointe sont fonction de quatre paramètres :

- l'efficacité des mesures de maîtrise de la demande décidées pour réduire la pointe,
- l'évolution de la consommation, une évolution tendancielle conduisant à des besoins en moyens de pointe supérieurs de 6 GW à celle donnée par un scénario sobre en énergie à l'horizon 2010,
- l'évaluation de la pertinence du critère de défaillance utilisé dans les simulations,
- le devenir des installations existantes en exploitation et en arrêt garanti pluriannuel, dans le contexte des directives sur les plafonds d'émission.

Ils sont donc particulièrement difficiles à définir à l'horizon 2010.

Les simulations de RTE indiquent que des installations de pointe commencerait à être nécessaires à l'horizon 2005-2006, notamment pour pallier les conséquences d'une éventuelle conjoncture climatique défavorable. Ces évaluations sont fondées sur un critère de défaillance exigeant ; cependant, elles suggèrent que des créations d'installations pourraient se révéler nécessaires avant 2010 si les moyens décrits dans la section 3.3.1 ne pouvaient pas être mis en œuvre à une échelle suffisante.

Les turbines à combustion au fioul ou au gaz sont les seules installations de pointe réalisables rapidement⁵¹. D'autres options incluent la remise en exploitation de tranches au fioul actuellement en arrêt garanti, et pour le très long terme la décision de création de nouvelles stations de pompage.

La PPI pourrait retenir une fourchette de création de 0 à 4 GW de TAC à l'horizon 2010 sur le continent, mais ne devrait pas pour autant limiter la puissance hydraulique installable en pompage ou en suréquipement.

4.1.3.7 Les installations de secours

Ces installations sont en général des groupes diesel implantés dans les sites où une défaillance de la fourniture par le réseau peut avoir des effets catastrophiques, par exemple les hôpitaux. Contrairement aux installations utilisées en « effacement jour de pointe » (EJP), ils ne sont pas raccordables au réseau, et ne contribuent pas à la pointe.

Le fonctionnement de ces installations est exceptionnel, en dehors des périodes d'essai, ce qui rend les externalités de leur production négligeables. Les dispositions de l'arrêté du 11 août 1999 ne leur sont d'ailleurs pas applicables.

La PPI pourrait autoriser la création de tout groupe de secours, quelle que soit la technique de production employée, mais sans fixer de fourchette puisque leur contribution à la satisfaction de l'équilibre offre-demande est nulle. D'autre part, la création de groupes de secours peut être imposée par d'autres réglementations.

⁵¹ Moins de deux ans, hors procédures administratives : permis de construire, autorisation au titre de la législation sur les installations classées pour la protection de l'environnement, autorisation d'exploiter.

4.2. La répartition par zone géographique

Il est nécessaire de conduire des études de l'équilibre offre-demande pour les zones non interconnectées que sont la Corse et les DOM, et de se pencher également sur les quelques zones dont la desserte par le réseau de transport et le parc de production actuel ne suffisent pas à garantir complètement la sécurité d'approvisionnement.

4.2.1 Les contraintes spécifiques aux zones non interconnectées

La Corse, les DOM et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon se caractérisent par des systèmes électriques de petite taille qui connaissent des difficultés de tenue de tension, de qualité de fourniture et de réglage fréquence-puissance. Ces difficultés obligent à limiter la puissance unitaire d'un groupe de production à 25 % de la puissance moyenne appelée sous peine de fragiliser le système lors de la perte éventuelle d'un groupe. Elles contraignent également à limiter en temps réel la puissance éolienne livrée sur le réseau à 30% au maximum de la puissance appelée, faute de quoi l'équilibre offre-demande devient difficile à garantir.

L'utilisation des centrales nucléaires y est impossible pour des raisons de taille, ainsi que celle des centrales à gaz, à cause du coût impossible à amortir sur d'aussi faibles consommations des terminaux de regazéification du gaz naturel liquéfié. Les sources d'énergie pour la production d'électricité sont donc réduites aux énergies renouvelables, au charbon, éventuellement en association avec des ressources locales comme la bagasse, et surtout au fioul. Les DOM et la Corse, de par leur situation géographique et leurs conditions climatiques particulières, constituent un terrain propice au développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Le développement des énergies renouvelables limite directement les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x) produits par les centrales thermiques classiques de ces systèmes isolés. Ainsi, on estime que les 12 MW d'éoliennes installées depuis un an dans le cap Corse permettent d'économiser 7000 tonnes de fioul par an. Les coûts de développement des énergies renouvelables dans ces régions sont réduits car, pour un tarif d'obligation d'achat à peine plus élevé que celui applicable sur le continent (au maximum 91 €/MWh pour une installation éolienne en Corse ou dans les DOM), elles permettent d'éviter la production d'énergie produite à partir de diesels à un coût de l'ordre de 90 €/MWh.

La faible taille des installations de production insulaires explique ce coût de production. Un mécanisme de péréquation conduit à une compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées (2 à 3 milliards de francs), qui est supportée par l'ensemble des consommateurs d'électricité. De tels montants expliquent l'intérêt des programmes de maîtrise de la demande d'électricité dans ces zones.

