

N° 357

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2006-2007

Annexe au procès-verbal de la séance du 27 juin 2007

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

*au nom de la mission commune d'information (1) sur la **sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver,***

Par MM. Michel BILLOUT, Marcel DENEUX et Jean-Marc PASTOR,
Sénateurs.

Tome I : Rapport

(1) *Cette mission commune d'information est composée de : M. Bruno Sido, président ; MM. Gérard Longuet, Pierre Laffitte, vice-présidents ; M. Michel Esneu, Mme Nicole Bricq, secrétaires ; MM. Jean-Marc Pastor, Marcel Deneux, Michel Billout, rapporteurs ; M. Jean-Paul Amoudry, Mme Marie-France Beaufils, MM. René Beaumont, Gérard César, Éric Doligé, Claude Domeizel, Philippe Dominati, Ambroise Dupont, Serge Lagauche, Mme Élisabeth Lamure, MM. Dominique Mortemousque, Jackie Pierre, Xavier Pintat, Daniel Raoul, Thierry Repentin, Henri Revol, Michel Sergent, Jacques Valade, André Vallet, Mme Dominique Voynet.*

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
PRÉAMBULE <i>par Bruno Sido, Président</i>	7
PREMIÈRE PARTIE - PRODUIRE L'ÉLECTRICITÉ DONT LA FRANCE ET L'EUROPE ONT BESOIN <i>présentée par Jean-Marc Pastor</i>	23
I. VERS UNE PÉNURIE D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE EN 2020 ?	26
A. LE PARC FRANÇAIS : LA BASE ASSURÉE, LA POINTE À SURVEILLER	26
1. <i>Analyse des dernières statistiques électriques nationales</i>	26
2. <i>Des risques de déséquilibre identifiés</i>	29
3. <i>La sécurité d'approvisionnement régionale</i>	37
4. <i>Bilan provisoire et perspectives</i>	42
B. LA SÉCURITÉ ÉLECTRIQUE EUROPÉENNE EN QUESTION	43
1. <i>Une production insuffisante en Europe ?</i>	43
2. <i>Les lacunes des outils communautaires</i>	47
C. PLAIDOYER POUR UNE REFONTE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE COMMUNAUTAIRE	49
1. <i>Anticiper les besoins</i>	50
2. <i>Prévenir les déséquilibres</i>	50
3. <i>Imposer des normes minimales de production</i>	51
II. DIVERSIFIER LE BOUQUET ÉLECTRIQUE DE LA FRANCE	53
A. LE NUCLÉAIRE FRANÇAIS : ENJEUX DE SOCIÉTÉ ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	54
1. <i>Un combustible primaire abondant</i>	54
2. <i>Atouts et inconvénients du nucléaire</i>	56
3. <i>Assurer la pérennité de l'option nucléaire</i>	60
B. L'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE FACE AU DÉFI DU RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE	63
1. <i>Sécurité d'approvisionnement électrique, sécurité d'approvisionnement gazier</i>	64
2. <i>A la recherche du charbon propre</i>	67
C. DÉVELOPPER L'ÉLECTRICITÉ VERTE	70
1. <i>Conforter l'atout hydraulique</i>	70
2. <i>Quelle place pour l'éolien en 2015 ?</i>	76
3. <i>Les autres sources d'énergies renouvelables</i>	79
III. UNE ÉLECTRICITÉ DURABLEMENT PLUS CHÈRE ?	84
A. FAUT-IL UN PRIX UNIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE ?	86
1. <i>Les positions initiales de la Commission européenne</i>	86
2. <i>Des évolutions qui contredisent les effets supposés positifs de la concurrence</i>	86
3. <i>L'inflexibilité des analyses communautaires</i>	88
4. <i>L'électricité ne se prête pas à une unification des prix</i>	89
5. <i>La mise en place d'un marché des permis d'émissions de CO₂</i>	90
6. <i>Les dysfonctionnements du marché</i>	91

B. UN DISPOSITIF TARIFAIRE CONFORME AUX DIRECTIVES	93
1. <i>Un mécanisme complexe</i>	93
2. <i>La contestation communautaire</i>	95
3. <i>Pourquoi maintenir le tarif ?</i>	96
4. <i>Des fondements juridiques nationaux fragilisés</i>	97
C. RÉPONDRE AUX BESOINS SPÉCIFIQUES DES PROFESSIONNELS	100
D. QUELLE PLACE POUR LES BOURSES DE L'ÉLECTRICITÉ ?	105
1. <i>L'émergence de marchés de gros de l'électricité</i>	105
2. <i>Un mouvement de regroupement des bourses en Europe</i>	107
3. <i>Des places de marchés qui ne peuvent répondre à tous les besoins</i>	108
DEUXIÈME PARTIE - ACHEMINER L'ÉLECTRICITÉ AUX CONSOMMATEURS DE FAÇON FIABLE présentée par Michel Billout	111
I. LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, DES ARTÈRES FRAGILES	111
A. DES RÈGLES PHYSIQUES INCONTOURNABLES	112
1. <i>La loi des noeuds</i>	112
2. <i>La loi des mailles</i>	112
3. <i>La circulation de l'électricité dans un réseau maillé</i>	113
B. LES RÈGLES DE BASE DE LA SÛRETÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	114
1. <i>Les surcharges en cascade</i>	115
2. <i>L'écroulement de tension</i>	116
3. <i>L'écroulement de fréquence</i>	118
4. <i>La rupture de synchronisme</i>	119
II. LE MAILLAGE ÉLECTRIQUE EN FRANCE ET EN EUROPE	121
A. UNE FRANCE INTERCONNECTÉE... ..	121
1. <i>Bref rappel historique</i>	121
2. <i>Le réseau français à très haute tension</i>	122
B. ...DANS UNE EUROPE DE PLUS EN PLUS INTERCONNECTÉE.....	122
1. <i>Un peu d'histoire</i>	122
2. <i>Les zones synchrones européennes</i>	124
C. LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX ET LEUR ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE	125
1. <i>La diversité des gestionnaires de réseaux de transports</i>	125
2. <i>Les réseaux de distribution d'électricité en France</i>	129
III. À LA RECHERCHE DE NOUVEAUX ÉQUILIBRES	131
A. CONTRE LE MODÈLE UNIQUE DE LA SÉPARATION PATRIMONIALE	132
1. <i>Les GRT, des arbitres dont l'impartialité ne doit pas être contestée</i>	132
2. <i>Le dispositif français fonctionne à la satisfaction de l'ensemble de ses acteurs</i>	133
B. LA NÉCESSITÉ ABSOLUE D'UNE HARMONISATION DES RÈGLES DE SÛRETÉ CONCERNANT LE TRANSPORT AU NIVEAU EUROPÉEN	136
1. <i>Des règles communes déjà largement définies</i>	136
2. <i>...qu'il s'agit de rendre contraignantes</i>	138
3. <i>Vers un centre européen de coordination des réseaux de transport ?</i>	139
4. <i>Pour une régulation plus forte dans les pays et au niveau transfrontalier</i>	141

C. POURSUIVRE LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX	144
1. Compléter le maillage du réseau de transport français	144
2. Des interconnexions à renforcer dans certains cas	146
3. Les investissements dans les réseaux de distribution	150
D. AGIR FACE AUX NOUVEAUX RISQUES	153
1. Le développement des capacités de production décentralisées	154
2. Le risque de chantage et de terrorisme	159
TROISIÈME PARTIE - MAÎTRISER LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ <i>présentée par Marcel Deneux</i>	163
I. AMÉLIORER L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS	167
A. PROMOUVOIR LA FORMATION ET L'INNOVATION	168
1. Renforcer la performance énergétique des bâtiments : l'importance des professionnels	168
2. A la recherche de l'énergie perdue	170
B. INCITER ET CONVAINCRE	171
1. Consommer moins pour gagner plus : l'intérêt des incitations fiscales et financières	171
2. Instaurer la confiance : les labels énergétiques et les certifications environnementales	176
3. Faire du neuf avec du vieux : la nécessaire amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants	177
C. IMPOSER ET MONTRER L'EXEMPLE	179
1. Une réglementation thermique de plus en plus stricte	179
2. La démonstration par l'exemple : le cas des bâtiments publics	180
II. RENFORCER L'UTILISATION DES ÉQUIPEMENTS VERTUEUX	182
A. ENCOURAGER L'UTILISATION DES APPAREILS MÉNAGERS ÉCONOMES.....	182
1. Des normes plus strictes pour les appareils électroménagers	182
2. Un carton jaune pour les produits bruns	185
B. DES IDÉES LUMINEUSES POUR CONSOMMER MOINS EN ÉCLAIRAGE	186
C. SOUTENIR L'INDUSTRIE DANS SES EFFORTS DE MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE.....	188
III. FAVORISER L'ÉVOLUTION DES COMPORTEMENTS DES CONSOMMATEURS	190
A. TENIR LA POPULATION « AU COURANT »	190
1. Un citoyen averti en vaut deux	190
2. Économiser, oui ! Mais comment ?	193
B. CONSOMMER MIEUX POUR DÉPENSER MOINS	194
1. Écrêter les pointes avec les compteurs intelligents	194
2. Les stratégies d'effacement en pointe	197
C. RÉDUIRE LA CONSOMMATION	197
1. Les certificats d'économie d'énergie	197
2. Changer d'heure pour dépenser moins ?	199

CONCLUSION	201
ANNEXES.....	207
1. LES 40 PROPOSITIONS DE LA MISSION.....	209
2. CARACTÉRISTIQUES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DES SIX ÉTATS VISITÉS PAR LA MISSION	213
3. TEXTES STRUCTURANT LE SECTEUR ÉLECTRIQUE	219
4. GLOSSAIRE.....	221
5. BIBLIOGRAPHIE	239
6. SOMMAIRE DU TOME II.....	245

Transit umbra, sed lux permanet

Mesdames, Messieurs,

Dans la soirée du samedi 4 novembre 2006, en quelques secondes, quinze millions de foyers européens, dont plus de 5,6 millions dans notre pays, ont soudainement été privés d'électricité après une défaillance survenue sur le réseau allemand. Sans être aussi grave que les gigantesques pannes qu'ont connues la Californie en janvier 2001, le nord-est des Etats-Unis et une partie du Canada en août 2003, ou encore l'Italie en septembre de la même année, cet incident a cependant démontré la vulnérabilité du système électrique tant européen que national.

Son origine est désormais connue : notre collègue Ladislas Poniatowski en a excellemment expliqué les causes en décembre dernier¹ et divers rapports officiels en ont ultérieurement démonté le mécanisme et précisé les responsabilités². Celles-ci incombent principalement à l'un des gestionnaires du réseau de transport (GRT) électrique allemand qui n'a ni modifié ses prévisions de charges, ni prévenu ses correspondants des autres réseaux de transport, de l'anticipation de quelques heures, par rapport aux prévisions initiales, de la mise hors service d'une double ligne à haute tension traversant la rivière Ems, dans le nord du pays, pour laisser à un navire le passage vers la Mer du Nord. Faute de coordination entre les GRT, faute également du respect d'un certain nombre de règles de sécurité³, les autres lignes de transport, tout d'un coup surchargées par l'afflux massif de l'électricité transitant habituellement par la ligne interrompue, se sont alors déconnectées. Un enchaînement de procédures de sauvegarde, pour beaucoup automatiques, a ensuite brutalement conduit le réseau électrique européen, d'habitude interconnecté, à se séparer en trois zones indépendantes. En Europe de l'Ouest, des délestages ont été nécessaires pour éviter un effondrement total du réseau, d'autant que le déficit instantané de production a été aggravé par le décrochage automatique de moyens de production décentralisés, tels que les centrales éoliennes. En une vingtaine de minutes, toutefois, l'appel à diverses sources productives a permis de restaurer la fréquence et de reconnecter progressivement l'ensemble des consommateurs, l'incident n'ayant ainsi duré au total que cinquante minutes.

¹ Rapport n° 104 (2006-2007) du 6 décembre 2006 sur la proposition de résolution tendant à la création d'une commission d'enquête sur les causes de la panne d'électricité du 4 novembre 2006.

² Rapport du 20 décembre 2006 du Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) sur les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 en Europe - Rapport final du 30 janvier 2007 de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) sur la panne d'électricité du 4 novembre 2006 - Rapport d'enquête du 7 février 2007 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006.

³ En particulier la règle dite du N-1, qui consiste à s'assurer que le système est en mesure de continuer à fonctionner malgré la perte d'un ouvrage (unité de production ou ligne de transport).

Sans être dramatique, cet événement a révélé que l'**interdépendance des systèmes électriques européens**, si elle favorise leur **solidarité** en cas de difficulté, introduit aussi en leur cœur un **élément de fragilité d'autant plus redoutable que la coordination, l'harmonisation et la régulation s'avèrent insuffisantes**. Aussi est-ce tout naturellement qu'à la suite d'une initiative de nos collègues du groupe communiste républicain et citoyen¹, le Sénat a créé le 10 janvier dernier une mission commune d'information chargée d'examiner les conditions dans lesquelles est assurée la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et de proposer les moyens de la préserver.

Une réflexion que rend nécessaire le contexte communautaire...

Cette initiative s'inscrit au demeurant dans un **contexte propice à une telle réflexion**, au plan tant **communautaire** qu'**international** ou **national**. A ces trois échelons, en effet, la problématique de l'électricité s'est posée de manière importante ces derniers mois, la plaçant au centre des préoccupations politiques et justifiant une analyse approfondie.

Ainsi, depuis une dizaine d'années, les politiques énergétiques ne dépendent plus seulement d'orientations et de décisions prises au niveau strictement national mais sont contraintes par un **cadre fixé à l'échelon européen**. Alors que le secteur énergétique ne figurait pas parmi les piliers originels de la construction communautaire, l'importance grandissante des problèmes en la matière, qu'il s'agisse de la sécurité d'approvisionnement, du développement des échanges ou de la prégnance des enjeux environnementaux, a progressivement donné une actualité permanente à la question de l'énergie. Mais en l'absence d'un fondement juridique spécifique autorisant la mise en œuvre d'une politique commune de l'énergie, l'action communautaire s'est cantonnée à une approche fragmentée, fondée sur le « marché intérieur » du gaz et de l'électricité et sur quelques textes relatifs soit à la sécurité d'approvisionnement, soit à la protection de l'environnement.

S'agissant plus particulièrement de l'électricité, la première étape a été l'adoption de la directive du 19 décembre 1996² assignant aux États membres l'ouverture progressive des marchés électriques par l'accès libre des fournisseurs concurrents aux réseaux, la séparation comptable et managériale des activités de production et de transport dans le cas des entreprises intégrées et la création de gestionnaires de réseaux de transport chargés d'assurer, en toute indépendance vis à vis des producteurs, le bon fonctionnement du système électrique et l'acheminement de l'énergie dans des conditions non discriminatoires.

¹ Proposition de résolution n° 63 (2006-2007) du 9 novembre 2006 tendant à la création d'une commission d'enquête sur les causes de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 et sur l'état de la sécurité d'approvisionnement de l'électricité en France dans le cadre des politiques européennes d'ouverture à la concurrence du secteur énergétique, présentée par Mme Nicole Borvo et les membres du groupe communiste, républicain et citoyen.

² Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

La directive du 26 juin 2003¹ a poursuivi la libéralisation des marchés de l'électricité en prévoyant le libre choix du fournisseur pour les clients professionnels, entreprises et collectivités à partir du 1^{er} juillet 2004, et pour tous les consommateurs domestiques à partir du 1^{er} juillet 2007. Elle imposait également la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution des autres activités des entreprises intégrées.

Mais depuis le Conseil informel d'Hampton Court, en octobre 2005, la réflexion communautaire a pris une nouvelle dimension. Pour gérer efficacement la production, le transport et la distribution d'électricité dans l'Union européenne (UE), et pour éviter d'éventuels problèmes entre les États membres résultant de leurs spécificités et choix nationaux, est-il nécessaire **d'élaborer une politique commune** ou suffit-il **d'assurer la coordination des politiques nationales** ? C'est tout le sens des débats actuels sur la pertinence d'une politique énergétique pour l'Europe, dont les bases ont été posées en mars 2006 par le Livre vert de la Commission européenne² et qui se trouvent au cœur de l'agenda communautaire actuel.

Ainsi, le 10 janvier 2007, la Commission a publié un « paquet énergie » d'une dizaine de documents stratégiques et leurs annexes faisant le constat qu'une **politique énergétique plus ambitieuse** devait avoir pour **triple objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement, de développer la compétitivité** et de **préserver l'environnement**. C'est pour rendre compatibles ces trois objectifs - auxquels s'ajoute la nécessité d'une meilleure coordination pour que « l'Union européenne s'exprime d'une seule voix » et montre une meilleure cohésion vis à vis de ses partenaires étrangers - que le Conseil européen des 8 et 9 mars suivant a arrêté un plan d'action³ en faveur d'« une politique énergétique pour l'Europe ». Les mesures prioritaires à arrêter selon ce plan sont déployées autour de cinq axes : le marché intérieur du gaz et de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement, la politique énergétique internationale, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et, enfin, les technologies de l'énergie.

...ainsi que les préoccupations géopolitiques...

L'actualité internationale récente a également conféré à la question énergétique une **importance stratégique** essentielle pour les Européens.

Tout d'abord, la très forte dépendance d'un nombre significatif d'États membres de l'UE à l'égard des hydrocarbures russes ne peut manquer de susciter des interrogations quant à leur sécurité d'approvisionnement, d'autant que Moscou entend faire de sa puissance énergétique un usage diplomatique.

¹ Directive 2003/54/ CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

² « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable » - COM [2006]105 final du 8 mars 2006.

³ Plan d'action du Conseil européen (2007-2009) - « Une politique énergétique pour l'Europe ».

Deux importants différends successifs entre la Russie et deux républiques de l'ex-URSS¹ ont ainsi brièvement provoqué l'inquiétude au premier trimestre de l'année dans la mesure où ils ont eu des conséquences directes sur l'alimentation en gaz et en pétrole de nombreux Etats de l'Union européenne. Car ce n'est pas seulement la Pologne, la Hongrie, la République tchèque ou la Slovaquie, pays dont les liens économiques avec la Russie dans le domaine de l'énergie sont encore essentiels pour des raisons historiques, qui ont été touchés, mais aussi par exemple l'Allemagne, dont plus du tiers de l'approvisionnement en gaz et en pétrole est assuré par la Russie. Au-delà de ces deux incidents temporaires, les relations conflictuelles que cette dernière entretient en matière énergétique avec certains Etats-membres de l'Union, comme la Lituanie ou la Pologne, n'est pas sans créer des difficultés diplomatiques plus générales : ainsi, la Pologne s'oppose toujours à l'ouverture de négociations destinées à renouveler le partenariat politique et économique avec la Russie, exigeant notamment, pour lever son veto, des garanties sur ses approvisionnements énergétiques. Enfin, alors que l'Europe importe globalement un quart de son gaz de Russie, l'idée entretenue par celle-ci de coordonner ses activités avec d'autres pays producteurs, évoquant même un « *cartel du gaz* » similaire à celui de l'OPEP pour le pétrole, ne serait pas sans conséquences sur l'approvisionnement de l'UE en électricité. En effet, les marchés électriques sont organisés de façon telle que le prix du gaz, comme celui du pétrole, ont une influence directe sur le coût de l'électricité.

Ainsi, l'Union européenne peut certes exiger « *un comportement fiable et transparent* »² de la part de son partenaire russe, **la sécurité de son approvisionnement énergétique pose nécessairement la question du degré de son indépendance énergétique**, c'est-à-dire, s'agissant plus particulièrement de la fourniture en électricité, celle de la composition de son « bouquet » de production, de son « *mix électrique* ». Cette problématique est essentielle pour les nombreux Etats membres qui, tels la Belgique, l'Espagne ou le Royaume-Uni, ont décidé d'un moratoire sur la production nucléaire, et davantage encore pour ceux qui, comme l'Italie ou l'Allemagne³, ont même engagé un processus de sortie du nucléaire.

Elle l'est aussi, plus généralement, en raison tant de la raréfaction, et donc du renchérissement, des hydrocarbures que du durcissement souhaitable des exigences environnementales pour lutter contre le réchauffement climatique. Ainsi, l'important accroissement du prix du pétrole, en 2005-2006, a très largement pesé sur le coût de l'électricité, que ce soit directement – beaucoup de centrales thermiques fonctionnent au fioul – ou indirectement, l'évolution des prix mondiaux du gaz étant étroitement corrélée à celle des prix du pétrole en raison notamment de la facile substitution de ces deux hydrocarbures dans les procédés de production énergétique. Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables (ENR) autres que l'hydraulique

¹ En janvier 2006, la Russie a interrompu pendant quelques heures ses livraisons de gaz à l'Ukraine, qui refusait le quadruplement des prix exigés par Gazprom. Un an plus tard, en janvier 2007, elle a brièvement fermé l'oléoduc de Droujba, qui traverse le Bélarus, pour contraindre ce pays à renoncer à la taxe qu'il entendait imposer sur le transit du pétrole vers l'Europe.

² Andris Piebalgs, commissaire européen à l'énergie, le 11 janvier 2007.

³ Le traité de coalition conclu en novembre 2005 par la CDU-CSU et le SPD confirme la décision prise par le gouvernement SPD-Grünen en 2000 de fermer progressivement toutes les centrales nucléaires allemandes, la dernière devant l'être en 2021.

(l'éolien, le photovoltaïque, la géothermie...), indispensable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), a un coût encore important et qui devrait demeurer longtemps supérieur à celui des modes de production électrique classiques, qu'ils soient thermiques ou nucléaire.

Ces deux types de contraintes rendront dès lors l'électricité du futur plus chère que celle d'aujourd'hui, y compris en France, même si notre pays dispose du parc nucléaire le plus développé du monde, qui lui fournit plus de 78 % de son électricité¹ à un coût raisonnable, de l'ordre de 30 euros du mégawattheure.

...et la situation nationale

Du reste, le marché libre de l'électricité en France a précisément connu, malgré un bouquet électrique national essentiellement constitué par du nucléaire et de l'hydraulique, également peu coûteux, une très forte augmentation des prix.

En juillet 2004, à la faveur de la libéralisation de ce marché, de nombreux professionnels (les « clients éligibles »), séduits par des offres commerciales devant leur permettre de réduire leur facture d'électricité, ont quitté l'opérateur historique EDF. Mais après avoir baissé de 30 % dans la phase d'ouverture, les prix ont ensuite augmenté de plus de 60 %, dépassant largement les tarifs régulés par l'État et plaçant en grande difficulté économique nombre d'entreprises, en particulier celles, dites « électro-intensives », pour lesquelles l'électricité constitue, en tant que matière première, une part importante des coûts de production.

C'est pour répondre à l'inquiétude des consommateurs ayant fait jouer leur éligibilité que le législateur, par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie², les a autorisés à bénéficier, sous certaines conditions et pour une période limitée à deux ans, d'un tarif régulé, le « TaRTAM » (tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché). Ce tarif de retour, dont le niveau se situe entre les prix du marché et les tarifs réglementés, est établi à partir du tarif réglementé hors taxes applicable au même site de consommation, majoré de 10 % pour les « tarifs bleus », de 20 % pour les « tarifs jaunes » et de 23 % pour les « tarifs verts ». C'est également pour trouver une solution plus pérenne aux difficultés des secteurs industriels concernés, tels que la pétro-chimie, l'aluminium, la cimenterie, la papeterie ou la sidérurgie, que s'est constitué, début 2007, le consortium *Exeltium*, groupement d'achat d'électricité d'industries électro-intensives dont le principe avait été autorisé par la loi de finances rectificative pour 2005. La particularité de ce dispositif est d'associer directement les adhérents du consortium aux investissements en unités de production d'électricité pour garantir leur approvisionnement à des prix compatibles avec leur activité.

Reste que ces mesures de sauvegarde, destinées en particulier à éviter la délocalisation de certaines industries électro-intensives, ne sont en elles-mêmes

¹ Source : Observatoire de l'énergie.

² Rapports de M. Ladislas Poniatowski n° 6 (2006-2007) du 4 octobre 2006 au nom de la commission des affaires économiques et n° 55 (2006-2007) du 6 novembre 2006 au nom de la commission mixte paritaire.

pas de nature à rassurer les consommateurs domestiques quant aux bénéfices supposés de l'ouverture totale du marché de l'électricité le 1^{er} juillet 2007. Les **Français sont extrêmement sensibles au prix de ce bien**, et davantage, sans doute, que les autres Européens puisqu'ils ont consenti, voici trente ans, un **considérable effort en faveur de la production nucléaire** : ils entendent donc légitimement être **payés en retour de leur investissement**, entendu au **sens économique** comme au **plan sociétal**. Or, à l'évidence, **la question de la sécurité d'approvisionnement électrique est intimement liée à celle du prix de l'électricité**. Elle l'est dans la mesure où, d'une part, la fourniture ne peut être considérée comme satisfaisante si les prix explosent et interdisent un usage « normal » de cette commodité, et, d'autre part, les prix doivent cependant être d'un niveau suffisant pour envoyer aux producteurs des signaux clairs les incitant à réaliser les investissements nécessaires à l'adaptation continue de l'offre à la croissance de la demande.

Ainsi, qu'il s'agisse des priorités de l'agenda communautaire, des défis géostratégiques posés à la France et à l'Union européenne par son approvisionnement en énergies fossiles ou encore des effets apparents de la dérégulation du marché de l'électricité sur les équilibres économiques et sociaux du pays, les travaux qu'a menés la mission commune d'information ont baigné dans un contexte particulièrement propice à la réflexion.

Cinq mois de travaux

Constituée de représentants de cinq des six commissions permanentes du Sénat¹, membres de tous les groupes politiques, votre mission a circonscrit le périmètre de son analyse au champ exact de son intitulé afin notamment de ne pas diluer la question de l'approvisionnement électrique dans une étude plus vaste sur celle de l'énergie. Toutefois, ayant immédiatement perçu l'incidence des politiques menées par nos partenaires européens sur la propre sécurité d'approvisionnement de la France, la mission a évidemment souhaité élargir sa vision de la problématique à l'Union européenne.

Ainsi, entre mi-janvier et mi-mai, elle a procédé à **trente-deux auditions au Sénat**, qui ont permis de recueillir les analyses très précieuses d'une **cinquantaine de personnalités** : outre le ministre délégué à l'industrie, le président de la CRE et celui du directoire de RTE, elle a entendu des représentants des producteurs - qu'il s'agisse des grands électriciens comme EDF ou Suez, dont les présidents sont venus devant la mission, ou encore Endesa, des nouveaux venus tels Total ou GDF, ou des producteurs d'énergie renouvelable hydraulique ou éolienne -, des fournisseurs et intermédiaires, des distributeurs et des consommateurs - qu'ils soient professionnels ou

¹ *Affaires culturelles, affaires économiques, affaires sociales, finances et lois.*

domestiques -, ainsi que des économistes, ingénieurs et experts spécialistes des questions électriques¹.

Ces auditions ont été éclairées par la **visite de divers sites en France** au mois de mai. Plusieurs de mes collègues et moi-même avons ainsi été accueillis au Centre national d'exploitation du système (CNES) de RTE à Saint-Denis, au Centre de recherche et développement d'EDF à Chatou, à la centrale à cycle combiné à gaz DK6 de GDF à Dunkerque, à la ferme éolienne de Total à Mardyck, ainsi qu'à la centrale nucléaire d'EDF à Gravelines. Ces rencontres de terrain ont efficacement contribué à forger notre vision d'ensemble de la chaîne de l'électricité².

Début mars, nous avons également fait, naturellement, le **voyage de Bruxelles** afin d'appréhender les enjeux européens du marché de l'électricité, bénéficiant à cette occasion des contributions de représentants des directions générales « Énergie et transports » et « Concurrence » de la Commission européenne, du Secrétariat général du Conseil de l'UE, de la représentation permanente de la France auprès de l'UE, de l'Union pour la coordination du transport d'électricité en Europe (UCTE), de l'Union des industries dans le domaine de l'électricité (Eurelectric), de la Fédération syndicale européenne des services publics (FSESP) et de *Business Europe*³.

Enfin, parce que dans un système interconnecté, les problèmes électriques de nos voisins peuvent irrémédiablement devenir les nôtres, notre programme de travail a été complété, au mois d'avril, par des **déplacements à l'étranger**. Nous nous sommes donc rendus en **Allemagne**, puisque ce pays est le principal partenaire économique de la France, que l'origine de la panne du 4 novembre 2006 lui est imputable, qu'il exerçait, durant la période de nos travaux, la présidence de l'UE, et, enfin, qu'il a renoncé - peut-être provisoirement - à l'énergie nucléaire ; en **Pologne**, afin d'appréhender les difficultés spécifiques aux PECO et aux pays qui, comme elle, disposent d'un système électrique reposant à plus de 95 % sur le charbon et le lignite ; au **Royaume-Uni**, dont l'interconnexion avec le continent présente la particularité d'être assurée en courant continu et que la diminution progressive des ressources gazières de la Mer du Nord confronte à la question de la reprise d'un programme nucléaire ; en **Italie**, pays fortement importateur d'électricité, pour connaître la politique engagée après le *black out* qu'elle a subi en 2003 ; en **Suisse**, pays d'origine dudit *black out*, qui, bien qu'il ne fasse pas partie de l'UE, est une pièce centrale du système électrique ouest-européen et dont le *mix* électrique, assis sur le nucléaire et l'hydraulique, est de la sorte assez comparable au nôtre ; en **Espagne**, enfin, qui elle aussi a décidé d'un moratoire nucléaire pour se tourner notamment vers la production éolienne, et qui, avec son voisin portugais, souffre d'une trop faible interconnexion avec le reste de la « plaque de cuivre » continentale. Au cours de ces divers

¹ Les comptes rendus de ces auditions figurent au tome II du présent rapport, pages 5 à 402.

² Les programmes de ces visites figurent au tome II, pages 491 et 492.

³ Les résumés de ces entretiens figurent au tome II, pages 403 à 416.

déplacements, nous avons rencontré plus de **cent intervenants** : parlementaires, membres du gouvernement, fonctionnaires et représentants des autorités de régulation, des gestionnaires de réseaux, des distributeurs, des fournisseurs, des intermédiaires boursiers, des consommateurs industriels et particuliers...¹

C'est donc un ensemble très volumineux d'informations émanant de sources multiples, complété par une épaisse bibliographie², dont la mission a pu disposer pour mener ses travaux.

A l'issue de cette réflexion collective de cinq mois et avant de laisser mes collègues rapporteurs, Michel Billout, Marcel Deneux et Jean-Marc Pastor, présenter les conclusions et propositions de notre mission, je voudrais souligner les quelques points essentiels qui structureront tant la philosophie générale du présent rapport que son organisation.

Un constat et deux observations

Tout d'abord, un constat, qu'il convient de rappeler même s'il a été déjà abondamment commenté : la panne du 4 novembre 2006 n'est pas la conséquence d'une interruption des approvisionnements en énergie primaire, d'un déficit de production ou encore d'une faiblesse des réseaux, mais résulte d'une erreur humaine et d'une insuffisante précision des procédures de coordination entre GRT. L'analyse des flux d'électricité dans la soirée du 4 novembre, avant que l'incident ne se produise, laisse en effet apparaître une situation tout à fait normale : la capacité de production électrique était alors largement suffisante pour satisfaire la demande, la consommation effective était conforme aux prévisions et, en France en particulier, le solde des échanges transfrontaliers était excédentaire, le pays étant exportateur.

Il doit par ailleurs être souligné que la panne a été rapidement maîtrisée. D'une part, les mécanismes de défense, qu'ils soient automatiques ou non, ont été efficaces, même si une analyse minutieuse démontre que les efforts n'ont pas été uniformément répartis entre les différents pays et que de nombreuses pistes d'amélioration de la coordination peuvent être envisagées. D'autre part, en France, la réactivité de RTE doit être saluée car elle a permis d'éviter un *black-out* généralisé : le gestionnaire du réseau a immédiatement fait appel aux producteurs d'électricité, notamment d'origine hydraulique, pour qu'ils augmentent leur puissance disponible afin de réalimenter les consommateurs dans des délais assez brefs et de limiter ainsi la durée des délestages à quelques dizaines de minutes seulement.

Dès lors, de manière somme toute paradoxale, tant la **singularité de l'incident de novembre 2006**³ que ses **causes** et son **traitement** démontrent

¹ Les résumés de ces entretiens figurent au tome II du présent rapport, pages 417 à 490.

² La bibliographie figure aux pages 239 à 244 du présent tome du rapport. A toutes fins utiles, le lecteur pourra par ailleurs se reporter, aux pages 221 à 238, à un glossaire.

³ Lors de son entretien avec une délégation de la mission, M. Jean-Paul Decaestecker, chef de l'unité « Energie et questions atomiques » au Secrétariat général du Conseil de l'Union

que, **globalement, le système électrique fonctionne correctement**, dans un cadre garantissant aux consommateurs français (collectivités publiques, particuliers, industriels et autres professionnels) une **fourniture d'électricité d'excellente qualité**, avec une **grande régularité** et à un **coût satisfaisant**. La **sécurité de l'approvisionnement électrique de la France est donc aujourd'hui réelle**.

Pour autant, cette sécurité, pour être entretenue avec constance, doit faire l'objet d'une attention soutenue. Car **l'Europe risque de rapidement connaître une insuffisance des moyens de production** face, d'une part, aux besoins de renouvellement d'un parc de production vieillissant et, d'autre part, à la hausse moyenne de 2 à 3 % par an de la consommation d'électricité, phénomène observé, à des degrés certes divers, dans tous les pays. En clair, si, il y a peu de temps encore, l'Europe était en surcapacité électrique, **sa marge de sécurité se détériore** et elle pourrait bientôt, en l'absence de décisions structurelles, ne plus être en mesure de répondre à la demande. Ainsi, la **sécurité d'approvisionnement électrique de la France pourrait se trouver fragilisée tant par les évolutions récentes ou à venir du cadre communautaire que par les décisions nationales de nos partenaires en la matière**. Cette situation appelle, nous semble-t-il, deux observations.

Première observation : les membres de la mission commune d'information **s'interrogent sur la pertinence de l'option, décidée en 1996, de créer un marché libéralisé de l'électricité car les règles habituelles de fonctionnement des marchés ne semblent pas adaptées à ce bien dont les caractéristiques sont si particulières**.

Tout d'abord, l'électricité n'étant **pas stockable**, la demande commande l'offre en imposant un équilibrage instantané et permanent entre l'offre et la demande, alors même que celle-ci peut connaître à tout instant des fluctuations extrêmement importantes. Un **gestionnaire central**, disposant de pouvoirs renforcés pour garantir l'équilibre, nous paraît donc indispensable au fonctionnement du système. Par ailleurs, les flux d'électricité répondent à des **lois physiques** impossibles à totalement anticiper, et en tout cas à contourner : dès lors, les échanges réels d'électricité peuvent suivre des voies assez éloignées des transferts commerciaux qui les fondent et causer des **congestions** imprévues à certains postes d'interconnexion. En outre, dans de nombreuses circonstances, cette **énergie n'est pas substituable**¹, ce qui rend sa **consommation très inélastique aux prix** et soulève un problème de **responsabilité publique à l'égard de la qualité et de la permanence de son offre**. Enfin, ses modes de production posent désormais des questions qui dépassent les habituels enjeux écologiques, qu'il s'agisse de la lutte impérative contre les émissions de GES ou du statut particulier de l'énergie nucléaire au regard de la sûreté et de la sécurité.

européenne, a justement souligné que cet incident d'une heure, pour grave qu'il a été, ne doit pas faire oublier que le système électrique européen a correctement fonctionné en 2006 pendant 364 jours et 23 heures, malgré son gigantisme et son extrême complexité résultant du nombre très important d'acteurs qu'il mobilise.

¹ *L'électricité dite « spécifique » est celle nécessaire à l'éclairage domestique ou urbain, au fonctionnement des appareils ménagers « blancs », « marrons » ou « noirs » et aux transports ferroviaires : aucun autre type d'énergie ne lui est aujourd'hui substituable.*

Toutes ces particularités font donc de l'électricité une commodité unique, soumise à des contraintes singulières justifiant au demeurant la **nature de service public qui lui est historiquement conférée en France**. Mais même dans les pays qui ne partagent pas cette conception, il semble évident à votre mission d'information que **les spécificités de ce bien rendent extrêmement difficile, pour ne pas dire impossible, sa soumission aux règles habituelles de fonctionnement des marchés libéralisés**.

Seconde observation : on ne saurait mener de réflexion sur la sécurité de l'approvisionnement électrique sans prendre en compte les **deux autres piliers de la nouvelle politique énergétique communautaire** que sont **l'amélioration de la compétitivité du marché européen interconnecté** et la **lutte contre le réchauffement climatique**. Or, ces deux préoccupations peuvent constituer autant de **contraintes** à la recherche de solutions optimales garantissant la sécurité d'approvisionnement, et peuvent même parfois lui être **contradictoires**.

A titre d'exemple, le choix de l'Allemagne de compenser l'arrêt total de sa production d'électricité d'origine nucléaire par le développement considérable de la puissance éolienne est susceptible de poser plusieurs problèmes à ses voisins : d'une part, l'éolien étant une énergie par nature aléatoire et faiblement prévisible, il est possible que les besoins d'importation du pays s'accroissent dans les années à venir et suscitent des tensions de marché ; d'autre part, le mode automatique de déconnection des éoliennes en cas de variation de la fréquence peut les conduire à aggraver les incidents de réseau, et donc à fragiliser l'ensemble de la plaque interconnectée. Ainsi, cette décision strictement nationale peut directement impacter la sécurité d'approvisionnement électrique des pays voisins.

Dans ce contexte, tant l'hétérogénéité des situations et des options de production électrique des divers États membres de l'UE ou des États participants au système européen interconnecté, que l'extrême ambition du plan adopté par le Conseil européen les 8 et 9 mars 2007 dans le cadre de sa « *Stratégie climat* »¹, accroissent le nombre des difficultés à surmonter pour envisager une politique communautaire intégrée de l'électricité dans laquelle la préservation et l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement de la France seraient correctement prises en compte.

Un rapport charpenté autour de trois lignes directrices

Confrontés à l'extrême richesse des informations recueillies, au nombre considérable de pistes ouvertes par les propos, toujours pertinents et souvent passionnants, des divers intervenants, français et étrangers, entendus par la mission, et au caractère désormais vital de l'énergie pour la croissance économique et sociale, qui fait sans aucun doute de ce thème l'un des enjeux essentiels du siècle à venir, nous avons eu, avec mes collègues rapporteurs, la

¹ A l'horizon 2020, l'UE s'est engagée à réduire de 20 % ses émissions de GES, à porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie primaire, contre 7 % aujourd'hui, et à réaliser 20 % d'économies d'énergie, ces deux derniers objectifs étant de nature à améliorer la sécurité énergétique.

volonté de répondre exactement à la question posée à la mission : comment assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France ? Cela nous a naturellement conduits à ne pas présenter une thèse exhaustive, qui aurait pu s'avérer indigeste, sur le système électrique français et européen, mais plutôt à envisager la problématique de manière politique, en faisant des propositions concrètes tenant compte à la fois des contraintes environnementales et des défis posés par l'émergence d'un marché communautaire intégré.