Le Schéma de services collectifs de l'énergie propose de viser, pour la Corse et les DOM, les productions supplémentaires à partir d'énergies renouvelables suivantes en 2010 :

Géothermie haute température		Éolien		Petite hydraulique		Biomasse	
Puissance installée	Production	Puissance installée	Production	Puissance installée	Production	Puissance installée	Production
50 MW	300 GWh	100 MW	250 GWh	20 MW	60 GWh		15 GWh

Ces objectifs correspondent à ceux proposés par le PNLCC pour les DOM, et qui doivent permettre d'éviter l'émission de 0,13 MteC.

4.2.2 La Corse

Dans le cadre de l'article L4424-33 du Code général des collectivités territoriales, la Collectivité territoriale de Corse élabore et met en œuvre « *le programme de prospection, d'exploitation et de valorisation des ressources énergétiques locales de Corse, qui porte sur la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et de la mer, l'énergie tirée de la biomasse, l'énergie tirée de la valorisation et de la récupération des déchets, des réseaux de chaleur, l'énergie hydraulique des ouvrages dont la puissance est inférieure à 8 000 kilowatts et qui comporte également des mesures destinées à favoriser les économies d'énergie* », et « *participe à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un plan tendant à couvrir les besoins et à diversifier les ressources énergétiques de l'île en concertation avec les établissements publics nationaux* ».

L'assemblée de Corse a ainsi voté après une large concertation un « Plan énergétique à moyen terme » le 25 juillet 2001. Ce plan retient trois options principales, parfaitement cohérentes avec les objectifs nationaux retenus pour la PPI :

- l'exploitation des centrales thermiques existantes jusqu'à environ 2012, en accordant une attention particulière aux questions de pollution atmosphérique ;
- la promotion des énergies renouvelables, s'appuyant sur la réalisation du Rizzanese (un ouvrage hydroélectrique d'environ 50 MW), le développement de l'éolien et de la petite hydraulique de manière maîtrisée, avec un effort particulier en matière de concertation et d'information de la population locale ;
- l'amélioration de la qualité de fourniture par la réalisation d'une interconnexion de puissance limitée avec la Sardaigne, permettant tout à la fois :
 - d'améliorer la continuité de distribution de l'électricité, notamment dans l'extrême sud,
 - de sécuriser l'alimentation électrique générale de la Corse, en cas de problème climatique en particulier,
 - d'optimiser les moyens de production entre les deux îles, en permettant par exemple l'exportation d'électricité d'origine éolienne ou hydroélectrique en mi-saison,
 - de poursuivre le développement de l'éolien, actuellement limité techniquement pour ne pas perturber la stabilité du système électrique corse.

4.2.2.1 Le parc de production actuel de la Corse

Les moyens thermiques, essentiellement à base de moteurs diesel, assurent les deux tiers de la demande électrique. Les turbines à combustion sont des moyens de pointe et de secours. Le parc hydroélectrique représente en année moyenne 30% de la demande électrique, ce qui place la Corse bien au-dessus de la moyenne européenne en termes d'énergies renouvelables. Le parc de production électrique de la Corse couvre largement les besoins actuels.

Puissance Installée (MW)	Diesels et cycles combinés au fioul	TAC	hydraulique	éolien	Liaison SACOI
512	43,2%	15,0%	29,7%	2,3%	9,8%

Tableau 4.4 - Parc de production Corse - Source EDF

La dernière colonne correspond aux 50 MW qu'il est possible de prélever sur la liaison en courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI).

4.2.2.2 Les prévisions de croissance de la consommation

La répartition sectorielle de la consommation est très différente de celle observée sur le continent : le secteur résidentiel représente 50% de la consommation électrique de la Corse, le secteur tertiaire 40%, et l'industrie seulement 10%.

	2000	2005	2010
Energie appelée sur le réseau (GWh)	1588	1887	2129
Moyenne des puissances de pointe (MW)	351	402	442
Puissances de pointe extrêmes (MW)	402	456	494

Tableau 4.5 - Évolution de la consommation en Corse (scénario médian) - source EDF

La maîtrise de la demande est une ambition forte en Corse. Un protocole a été signé en novembre 1998 entre la collectivité territoriale de Corse, l'ADEME et EDF pour la lutte contre l'effet de serre. Il prévoit des actions conjointes des signataires : promotion de l'eau chaude solaire thermique, avec 1000 chauffe-eau installés et un rythme annuel de 150 nouvelles installations (1000 tep/an économisées) ; promotion des usages électriques performants (lampes basse consommation) ; actions pour des stations de pompage hydrauliques au rendement amélioré.

Cet engagement peut aller jusqu'au versement de primes pour l'installation de chauffe-eau solaires. Des actions plus spécifiques visent le chauffage, comme le développement du chauffage au gaz à Ajaccio et à Bastia par Gaz de France, tandis que l'ADEME et la collectivité territoriale agissent pour l'installation de chauffages non électriques en zone rurale (fioul). Toutes ces mesures représentent quelques MW en pointe d'hiver et plusieurs GWh annuels.

4.2.2.3 L'évolution du parc de production

La mise en service de l'aménagement hydraulique du Rizzanese (50 MW) est envisagée pour 2007. Des autorisations d'exploiter ont déjà été attribuées pour une puissance éolienne supplémentaire totale de 40 MW.