Dans cet esprit, nous avons ensuite opté pour une présentation volontairement simple et didactique du sujet, ce qui ne signifie pour autant pas que nous avons sous-estimé la complexité de ses enjeux. Notre **rapport est ainsi structuré autour des trois vecteurs** sur lesquels il semble nécessaire d'agir pour sécuriser l'approvisionnement électrique de la France, voire de l'Europe : la **production** d'abord, le **transport** et la **distribution** ensuite, la **maîtrise de la consommation** enfin. Si chaque partie sera respectivement présentée par **Jean-Marc Pastor, Michel Billout et Marcel Deneux**, elle fait l'objet d'un **consensus au sein de la mission commune d'information**. Et même si ce découpage peut parfois présenter un caractère artificiel en raison des évidentes interactions existant entre ces trois thématiques, il nous paraît intéressant et opportun qu'il respecte le **trajet des électrons depuis le producteur jusqu'au consommateur final**, afin que **chaque citoyen** puisse prendre toute la mesure de la **complexité des étapes qui régissent la fourniture d'électricité**. En effet, il est pour nous essentiel que les **populations soient pleinement informées des enjeux électriques et étroitement associées aux débats qu'ils suscitent**¹. A cet égard, ce rapport leur est autant adressé qu'il est destiné aux décideurs politiques et économiques et aux spécialistes du secteur.

Enfin, souhaitant modestement que ledit rapport ne s'ajoute pas inutilement aux diverses études sur le sujet qui ne sont malheureusement pas toujours suivies d'effet², nous avons décidé de ne retenir qu'un **nombre relativement limité de propositions susceptibles d'être appliquées à court ou moyen terme**. Ainsi, c'est délibérément que, par exemple, **aucun développement n'est consacré à la recherche à long terme** sur la capture et le stockage du CO₂, sur l'énergie hydraulienne (générée par les courants marins), sur la supraconductivité des matériaux utilisés pour les lignes de transport ou encore sur la pile à hydrogène et le stockage de l'électricité. Mais nos **quarante préconisations** peuvent être distinguées en **deux catégories** : les unes s'adressent aux **pouvoirs publics et aux acteurs du système électrique français** pour être **immédiatement ou rapidement mises en œuvre** ; les autres, qui ne peuvent être adoptées qu'à **l'échelon communautaire**, se

¹ Elles sont au demeurant intéressées et se sentent d'ores et déjà concernées. Ainsi, selon un sondage Eurobaromètre publié le 8 mars 2007 par la Commission européenne, 65 % des personnes interrogées souhaitent que l'Union européenne joue un rôle accru dans les négociations sur l'énergie et 72 % pensent qu'elles vont devoir installer un équipement plus économique pour le chauffage et l'éclairage.

² L'ERGEG a par exemple relevé dans son rapport intermédiaire sur la panne du 4 novembre 2006 que « les leçons de la panne de 2003 en Italie n'ont pas été tirées ».

veulent davantage des **indications du Sénat au Gouvernement** dans le cadre des **négociations européennes** préalables à l'adoption du troisième « paquet énergie ».

Une réflexion assise sur trois principes fondamentaux

Je l'ai dit, l'organisation de nos propositions en trois séquences qui suivent le flux physique de l'électricité peut parfois conduire à une présentation apparemment artificielle du propos. Aussi paraît-il indispensable de souligner ici les trois options principales, sur lesquelles l'ensemble de la mission a trouvé un accord, qui servent de **fil conducteur** à plusieurs des suggestions figurant dans les diverses parties de son rapport.

Le premier point, le principal aussi, touche à la conception même de la politique de l'électricité.

Notre perplexité quant aux principes directeurs ayant jusqu'à présent fondé la politique communautaire de l'énergie, que j'ai déjà évoquée, nous conduit à affirmer comme principe premier l'absolue **nécessité d'une maîtrise publique dans le domaine électrique**. Nul n'a mieux résumé notre sentiment commun qu'Alain Juppé lorsque, à l'issue du Conseil Energie du 6 juin 2007 auquel il venait de participer en tant que ministre d'Etat, ministre de l'écologie, du développement et de l'aménagement durable, il a observé qu'il « *allait falloir avoir un débat sur une certaine vision de la concurrence comme l'alpha et l'oméga de la politique européenne* ».

Quoi qu'en pensent tant la Commission européenne qu'un nombre significatif d'Etats membres, jusqu'à présent viscéralement attachés aux principes libéraux, il n'est en effet pas certain que le marché soit le mécanisme le plus efficace pour garantir l'approvisionnement en électricité, compte tenu des particularités précédemment soulignées de cette commodité. Même aux Etats-Unis, où les principes de la libre concurrence sont consubstantiels à l'organisation socio-économique, de grands États tels que la Californie sont **revenus sur la dérégulation du marché électrique**. Celle-ci, en effet, est parfois tout sauf vertueuse : à titre d'exemple, le processus de libéralisation des marchés préconisé par la Commission européenne favorise en ce moment même un vaste mouvement de concentration dans le secteur de l'électricité qui, paradoxalement, aboutit à la constitution d'oligopoles privés venant remplacer les monopoles nationaux qu'elle cherchait à démanteler. Où sera l'intérêt du consommateur quand les prix seront commandés par un petit nombre d'opérateurs géants exclusivement sensibles aux préoccupations de leurs actionnaires ? Quel sera le degré d'indépendance nationale en matière d'approvisionnement lorsque tel de ces opérateurs sera contrôlé, directement ou non, par des capitaux non communautaires ? Quelle sera la situation lorsque le contrôle sera exercé par un acteur ayant par ailleurs un rôle dominant dans le commerce des hydrocarbures en général, ou celui du gaz en particulier ?

Pour la mission d'information, le secteur électrique ne saurait donc être laissé à la « main invisible » du marché et nécessite une forte régulation publique, **la puissance publique ayant une responsabilité particulière et légitime aux yeux des citoyens dans la fourniture d'électricité**. C'est d'ailleurs **dans le domaine électrique qu'est apparue l'expression « obligation de service public » en droit communautaire** : la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 sur le marché intérieur de l'électricité qualifie ainsi la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la protection de l'environnement¹.

La France a résolument conduit dans le secteur de l'électricité l'une des **politiques les plus ambitieuses et volontaristes de tous les pays européens**, qui lui assure aujourd'hui, avec son parc nucléaire, sa puissance hydraulique, son éventail diversifié d'approvisionnement en énergies fossiles, ses réseaux de transport et de distribution efficaces, correctement dimensionnés et globalement bien répartis, une **situation enviable**. Son **système électrique est un bien appartenant à l'ensemble de la collectivité nationale** qui, pour le bâtir, a consenti sinon des sacrifices, du moins de réels efforts, et dont le bénéfice qu'elle en tire s'exprime au travers du **service public de l'électricité**, auquel **toutes les lois successives sur l'énergie ont réaffirmé l'attachement des Français**².

A ce titre, compte tenu de l'importance de l'électricité en matière économique et sociale, nous estimons que la **sécurité de l'approvisionnement** est une **question politique qui concerne directement la puissance publique**. Même les Britanniques, désormais confrontés à cette préoccupation, commencent à en convenir malgré leur foi traditionnelle dans les vertus du marché, comme l'a reconnu le député Paddy Tipping lors de notre entretien à la Chambre des communes le 19 avril 2007. Aussi ne peut-on envisager que les options communautaires puissent désorganiser le système électrique, qu'il s'agisse de son volet production, en particulier lorsqu'il comporte un secteur nucléaire, ou de celui du transport. **C'est pourquoi plusieurs des préconisations de la mission auront comme préoccupation de favoriser la régulation du secteur de l'électricité à l'échelon européen comme national**.

Le deuxième point concerne le bouquet électrique français et les relations qu'entretient la France avec ses voisins.

Pour la mission commune d'information, **la situation tant actuelle que prévisible du mix électrique national est globalement satisfaisante**,

¹ Cette définition s'inscrit du reste dans le droit fil de l'arrêt Commune d'Almelo de la Cour de justice des Communautés européennes (CJCE) du 27 avril 1994 et de la communication de la Commission sur les services d'intérêt économique général (SIEG) de 1996.

² Au premier rang de cet attachement figure sans doute le système de péréquation tarifaire en vertu duquel, depuis 1946 pour la métropole et 1974 pour l'outre-mer, un même prix de l'électricité est pratiqué pour tous les consommateurs d'un même type, quand bien même il en résulte un écart entre les prix pratiqués et les coûts réels. Votre mission a pu constater que bien des systèmes électriques des pays voisins ne connaissent pas ce principe de péréquation.

avec une base nucléaire - dont la proportion pourra certes diminuer si, comme on peut l'espérer, l'augmentation de la demande électrique est satisfaite par le développement des énergies renouvelables - qui restera essentielle, ne serait-ce qu'en raison du fait que les usages de l'électricité « en base » peuvent considérablement augmenter¹. En revanche, **on peut s'interroger sur l'équilibre du bouquet de plusieurs des partenaires de la France** : la progression annoncée de la part des ENR, pour souhaitable qu'elle soit, ne paraît pas de nature à permettre, à elle seule, la satisfaction de l'intégralité des besoins des consommateurs, en tout cas à moyen terme. Il semble ainsi à la mission qu'il existe en filigrane une sorte de tentation, chez d'importants voisins européens, de **s'appuyer sur le parc nucléaire français pour refuser cette filière sur leur territoire.**

Or, **la France n'a pas vocation à devenir l'unique producteur d'électricité nucléaire en Europe qui assumerait seul les coûts économiques et sociaux du développement de cette énergie.** Chacun comprendra qu'en tant que président du conseil général de la Haute-Marne, département susceptible dans quelques années d'accueillir, pour les stocker en couche géologique profonde de manière réversible, tous les déchets ultimes produits par la filière nucléaire, je suis particulièrement préoccupé par cette question et attaché à ce principe que je juge essentiel : **la France ne doit pas devenir le « poumon nucléaire » de l'Europe.**

De ce postulat découlent par ailleurs deux autres affirmations.

La première est la **contestation que les prix de l'électricité doivent nécessairement converger dans l'ensemble de l'UE**, comme le recommande explicitement la Commission européenne². Dans les conditions actuelles d'organisation du système électrique européen et de fonctionnement des marchés, cet objectif conduirait inéluctablement à un fort renchérissement du coût de l'électricité pour les consommateurs français, qui perdraient alors le **bénéfice de l'avantage comparatif que leur procure l'équilibre du bouquet électrique national.** J'insiste sur ce point puisque à l'évidence, ça n'est pas l'hydraulique qui est ici en cause, mais bien entendu le nucléaire : au nom de quoi les Français, qui ont fait le choix, manifestement difficile au regard des préventions manifestées par la plupart de leurs voisins, de soutenir la filière nucléaire, devraient-ils payer leur électricité aussi chère que si elle était produite principalement avec du gaz ou du fioul ? Pour la mission d'information, **l'objectif de la Commission ne pourrait être acceptable qu'à la condition corrélative que les bouquets électriques des différents Etats membres soient, sinon identiques, du moins similaires,** et laissent toute sa place à la production d'origine nucléaire.

¹ Ainsi peut-on par exemple anticiper que, dans quelques décennies, les nécessités de la lutte contre le changement climatique auront conduit au développement des véhicules électriques, et donc à un important transfert sur l'électricité de la consommation actuelle de pétrole.

² Cette position de la Commission est constante depuis sa communication au Conseil et au Parlement européen du 15 novembre 2005 : « Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité » - COM(2005) 568 final.

La seconde affirmation concerne le réseau électrique interconnecté européen. Jusqu'à présent, les infrastructures d'interconnexion ont bien assuré la mission pour laquelle elles avaient été conçues : **garantir la solidarité mutuelle entre les pays en cas de difficulté occasionnelle et jouer efficacement sur leurs différences de pointe de consommation** résultant notamment des comportements nationaux traditionnels ou des aléas climatiques. Mais ce dispositif s'avère aujourd'hui de moins en moins adapté au **volume croissant des échanges résultant d'opportunités strictement commerciales**. Là encore, la conception communautaire des marchés de l'électricité défendue par la Commission européenne paraît difficilement conciliable, même en améliorant et en renforçant les interconnexions entre les différents pays de la « plaque » ouest-européenne, avec le **souci de préserver la sécurité d'approvisionnement**. Pour votre mission d'information, **si la destination des réseaux de transport change de nature, c'est alors leur conception même qui doit être repensée**.

C'est à l'aune de ces différentes observations que, selon la mission, doivent être définis les principes directeurs des relations entretenues par la France avec ses voisins et, plus largement, ses partenaires de l'UE.

Le troisième point est d'une nature plus strictement nationale.

Il est clairement apparu aux membres de la mission qu'à court terme, **le principal problème de la France est celui la gestion de la « pointe »**, ces périodes de forte demande au cours desquelles le pays est contraint d'activer ses centrales thermiques au fioul ou au gaz, voire d'être importateur net, et donc de consommer une électricité au coût élevé. Ces difficultés se posent principalement l'hiver, à cause du **chauffage électrique résidentiel**, particulièrement important dans notre pays, et dans une moindre mesure l'été, en raison notamment du développement de la climatisation. Ce déficit s'explique en grande partie par **l'insuffisance des capacités de production de pointe**, que les investissements récemment programmés par les électriciens opérant sur le territoire devraient toutefois permettre de combler rapidement. Mais il résulte aussi de la relative **faiblesse des incitations à maîtriser la consommation d'électricité**.

A cet égard, un des axes essentiels structurant les trois parties de ce rapport sera de favoriser le développement des capacités de production de pointe moins onéreuses, l'instauration de mécanismes intelligents d'effacement de la consommation, le renforcement de l'efficacité énergétique des procès industriels, des bâtiments et des matériels et, enfin, l'adoption par les consommateurs de comportements redonnant la priorité aux économies d'énergie.

Votre mission commune d'information est en effet convaincue que la **sécurité de l'approvisionnement électrique du pays dépendra d'une manière essentielle**, tout au long de ce siècle qui commence à peine, de **l'appropriation par les citoyens d'une conception radicalement nouvelle de leur façon d'appréhender l'électricité : non pas nécessairement en consommer moins, mais la consommer mieux**.

*

* *

Dans cette perspective, je forme le vœu que le rapport de Michel Billout, Marcel Deneux et Jean-Marc Pastor, adopté le 27 juin 2007 par la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, apporte un **éclairage nouveau et utile à nos concitoyens comme aux décideurs** et leur serve de **programme d'action pour les années à venir**.

Ainsi, la panne du 4 novembre 2006 aura eu pour vertu de substituer à l'inquiétude qu'elle a légitimement suscitée la confiance en un système électrique sûr et efficace.

Bruno Sido
Président

PREMIÈRE PARTIE

PRODUIRE L'ÉLECTRICITÉ DONT LA FRANCE ET L'EUROPE ONT BESOIN

Présentée par Jean-Marc Pastor

A l'occasion de la présentation par la Commission européenne le 10 janvier 2007 de sa communication intitulée « *Une politique de l'énergie pour l'Europe* », la sécurité d'approvisionnement est devenue une des principales préoccupations de l'Union européenne dans le domaine de l'énergie. Reconnue comme l'un des trois piliers fondamentaux d'une politique énergétique communautaire qui reste encore largement à bâtir, elle est placée sur un pied d'égalité avec les deux autres objectifs que sont la promotion d'un secteur énergétique compétitif et la protection de l'environnement, plus particulièrement la lutte contre le réchauffement climatique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La panne européenne du 4 novembre 2006 a remis en lumière la complexité des mécanismes permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique. Plus singulièrement, cet incident, nullement imputable à un manque de capacités de production en Europe, est à l'origine d'une prise de conscience générale des responsables politiques et des acteurs du secteur de l'électricité : l'Europe, et notamment la France, sont-elles en mesure d'assurer, à court, moyen et long termes, la satisfaction de leurs besoins en électricité ?

La France est un des premiers pays qui, en Europe, a fondé en grande partie sa sécurité énergétique sur l'électricité. A la suite du premier choc pétrolier, le gouvernement a décidé d'accroître les usages de l'électricité avec le déploiement d'un parc électronucléaire, dans le double objectif de réduire les importations d'hydrocarbures et d'assurer l'indépendance énergétique nationale. Depuis cette date, **la consommation finale d'électricité**, entraînée par celle des secteurs résidentiel et tertiaire avec le déploiement massif du chauffage électrique, **a été multipliée par trois**. Ce faisant, la France est devenue l'un des plus gros consommateurs par habitant en Europe¹, ce qui place la question de la sécurité d'approvisionnement au cœur des préoccupations nationales.

L'appréhension de cet enjeu politique majeur se pose différemment au seuil du XXI^{ème} siècle. Sous l'impulsion de l'Union européenne, l'organisation du secteur énergétique en général, et électrique en particulier, a subi d'importants bouleversements au cours des vingt dernières années avec

¹ Avec une consommation par habitant de 8 206 kWh en 2004 (à comparer à une moyenne de 6 932 pour l'UE à 25) contre 3 370 kWh en 1973, selon les données AIE/OCDE.

l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz. Cette politique s'est traduite par une recomposition industrielle profonde marquée par le démantèlement progressif des grands opérateurs nationaux intégrés, auparavant placés en situation de monopole, et l'apparition de nouveaux acteurs. En France, la parfaite courroie de transmission qui liait le ministère de l'énergie à deux établissements publics chargés de produire, d'acheminer et de fournir ces deux énergies essentielles que sont le gaz et l'électricité, garantissait une maîtrise publique totale du secteur. La création d'un marché libre a rendu cette organisation beaucoup plus complexe puisqu'elle se traduit par la multiplication d'opérateurs privés prenant leurs décisions d'investissements en fonction de signaux de prix envoyés par le marché. Elle remet en cause le mode de fonctionnement des opérateurs historiques, Electricité de France (EDF) et Gaz de France (GDF), qui évoluent désormais dans un cadre concurrentiel excluant, en vertu du principe de concurrence libre et non faussée, tout soutien direct de leurs activités par la puissance publique.

Cette évolution a conduit votre mission d'information à se demander si la concurrence, totalement effective pour le marché de la production d'électricité mais aussi pour celui de la fourniture depuis le 1^{er} juillet 2007, pouvait constituer l'unique aiguillon de la politique de l'énergie en Europe et était de nature à favoriser la réalisation des investissements nécessaires. **A cet égard, elle estime que le secteur de l'énergie, en particulier celui de l'électricité, ne saurait se passer de puissants outils de régulation et de maîtrise publique, compte tenu des enjeux politiques et stratégiques de l'énergie. Pour vos rapporteurs, au regard de la situation géopolitique actuelle, détenir les clés de l'énergie, c'est détenir un pouvoir politique.**

La France a, du reste, bien intégrée cette donnée puisque son système électrique s'organise autour d'acteurs publics dont les rôles sont désormais bien stabilisés. Ainsi, le gouvernement conserve un large pouvoir d'orientation du secteur et dispose d'outils de mise en œuvre de la politique de l'énergie décidée, pour les grandes orientations, par le législateur et, pour les choix quotidiens, par le ministère chargé de l'énergie. Par ailleurs, le pays dispose, avec EDF, d'un opérateur public puissant en charge notamment de produire de l'électricité, d'assurer la conduite de missions de service public assignées par la loi et de fournir, dans un cadre totalement ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007, de l'électricité. Réseau de Transport d'Electricité (RTE), filiale à 100 % d'EDF mais bénéficiant d'une totale indépendance de gestion comme l'exigent les directives européennes, est quant à lui chargé de la gestion du réseau de transport d'électricité et de l'équilibre instantané des flux sur ce réseau. Les collectivités territoriales jouent elles aussi un rôle dans ce schéma puisqu'elles sont propriétaires des réseaux de distribution, dont elles concèdent la gestion à EDF ou, dans leur zone de desserte exclusive, aux distributeurs non nationalisés (DNN). Enfin, depuis 2000 et l'ouverture à la concurrence, un régulateur du secteur a été créé avec la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Celle-ci a pour mission principale d'exercer un contrôle sur les activités de réseau (activités dites régulées) et de vérifier qu'elles sont gérées de manière à permettre à toute personne un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux. Plus récemment, elle s'est également vue attribuer la surveillance des marchés de l'énergie.

Tout en prenant acte des décisions communautaires en matière de libéralisation, le législateur a tenu à réaffirmer clairement l'existence en France d'un **service public de l'énergie**. Dès l'adoption de la loi du 10 février 2000, la **sécurité d'approvisionnement** - garantir à tout

consommateur d'électricité, où qu'il soit situé sur le territoire, une fourniture de qualité quand il en a besoin - a été reconnue comme la **première mission** du service public de l'électricité¹. L'article 1^{er} de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE) s'inscrit dans le droit fil de cette orientation lorsqu'il indique que la garantie de cette sécurité fait partie des quatre grands objectifs de la politique énergétique.

Cette responsabilité suppose d'abord que les moyens de production soient en mesure, à tout instant de l'année ou de la journée, de répondre à la demande. Elle implique de s'assurer de la disponibilité de ces moyens en nombre suffisant et d'anticiper les évolutions de l'offre et de la demande. Bien entendu, l'examen de cet équilibre ne peut plus se cantonner au strict cadre national, en raison de l'ancrage de notre pays, relié à ses six voisins par 44 liaisons transfrontalières, au cœur du système électrique européen.

Votre mission d'information a la profonde conviction que l'organisation européenne, telle qu'elle se dessine aujourd'hui, n'est pas en mesure de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique de l'Union européenne. En effet, elle juge que la plupart des décisions communautaires dans le domaine de l'énergie ont trop souvent mis l'accent sur le renforcement de la concurrence et des capacités d'échanges entre pays et pas sur l'élaboration de mécanismes favorisant le développement des capacités de production. Son propos n'est certes pas de récuser en bloc toutes les avancées communautaires qui ont structuré le secteur. **Pour autant, il apparaît aux yeux des membres de la mission que la politique énergétique européenne doit faire l'objet d'une profonde réorientation, qui s'appuierait sur la création de véritables outils de régulation et de maîtrise publique du secteur.**

Afin d'apprécier la situation française en matière de **production d'électricité**, tout en la replaçant dans son contexte européen, vos rapporteurs examineront tout d'abord les conditions dans lesquelles est organisée l'anticipation des besoins en électricité et analyseront les outils permettant de répondre aux risques de déséquilibre entre l'offre et la demande. Puis, ils présenteront les différentes pistes de développement des filières de production électrique et leurs évolutions souhaitables pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Enfin, ils consacreront des développements à la question des prix de l'électricité, partie intégrante de cette sécurité dans un contexte de libéralisation du marché électrique.

¹ L'article 1^{er} de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité dispose que « le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général ».

I. VERS UNE PÉNURIE D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE EN 2020 ?

L'état des capacités de production françaises est globalement satisfaisant. En outre, l'existence d'outils permettant d'analyser les faiblesses du système électrique, d'anticiper les besoins et de remédier aux carences des opérateurs constitue un gage évident de sécurité d'approvisionnement. Le constat n'est en revanche pas le même s'agissant de l'Europe : la faiblesse des mécanismes de prévention des déséquilibres au sein de l'UE pourrait, à terme, favoriser l'apparition d'une pénurie d'électricité.

A. LE PARC FRANÇAIS : LA BASE ASSURÉE, LA POINTE À SURVEILLER

La France est dotée d'un parc de production lui permettant de répondre largement à la demande d'électricité « en base ». Toutefois, notre pays est régulièrement contraint de faire appel aux capacités électriques de ses voisins pour « passer les pointes ». Deux raisons expliquent ce phénomène : le niveau de plus en plus élevé des pics de consommation pendant l'hiver et un relatif manque d'investissements dans les centrales de pointe au cours des dernières années.

A des fins didactiques et pour faciliter la lecture du rapport, vos rapporteurs rappellent que les données exprimées en watts représentent des puissances électriques servies instantanément. Les valeurs exprimées en wattheures représentent en revanche des productions (ou des consommations), obtenues en multipliant la puissance effective de chaque installation par sa durée de fonctionnement : ainsi, une centrale d'un gigawatt fonctionnant à sa puissance nominale pendant 1 000 heures permet de produire (et donc de servir une consommation) de 1 000 gigawattheures. Enfin, il existe un facteur mille entre les différentes unités utilisées pour les données relatives tant aux puissances qu'aux productions : par exemple, 1 mégawatt (MW) = mille kilowatts (kW) ; 1 gigawatt (GW) = un million de kW ; 1 térawatt (TW) = un milliard de kW.

1. Analyse des dernières statistiques électriques nationales

Le système électrique français présente une **double spécificité** par rapport à l'UE et aux pays membres de l'OCDE. D'une part, avec l'accroissement de ses usages au cours des trente dernières années, **la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale¹ est importante** puisqu'elle s'élève à 23 %, contre un peu plus de 16 % pour la moyenne mondiale et moins de 20 % pour les pays de l'OCDE. D'autre part, **la très grande majorité de l'électricité française est d'origine nucléaire** : avec un parc de 19 centrales totalisant une puissance de plus de 63 gigawatts (GW), la France possède la seconde puissance nucléaire installée au monde après les

¹ Sources : Agence internationale de l'énergie (AIE) et Observatoire de l'énergie.

Etats-Unis. Toutefois, elle est le premier producteur d'électricité nucléaire en pourcentage de sa production totale (78 %)¹.

D'après des données provisoires, le parc français se composait au 1^{er} janvier 2007 de 63,3 GW de nucléaire, 24,8 GW de thermique (charbon, gaz et pétrole), 25,5 GW d'hydraulique et 2,4 GW d'autres énergies renouvelables, dont 1,3 GW d'éolien, soit une puissance totale légèrement supérieure à 116 GW. Il s'agit de la deuxième puissance électrique installée dans l'Union européenne derrière l'Allemagne (122,3 GW). Avec 96 GW, EDF est le premier producteur français ; viennent ensuite Suez, avec plus de 8 GW, et la SNET, avec 2,5 GW.

La structure du parc français, qui repose essentiellement sur le nucléaire et l'hydraulique, rend donc le coût de la production indépendant à 95 % de l'évolution du prix des hydrocarbures, ce qui constitue un **facteur majeur d'indépendance énergétique**.

Comme l'indique le tableau figurant page suivante, le bilan énergétique français pour l'année 2006² fait apparaître, par rapport à 2005, une **réduction de 0,2 % de la production totale nette d'électricité**, qui s'est établie à 548,8 térawattheures (TWh)³, et ce malgré **une hausse de 5 % du solde exportateur français**, qui s'élève à 63,3 TWh.

La consommation intérieure d'électricité⁴ s'est, pour la même année, élevée à 480,6 TWh contre 483 TWh en 2005⁵. Comme le souligne l'Observatoire de l'énergie, il s'agit de la première baisse de cet indicateur depuis 1947, qui résulte exclusivement du recul de la consommation d'électricité de la branche énergie.

Malgré cette évolution récente, la France a connu, au cours des dernières années, **des pointes aiguës de demande d'électricité** : la **forte pénétration du chauffage électrique** dans les bâtiments français rend la consommation particulièrement dépendante des variations de température. Comme le souligne RTE, la baisse des températures de 1°C en hiver peut provoquer un accroissement de la puissance appelée pouvant aller jusqu'à 1 500 MW, ce qui équivaut à la mobilisation complète de plus d'une tranche nucléaire. L'année 2006 a ainsi vu s'établir un nouveau record de consommation, le 27 janvier en début de soirée, avec une demande de **86,3 GW**, le précédent record ayant été atteint le 28 février 2005 avec 86 GW.

¹ Dans l'Union européenne, seule la Lituanie talonne la France avec 72,3 %. Viennent ensuite la Slovaquie (57,2 %), la Belgique (54,4 %) et la Suède (48 %). A titre de comparaison, cette proportion s'élève à 19,4 % aux Etats-Unis - Données 2006 selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

² Bilan énergétique de l'année 2006 de la France - 5 avril 2007 - Observatoire de l'énergie.

³ La production totale brute d'électricité en 2006 a été de 574,5 TWh. On obtient la production nette en soustrayant à la production brute la consommation des « auxiliaires » des centrales (électricité consommée par les centrales pour produire l'électricité).

⁴ Cet indicateur se calcule en soustrayant de la production nette d'électricité, toutes origines confondues, la consommation absorbée par les stations de transfert d'énergie par pompage (7,5 TWh en 2006) et le solde exportateur d'électricité.

⁵ Données corrigées du climat.

LE BILAN ELECTRIQUE EN 2006 (France Métropolitaine)

	Montant en Twh	Evolution en Twh	Evolution en %
Production nette (1) dont :	548,8	-1,4	-0,2
Nucléaire	428,7	-1,3	-0,3
Thermique classique	57,1	-5,8	-9,3
<i>dont : charbon</i>	21,6		
<i>fiouls (*)</i>	4,6		
<i>gaz naturel</i>	20,9		
<i>renouvelables et déchets</i>	4,7		
<i>gaz industriels et autres (**)</i>	5,2		
<i>total</i>	57,1		
Hydraulique	60,9	4,6	8,1
Eolienne et photovoltaïque	2,2	1,2	222
Importations (2)	8,5	0,5	5,7
Exportations (3)	71,9	3,5	5,1
Solde des échanges (4) = (3) - (2)	63,3	3	5
Pompages (5)	7,5	0,8	12,2
Energie appelée (***) (6) = (1) - (4) - (5)	478	-5,2	-1,1
<i>dont : basse tension</i>	189,3	3,6	1,9
<i>haute et moyenne tension</i>	256,8	-8,3	-3,1
<i>pertes et ajustements</i>	31,8	-0,4	-1,3

(*) : fioul lourd, fioul domestique et coke de pétrole

(**) : gaz de hauts fourneaux, de raffineries, de cokerie + production non répartie

(***) : non corrigée du climat

Source : Observatoire de l'énergie

Une simple observation de la puissance installée en France, 116 GW, pourrait laisser supposer que celle-ci est en mesure de satisfaire les besoins à tout instant de la journée ou de l'année, y compris quand la consommation atteint des records. En réalité, ces données statistiques laissent de côté le fait que les producteurs français sont liés par **des accords commerciaux** les obligeant à livrer de l'électricité à l'étranger, y compris quand la demande nationale est au plus haut. Surtout, **la totalité des moyens de production est loin d'être disponible à tout instant de l'année**. Ainsi, l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE¹) estime que les capacités disponibles du parc français s'établissaient à un niveau de 91,6 GW pour une journée de janvier 2007, soit un taux d'indisponibilité des installations de 20 %².

¹ Association des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, qui regroupe 29 membres originaires de 24 pays. L'UCTE fédère les gestionnaires des réseaux synchrones de la plaque européenne.

² De multiples raisons expliquent que des capacités de production soient indisponibles à un instant T. Ainsi, une centrale peut être en cours de maintenance, de réparation ou, pour une centrale nucléaire, faire l'objet d'un chargement de combustible. La plupart des centrales nucléaires étant en arrêt pour maintenance au cours de l'été, l'UCTE montre que la puissance disponible est la plus faible au cours de cette période (estimation de 68,8 GW pour le mois de juillet 2007). Dans le même temps, c'est aussi à cette période de l'année que la puissance appelée est la plus faible en France, même si le développement de la climatisation pourrait remettre en cause cette observation.

Ces deux raisons expliquent que notre pays peut être conduit à faire massivement appel à des capacités de production installées chez ses voisins pour répondre à ses pointes de consommation. Ce n'est cependant pas nécessairement le cas : si, selon des informations recueillies par vos rapporteurs, la France a mobilisé 2 600 MW de capacités étrangères le 28 février 2005, elle était en revanche globalement exportatrice, pour une puissance de 600 MW, le 27 janvier 2006, au moment où la consommation était la plus forte. Malgré cette apparente amélioration, il n'en reste pas moins qu'en 2006, près de 8,5 TWh ont été importés, dont une part pour répondre à la demande en pointe.

Lors de son audition par la mission d'information, M. Alberto Martin Rivals¹, directeur général d'Endesa France², a confirmé cette dégradation de la capacité du parc français à répondre, de manière autonome, aux pics de consommation. Selon lui, cette évolution serait liée au fait qu'entre 1990 et 2006, dans un contexte général de croissance régulière de la consommation d'électricité, seulement 5 GW de capacités additionnelles ont été installés alors que la puissance appelée en période de pointe a pour sa part augmenté de 22 GW, passant de 64 GW à 86,3 GW. Dans ces conditions, la « **couverture** », entendue comme la différence entre le point le plus haut de la demande et la capacité supplémentaire installée, **a diminué de 17 GW en quinze ans**, ce phénomène s'étant accéléré au cours des cinq dernières années.

Ces analyses laissent penser que la France, pour assurer sa sécurité d'approvisionnement, doit consolider ses moyens de pointe. En effet, le parc de production dispose de surcapacités en base autorisant des exportations d'électricité mais semble insuffisant pour assurer la pointe³.

2. Des risques de déséquilibre identifiés

a) Présentation des outils de prévision

Malgré ces apparentes difficultés pour la pointe, votre mission d'information note que **ces tendances sont analysées, anticipées et prises en compte** par les responsables du secteur électrique. Avec la loi du 10 février 2000, la France s'est dotée des outils d'analyse et d'anticipation indispensables pour que la sécurité d'approvisionnement, pilier du service public de l'électricité, ne reste pas qu'un principe sans traduction concrète.

A cet effet, l'article 6 de cette loi dispose que le ministre chargé de l'énergie élabore une **programmation pluriannuelle des investissements**

¹ Audition du 22 février 2007.

² *Compte tenu des développements capitalistiques intervenus au cours des derniers mois, les activités internationales d'Endesa, entreprise espagnole qui avait pris le contrôle de la Société nationale d'électricité et de thermique (SNET), devraient passer sous le contrôle d'E.ON-RuhrGas.*

³ *M. Pierre Gadonneix, président-directeur général d'EDF, a ainsi souligné que « la diversité du parc n'est pas optimale. Celui-ci présente une très forte puissance de base, alors même que notre marché est très saisonnier du fait de l'importance du chauffage électrique. » - Audition du 8 février 2007.*

(PPI) de production d'électricité fixant les objectifs de répartition des nouvelles capacités par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique et par zone géographique. Pour l'établissement de l'arrêté relatif à la PPI, qui fait l'objet d'un rapport transmis au Parlement¹, la loi indique que le ministre s'appuie notamment sur le schéma de service collectif de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, élaboré tous les deux ans par le gestionnaire du réseau public de transport, RTE².

Ce bilan prévisionnel, réalisé sous le contrôle de l'Etat, doit tenir compte des évolutions de la consommation, des capacités de transport et de distribution, et des échanges avec les réseaux étrangers. Depuis septembre 2006, ses modalités de réalisation ont été précisées par un décret³ qui a formalisé son cadre d'élaboration. Ce texte indique que le bilan porte sur les quinze années suivant la date à laquelle il est rendu public et qu'il a pour objet d'identifier « *les risques de déséquilibre entre les besoins de la France et l'électricité disponible pour les satisfaire* ». A cet effet, il doit prévoir « *les besoins en puissance permettant de maintenir en dessous d'un seuil, défini par arrêté ministériel, le risque de défaillance lié à une rupture entre l'offre et la demande* ». Au sein du bilan, une étude détaillée, mise à jour annuellement, doit être réalisée sur une période portant sur les cinq années suivant sa publication.

Enfin, la loi POPE de 2005 a opportunément complété cet édifice juridique en disposant que le ministre chargé de l'énergie publie **une évaluation**, par zone géographique, **du potentiel de développement des filières de production d'électricité à partir de sources renouvelables**, qui doit tenir compte de la PPI⁴.

En application de ces dispositions, **une première PPI**, s'appuyant sur le bilan élaboré en janvier 2001 par RTE, **a été arrêtée en mars 2003**⁵ pour fixer des objectifs de développement des capacités électriques sur la période 2003-2007. Puis, **une seconde PPI**, fondée sur le bilan prévisionnel publié en novembre 2005, **a été établie en juillet 2006**⁶ afin de couvrir la période 2006-2015. En outre, RTE rendra public au cours de l'été 2007 un nouveau bilan de l'équilibre offre/demande prenant en compte les évolutions intervenues dans le secteur de l'énergie depuis 2005, notamment les nouveaux projets de capacités de production, ainsi que la mise en œuvre des mesures de maîtrise de la demande d'énergie décidées par le législateur dans la loi POPE.

¹ Le dernier rapport, dont les travaux préparatoires ont été dirigés par MM. Jean-Pierre Falque-Pierrotin et Thomas Branche, a été remis au Parlement le 9 juin 2006.

² Depuis l'adoption en 2005 de la loi POPE, RTE s'est vu reconnaître le droit, pour l'exercice de cette mission, d'avoir accès à toutes les informations utiles auprès des gestionnaires de réseaux de distribution, des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs.

³ Décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

⁴ Vos rapporteurs évoqueront ce point plus en détail dans la partie consacrée à l'électricité d'origine renouvelable.

⁵ Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

⁶ Arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

Ce bilan intégrera aussi les hypothèses ayant trait à la durée de vie des centrales nucléaires puisqu'il couvrira l'horizon 2020.

Par ailleurs, le Gouvernement sera tenu¹, avant la fin de l'année 2008, de présenter au Parlement un nouveau rapport sur la PPI. Il est probable que cette obligation le conduise à élaborer une nouvelle PPI.

b) Les grands enseignements des derniers bilans prévisionnels de RTE

Le bilan prévisionnel publié en novembre 2005 s'appuie sur plusieurs hypothèses d'évolution des paramètres influençant la demande et l'offre d'électricité².

Dans le cadre du bilan 2005, RTE a bâti plusieurs scénarios, portant tous sur la période 2006-2016, dont il a indiqué leur plus ou moins grande plausibilité. S'agissant de la consommation, RTE a mis en évidence trois scénarios différents :

- un scénario fondé sur une économie fortement consommatrice d'énergie ;
- un scénario « de référence » - dont RTE estimait la survenance la plus plausible - combinant croissance économique et inflexion de la consommation grâce à des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- un scénario « engagement environnemental » se caractérisant par des actions très volontaristes en matière de maîtrise de la demande d'énergie.