En prenant en compte les projets décidés, il en résulte que les besoins en nouvel équipement sur la période 2000-2010 sont des besoins de pointe dont le premier n'apparaît pas avant 2004-2005 :

	2004 – 2005	2009 - 2010
Besoins de pointe (MW)	16	15

Tableau 4.6 - Besoins en nouvelles installations en Corse - source EDF

Ces besoins de pointe disparaissent si une liaison en courant alternatif entre la Corse et la Sardaigne (SARCO) est réalisée. Le dossier SARCO a été déposé au mois de septembre 2001, et les délais de réalisation sont compatibles avec l'échéance 2004. Si ce dossier devait rencontrer des difficultés, il conviendrait, à l'horizon 2002-2003, de décider de la création d'une turbine à combustion au fioul ou de la mise en œuvre de mesures de maîtrise de la demande supplémentaires.

30 MW de petites centrales hydrauliques supplémentaires pourraient être exploités dans les années à venir. La création d'une usine d'incinération d'ordures ménagères de quelques MW et d'une centrale au biogaz sur la décharge d'Ajaccio est à l'étude. L'éolien pourrait être porté à 50 MW en 2005 puis à 100 MW lorsque le projet SARCO sera réalisé, en fonction de la règle des 30%⁵² et de l'évolution de la consommation.

⁵² La puissance instantanée livrée par les éoliennes sur le réseau doit toujours, selon EDF, être inférieure à 30% de la puissance appelée, pour des raisons de stabilité. La réalisation de la liaison SARCO, en reliant en courant alternatif la Corse et la Sardaigne, permettrait d'appliquer ce ratio à l'ensemble formé par la Corse et la Sardaigne et donc d'augmenter, si les Sardes en sont d'accord, la puissance éolienne raccordée au réseau.

4.2.3 Les DOM et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon

EDF gère aujourd’hui huit systèmes électriques distincts à Saint-Pierre-et-Miquelon, en Martinique, en Guyane, à la Réunion, en Guadeloupe, y compris les îles proches de Marie-Galante, de la Désirade et des Saintes, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin.

L'article L.4433-18 du code général des collectivités territoriales inséré par la récente loi d'orientation pour l'outre-mer (loi 2000-1207 du 13 décembre 2000) donne à ces régions la possibilité d'agir dans le domaine des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie :

« Art. L. 4433-18. - Dans le respect de la programmation nationale pluriannuelle des investissements de production d'électricité et du schéma de services collectifs de l'énergie, chaque région de Guadeloupe, Guyane, Martinique et de la Réunion élabore, adopte et met en oeuvre, après concertation avec les autres collectivités territoriales, les établissements publics de coopération intercommunale et les producteurs intéressés de son territoire, un plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. »

Si ces dispositions n'ont pas encore conduit à la publication de plans régionaux, les contributions locales au Schéma de services collectifs de l'énergie donnent une bonne indication des actions possibles. Les objectifs spécifiques aux DOM fixés par le Schéma de services collectifs de l'énergie ont été rappelés au paragraphe 4.2.1.

4.2.3.1 La demande

Les scénarios de demande retenus dans les contributions régionales au Schéma de services collectifs de l'énergie correspondent aux scénarios médians préparés par EDF et repris dans le bilan prévisionnel.

La demande électrique augmente plus rapidement dans les DOM qu'en Métropole. Cela s'explique d'une part par le comblement progressif des retards en équipement des ménages et en infrastructures tertiaires, et d'autre part par une croissance économique soutenue notamment par des aides de la Métropole et de l'Union européenne. De 1992 à 1999, des hausses de 7 % par an de la consommation ont été constatées dans les DOM alors que la consommation électrique progressait de 1,7 % en Métropole pendant la même période.

	Énergie livrée en 2000 (GWh)	Puissance de pointe en 2000 (MW)	Demande 2005 (GWh)	Pointe 2005 (MW)	Demande 2010 (GWh)	Pointe 2010 (MW)
Guadeloupe	1219	197	1465	235	1685	271
St Barthélémy	62,8	12,4	73,3	14,4	83,8	16,5
St Martin	138	24,0	172	28,8	205	32,6
Martinique	1175	187	1403	224	1637	261
Guyane	595	91,2	679	103,2	774	116,8
Réunion	1741	312	2255	417	2729	530
St Pierre	33	7,7		Quasi - stabilité		
Miquelon	5	1,4		Quasi - stabilité		

Tableau 4.7 - Perspectives de croissance de la consommation dans les DOM - Source EDF

Une politique très active de soutien à la maîtrise de la demande en électricité est menée dans les DOM. Elle a pour ambition de limiter la croissance de la consommation et de maîtriser l'évolution de la puissance appelée en pointe, et a notamment permis d'effacer jusqu'à 8 ou 10 MW de puissance

appelée sur certains réseaux. Les principales actions portent sur l'utilisation des lampes basse consommation, l'asservissement des chauffe-eau (fonctionnement aux heures creuses) et l'installation de chauffe-eau solaires. D'autres programmes encouragent l'isolation thermique et les économies d'énergie avec la promotion d'un label de construction « ECODOM ».