Du côté de la demande, plusieurs hypothèses de travail étaient communes à ces projections, comme le taux de croissance de l'économie ou la contribution à la baisse de la consommation du remplacement du procédé actuel d'enrichissement d'uranium sur le site d'Eurodif par une technique plus économe en électricité, qui représente près de trois années de croissance de la consommation.

Du côté de l'offre, RTE a pris en compte la mise en service du réacteur EPR à l'horizon 2012, l'arrêt ou la limitation des durées de fonctionnement des centrales thermiques les plus polluantes en application 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 »), et les décisions d'investissements des producteurs arrêtées avant le 1^{er} janvier 2005. S'agissant des énergies renouvelables, RTE a retenu l'hypothèse, qualifiée de médiane, d'une puissance éolienne installée de 4 000 MW en 2010.

Par ailleurs, ce bilan a été construit sur l'hypothèse qu'à l'occasion des pointes de consommation, la France peut avoir recours aux capacités de production de ses voisins pour répondre à la demande.

Enfin, autre donnée structurante de ce bilan, RTE a élaboré ses scénarios avec un critère d'adéquation (possibilité théorique d'un délestage affectant au moins un consommateur en raison d'absence de moyens de production suffisants) d'une durée de trois heures par an.

¹ L'article 6 dispose que « 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 ».

² Ces hypothèses ont été arrêtées au 1^{er} janvier 2005.

Dans le document de 2005, sur le fondement du scénario « de référence », RTE arrivait à la conclusion qu'au regard du parc de production et des décisions d'investissements prises avant le 1^{er} janvier 2005 par les opérateurs sur le marché français, il convenait, pour maintenir le risque de défaillance à son niveau actuel, de mettre en service 1 200 MW de capacités supplémentaires pour 2010, puis 1 000 MW chaque année jusqu'en 2016, soit environ 7 300 MW sur la période 2006-2016¹.

En août 2006, RTE a publié une actualisation partielle du bilan prévisionnel de novembre 2005², qui nuance les analyses précédentes sur la capacité du parc à répondre aux pointes de consommation. Cette actualisation intègre l'évolution constatée depuis 2005 des nouveaux moyens de production, en particulier le développement de la filière éolienne et les projets de cycles combinés à gaz (CCG).

RTE fait notamment valoir qu'entre janvier 2005 et mai 2006, plusieurs demandes de raccordement au réseau de transport, portant sur une puissance totale de 5 000 MW de CCG, ont été validées. Par ailleurs, il note que des demandes similaires sont en cours pour des projets de turbines à combustion (TAC) d'une puissance cumulée de 500 MW.

A la suite des constats réalisés en 2005, l'actualisation de 2006 met en évidence le fait que **la réalisation d'au moins trois projets de cycle combinés à gaz à l'horizon 2010, ou de tout autre moyen de production d'apport équivalent, apparaît nécessaire pour répondre aux hypothèses de progression de la consommation.** Le développement de la filière éolienne et les efforts de maîtrise de la demande engagés dans le cadre de la loi POPE³ devraient néanmoins contribuer à réduire le risque de défaillance dans les années à venir.

Au total, **les conclusions du bilan prévisionnel de 2005 ont contribué à la reprise des investissements en France, phénomène constaté par RTE dans sa note d'actualisation.** L'ampleur des projets d'investissements - dont certains ont d'ailleurs été présentés à votre mission d'information par différentes entreprises énergétiques⁴ - peut laisser supposer que la situation française au regard de la pointe est en voie d'amélioration, dès lors que la possibilité de développer le réseau de transport sera effective. Votre mission d'information considère donc qu'il importe de **favoriser le développement de ce réseau et d'assurer un suivi vigilant de la bonne**

¹ Soit l'équivalent de plus de quatre réacteurs EPR ou neuf cycles combinés à gaz de la puissance de l'usine DK6 de GDF.

² Cette actualisation se fonde sur les mêmes scénarios d'évolution de la consommation que ceux retenus pour l'étude de 2005 et reconduit les hypothèses tenant à la possibilité d'importer de l'électricité pour passer les pointes et au seuil de défaillance de trois heures.

³ Avec la création des certificats d'économies d'énergie et les efforts accrus portant sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

⁴ Comme vos rapporteurs le montreront pages 35 et 36.

réalisation¹ par les producteurs **de leurs investissements** concernant des moyens de production de semi-base² et de pointe³.

c) Les grandes lignes de la PPI du 7 juillet 2006

Sur la base du bilan prévisionnel de 2005, la PPI du 7 juillet 2006 a fixé, par catégorie d'énergies primaires, les objectifs de développement de nouvelles capacités de production à l'horizon 2010, puis à l'horizon 2015. Afin de satisfaire aux obligations de la directive 2001/77⁴, des perspectives très ambitieuses ont été tracées pour l'énergie éolienne, puisque la PPI prévoit **13 500 MW supplémentaires d'éolien (terrestre et maritime) avant la fin de l'année 2010** et un total de **17 000 MW en 2015**, alors que la puissance installée au 1^{er} janvier 2007 n'était que de 1 300 MW. Des développements des capacités hydroélectriques sont également prévus à l'horizon 2015 avec la mise en service de 2 000 MW supplémentaires d'hydraulique « classique » et 2 000 MW supplémentaires de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

En ce qui concerne les autres sources d'énergies renouvelables, des augmentations plus modestes sont programmées, comme le montre le tableau suivant.

Détails des objectifs de mise en service de certaines ENR

Energies primaires renouvelables (en MW)	Objectif 2010	Objectif 2015
Biogaz (y compris de méthanisation, gaz de décharge et gaz des stations d'épuration)	100	250
Biomasse (sauf fraction renouvelable des déchets ménagers et assimilés)	1 000	2 000
Déchets ménagers et assimilés	200	300
Géothermie	90	200
Solaire photovoltaïque	160	500

Source : arrêté du 7 juillet 2006

¹ La construction de ces nouveaux moyens, bien que probable, n'est en effet pas garantie. La plupart des éléments d'information qui seront présentés dans la suite de cette partie sont des projets annoncés par les électriciens. RTE fait pour sa part valoir que les 5 000 MW de CCG font l'objet de demandes de raccordement validées mais qu'aucun permis de construire n'avait été délivré à la date du 1^{er} juin 2006.

² Cycles combinés à gaz.

³ Turbines à combustion.

⁴ Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Cette directive, dont les objectifs sont indicatifs, prévoit que la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute française soit portée à 21 % en 2010.

En outre, l'installation de 3 000 MW supplémentaires de moyens fonctionnant au gaz naturel, y compris à partir de cogénération, est programmée pour 2015, tout comme 3 100 MW de puissance électrique à partir de produits pétroliers à la même échéance. Enfin, conformément à l'article 9¹ de la loi POPE du 13 juillet 2005, la PPI prévoit **la mise en service du réacteur EPR à l'horizon 2015**, pour une puissance de 1 600 MW.

Afin que la PPI soit la traduction concrète de la politique énergétique nationale dans le secteur électrique, l'article 8 de la loi du 10 février 2000 autorise le ministre chargé de l'énergie à recourir à une **procédure d'appel d'offres** dans le cas où les acteurs du marché ne réaliseraient pas les investissements permettant d'atteindre ces objectifs, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation des installations.

En cas de recours à cette procédure assez lourde, le ministre est chargé d'en définir les conditions et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'en assurer la mise en œuvre sur la base d'un cahier des charges. Sont notamment précisées les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques et financières de l'installation de production faisant l'objet de l'appel d'offres, l'utilisation attendue et la région d'implantation. Après réception des offres, la CRE les examine et fait connaître les résultats de son évaluation au ministre, qui prend alors sa décision et recueille à nouveau l'avis de la CRE sur ce choix, avant d'arrêter sa décision définitive.

d) Un développement important des capacités de production françaises

Sur le fondement de l'article 8 de la loi de 2000, quatre appels d'offres, s'appuyant sur les objectifs fixés par les PPI de 2003 et de 2006², ont été lancés afin de développer les capacités de production d'électricité d'origine renouvelable. Ils ont permis la mise en chantier de capacités de plusieurs centaines de mégawatts³, dont la contribution n'est cependant pas suffisante pour assurer la sécurité d'approvisionnement et répondre aux besoins identifiés par RTE.

L'existence d'une telle procédure, autorisée par la directive 2003/54 et mise en œuvre pour le moment uniquement pour les énergies renouvelables, apparaît nécessaire car ces technologies sont encore loin de présenter toutes

¹ « L'Etat prévoit, dans la prochaine programmation pluriannuelle des investissements prévue à l'article 2 de la loi (...) du 10 février 2000 (...), la construction d'un réacteur nucléaire démonstrateur de conception la plus récente. »

² Le 11 janvier 2005, le ministre délégué à l'industrie rendait publics les résultats de l'appel d'offres portant sur les projets de centrales de valorisation de la biomasse et du biogaz. Le 8 décembre 2005, le ministère annonçait les résultats de l'appel d'offres concernant l'éolien terrestre et, le 14 septembre 2005, un projet éolien off-shore était sélectionné. Enfin, un nouvel appel d'offres portant sur la biomasse a été lancé en juillet 2006, dont les résultats ne sont pas connus pour le moment.

³ Vos rapporteurs présenteront en détail les résultats des appels d'offres dans la partie consacrée aux ENR électriques.

les caractéristiques de rentabilité sans une aide de la collectivité nationale. Cela justifie en conséquence la fixation, dans chaque appel d'offres, de tarifs de rachat élevés¹.

Par ailleurs, EDF étant une entreprise publique, l'Etat, qui détient la majorité des sièges au conseil d'administration, a toute latitude pour orienter les décisions d'investissement de l'électricien afin de répondre aux objectifs de la PPI. A cet effet, **EDF s'est engagée à augmenter très substantiellement le volume de ses investissements** dans de nouveaux moyens de production, en particulier dans des capacités de semi-base et de pointe.

M. Pierre Gadonneix², PDG d'EDF, a mis en avant le fait que les investissements de l'entreprise dans les capacités de production allaient passer de 1,5 milliard d'euros entre 2003 et 2005 à 7,2 milliards d'euros entre 2007 et 2009. Il a souligné que « *l'effort le plus conséquent est réalisé dans ce domaine et [qu'EDF construit] l'équivalent, en puissance, d'une tranche nucléaire par an. Dans les cinq ans à venir, [EDF va] donc mettre en service 5 000 MW, dont deux tiers en thermique et en éolien et un tiers en nucléaire* ». L'entreprise a ainsi lancé un programme de réactivation de quatre tranches à fioul, pour une puissance totale de 2 600 MW, la première d'entre elles, située à Porcheville (Yvelines), d'une puissance de 600 MW, ayant été mise en service à la fin de l'année 2006. Avant la fin de l'hiver 2009, trois autres tranches thermiques - une seconde à Porcheville, une à Cordemais (Loire-Atlantique) et une à Aramon (Gard) - entreront en service, dont deux d'entre elles pour l'hiver 2007-2008. En outre, 500 MW de turbine à combustion (TAC), technologie répondant aux besoins « d'extrême pointe », seront installés sur les sites de Vitry (Val-de-Marne) et Vaires (Seine-et-Marne).

Par ailleurs, le groupe étudie l'opportunité de renforcer ses capacités de pointe et de semi-base pour 2010. **Dans ce cadre, il a annoncé, le 18 juin 2007, sa décision d'investir 900 millions d'euros dans la construction de nouveaux moyens thermiques** : trois TAC sur les sites de Vaires et de Montereau (Seine-et-Marne) pour une puissance totale de 555 MW, et un cycle combiné à gaz (CCG) de 440 MW sur le site de Blénod-lès-Pont-à-Mousson (Meurthe-et-Moselle), la centrale au fioul de Martigues (Bouches-du-Rhône) étant pour sa part transformée en deux CCG d'une puissance totale de 930 MW.

M. Pierre Gadonneix a également précisé qu'EDF avait prévu d'investir environ **trois milliards d'euros dans l'éolien**, à travers sa filiale EDF Energies Nouvelles. Il a noté que l'entreprise serait en mesure, à terme, de contribuer à hauteur de 20 à 25 % du marché français de l'éolien avec un potentiel de 10 000 MW. Enfin, il convient de rappeler que les travaux de l'EPR sont désormais commencés, la construction de cette installation ayant récemment été autorisée³.

Mais bien qu'EDF occupe en France une place prépondérante sur le marché de la production d'électricité, **d'autres opérateurs**, dont certains sont établis depuis longtemps sur le territoire national, **comptent eux aussi développer leurs capacités de production**, ce qui est de nature à renforcer la sécurité d'approvisionnement. La mission d'information a pu apprendre, lors

¹ EDF ainsi que les distributeurs non nationalisés (DNN) sont tenus de racheter l'électricité ainsi produite et sont compensés des surcoûts dans les conditions prévues par l'article 5 de la loi du 10 février 2000 qui détermine les modalités d'application de la compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE).

² Audition du 8 février 2007.

³ Décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche).

des auditions des entreprises du secteur, que de nombreux investissements sont programmés à court terme, **leur addition représentant des puissances non négligeables.**

M. Gérard Mestrallet¹, président-directeur général de Suez, deuxième producteur d'électricité français, a souligné que l'entreprise, qui possède un parc important avec les installations de la Compagnie nationale du Rhône (CNR) et de la Société hydroélectrique du midi (SHEM), étudiait plusieurs options pour augmenter ses capacités de production d'origine nucléaire, notamment avec des réacteurs de troisième génération (EPR). Il a indiqué que cette orientation nécessiterait des décisions concrètes entre 2008 et 2009. Par ailleurs, il a précisé que Suez envisageait la mise en service d'un CCG à Fos-sur-Mer d'une puissance de 420 MW, de 500 MW d'éolien supplémentaires à l'horizon 2012 et de 40 MW supplémentaires d'hydraulique d'ici 2013.

M. Alberto Martin Rivals², directeur général d'Endesa France, a indiqué pour sa part que l'entreprise, qui sera prochainement confrontée à la fermeture de plusieurs unités en application de la directive « GIC », avait pour objectif d'installer plus de 2 000 MW de CCG et de 200 MW de puissance éolienne dans les cinq prochaines années, pour un investissement total de 1,3 milliard d'euros.

M. Olivier Lecointe³, directeur Electricité de GDF, a précisé que l'entreprise venait de mettre en service un CCG à Dunkerque⁴ d'une puissance de 800 MW. Surtout, GDF souhaite disposer, à terme, de 2 500 MW de capacités électriques en France. Dans le cadre de cette stratégie, elle compte mettre en service, près de Fos-sur-Mer, une centrale à gaz de 500 MW, employant la même technologie qu'à Dunkerque. GDF a également remporté l'appel d'offres lancé en Bretagne par RTE pour l'alimentation de cette région, avec une centrale de pointe de 200 MW située à Saint-Brieuc. Un autre projet de CCG de 420 MW, situé à Montoir-de-Bretagne, pourrait être décidé par le conseil d'administration, pour une mise en service avant la fin de l'année 2009. Enfin, GDF n'entendant pas fonder la totalité de son développement électrique sur les CCG, elle ambitionne également de déployer dans les années à venir près de 500 MW d'éolien, en partenariat avec l'entreprise Maïa Sonnier.

L'audition de M. Philippe Sauquet⁵, directeur stratégie Gaz-Electricité de Total, a permis à la mission de constater que Total, qui a mis en service en 2005 à Gonfreville (Seine-Maritime) la plus puissante installation de cogénération au gaz naturel en France, d'une puissance de 250 MW, n'envisageait pas pour le moment de développements substantiels de ses capacités de production électrique. En revanche, Total projette de construire des parcs éoliens terrestres et *off-shore*, comme cela a été indiqué à votre mission d'information par certains responsables de l'entreprise lors de sa visite de la ferme éolienne expérimentale de Mardych.

Selon M. Philippe Sauquet, **la totalité des projets de cycles combinés à gaz annoncés par l'ensemble des opérateurs sur le territoire national représenterait une puissance globale de 5 400 MW.** Ceux-ci seront mis en service dans les prochaines années, permettant ainsi de répondre en partie aux besoins identifiés par RTE, et de dépasser même les objectifs de la

¹ Audition du 28 mars 2007.

² Audition du 22 février 2007.

³ Audition du 9 mai 2007.

⁴ Installation (DK6) tout à fait innovante qu'une délégation de la mission d'information a pu visiter au cours de ses travaux : il s'agit d'une centrale de production d'électricité utilisant tant le gaz naturel que les gaz de haut fourneau de l'usine Arcelor-Mittal située à proximité, d'une puissance totale de 800 MW, dont 250 MW sont spécialement dédiés à l'usine métallurgique.

⁵ Audition du 21 mars 2007.

PPI¹. Ces chiffres sont au demeurant conformes à l'estimation qu'en faisait la CRE dans son rapport annuel 2006 puisqu'elle évoquait des projets d'investissements d'une puissance supérieure à 4 900 MW dans la filière des CCG. **Votre mission d'information note que ces projets, s'ils devaient se concrétiser, sont de nature à apporter une réponse rassurante sur la capacité de la France à subvenir aux besoins de pointe d'ici 2010.**

3. La sécurité d'approvisionnement régionale

a) Deux zones de faiblesse en France métropolitaine continentale

Au-delà de l'analyse de l'équilibre offre/demande à l'échelon national, l'examen de la sécurité d'approvisionnement en France suppose également d'adopter une **approche régionale**. L'existence de pertes de puissance électrique liées à l'acheminement de l'électricité², ainsi que les difficultés de plus en plus aiguës rencontrées par le transporteur pour construire des infrastructures³, ont conduit votre mission d'information à s'interroger sur le **rapprochement des lieux de production de ceux de consommation**.

Tant le bilan prévisionnel de RTE que le rapport au Parlement sur la PPI 2006 mettent en exergue le fait que **deux régions françaises, le sud-est et la Bretagne, présentent de réelles fragilités pour leur approvisionnement électrique**. Ces déséquilibres s'expliquent par une **insuffisance de moyens de production aptes à répondre à la demande régionale** ainsi que par la **faiblesse des raccordements au réseau de transport**.

Comme le souligne le rapport sur la PPI 2006, la consommation de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur (7,8 % de la population française, 5,7 % de la superficie du territoire français) a représenté 8,2 % de la consommation nationale (36,9 TWh) en 2005, alors que les moyens de production installés dans cette région n'ont produit que 15 TWh (2,7 % de la production française). Au surplus, la puissance appelée peut être très élevée à certains instants, comme l'a attesté le record de demande du 28 février 2005 (6,9 GW). Or, dans cette région, la puissance disponible ne s'élève qu'à 3,4 GW en moyenne (le parc installé étant de 5,7 GW) et ne permet de satisfaire que **la moitié de la demande de pointe**. Enfin, sur ces capacités installées, 2,5 GW sont des moyens thermiques, dont l'avenir est, pour certains d'entre eux, incertain en raison de l'application de la directive « GIC ». Le réseau est, quant à lui, notoirement insuffisant. La situation est d'ailleurs devenue encore plus préoccupante après l'annulation par le Conseil d'Etat de la déclaration d'utilité publique dont avait fait l'objet la ligne de transport Boute-Broc Carros. Au total, le rapport sur la PPI, publié avant que n'intervienne cette décision juridictionnelle, indiquait qu'au regard de cette situation, il était nécessaire de mettre en service au moins

¹ 3 000 MW de gaz naturel, y compris cogénération, à l'horizon 2015.

² En raison de l'effet d'échauffement des lignes qui font transiter le courant électrique d'un point à un autre, la puissance délivrée au bout d'une ligne est inférieure à celle qui sort de la centrale de production.

³ Difficultés qui sont liées tant aux oppositions locales des populations qui subissent les inconvénients paysagers des lignes aériennes qu'au respect de la réglementation environnementale.

400 MW de moyens supplémentaires avant 2010 et de définir un programme ambitieux de maîtrise de la demande d'énergie dans la région. **Il est probable que ces préconisations devront être revues à la hausse avec l'annulation du projet de ligne à haute tension.**

En ce qui concerne la Bretagne, la consommation dans cette région a représenté, en 2006, 4,1 % de l'électricité consommée en France (19,81 TWh). Sa croissance prévisionnelle dans les années à venir est légèrement supérieure à celle anticipée au niveau national. La situation de la Bretagne est particulièrement atypique puisque la plupart des moyens de production sont situés hors de la péninsule bretonne, avec la centrale de Cordemais. Comme le souligne RTE, **la Bretagne produit moins de 5 % de l'électricité qu'elle consomme** (1 GW de puissance installée ayant produit 1 TWh en 2005). Cette région (5 % de la population française sur 5 % de la superficie du territoire français) ne produit que **0,2 % de l'électricité française**. En raison de cette faiblesse structurelle du parc, le courant est acheminé sur de longues distances, ce qui se traduit par de **fortes pertes de tension**. Ce problème a été traité par RTE (qui a récemment procédé à des actions ponctuelles de renforcement du réseau) mais devrait se reproduire après 2010 en raison de la croissance de la consommation. En conséquence, les lignes existantes s'avèreront insuffisantes après 2010 pour respecter la règle du N-1¹. Au total, compte tenu du déficit de production régional, le rapport sur la PPI penche en faveur d'une solution tendant à mettre en service des moyens de pointe.

S'agissant de l'alimentation du sud-est et compte tenu de la décision du Conseil d'Etat, RTE étudie des scénarios alternatifs afin de sécuriser l'approvisionnement de cette région. Pour ce qui concerne la Bretagne, les analyses présentées ci-dessus ont conduit RTE à lancer un appel d'offres le 16 février 2006, sur le fondement de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, pour un projet de centrale de pointe afin d'alimenter le nord de la Bretagne. Cet appel d'offres, auquel quatre sociétés avaient répondu, a été remporté en décembre 2006 par GDF et devrait déboucher sur la mise en service d'une unité de production d'une puissance de 200 MW, située à proximité de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor).

L'article 15 de la loi du 10 février 2000 dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ». Cette mission générale définie, le III du même article précise que le GRT « veille à la disponibilité et à la mise en oeuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau » et qu'à cet effet, « il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées (...) selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés ».

Tout en se félicitant de cette initiative qui permet d'apporter une réponse partielle aux défis électriques de la Bretagne, véritable « péninsule électrique », votre mission d'information estime hautement souhaitable de définir avec plus de précisions les conditions dans lesquelles la loi reconnaît à RTE le droit de procéder à des appels d'offres pour garantir la sécurité d'alimentation régionale. En particulier, elle estime qu'il serait **opportun que la loi utilise explicitement les termes « d'appel d'offres »**, afin de remédier aux déséquilibres géographiques identifiés dans les bilans de RTE.

¹ Pour la définition de cette règle, voir page 116.

D'une manière plus générale, même si ces déséquilibres régionaux devraient être traités à moyen terme dans des conditions plus ou moins satisfaisantes, **voire mission d'information s'interroge sur l'insuffisance des moyens de production installés dans ces deux régions qui représentent près de 12 % de la consommation nationale et ne produisent que 2,9 % de l'électricité française**, et dont les populations, pour le cas de la Bretagne, sont opposées à tout développement de centrales électriques, plus particulièrement de centrales nucléaires¹.

Equilibres régionaux de l'électricité en France

Régions	Capacités régionales/ capacités nationales (en puissance)	Consommation régionale/ consommation nationale	Production régionale/ production nationale	Production régionale/ consommation régionale
Alsace	2,95 %	3,23 %	3,57 %	137,51 %
Aquitaine	4,03 %	4,89 %	5,12 %	130,36 %
Auvergne	1,00 %	1,98 %	0,30 %	18,84 %
Basse-Normandie	2,45 %	2,09 %	3,45 %	205,20 %
Bourgogne	0,38 %	2,56 %	0,24 %	11,79 %
Bretagne	0,92 %	4,30 %	0,19 %	5,52 %
Centre	10,37 %	3,60 %	14,35 %	495,13 %
Champagne-Ardenne	5,76 %	2,26 %	6,86 %	377,84 %
Corse	0,41 %	0,37 %	0,28 %	96,05 %
Franche-Comté	0,70 %	1,90 %	0,28 %	18,36 %
Haute-Normandie	9,57 %	3,70 %	11,07 %	371,43 %
Ile-de-France	4,47 %	14,96 %	1,37 %	11,38 %
Languedoc-Roussillon	2,22 %	3,28 %	0,77 %	29,27 %
Limousin	1,12 %	1,01 %	0,37 %	45,80 %
Lorraine	7,48 %	4,38 %	9,00 %	255,35 %
Midi-Pyrénées	6,79 %	3,79 %	5,20 %	170,41 %
Nord Pas-de-Calais	6,89 %	8,05 %	8,50 %	131,26 %
Pays de la Loire	2,96 %	5,05 %	1,26 %	30,91 %
Picardie	0,28 %	2,82 %	0,22 %	9,87 %
Poitou-Charentes	2,74 %	2,22 %	3,58 %	200,55 %
PACA	4,95 %	8,36 %	2,72 %	40,39 %
Rhône-Alpes	21,57 %	15,20 %	21,29 %	174,08 %

Source : Données RTE

Sans aller jusqu'à plaider en faveur de l'instauration d'une obligation d'autosuffisance électrique qui trouverait à s'appliquer dans le périmètre de chaque région², la mission n'en incline pas moins à considérer que **des déséquilibres aussi flagrants sont injustes vis-à-vis des habitants des régions qui acceptent l'installation de capacités de production avec les divers inconvénients associés, et porteurs de fortes inefficiences** puisque

¹ Les oppositions de plusieurs associations locales au projet de centrale de pointe suite à l'appel d'offres de RTE illustre ces réticences à tout développement de centrales électriques.

² Qui poserait des interrogations fortes sur la pertinence de retenir, pour l'application d'un tel principe, le périmètre des régions administratives, car celui-ci ne recouvre pas nécessairement des réalités électriques.

l'acheminement d'électricité sur de longues distances occasionne des pertes. En conséquence, tout en étant consciente qu'il serait sûrement inapproprié et brutal d'imposer à ces régions la construction de capacités électriques, elle estime que ces déficits, qui fragilisent la sécurité d'approvisionnement de millions d'habitants, ne sauraient perdurer et invite les pouvoirs publics à réfléchir à des pistes d'amélioration à brève échéance¹. **Elle considère opportun de lancer une réflexion sur la mise en œuvre d'une obligation d'équilibrage entre production et consommation qui pourrait être définie sur la base de grandes « régions électriques ».**

b) La situation spécifique des zones non interconnectées

Cet examen de la situation électrique régionale ne peut faire l'économie d'une analyse de la sécurité d'approvisionnement des zones non interconnectées (ZNI) au réseau de transport continental métropolitain (Corse, départements d'outre-mer² et collectivité départementale de Mayotte³).

En raison des spécificités géographiques des ZNI, notamment leur faible taille, la production d'électricité y est plus coûteuse qu'en France métropolitaine continentale. Pour ce motif, l'article 5 de la loi du 10 février 2000 rend éligibles à la CSPE les surcoûts de production dans les ZNI qui ne sont pas couverts par les tarifs réglementés de vente d'électricité (le montant des surcoûts constatés par la CRE en 2005 est de 446,4 millions d'euros, en très forte hausse par rapport à l'année précédente du fait de l'augmentation du prix des combustibles fossiles et de la consommation finale). Depuis le vote de la loi POPE, le montant de cette compensation est calculé en utilisant un taux de rémunération du capital investi fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006⁴. Le précédent système laissait à la CRE le soin de déterminer ce taux de rémunération, qui s'avérait insuffisant (7,25 % au 1^{er} janvier 2006) pour permettre des investissements de production.

En ce qui concerne les DOM et la collectivité départementale de Mayotte, le rapport 2006 sur la PPI relève plusieurs défis électriques :

- la nécessité de mettre en œuvre des programmes ambitieux de maîtrise de la demande d'énergie au regard des forts taux de croissance de la consommation d'électricité constatés dans ces zones⁵ ;

- le déclassement d'un nombre important des moyens de production thermiques dans un avenir proche du fait de l'entrée en vigueur de la directive

¹ Des solutions peuvent être trouvées avec le développement de petites unités de production décentralisées, ce qui, au surplus, aura un effet globalement favorable sur les pertes.

² Martinique, Guadeloupe, Réunion et Guyane.

³ Qui est la seule collectivité d'outre-mer où la législation électrique est applicable.

⁴ Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

⁵ Supérieurs à la moyenne nationale sous l'effet de la vitalité démographique et d'un rattrapage en matière d'équipements. Par ailleurs, le parc immobilier se renouvelant plus rapidement qu'en métropole, des actions d'efficacité énergétique des bâtiments trouvent une plus grande pertinence.

« GIC », même si les grandes installations de combustion des DOM bénéficient de plafonds d'émissions adaptés à leur contexte.

De manière générale, la PPI met en évidence d'importants besoins en moyens de production dans ces territoires au cours des cinq prochaines années. La Réunion et Mayotte sont, à cet égard, les zones dans lesquelles les besoins y sont les plus urgents. Certes, la PPI identifie des gisements d'ENR qui pourraient contribuer à la sécurité d'approvisionnement¹. Il n'en reste pas moins que l'extension de groupes thermiques existants ou la construction de nouvelles centrales seront nécessaires pour assurer la base et la pointe². Dans ces conditions, l'arrêté sur la PPI de juillet 2006 prévoit la mise en service de moyens importants, à l'horizon 2010 comme à l'horizon 2015.

S'agissant de la Corse, **l'île a été confrontée à une très grave crise électrique au cours de l'hiver 2005**, liée à l'insuffisance des moyens de production et à la vétusté des unités existantes. Ceci a conduit le ministère de l'industrie à demander une mission d'enquête au conseil général des mines et l'assemblée délibérante de la collectivité territoriale à adopter, le 24 novembre 2005, un second plan énergétique pour la Corse couvrant la période 2005-2020³. Comme le souligne ce document, « *en dehors des équipements micro hydrauliques et éoliens, la Corse n'a pas connu de décisions depuis 1987 et pas d'investissements depuis 1996* ». Or, l'île est elle aussi pleinement concernée par les contraintes résultant de la directive « GIC », qui vont conduire à de nombreux déclassements d'unités existantes, et confrontée à une croissance dynamique de la consommation d'électricité.

Contrairement aux autres ZNI, la Corse peut néanmoins compter, pour son alimentation électrique, sur les interconnexions. Ainsi, l'interconnexion Sardaigne-Corse-Italie⁴ offre une puissance de 50 MW, tandis que l'interconnexion Sardaigne-Corse⁵, mise en service en 2006, apporte une puissance équivalente, qui devrait passer à 80 MW à l'automne 2007. Dans ces conditions, la PPI préconise la mise en service sur l'île de 220 MW en 2010 et de 380 MW en 2015. A la suite de la crise hivernale de 2005, EDF⁶ a d'ailleurs annoncé des investissements d'un montant de 450 millions d'euros d'ici 2012 pour répondre aux besoins électriques de l'île : sont ainsi prévus la construction d'un nouvel ouvrage hydraulique de 54 MW sur le Rizzanese ainsi que le remplacement de deux centrales thermiques situées à Lucciana et au Vazzino. Dans le domaine des

¹ *Solaire dans les cinq territoires considérés, géothermie en Guadeloupe, petit hydraulique à la Réunion, en Guyane et en Guadeloupe, et biomasse en Martinique et en Guyane.*

² *Voir page 90 du rapport sur la PPI 2006.*

³ *En application de l'article L. 4424-39 du code général des collectivités territoriales, la collectivité territoriale de Corse « 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 ».*

⁴ *Liaison SACOI.*

⁵ *Liaison SARCO.*

⁶ *Qui, pour la Corse, assure également les fonctions de gestionnaire du réseau de transport.*

ENR, il semblerait enfin que la Corse dispose d'un potentiel hydroélectrique qui gagnerait à être mieux exploité afin de renforcer les moyens de production insulaires¹.

Au total, votre mission d'information constate que les besoins d'investissements dans les ZNI sont massifs. Elle juge fondamental de respecter les orientations de la PPI pour assurer leur sécurité d'approvisionnement et indispensable de tirer profit des atouts dont elles disposent pour la valorisation des ENR.

4. Bilan provisoire et perspectives

En conclusion, votre mission d'information note que les mécanismes définis par le législateur au cours des dernières années permettent **la mise en œuvre effective d'une politique énergétique**. L'élaboration depuis 2000 par RTE du bilan pluriannuel et l'édition par le gouvernement de la PPI, deux outils qui relèvent pleinement de la maîtrise publique du secteur électrique, trouvent d'ailleurs une nouvelle justification dans un contexte d'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité. La possibilité offerte à la puissance publique de procéder à des appels d'offres si les objectifs de la PPI ne sont pas atteints, l'existence d'un opérateur public doté des moyens de relancer le programme électronucléaire et de procéder à des investissements considérables ainsi que la présence d'autres opérateurs ayant de nombreux projets de développement de leurs capacités permettront de répondre aux besoins en électricité dans les années à venir. Cette conjugaison conduit votre mission d'information à estimer que la sécurité d'approvisionnement est assurée pour la base au moins jusqu'en 2020. **S'agissant de la pointe, les inquiétudes exprimées au cours des auditions, qui s'appuyaient sur des analyses datant de plusieurs mois, semblent pouvoir être apaisées, au moins jusqu'à 2010, par les récentes décisions d'investissements dans de nouvelles capacités annoncées par plusieurs électriciens, même s'il convient de continuer à exercer un suivi attentif de cette question au cours des années à venir.**

Afin toutefois de perfectionner cet édifice juridico-économique, votre mission d'information considère que plusieurs améliorations pourraient être apportées à ces dispositions.

D'une part, l'articulation entre le bilan pluriannuel et la PPI pourrait être améliorée : il n'apparaîtrait pas illogique que la PPI, dont la régularité n'est pas précisée dans la loi, fasse obligatoirement l'objet d'une mise à jour et d'ajustements en fonction des conclusions du bilan offre/demande le plus récent.

¹ *M. Hugues Albanel, vice-président du groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE), a estimé que « le potentiel hydraulique de la Corse est mal traité, voire pas traité du tout » - Audition du 18 avril 2007.*

D'autre part, comme vos rapporteurs le préciseront dans les développements consacrés aux énergies renouvelables (ENR), **les dispositions de la loi POPE portant sur l'obligation pour le ministre d'évaluer le potentiel des ENR électriques, qui n'ont pas encore été mises en œuvre deux ans après la promulgation de la loi, mériteraient d'être pleinement appliquées.**

Tout en reconnaissant que la situation française apparaît globalement satisfaisante, votre mission d'information ne saurait faire preuve de la même sérénité au vu de l'évolution du système de production d'électricité en Europe. En effet, à l'issue de ses auditions et de ses déplacements dans six pays européens, les membres de la mission se déclarent plus **circonspects quant à la capacité de l'UE à assurer, dans les conditions actuelles, sa sécurité d'approvisionnement en électricité.**

B. LA SÉCURITÉ ÉLECTRIQUE EUROPÉENNE EN QUESTION

L'ancrage de la France, premier exportateur d'électricité en Europe, au sein de la plaque électrique continentale la rend fortement dépendante des capacités productives de ses partenaires. Or, une analyse à moyen terme de l'évolution des systèmes électriques de ces pays laisse entrevoir des déficits qui pourraient avoir des conséquences non négligeables au niveau national.

1. Une production insuffisante en Europe ?

a) Des besoins d'investissements considérables

L'Europe est confrontée à un défi électrique majeur. En effet, les grandes décisions de politique énergétique, notamment celles qui ont trait à l'organisation du secteur¹ ou au bouquet énergétique, restent très largement prises au niveau de chaque Etat. Or, force est de constater que la seule politique communautaire de l'énergie mise en œuvre au cours des dix dernières années a eu pour objectif de développer un marché libéralisé, ce qui entre en opposition avec la garantie de la sécurité d'approvisionnement. En effet, ce choix, qui a considérablement bouleversé les conditions d'exercice du métier d'électricien et remis en cause des logiques d'organisation parfois vieilles de cinquante années², n'a pas été assorti d'une véritable réflexion sur la spécificité du système électrique et sur la notion de sécurité d'approvisionnement.

¹ La Commission européenne a notamment réaffirmé à plusieurs reprises qu'elle ne préjugeait pas du caractère public ou privé d'un opérateur.

² Les secteurs électrique et gazier ont été nationalisés dans notre pays, à la sortie de la deuxième guerre mondiale, par la loi du 8 avril 1946.

L'existence d'un réseau électrique européen interconnecté fonctionnant de manière synchrone¹ oblige à poser la question de cette sécurité à l'échelle, non seulement de l'Union européenne, mais même du réseau interconnecté de l'UCTE². Or, l'appareil statistique communautaire dans le domaine de l'énergie présente de très grandes lacunes³, même si cette situation devrait s'améliorer avec la création d'un groupe formel des GRT auprès de la Commission européenne et d'un Observatoire de l'énergie.

Les GRT de l'Europe continentale, regroupés au sein de l'UCTE, publient régulièrement des analyses des données du système électrique interconnecté. En 2006, la zone UCTE a produit près de 2 585 TWh grâce à un parc d'une puissance de 623,2 GW, afin de répondre à une consommation totale de 2 530 TWh. Les statistiques de l'UCTE mettent en évidence, au sein de cet ensemble, la place éminente de la France, qui consomme 18 % de l'électricité de la zone UCTE mais en produit 21 % et dispose de 18,6 % des capacités productives installées. Les exportations françaises d'électricité représentent, quant à elle, 2,5 % de la consommation des membres de l'UCTE.

Dans son dernier rapport sur l'équilibre offre/demande portant sur la période 2007-2020⁴, l'UCTE estime que, compte tenu des investissements déjà décidés par les électriciens, l'équilibre entre production et consommation semble assuré d'ici 2010. Toutefois, elle met également en exergue le fait qu'au regard des décisions d'investissements connues par l'association au mois d'octobre 2006, la sécurité d'approvisionnement de la plaque UCTE deviendrait insuffisante à l'horizon 2014-2015.

A l'instar des travaux de RTE, les prévisions réalisées par l'UCTE s'appuient sur des scénarios différents :

– un scénario A (« *conservative scenario* ») dans lequel sont uniquement intégrées les décisions d'investissements dont la réalisation est certaine. Ce scénario est utilisé pour identifier les besoins attendus en terme de capacités nouvelles ;

– un scénario B (« *best estimate* ») intégrant également les décisions d'investissements dont les transporteurs estiment la réalisation probable. Ce scénario est utilisé pour donner la meilleure image de l'évolution possible de l'équilibre offre/demande si ces investissements se concrétisent.

Dans le scénario A, même si la sécurité d'approvisionnement est garantie jusqu'en 2010 avec la mise en service de 45 GW supplémentaires à l'échelle de la zone UCTE, la situation apparaît beaucoup plus tendue entre

¹ C'est-à-dire dans lequel les électrons peuvent cheminer librement en fonction des congestions et des appels de puissance.