4.2.3.2 Les parcs de production actuels et les besoins

Les tableaux suivant présentent la puissance brute installée des parcs de production en 1999, et leur répartition par technique de production.

	Puissance Installée (MW)	Diesels et cycles combinés au fioul	TAC⁵³	Bagasse- Charbon	Hydrauli -que	Éolien	Géother -mie
Guadeloupe	344	54%	24%	17%	2%	1%	1%
St Martin	36	100%					
St Barthélémy	21,6	100%					
Martinique	385	76%	24%				
Réunion	406	27%	16%	28%	29%		
Guyane	251,5	32%	22%		46%		
St Pierre	21	100%					
Miquelon	5,6	100%					

Tableau 4.8 - Parc de production des DOM et de Saint-Pierre-et-Miquelon - Source EDF

Compte tenu de la croissance de la consommation, des déclassements à intervenir et en particulier de l'impact de l'arrêté du 11 août 1999⁵⁴, les besoins en nouvelles installations de production, exprimés en MW, sont les suivants :

<i>Besoins en MW</i>		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Guadeloupe	Base			10		40		10			40	40
	Pointe										40	
St Martin				6	6		6		6		6	6
St Barthélémy							4			8	8	4
Martinique	Base						40				40	40
	Pointe											20
Réunion	Base					50		50			50	50
	Pointe			40						40		
Guyane		Pas de besoin										
St Pierre		Parc en bon état – pas de besoin										
Miquelon		Parc en bon état – pas de besoin										

Tableau 4.9 - Besoins en nouveaux moyens de production dans les DOM et à Saint-Pierre-et-Miquelon - source EDF – les chiffres en gras correspondent à des autorisations déjà délivrées.

⁵³ Turbine à combustion : installation similaire à un réacteur d'avion, utilisée pour fournir de l'énergie en pointe.

⁵⁴ Arrêté qui prescrit des limites d'émission de polluants atmosphériques par les turbines et moteurs à un niveau que beaucoup de groupes déployés dans les zones non interconnectées ne peuvent respecter aujourd'hui.

4.2.3.3 Les projets décidés ou à l'étude

En Guadeloupe, la société Géothermie Bouillante a été autorisée à augmenter sa capacité de production de 10 MW (arrêté du 22 février 2001 - JO du 2 mars 2001). Une autre augmentation de 10 MW est prévue en 2005/2006. Des études sont en cours pour identifier les capacités supplémentaires qui pourraient être développées près de ce site.

Pour 2004, un projet de centrale à charbon à Port-Louis était envisagé pour répondre à la croissance de la demande. Ce projet a pris du retard et sa réalisation est pour l'instant reportée à fin 2006. Pour assurer l'équilibre offre-demande, il est prévu de prolonger de 2 à 3 ans l'exploitation d'une turbine à combustion. L'insertion environnementale de cet équipement devra faire l'objet d'une attention particulière.

En 2001, la mise en service de la ferme éolienne de Petit-Canal (3,3 MW) fera passer la puissance éolienne installée à 11,2 MW (récépissé de déclaration délivré le 8/6/01 – JO du 11/7/01). Il existe aujourd'hui plus de 70 MW de projets éoliens en Guadeloupe, mais leur réalisation rendrait l'exploitation du système difficile : seuls 20 à 30 MW pourront être installés.

La création de deux usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM), de 1,5 MW et 5,5 MW, est envisagée pour 2004 et 2005. La réalisation de ces projets est encore incertaine.

L'île de **Saint-Martin** fait partie de l'archipel guadeloupéen mais n'est pas interconnectée au réseau électrique de la Guadeloupe. La partie hollandaise de l'île possède son propre réseau et de faibles échanges d'énergie sont possibles avec le réseau français. La société d'électricité hollandaise (GEBEE) peut être amenée à acheter de l'énergie à EDF en secours de son réseau. Les transferts ont varié ces dernières années entre 0 et 1,2 MWh. Une autorisation y a été accordée par arrêté du 20 novembre 2001 pour l'exploitation de moteurs diesel, d'une capacité de production de 14,1 MW.

Parmi les projets décidés à **la Martinique**, on notera une usine d'incinération d'ordures ménagères de 6,5 MW qui pourrait fonctionner en 2002 (en base), ainsi que la délivrance de deux autorisations pour deux moteurs diesel de 6,8 MW chacun, l'un à Marigot, l'autre à Saint-Pierre (autorisations du 14/6/01 – JO 11/7/01).

Il ne semble pas que la Martinique dispose d'un potentiel géothermique avec des températures suffisantes pour la production d'électricité. Un potentiel éolien de 8 à 10 MW pourrait être exploité sur la côte atlantique d'ici à 2007, si les importantes difficultés environnementales et foncières sont résolues.

À **la Réunion**, les études sur l'équilibre offre-demande font apparaître dès 2002 le besoin d'un nouveau moyen de production permettant de faire face à la pointe. Une autorisation d'exploiter une turbine à combustion d'une puissance de 40 MW a été attribuée à EDF par arrêté du 22/2/01 (JO du 2/3/01). Un renforcement des moyens de base est nécessaire dès 2003. Une autorisation d'exploiter une centrale bagasse charbon de 46 MW a été attribuée par arrêté du 1/6/01 (JO du 16/6/01).