² Appartiennent à l'UCTE des pays qui ne sont pas membres de l'Union, comme la Serbie ou le Monténégro et, inversement, parce que leurs réseaux ne sont pas connectés de manière synchrones à la plaque continentale, des pays comme le Royaume-Uni ou les pays scandinaves n'en sont pas membres.

³ Vos rapporteurs ont éprouvé de grandes difficultés pour trouver des statistiques électriques agglomérées à l'échelle des 27.

⁴ UCTE - System Adequacy Forecast 2007-2020 - 16 janvier 2007.

2010 et 2015, les investissements étant alors insuffisants pour compenser l'arrêt des centrales les plus anciennes et les plus polluantes en raison des contraintes de la directive « GIC ». Surtout, **l'UCTE explique qu'en 2015, l'équilibre du système n'est plus assuré si d'autres investissements que ceux actuellement connus et décidés ne sont pas réalisés.** Sur la période 2015-2020, la situation devient d'autant plus tendue que de fortes incertitudes pèsent sur le déploiement des ENR électriques, la mise à l'arrêt des centrales thermiques et l'avenir du nucléaire. **Au total, le parc de production dans l'UCTE devrait présenter une puissance supérieure de 50 GW pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique en 2020.**

Les besoins de remplacement des centrales existantes ainsi que l'accroissement des capacités installées pour faire face à la hausse de la consommation d'électricité sont donc gigantesques. Eurelectric¹, dont votre mission d'information a rencontré l'un des représentants lors de son déplacement à Bruxelles, a récemment chiffré à **1 000 milliards d'euros** les montants à investir en Europe pour répondre aux besoins en électricité d'ici 2035, et estimé nécessaire **de mettre en service**, avant cette date, **entre 700 et 1 000 GW**, soit l'équivalent de sept à dix fois le parc électrique français. Cette prévision est notamment fondée sur l'anticipation par Eurelectric d'une croissance de la consommation d'électricité de plus de 44 % entre 2005 et 2030 dans l'Union européenne à 25. Dans le scénario de référence de son dernier rapport², l'association juge nécessaire de mettre en service 825 GW dans les vingt-cinq pays de l'UE d'ici 2030. **Cette estimation suppose que plus de l'équivalent du parc européen actuel soit mis en service d'ici 30 ans.** La Commission européenne fait d'ailleurs totalement sienne cette analyse puisque, dans son « paquet énergie », elle considère indispensable d'investir environ 900 milliards d'euros dans la production d'électricité dans les 25 prochaines années, y compris en mettant en œuvre une politique efficace d'amélioration des rendements énergétiques.

Ces constats sont au demeurant totalement intégrés par notre opérateur historique. Son PDG, M. Pierre Gadonneix, a ainsi souligné³ que la consommation d'électricité en Europe avait augmenté de 30 % au cours des quinze dernières années, alors même que les capacités de production avaient seulement progressé de 9 %, supprimant une grande partie des surcapacités dont bénéficiaient les pays européens et rendant nécessaires des investissements massifs dans un avenir proche.

Or, compte tenu des délais de construction de nouvelles capacités de production, de l'impossibilité - à supposer qu'une telle option soit souhaitable - de procéder à des échanges massifs d'électricité d'un point à un autre de l'Europe, et de l'absence de coordination entre les Etats membres s'agissant

¹ Association européenne de l'industrie électrique.

² *The Role of Electricity : a New Path to Secure, Competitive Energy in a Carbon-constrained World* - Eurelectric - 22 mars 2007.

³ *Audition du 8 février 2007.*

du développement des moyens de production, **votre mission d'information doute que les décisions prises par l'UE soient de nature à assurer la sécurité d'approvisionnement.**

b) Les pays visités par la mission

Dans le cadre de ses travaux, votre mission d'information a effectué un tour d'Europe¹ qui lui a permis de rencontrer les responsables du secteur de l'électricité de plusieurs pays (ministères chargés de l'énergie, parlementaires, autorités de régulation, transporteurs, entreprises chargées de la production et de la fourniture...) et de se forger une opinion sur l'état d'avancement de « l'Europe de l'énergie ».

Elle tire plusieurs enseignements de ce tour d'horizon². Tout d'abord, en l'absence de systèmes comparables à celui de la PPI, elle constate un **manque de vision prospective en matière de développement des capacités de production** et d'outils de planification permettant d'assurer la satisfaction à moyen terme des besoins en électricité. La plupart de ces pays s'en remettent quasi-exclusivement au marché pour orienter les décisions d'investissements dans les nouvelles capacités (à l'exception des systèmes de promotion des ENR). Selon l'analyse de votre mission d'information, cet élément est de nature à faire planer des doutes sur la sécurité d'approvisionnement de ces pays, mais aussi de leurs voisins européens et en particulier de la France puisque, du fait des interconnexions, les choix opérés par les pays européens ont des conséquences sur l'équilibre offre/demande à l'échelle européenne.

La mission a également pris la mesure d'un **réel engouement** des pays visités, à l'exception notable de la Suisse, **en faveur du développement d'un parc de centrales à gaz**³. Elle en comprend les raisons : cette technologie présente de véritables avantages économiques, puisque les unités peuvent être rapidement mises en service⁴, et environnementaux, en termes d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) par rapport au charbon. Toutefois, elle tient à souligner que le déploiement massif d'un parc électrique fonctionnant au gaz a pour conséquence de **reporter la question de la sécurité d'approvisionnement électrique** vers celles de la **sécurité d'approvisionnement gazière**, de la **diversification des fournisseurs**, mais aussi de l'**extension des capacités de stockage de gaz naturel**. Surtout, elle constate qu'**en conférant aux pays producteurs de gaz, au premier rang desquels la Russie, un poids politique considérable, ce choix a des conséquences assez inquiétantes sur l'indépendance énergétique de l'UE.**

¹ Des délégations de la mission se sont ainsi rendues en Allemagne et en Pologne, au Royaume-Uni et, enfin, en Italie, Suisse et Espagne.

² L'annexe figurant aux pages 213 à 217 du présent tome du rapport synthétise les caractéristiques essentielles des systèmes électriques des six Etats visités par des délégations de votre mission.

³ Issues de la filière des cycles combinés à gaz (CCG).

⁴ Les délais de construction sont de deux années.

En outre, **le recours à l'électricité nucléaire**, bien que son importance et sa contribution notable à la réduction des GES aient, sur demande insistante des autorités françaises, été pleinement reconnues dans le « paquet énergie », **reste une question très controversée en Europe**. La plupart des pays visités excluent de fait toute relance d'un programme électronucléaire, à l'exception du Royaume-Uni.

Enfin, le déplacement de la délégation en Pologne a permis de mettre en évidence **la situation très spécifique des nouveaux entrants** dans l'Union européenne. La Pologne est aujourd'hui confrontée à un défi électrique sans précédent puisqu'elle dispose d'un parc polluant et vieillissant. L'ampleur des besoins d'investissements est d'autant plus considérable que sa consommation d'électricité croît à un rythme largement supérieur (+ 4,5 % en 2006) à celui de la moyenne européenne. Les taux de croissance enregistrés dans les autres pays d'Europe de l'Est ayant récemment adhéré à l'UE sont d'ailleurs similaires¹.

2. Les lacunes des outils communautaires

Votre mission d'information déplore cette faiblesse des outils de prévision et de programmation des investissements dans les pays qu'elle a visités. Elle considère que cette lacune trouve en grande partie son origine dans les insuffisances de la législation communautaire.

Tout d'abord, elle tient à saluer la qualité du travail prospectif effectué par l'UCTE qui est très complet et porte sur une période relativement longue (2007-2020 pour le dernier bilan²). Les études de l'UCTE constituent ainsi des documents de référence pour les autorités bruxelloises. Cependant, la politique de l'énergie faisant l'objet d'une réglementation communautaire, il apparaît d'autant plus nécessaire d'en étoffer le cadre juridique afin que les principes régissant l'organisation du secteur électrique dans l'UE ne s'appuient pas exclusivement sur la promotion de la concurrence et l'unification des marchés.

Certes, la directive 2003/54, au-delà de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, prévoit, en son article 4, que les Etats membres sont tenus d'assurer la surveillance de la sécurité d'approvisionnement.

Cet article dispose que « *la surveillance couvre notamment l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché national, le niveau de la demande prévue, les capacités supplémentaires envisagées en projet ou en construction, ainsi que la qualité et le niveau d'entretien des réseaux, ainsi que les mesures requises pour couvrir les crêtes de demande et faire*

¹ A titre d'exemple, entre 2005 et 2006, ces taux de croissance se sont élevés à 3,3 % en Hongrie, 4,4 % en Slovénie, 3,5 % en Slovaquie.

² Il s'agit du premier bilan effectué par l'UCTE portant sur une période aussi longue. Auparavant, ces documents couvraient une période comprise entre deux et dix années.

face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs. Les autorités compétentes publient tous les deux ans, au plus tard le 31 juillet, un rapport dans lequel elles présentent les résultats de leurs travaux sur ces questions, ainsi que toute mesure prise ou envisagée à ce sujet et communiquent immédiatement ce rapport à la Commission ».

Au surplus, son article 28 dispose qu'un rapport annuel de la Commission européenne doit comporter, parmi d'autres éléments, « *une analyse des aspects liés à la capacité des réseaux et à la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans la Communauté, et notamment la situation existante et les prévisions en matière d'équilibre entre l'offre et la demande, en tenant compte de la capacité physique d'échanges entre zones* ». Sur ce fondement, la Commission a rendu public un rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité le 15 novembre 2005. Puis, dans le cadre du « paquet énergie », elle a présenté début 2007 un rapport portant sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité.

A la lecture de ces documents, il apparaît clairement à vos rapporteurs que **l'évolution de l'équilibre offre/demande et la programmation des investissements nécessaires ne sont pas au cœur de ces analyses**, compte tenu des très courts développements dont ces questions font l'objet¹. En revanche, la Commission européenne consacre de plus amples parties de ses rapports aux problématiques liées à l'évolution du marché intérieur, au degré de concurrence entre opérateurs, à la nécessité de procéder à la séparation patrimoniale entre producteurs et transports ou à la suppression des tarifs administrés. Les analyses consacrées à la sécurité d'approvisionnement sont d'ailleurs révélatrices de la **foi absolue de la Commission dans le marché** puisque son rapport indique que le « *marché intérieur contribue nettement aux objectifs de la sécurité d'approvisionnement* » sans étayer pour autant une telle affirmation. **Votre mission d'information est loin de partager une vision aussi idyllique.**

Ce n'est du reste qu'en janvier 2006 qu'a été adoptée une directive² relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Son article 7 élargit le champ du rapport biennuel prévu par la directive 2003/54 afin que ce dernier rende compte de l'équilibre escompté entre l'offre et la demande pendant les cinq années suivantes et les perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement pendant la période des cinq à quinze années suivant la date du rapport³.

¹ Moins d'un paragraphe dans le document de 2005 (trois pages dans une annexe technique) et une page dans sa publication de 2007.

² Directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

³ À la connaissance de vos rapporteurs, cette directive n'a pas encore trouvé d'application concrète.

Au demeurant, c'est essentiellement au prisme du marché que ce texte trouve sa justification puisque l'un de ses considérants souligne que « *la garantie d'un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité est une condition essentielle pour le bon fonctionnement du marché* ». D'un côté, il est vrai que cette directive indique que les Etats membres ont la possibilité de déterminer des **obligations de service public**, notamment en matière de **sécurité d'approvisionnement**. Toutefois, passé ce rappel opportun, la directive limite le champ de ces obligations de service public en **précisant qu'elles ne doivent pas aboutir à la création d'une capacité de production qui excède ce qui est nécessaire pour prévenir les interruptions excessives de la distribution d'électricité aux clients finals**. Votre mission d'information se déclare réservée sur cette formulation qui laisse entendre que les obligations de service public ne peuvent aboutir à la constitution de surcapacités, alors que celles-ci sont pourtant un **élément fondamental de sécurité du système** et un **facteur de baisse des prix de l'électricité**.

C. PLAIDOYER POUR UNE REFONTE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE COMMUNAUTAIRE

La promotion du marché et de la concurrence ainsi que la séparation patrimoniale l'emportent dans l'Union européenne sur la question fondamentale de la sécurité d'approvisionnement. En effet, même si les mécanismes communautaires décrits ci-dessus présentent l'indéniable avantage d'exister, leur application paraît peu satisfaisante. Surtout, ils ne permettent d'analyser et d'anticiper que de manière très sommaire les situations de déséquilibre et, en aucun cas, ne peuvent servir de support à la **création d'instruments de maîtrise publique du secteur de l'électricité** puisque, selon la Commission européenne, les investissements doivent être le fruit d'un jeu concurrentiel non faussé, analyse qui laisse perplexe votre mission d'information.

La Commission aurait-elle pris conscience de ces lacunes avec la présentation, au début de l'année 2007, du « paquet énergie » ? Elle propose la création d'un **Observatoire de l'énergie**, chargé de collecter des données concernant les besoins d'investissements futurs dans les infrastructures et les installations de production d'électricité, ainsi que celle d'un groupe de travail qui aura pour tâche de « *contrôler les investissements nécessaires dans la production d'électricité et d'examiner le cadre d'investissement afin d'assurer la mise en place de capacités suffisantes* ». **Ces avancées doivent être relevées. Elles apparaissent cependant en décalage avec la nécessité de renforcer la régulation du secteur électrique.**

Votre mission d'information estime donc indispensable de franchir, à l'occasion du prochain paquet législatif sur l'énergie, une **nouvelle étape**, qui devrait s'appuyer sur la création d'**outils permettant de coordonner les initiatives des Etats membres en matière de développement de leurs**

capacités de production. Dans le cadre d'un réseau interconnecté, toute insuffisance de capacités de production dans un pays fragilise l'équilibre offre/demande de ses voisins : **l'organisation du système de production d'électricité doit, en conséquence, être repensée dans le cadre d'un « Pôle européen de l'énergie », au sein duquel prévaudrait une réelle solidarité énergétique entre Etats.**

1. Anticiper les besoins

La mission souhaite tout d'abord que les dispositions de la directive de 2006 soient appliquées rigoureusement et strictement : plus que jamais, **il est indispensable que la Commission européenne élabore périodiquement un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre/demande à l'échelle de l'Union européenne.** Ce document devra également prendre en compte la situation des pays appartenant à l'UCTE qui, bien que non membres de l'UE, sont reliés au réseau synchrone européen. L'horizon temporel de ce bilan pourrait être élargi à une période de **quinze années** dans la mesure où la rédaction actuelle de la directive ne prévoit l'analyse de l'équilibre offre/demande que sur une période de cinq ans, seule une « analyse prospective » de la sécurité d'approvisionnement étant demandée pour la période 5-15 ans.

Ce n'est qu'au prix d'un suivi rigoureux, continu et attentif de ces évolutions que l'Union sera à même d'anticiper les risques de déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité pouvant menacer la sécurité d'approvisionnement. Pour prévenir tout risque de *black-out* généralisé résultant d'un manque de capacités, il est impératif que l'UE soit en mesure de vérifier que, dans les scénarios extrêmes, l'offre d'électricité en Europe est suffisante pour répondre à la demande en période de pointe.

<p>RTE reconnaît lui-même dans son bilan prévisionnel de novembre 2005 que l'existence d'un réseau interconnecté européen justifie que les bilans réalisés par les GRT soient confrontés dans un cadre européen puisque les prévisions nationales doivent tenir compte des capacités d'échanges avec les pays voisins, qui dépendent elles-mêmes des opportunités de nouvelles capacités de production décidées dans ces pays.</p>
--

2. Prévenir les déséquilibres

Par ailleurs, **votre mission d'information préconise de rendre obligatoire l'élaboration dans chaque Etat membre de l'UE d'un document prospectif indiquant comment est garantie la satisfaction des besoins en électricité à un horizon de dix ans, bâti sur le modèle de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique.** La Commission européenne, qui serait chargée par le Conseil

européen de faire la **synthèse de ces documents pour s'assurer de leur cohérence globale**, disposerait ainsi d'une vision objective et documentée de la sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Union¹.

Certes, la mission ne sous-estime pas les difficultés qui surgiront pour faire adopter ce principe par une majorité d'Etats, un grand nombre d'entre eux semblant opposés à un tel mécanisme qu'ils considèrent comme le dernier avatar du dirigisme étatique. Elle répond clairement à cette objection en soulignant que la PPI :

– indique le montant des puissances supplémentaires à mettre en service pour assurer la sécurité d'approvisionnement, sans que l'Etat ne se substitue aux décisions des opérateurs ;

– ne s'oppose pas à ce que les investissements effectivement réalisés dépassent ses objectifs.

Surtout, votre mission d'information considère que l'édiction d'une PPI est un acte politique fort qui met les autorités publiques face à leurs responsabilités. Avec cette obligation, l'Etat qui déciderait d'assurer la satisfaction de ses besoins en électricité grâce aux investissements de ses voisins et aux importations serait tenu d'assumer ce choix en toute transparence.

La mise en œuvre de cette orientation mettrait à la disposition de l'Union européenne un **outil directement opérationnel** lui permettant de prévenir toute situation de déficit d'électricité.

Cette proposition est au demeurant conforme à l'esprit des conclusions du Conseil de l'Union européenne des ministres chargés de l'énergie du 15 mars 2007 qui a appelé la Commission européenne à réaliser, en collaboration avec les Etats membres, des projections à moyen et à long terme concernant l'offre et la demande de gaz et d'électricité, et à déterminer les investissements supplémentaires nécessaires pour répondre aux besoins stratégiques de l'Union.

3. Imposer des normes minimales de production

En complément des deux précédentes propositions, **vostra mission d'information souhaite enfin que le prochain paquet législatif énergétique instaure des normes minimales de production d'électricité dans chaque Etat membre.**

Il ne lui appartient pas de se prononcer sur la proportion exacte de consommation nationale qui devrait être couverte par la production nationale dans chaque Etat membre. La détermination de ce niveau dépasse de loin le

¹ *Vostra mission d'information note au demeurant que l'Union française de l'électricité (UFE) défend elle aussi une telle orientation, comme l'a précisé M. Pierre Bart, son président, lors de son audition le 14 mars 2007 : « Nous militons donc pour que chaque pays effectue un exercice comparable à la PPI française, et que la Commission européenne en réalise une synthèse, afin d'homogénéiser les chiffres et de rendre le système cohérent au niveau européen ».*

champ d'étude de ce rapport. Pour autant, elle juge **indispensable qu'un tel principe fasse l'objet d'un accord politique** afin qu'aucun Etat ne puisse assurer la satisfaction à long terme de ses besoins en recourant à la production électrique de ses voisins.

Cette proposition repose sur une conviction profonde de votre mission d'information : **la France n'a pas vocation à devenir le « poumon nucléaire » de l'Union européenne**. En effet, sans qu'une telle évolution soit explicitement souhaitée par les partenaires de la France, tel est le visage qu'est en train de prendre l'Europe de l'électricité. La tentation peut être forte, pour certains pays dont les opinions publiques sont opposées au nucléaire, de privilégier le développement des interconnexions avec les producteurs nucléaires pour s'approvisionner en électricité à bas prix. Une telle option serait inacceptable pour notre pays, qui serait alors le seul à subir et à devoir gérer les inconvénients environnementaux liés aux déchets.