L'installation de 50 à 70 MW d'éolien serait possible à la Réunion d'ici à 2010 si la croissance de la puissance appelée se poursuivait au rythme actuel, la limite à la puissance installée étant ici encore la règle des 30% de la puissance appelée. Des possibilités de géothermie de roche sèche pourraient aussi être mis en œuvre selon un procédé actuellement expérimenté en Alsace.

En **Guyane**, le productible du barrage de Petit-Saut est actuellement légèrement inférieur à la consommation intérieure mais une augmentation est prévue d'ici 2004 (de 475 à 560 GWh), date à laquelle les limitations dues aux seuils d'oxygénéation devraient se résorber.

Dix éoliennes d'une puissance unitaire de 60 KW sont en cours de mise en service à **Miquelon**. Un automatisme spécifique permettra le fonctionnement en parallèle de la centrale diesel avec les éoliennes.

4.2.4 Les zones de tension non insulaires

D'après RTE, des valeurs maximales admissibles sont définies pour chaque élément du réseau électrique. Les règles d'exploitation doivent permettre de gérer le risque, c'est-à-dire de pouvoir à chaque instant supporter un incident sur un ouvrage du réseau sans conséquences inadmissibles ; c'est ainsi qu'en cas de défaillance d'une ligne, le report de transit d'énergie ne doit pas entraîner de défaillance supplémentaire.

Dans ce cadre, RTE considère qu'il y a congestion lorsqu'il y a dépassement des transits admissibles sur le réseau. À l'horizon 2010, des congestions pourraient être observées en région Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne. De plus, la région parisienne pourrait connaître des difficultés de tenue de tension si une part importante des centrales thermiques classiques qui l'environnent étaient fermées.

4.2.4.1 La région Provence-Alpes-Côte d'Azur

La zone considérée est celle qui revient à agréger, approximativement, les départements des Bouches-du-Rhône, du Var et des Alpes-Maritimes. Elle regroupe des zones industrielles dans l'ouest des Bouches-du-Rhône et des zones touristiques actives aussi bien en été qu'en hiver. Ces caractéristiques font que le profil de consommation de la région PACA s'écarte fortement de celui des autres régions françaises.

La production thermique est répartie entre le site de Martigues, où 3 unités de production au fioul de 265 MW de puissance installée chacune sont disponibles, et celui de Gardanne où existent 2 unités de production au charbon, l'une classique de 600 MW, l'autre utilisant la technique du lit fluidisé circulant (LFC) pour 250 MW de puissance installée. Les centrales thermiques de Martigues sont limitées dans leur utilisation par les contraintes liées aux rejets de gaz polluants.

Un appel plus fréquent aux groupes de Martigues et Gardanne se traduirait par un risque d'alerte de pollution sur ces zones ; le durcissement des normes environnementales imposera de plus d'adapter les centrales thermiques classiques, voire de les arrêter si cette adaptation s'avérait trop coûteuse. RTE a fait l'hypothèse que ces centrales seraient mises aux normes européennes d'ici à 2010, ce qui devrait être le cas pour les tranches de Gardanne mais pas pour Martigues, les coûts de dépollution étant difficiles à amortir sur la durée de vie restante de la centrale.

À ces moyens de production thermique s'ajoutent des groupes de cogénération, pour une puissance totale de 228 MW, et de l'autoproduction, pour une puissance de 150 MW, dont plus de 50 % se trouvent dans le département des Bouches-du-Rhône.

Enfin, la production hydraulique peut délivrer une puissance mobilisable de 1300 MW, et une puissance installée sur les réseaux de distribution qui s'élève à 330 MW. Les contraintes sur les rejets d'eau douce et de limon dans l'étang de Berre peuvent conduire à arrêter certaines centrales hydrauliques. Lors de ces indisponibilités, la puissance mobilisable sur la Durance n'est plus disponible en quelques minutes mais en six heures, pour des questions de sécurité à l'aval de certains ouvrages, et elle ne permet donc plus de pallier immédiatement une défaillance des moyens cités ci-dessus ou des lignes d'alimentation de la région.

Sous l'hypothèse que tous les groupes actuellement décrits seront encore disponibles en 2010, l'intégralité de la puissance installée en 2010 serait de 3 568 MW en PACA, à comparer à une puissance appelée de 6 310 MW, voire 6 490 MW en pointe d'hiver. À cette puissance installée s'ajoutent les apports de puissance via le réseau THT en région PACA, soit 2 400 MW.

En période de pointe, les prévisions pour 2010 font apparaître une demande totale de 6 590 MW, en face d'une offre de 5 770 MW, total obtenu en supposant de plus que toute la puissance installée est disponible, ce qui ne va pas de soi compte tenu des indisponibilités accidentelles possibles.

Le bilan établi par RTE sur les trois départements littoraux de la région PACA fait donc apparaître un déficit de 820 MW à la pointe d'hiver à l'horizon 2010, et ce après prise en compte de la ligne Bourse-Carros aujourd'hui non encore réalisée. Cette situation est encore plus délicate si l'on tient compte des éventuelles indisponibilités pour maintenance des groupes, ainsi que des contraintes de fonctionnement liées au durcissement des normes de pollution. Dans ces conditions, le renforcement des capacités de production à l'horizon 2010 doit être envisagé sur cette zone :

- le développement d'une production éolienne permettrait certes de contribuer à l'équilibre en énergie, mais en raison du caractère aléatoire de la production éolienne, déjà relevé dans ce rapport, un développement éventuel ne peut fournir de réponse au besoin en puissance de pointe de la région ;
- la région de Nice n'offre que peu d'emplacements propices à l'installation d'une centrale thermique permettant de soutenir le réseau, et il semble que seul un cycle combiné à gaz ait la compacité nécessaire. La création d'un cycle combiné dans cette région est subordonnée au renforcement du réseau de transport de gaz qui dessert cette zone, et ne peut donc être envisagée qu'à moyen ou long terme. En effet, les capacités actuelles du réseau ne permettraient d'alimenter qu'une centrale d'une centaine de MW, alors que les tailles optimales pour ces systèmes sont plutôt de l'ordre de 400 MW ;
- le développement d'une centrale thermique "propre", comme un lit fluidisé circulant correspondrait à une solution permettant d'assurer la puissance nécessaire en pointe ; sa réalisation serait conditionnée au lancement d'un appel d'offre tel que prévu par l'article 8 de la loi du 10 février 2000. En particulier, la zone de Gardanne, où existe déjà le LFC de la SNET, pourrait être confortée dans l'utilisation de cette technologie de production.

4.2.4.2 La Bretagne

Deux scénarios combinant des évolutions contrastées ont été élaborés par RTE, le premier conduisant à une croissance annuelle de 2,5 % en moyenne sur la région (voire 3 % en pointe), le second à une croissance limitée à 1 ou 1,5 %.

Le parc de production comporte trois centrales thermiques au charbon et deux au fioul à Cordemais, près de Nantes, pour des puissances respectives de 1060 MW et 685 MW, hors arrêt garanti ; s'y ajoutent 3 TAC à Brennilis (285 MW) et 2 à Dirinon (160 MW) pour la pointe, l'usine marémotrice de la Rance (240 MW) plus quelques autres installations de production pour environ 40 MW. Les installations de production sont donc assez éloignées des principales zones de consommation de la région.

Or certaines unités de production thermiques classiques ne sont pas pérennes en raison de la nécessité de dépolluer. Parmi les tranches au charbon et au fioul, seules deux tranches de 600 MW au charbon devraient, d'après de récentes annonces faites par EDF, être dépolluées à un niveau suffisant pour respecter la réglementation applicable en 2015.

En revanche, les perspectives de développement des sites éoliens sont fortes, ce qui reflète évidemment le potentiel de vent de la région. Une quarantaine de demandes de raccordements de

moins de 10 MW, pour un total de 250 MW, a été déposée ; il est cependant probable que le taux de réalisation sera sensiblement inférieur à 100 %.

La question de la tenue de tension à la pointe de la Bretagne crée une difficulté dans cette région, et le développement des installations éoliennes ne peut en réalité soulager cette situation puisque le caractère aléatoire de la production éolienne ne garantit pas une fourniture en permanence. La corrélation entre le froid et l'intensité du vent fera partie des questions à approfondir.

L'existence des turbines à combustion permet, en cas de besoin, de soutenir le réseau breton. L'implantation de moyens de production de semi-base à la pointe de la Bretagne contribuerait à améliorer la sécurité d'approvisionnement de la région à l'horizon 2010.

4.2.4.3 La région Île-de-France

Plusieurs groupes de production thermique classique anciens au charbon et au fioul garantissent la tenue de la tension sur le réseau d'Île-de-France. L'avenir de ces groupes est conditionné par des questions d'ordre environnemental et par les considérations économiques de rentabilité : la plupart datent de 1960 à 1975 et il serait impossible, au vu de leur durée de vie résiduelle, d'amortir les investissements de dépollution nécessaires à leur maintien à l'horizon 2015. Une éventuelle disparition de ces groupes fragiliserait notablement le réseau électrique de cette région.

L'Île-de-France est une région bien desservie par les réseaux de transport de gaz, et des cycles combinés à gaz pourraient remplacer à l'horizon 2010-2015 une partie des groupes existants, si l'amélioration des réseaux ne permettait pas de lever la contrainte exposée ci-dessus.

Annexe 1 – Les définitions de la directive 2001/77/CE

La directive 2001/77/CE fixe à la France un objectif indicatif de production d'électricité de sources d'énergie renouvelable (électricité SER) à hauteur de 21% de la consommation intérieure brute à l'horizon 2010. Elle indique que la production d'électricité d'origine renouvelable représentait 15,0 % de la consommation intérieure brute en 1997, soit 66,0 TWh. La consommation intérieure brute 1997 correspondante est donc de 440 TWh, soit 30 TWh de plus que celle de 410,3 TWh publiée à l'époque⁵⁵.

En France, la définition classique de « consommation intérieure brute » est « l'ensemble des quantités d'énergie mises à la disposition de la consommation française (productions thermique et hydraulique + importation – exportation – pompage) et qui ont été consommées, d'une part par les usagers, d'autre part par les pertes dans les réseaux de transport et de distribution ». Cette définition est reprise dans la directive.

30 TWh de différence

La différence entre les deux chiffres cités plus haut vient de la comptabilisation dans la consommation intérieure brute de l'électricité consommée ou dissipée par les centrales électriques⁵⁶, et de l'énergie mise en réserve dans des stations de pompage, qui n'est pas consommée mais transformée en énergie potentielle pour être restituée ultérieurement. Cette énergie de pompage est fonction du parc de production utilisé pour répondre à la demande et non de la consommation ; ainsi, le scénario tendanciel retient, pour une même consommation en 2020, une énergie pompée de 4 TWh ou de 11 TWh suivant les hypothèses faites sur le développement de la production indépendante.

Un tel calcul relève de deux démarches différentes. La première vise à quantifier la totalité des flux du bilan énergétique, quitte à utiliser pour cela des données approchées et à accorder la même valeur à un kWh dissipé dans un transformateur de centrale électrique, dont il est difficile de dire qu'il a été mis à la disposition d'un consommateur, et à un kWh livré sur le réseau ou autoconsommé. Dans cet état d'esprit, il est normal de dire qu'un kWh mis en réserve dans une station de pompage a été consommé, puis un autre kWh produit.

Un calcul conforme à l'esprit de la directive

La seconde démarche considère qu'une station de pompage ne produit pas d'énergie⁵⁷, puisqu'elle en absorbe plus qu'elle n'en restitue, et qu'un kWh dissipé dans une centrale électrique n'a aucune utilité et ne devrait pas être mis sur le même plan qu'un kWh distribué sur le réseau. Il semblerait que l'esprit de la directive, qui entend promouvoir la consommation finale d'électricité d'origine renouvelable, soit plus proche de cette logique.

Cette approche est confortée par le choix d'exclure des sources d'énergie renouvelables la production à partir des installations de pompage : si ces installations consommaient de l'électricité renouvelable, elles en restitueraient également. La seule raison qui peut conduire à exclure totalement la production à partir de stations de pompage est qu'on ne compte pas l'électricité absorbée par ces stations dans la consommation intérieure. Les problèmes posés par un choix inverse sont illustrés dans l'encadré ci-dessous.

Il convient de noter que, quelle que soit l'interprétation donnée aux chiffres de la directive, ils semblent ne représenter que la consommation métropolitaine, alors que les DOM devraient

⁵⁵ EDF, « Statistiques de la Production et de la Consommation 1997 », page 1.

⁵⁶ il faut consommer un peu d'électricité pour en produire beaucoup, c'est ce qu'on appelle la consommation des « auxiliaires » : transformateurs, moteurs, ventilateurs...

⁵⁷ Dans le cas contraire, on pourrait considérer que des accumulateurs de grande puissance sont également des installations de production d'électricité, donc soumises à autorisation d'exploiter.

naturellement être inclus dans le périmètre des consommations prises en compte puisque la directive y est applicable. Cette information corrobore l'idée de chiffres inscrits plutôt hâtivement dans ce texte, et qui n'avaient pas d'influence déterminante puisque les objectifs fixés sont indicatifs.

Quelques problèmes extérieurs à la consommation posés par des chiffres bruts

Outre le fait que les consommations des auxiliaires des centrales sont mal connues⁵⁸, les comptages de production brute poseraient des problèmes de compatibilité avec le mécanisme de certification d'origine prévu par la directive puisque la quantité brute d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sera toujours strictement supérieure à celle injectée sur les réseaux (nette), qui pourra seule faire l'objet d'une certification. On doit enfin souligner que ces comptages conduisent à compter comme de la consommation intérieure la consommation des auxiliaires associée à la production d'électricité exportée.

Les paradoxes d'une définition trop « brute »

Prenons le cas d'une île qui répondrait à une consommation intérieure annuelle de 1 GWh grâce à la production d'une éolienne de 500 kW, dont une partie de la production serait stockée dans des batteries ou par une station de pompage pour être restituée aux heures d'utilisation. L'éolienne devrait produire 1,05 GWh pour couvrir la consommation de ses auxiliaires, notamment celle des moteurs lui permettant de s'orienter face au vent.

La consommation des « auxiliaires »

Les chiffres de la directive pour la production d'énergie renouvelable affichés pour la France en 1997 sont « nets » des consommations des auxiliaires, tandis que les chiffres de consommation intérieure sont bruts et comprennent ces mêmes consommations ; quand on divise la production nette de l'île (1 GWh) par un chiffre brut (1,05 GWh), on obtient dans notre exemple un pourcentage de l'ordre de 95% de consommation d'électricité d'origine renouvelable au lieu des 100% attendus.

Si l'on choisit de corriger ce biais en retenant le rapport d'une production brute à une consommation brute, on obtient des ratios dans lesquels un kWh hydraulique livré au réseau représente moins d'énergie renouvelable qu'un kWh éolien ou biomasse, les auxiliaires des centrales hydrauliques nécessitant très peu d'énergie.

La consommation due au « pompage »

Les installations de pompage sont des aménagements particuliers disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes pour remonter l'eau et par des turbines pour restituer en heures pleines une partie de l'électricité stockée sous forme d'énergie potentielle.

Si la « consommation » du pompage est prise en compte dans la consommation intérieure et que, pour fixer les idées, 30% de l'énergie produite par l'éolienne est stockée avant usage, alors le pourcentage d'énergie renouvelable dans la consommation de l'île descend à 74% (100/135) : pour être cohérent, il convient au choix soit de ne compter ni les consommations ni les productions dues au pompage dans le ratio, soit d'attribuer à l'énergie restituée le même contenu en énergies renouvelables que celui de l'énergie consommée par l'installation. Les rédacteurs de la directive ont manifestement retenu la première option.

⁵⁸ Les consommations brutes publiées en France sont calculées à partir des consommations nettes affectées d'un coefficient forfaitaire représentant la consommation des auxiliaires, qui va de 1,2 % pour l'hydraulique à 10% pour certaines installations thermiques classiques.

Annexe 2 – Composition du groupe chargé des travaux préparatoires au rapport

Président

Jean-Michel Charpin, Commissaire au Plan

Rapporteurs

Nelly Dulongcourty, Jean-Claude Hulot, Etienne Moser (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières – Direction de la demande et des marchés énergétiques)

Membres

- Nicole Jestin-Fleury (Commissariat général du Plan),
- Laurent Fleuriot (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de la consommation, de la concurrence et de la répression des fraudes),
- Dominique Parthenay (Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement – Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale),
- Sabine Guillaume, Xavier Delache (Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement – Direction des études économiques et de l'évaluation environnementale),
- Marc Rico (Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement – Direction de la prévention des pollutions et des risques),
- Jean-Luc Schneider, Olivier Teissier (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction de la Prévision),
- Emmanuel Favre-Bulle, Fabrice Thevaux, Ludovic Sénécaut (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie -Direction du Trésor),
- Michel Mousel, Thomas Guéret (Premier Ministre - Mission interministérielle de l'effet de serre),
- Michèle Rousseau, Virginie Schwarz, Dominique Métivier (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières – Direction de la demande et des marchés énergétiques),
- Richard Lavergne, Julien Bechtel (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières – Observatoire de l'Énergie).

Annexe 3 – Personnes associées aux travaux préparatoires

- M. Saint Raymond (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Direction de la sûreté et des installations nucléaires),
- M. Girault (Ministère de l'équipement, des transports et du logement),
- Mme Chadourne (Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement - Direction de l'eau),
- Mme Eruam, MM. Riser, Métayer (Ministère de l'intérieur – Secrétariat d'État à l'outre-mer)
- M. Dambrine (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières),
- Mme Fouquet, MM. Dalnoky, Layrolle (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières - Direction des ressources énergétiques et minérales),
- Mme Delmestre, MM. de Singly, Philippe (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie - Direction générale de l'énergie et des matières premières – Direction de la demande et des marchés énergétiques),
- MM. Trouvé, Harry, Loustalet, Chevrel (Commission de régulation de l'électricité),
- MM. Angioletti, Bal, Bailly, Bouchereau, Dohy, Tabet, (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie),
- MM. Verseille, Gault, Javerzac, Morelle (Electricité de France – Réseau de transport de l'électricité),
- M. Chateau (Société ENERDATA)
- M. Marignac (WISE Paris),
- M. Frot (Association des écologistes pour le nucléaire),
- M. Toulouse (France nature environnement),
- M. Bonnet (Confédération générale du travail),
- M. Girard (Electricité de France -Trading),
- M. Stricker (Electricité de France – Division production nucléaire),
- M. Bonnet (Electricité de France – Mission thermique),
- Mmes Nahon, Arnoux-Guisse (Electricité de France – Mission hydraulique),
- MM. Mallet, Benard (Electricité de France – Gaz de France Services départements d'outre-mer).
- MM. Barlier, Hartmann (Electricité de France – Gaz de France Services Corse)

- M. Lecointe (Electricité de France –Division stratégie – valorisation - optimisation),
- Mme Coelho (Electricité de France),
- Mme Lambinon (Dalkia),
- MM. Antolini, Chartier, Guignard, Saglio (Syndicat des énergies renouvelables).
- MM. Richard, Naacke (Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique),
- MM. Bouchard, Gibielle (Gaz de France),
- MM. Brunello, Rollin (Société nationale d'électricité et de thermique),
- MM. Delaboudinière, Sculy-Logotheti (Alstom),
- MM. Forget, Nahmiyace, Colas (General Electric Europe).

Annexe 4 – Calendrier des réunions du groupe chargé des travaux préparatoires au rapport

Objet	Date
Réunion de lancement	2 octobre 2001
Les contraintes réseau Les DOM	9 octobre 2001
Les prévisions de la demande La confrontation offre/demande	17 octobre 2001
Les objectifs environnementaux Les objectifs de sécurité d'approvisionnement	23 octobre 2001
Les énergies renouvelables (<i>hors énergie hydraulique</i>)	31 octobre 2001
L'hydroélectricité La Corse	7 novembre 2001
La cogénération Le marché électrique vu par un trader Le marché électrique vu par un producteur	13 novembre 2001
Gaz : infrastructures et prévisions de demande Production électrique à partir de gaz : cycles combinés, TAC.	20 novembre 2001
Parc thermique classique au charbon et au fioul	27 novembre 2001
Le nucléaire	30 novembre 2001
Séance de synthèse	7 décembre 2001
Séance de relecture	21 décembre 2001