Au-delà de la question du nucléaire, l'examen des statistiques de production et de consommation nationales des membres de l'UCTE pour l'année 2006 démontre, comme en témoigne le tableau suivant, que **ce risque n'est pas purement théorique**, si l'on se réfère au nombre d'Etats¹ qui, cette année, ont consommé des volumes d'électricité supérieurs à leur production nationale.

**Production et consommation d'électricité en 2006
de certains membres de l'UCTE (en TWh)**

Pays	Production nationale	Consommation nationale	Solde
Allemagne	587,8	559,1	28,7
Autriche	62,9	66,5	-3,6
Belgique	81,4	89,9	-8,5
Bosnie Herzégovine	13,3	11,1	2,2
Bulgarie	43,9	35,7	8,2
Croatie	11,3	16,8	-5,5
Espagne	268,1	259,6	8,5
France	549	478,4	70,6
Grèce	50,3	54	-3,7
Hongrie	33,4	40,6	-7,2
Italie	301,5	337,8	-36,3
Luxembourg	4,2	6,6	-2,4
Pays Bas	94,6	116,1	-21,5
Pologne	148,8	136,5	12,3
Portugal	45,9	50,7	-4,8
République tchèque	77,9	64,3	13,6
Roumanie	57,4	53	4,4
Slovénie	13,1	13,3	-0,2
Slovaquie	29	27,2	1,8
Suisse	62,1	63,2	-1,1

Source : UCTE

¹ Autriche, Belgique, Suisse, Grèce, Croatie, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal. Parmi ces pays, quatre sont frontaliers de la France.

Bien entendu, cette proposition n'est pas synonyme d'obligation pour chaque pays d'être en mesure de produire le dernier kilowattheure demandé au niveau national, ce qui serait contraire à toute rationalité économique. La **diversité des situations géographiques et climatiques**, ainsi que les **spécificités des systèmes électriques des différents Etats membres**, les soumettent à des aléas différents¹. En conséquence, les échanges d'électricité présentent de réels avantages économiques car il est intéressant pour les pays de **mutualiser leurs réserves de production afin de répondre à leurs besoins en pointe**, en raison de la **relative déconnexion de leurs périodes de pointe de consommation**.

En définitive, compte tenu du haut degré d'interdépendance entre les Etats de l'UE, votre mission d'information considère que la politique européenne de l'énergie doit être réorganisée en prenant en compte les problématiques liées à la production et sur la base d'une réelle solidarité entre eux, notamment pour la mise en œuvre des obligations environnementales résultant du protocole de Kyoto². Un tel partenariat, qui doit déboucher sur la création d'une **véritable régulation de ce secteur dans le cadre du « Pôle européen de l'énergie »** que la mission appelle de ses vœux et permettre la définition de nouvelles règles n'ayant pas pour objectif unique la promotion de la concurrence, a vocation à prendre en compte les spécificités de chaque Etat au regard de sa conception du bouquet énergétique. **Votre mission d'information est convaincue que la structuration d'une politique de l'énergie à l'échelle européenne, fondée sur de telles bases, permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement sur le long terme et de respecter les engagements environnementaux de l'Union européenne.**

II. DIVERSIFIER LE BOUQUET ÉLECTRIQUE DE LA FRANCE

Comme cela vient d'être démontré, assurer la sécurité d'approvisionnement suppose de disposer des moyens de production adéquats. Mais, au-delà de cette évidence, l'électricité étant une énergie dérivée produite à partir d'autres sources, notamment fossiles ou minérales, cette sécurité repose aussi sur la **sûreté et la diversité d'approvisionnement des énergies primaires indisponibles sur le territoire**. En outre, elle suppose de disposer d'un **bouquet électrique diversifié** afin de répondre aux différents types de demandes en électricité, qu'il s'agisse de la base ou de la pointe.

¹ Pour la France, du fait de la forte pénétration du chauffage électrique, l'aléa principal est lié à la température hivernale. En Allemagne, il s'agit du caractère aléatoire de la production éolienne, alors que des pays comme l'Italie et l'Espagne seront confrontés à des pics de demande en été en raison du développement de la climatisation.

² A titre d'exemple, il est flagrant que les obligations en matière de promotion des ENR ou de réduction des émissions de CO₂ ne pourront être mises en œuvre efficacement au sein de l'UE sans une concertation entre les différents Etats au regard de leurs spécificités.

A. LE NUCLÉAIRE FRANÇAIS : ENJEUX DE SOCIÉTÉ ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Le nucléaire occupe une place éminente au sein du bouquet électrique français puisqu'il produit 78 % de l'électricité nationale. Même s'il apparaît hautement souhaitable de diversifier les origines de la production électrique afin que cette part puisse diminuer progressivement, la mission se déclare favorable au maintien de cette option énergétique, condition de notre indépendance et de notre sécurité d'approvisionnement. En effet, le nucléaire permet la production d'une électricité abondante et compétitive, de surcroît adaptée aux enjeux tenant à la limitation des émissions de CO₂, et enfin moins sensible que l'électricité thermique aux aléas de la fourniture en combustibles. Ce constat posé, vos rapporteurs ne minorent pas pour autant les grands enjeux tenant à la maîtrise et à la gestion durable de cette énergie : ils gardent pleinement à l'esprit les interrogations profondes que cette option suscite au sein de la société française, en termes d'acceptabilité sociale, de risques pour la santé humaine et pour l'environnement, de sûreté, ainsi que de gestion tant du démantèlement des centrales que des déchets.

1. Un combustible primaire abondant

Si l'électricité d'origine nucléaire apporte sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique, c'est tout d'abord en raison d'une bonne disponibilité du combustible primaire utilisé dans les centrales, l'uranium, en ce qui concerne tant le niveau des ressources mondiales que les filières d'approvisionnement françaises.

Le minerai d'uranium présente l'avantage d'être bien réparti sur la planète et disponible en quantité dans des pays présentant une bonne stabilité politique, l'Australie détenant par exemple près du quart des réserves mondiales¹. Ainsi que l'a souligné lors de son audition M. Bertrand Barré², conseiller scientifique auprès de la présidente du directoire d'Areva, cette entreprise, bien que n'ayant pu racheter la mine australienne d'Olympic Dam³, est **le troisième producteur mondial d'uranium⁴ et exploite 20 % des réserves mondiales**. Elle exploite cette ressource minière, ou envisage de le faire, dans la plupart des pays disposant de réserves importantes (Canada, Niger, Kazakhstan, Ouzbékistan, Mongolie...), et procède désormais à d'intenses activités d'exploration, en réponse à l'augmentation du prix de marché de l'uranium.

¹ Les principales réserves se situent ensuite au Kazakhstan et au Canada.

² Audition du 2 mai 2007.

³ Cette mine a, en définitive, été rachetée par le groupe australien BHP Billiton. Areva envisage cependant de nouer des partenariats avec ce groupe, ce qui est indispensable puisque le site d'Olympic Dam devrait produire près de 25 % de l'uranium mondial d'ici sept ans.

⁴ Très proche du deuxième producteur, le groupe minier anglo-australien Rio Tinto.

Les raisons de la hausse des prix de l'uranium

Selon les explications fournies par M. Bertrand Barré, le prix de la livre d'oxyde d'uranium s'est maintenu, en dollars courants, à un niveau de 10 dollars entre 1984 et 2004. Ce faible coût trouvait d'abord ses raisons dans le déclin des projections de développement du parc nucléaire au niveau mondial, lié au contre-choc pétrolier et à l'accident de Tchernobyl. Dans ces conditions, les électriciens, qui avaient constitué des stocks d'uranium sur la base de projections plus optimistes, les ont réintroduits sur le marché au fur et à mesure des annulations des projets de nouvelles centrales nucléaires. Par ailleurs, la fin de la guerre froide a réduit les besoins d'uranium à usage militaire, les Etats-Unis et l'ex-URSS mettant alors eux aussi sur le marché une partie de leurs stocks. La combinaison de ces deux facteurs a entraîné à la baisse les prix de l'uranium, la moitié de la consommation d'uranium des réacteurs civils provenant, jusqu'à la fin des années 1990, de ces sources secondaires. Les bas prix de l'uranium, qui ne couvraient plus les coûts d'extraction, ont conduit à la fermeture d'un grand nombre de mines et mis un coup d'arrêt aux activités de prospection. Avec la relance actuelle des programmes électronucléaires dans le monde et l'épuisement des sources secondaires, les prix ont augmenté au début du XXI^{ème} siècle. Ainsi, en 2004, ils sont passés de 10 à 30 dollars par livre d'oxyde d'uranium, ce qui a favorisé une reprise des activités d'exploration. Toutefois, les délais de mise en service (entre 10 et 15 années) d'une mine ne permettant pas répondre immédiatement à la demande, les prix « spot » de l'uranium s'établissent aujourd'hui à plus de 100 dollars.

Reste que l'uranium acquis par les électriciens sur la base des prix « spot » ne correspond qu'à une fraction assez faible de leurs approvisionnements. La plupart des livraisons d'uranium s'effectue sur la base de **contrats à long terme**, dont les prix ne sont pas indexés sur l'évolution des cours de marché, comme l'a confirmé à la mission d'information l'un des responsables d'EDF¹. Par ailleurs, la France possède, sur son territoire, l'équivalent en uranium appauvri de deux à trois années de production.

Au-delà de ces variations du prix du minerai, largement liées à des facteurs conjoncturels, la **question stratégique reste celle des réserves mondiales d'uranium**². Dans ce domaine, la situation ne semble pas tendue³ puisque les ressources « assurées », dont les gisements sont clairement identifiés, et les ressources « déduites », rattachées aux précédentes, représentent **4,8 millions de tonnes (MT) d'uranium**, chiffre à comparer aux 40 000 tonnes produites et aux 67 000 tonnes consommées pour l'année 2005⁴. Si l'on ajoute à ces chiffres les réserves « spéculatives »⁵, les réserves « ultimes » sont comprises entre 15 et 22 MT, ce qui autorise deux siècles de consommation à un niveau de 70 000 tonnes d'uranium par an (sans même évoquer les 22 MT d'uranium dont la présence dans les phosphates est avérée).

¹ M. Philippe Huet, directeur de l'optimisation amont-aval et du trading d'EDF - Audition du 8 février 2007.

² Les chiffres officiels des réserves d'uranium disponibles dans le monde, qui émanent de l'Agence pour l'énergie nucléaire et de l'Agence internationale de l'énergie atomique, sont des compilations de données fournies à ces agences par les Etats.

³ Comme pour le pétrole, il existe plusieurs catégories de ressources, dont l'importance dépend du prix payé pour l'extraction, les réserves croissant avec la hausse du prix d'extraction.

⁴ Le décalage s'expliquant par la consommation des sources secondaires.

⁵ Réserves correspondant à des ressources dont l'emplacement exact n'est pas connu mais dont l'existence est présumée par des études géologiques.

Au surplus, **le passage à la quatrième génération (G IV)** de réacteurs nucléaires **diminuera considérablement les besoins en uranium** si, comme cela est théoriquement possible, ces réacteurs se révèlent aptes à fonctionner en cycle fermé, voire à réutiliser les déchets nucléaires produits par ceux des générations précédentes¹.

Ainsi, en raison de l'état des réserves mondiales d'uranium et des perspectives offertes par le passage à la G IV, votre mission d'information se déclare convaincue par l'**absence de tensions de long terme de nature à fragiliser la disponibilité du combustible nucléaire**, y compris dans le cas de figure où le parc mondial de réacteurs observerait une croissance importante dans les prochaines années.

2. Atouts et inconvénients du nucléaire

Toutes ces réponses techniques et scientifiques n'enlèvent néanmoins pas à vos rapporteurs une part de doute et d'interrogation sur la place du nucléaire, qui doit faire l'objet d'une analyse équilibrée entre les avantages que cette énergie procure à notre pays et les craintes qu'elle suscite.

a) Une énergie compétitive et performante au regard de la lutte contre le réchauffement climatique

L'existence de ressources abondantes en uranium est loin de constituer le seul atout du nucléaire.

Tout d'abord, l'utilisation de cette technologie permet à notre pays de bénéficier d'une électricité à des **prix compétitifs**. Certes, la construction d'une centrale nucléaire exige la mobilisation d'un volume important de capitaux, entre deux et trois milliards d'euros pour un réacteur comme l'EPR. Toutefois, avec EDF, premier électricien en Europe², notre pays bénéficie de l'expertise d'un des leaders mondiaux de l'énergie nucléaire qui, ayant renoué avec une dynamique de croissance, dispose des moyens financiers pour réaliser de tels investissements³.

¹ M. Bertrand Barré a ainsi indiqué que « les résidus des réacteurs de génération III pourraient alimenter les réacteurs de génération IV pendant... 5 000 ans ! La réutilisation d'une même quantité d'uranium multiplierait donc par cinquante ou par cent la capacité de production d'énergie nucléaire ».

² En termes de puissance installée.

³ Contrairement à une idée reçue selon laquelle le parc nucléaire aurait été construit avec l'aide de l'Etat, il convient de rappeler qu'EDF n'a reçu aucune dotation en capital de la part de l'Etat au cours des vingt dernières années.

Malgré des investissements de départ très importants, le prix de l'électricité d'origine nucléaire¹ est, pour un fonctionnement en base (plus de 5 000 heures de fonctionnement par an), le plus faible de toutes les techniques actuellement disponibles, ainsi qu'en témoigne l'étude réalisée en 2003 par le ministère chargé de l'énergie sur les coûts de référence de la production électrique². Par rapport aux technologies concurrentes pour assurer la fourniture d'électricité en base (gaz et charbon), les coûts de production du nucléaire sont largement indépendants des variations du prix du combustible primaire. Ainsi, alors que le prix de l'électricité nucléaire sera peu affecté par un renchérissement, même important, de l'uranium, une centrale à gaz, pour laquelle l'achat du combustible représente 70 % des coûts de production, verra sa rentabilité fortement affectée par une croissance, même modeste, des cours des hydrocarbures³. A titre d'illustration, le ministère de l'industrie souligne que **l'électricité d'origine nucléaire** fait réaliser à notre pays une **économie annuelle de 10 milliards d'euros**⁴.

Enfin, au regard de la nécessité de réduire les émissions de CO₂, le choix du nucléaire se justifie. A l'heure actuelle, la France est, en Europe et parmi les pays de l'OCDE, le pays qui émet le moins de CO₂ par habitant et, comme le montre le tableau ci-après, cette situation résulte exclusivement de son option électrique puisque, s'agissant des autres sources d'émissions, le pays est très comparable à ses voisins.

Grâce à l'énergie nucléaire⁵, c'est donc l'émission dans l'atmosphère de **41 millions de tonnes de carbone**, soit 151 millions de tonnes de CO₂⁶, qui est **évitée chaque année**. Une étude commandée par la Commission européenne, qui lui a été remise en juillet 1999⁷, démontrait déjà que le respect des engagements de Kyoto serait quasiment impossible à obtenir dans le cas où la part du nucléaire dans le bouquet énergétique européen ne serait pas au moins maintenue à l'horizon 2025.

¹ Ces coûts tiennent naturellement compte du coût de démantèlement des centrales et de gestion des déchets, comme l'a démontré du reste le rapport public particulier de la Cour des comptes paru en janvier 2005.

² Les coûts de référence de la production électrique - DGEMP - Décembre 2003. Une nouvelle analyse des coûts de référence est en cours d'élaboration.

³ La montée des prix du pétrole se répercute, avec un décalage de six mois, sur le coût du gaz naturel en raison du caractère substituable de ces deux énergies et de l'indexation des contrats d'approvisionnement gazier sur le prix du baril de pétrole.

⁴ Dans le cas où la totalité de l'électricité nucléaire serait remplacée par de la production au gaz, sur la base de coûts de production de 30 euros du MWh pour le nucléaire et de 50 euros pour le gaz.

⁵ Egalement dans l'hypothèse d'une substitution nucléaire/gaz.

⁶ Une tonne de carbone = 44/12 tonnes de CO₂.

⁷ Dilemma Study : Study of the Contribution of Nuclear Power to the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Electricity Generation - Environmental Resources Management Limited (ERM Energy) - Commission Européenne - Bruxelles - 1999.

**Emissions de CO₂/Habitant
(Années 2000-2001)**

	Tonnes CO₂/habitant	Tonnes CO₂/habitant liées à la production électrique	Solde
France	6,5	0,44	6,06
Allemagne	10,3	3,67	6,63
Royaume-Uni	9,1	2,79	6,31
Italie	7,7	2,28	5,42
UE à 25	8,5	-	-
USA	20,4	7,94	12,46

*Source : Ministère de l'environnement et
Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)*

b) Les craintes et les défis du nucléaire

Tous ces arguments économiques et environnementaux militant en faveur du maintien de l'option nucléaire ne conduisent cependant pas vos rapporteurs à sous-estimer les défis auxquels cette énergie est confrontée.

Une première objection a trait aux inquiétudes qu'elle peut susciter au sein de la population, qui s'estime mal informée sur le fonctionnement de cette filière et sur les risques réels qu'elle présente. Conscient de cette difficulté, le législateur a adopté l'an dernier une loi¹ dont l'objet a été de renforcer la **transparence du secteur**. Toute personne peut désormais avoir accès aux informations détenus par les exploitants nucléaires qui concernent les risques d'exposition aux radiations nucléaires et les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour les prévenir ou les réduire. Malgré cette évolution, vos rapporteurs constatent qu'eu égard à la complexité et à la technicité des débats suscités par le nucléaire, une partie de la population demeure interrogative sur cette énergie. Il n'en reste pas moins que des enquêtes d'opinion régulières montrent qu'une majorité de Français est favorable à cette option énergétique.

La seconde objection, majeure elle aussi, est liée à la gestion de l'aval du cycle nucléaire et à l'avenir des déchets nucléaires dont, dans l'état actuel de la connaissance scientifique, une partie présente un taux de radioactivité très élevé pendant plusieurs centaines de milliers d'années. La question des déchets nucléaires est un enjeu majeur puisqu'elle met en lumière la **responsabilité des générations actuelles vis-à-vis des générations futures**.

¹ Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (loi TSN).

Certes, ce problème est pleinement identifié et a fait l'objet de deux lois¹ fixant trois pistes de recherche² pour apporter une solution durable au problème des déchets nucléaires.

Après utilisation, le combustible nucléaire usé contient toujours 96 % d'uranium et de plutonium qui peuvent être valorisés pour fournir encore de l'énergie. Les déchets ultimes contenus dans ce combustible usé sont triés et conditionnés selon leur nature. Pour environ 90 % de ces déchets, il existe d'ores et déjà des solutions pérennes de gestion qui sont mises en œuvre. Les autres déchets sont conditionnés et entreposés dans des installations sûres dans l'attente d'une solution de gestion à long terme. Ces déchets pourraient, si la faisabilité scientifique en est démontrée, faire l'objet d'un stockage réversible en couche géologique profonde. Comme l'a par ailleurs souligné M. Alain Bugat³, administrateur général du CEA, la démonstration a été apportée qu'il était possible, au plan scientifique, de retirer tous les produits radioactifs des déchets et de les brûler. Les travaux scientifiques doivent désormais démontrer la faisabilité industrielle de ces opérations. En tout état de cause, les déchets existants ne feront pas l'objet de ces procédés. De même, y compris en développant des technologies performantes de retraitement, la fission atomique sera toujours productrice de déchets ultimes, même si leur volume pourra être largement réduit et la durée de haute activité radioactive considérablement raccourcie, de 300 000 ans à 300 ans.

Malgré des progrès scientifiques évidents, vos rapporteurs sont néanmoins contraints de constater que le problème des déchets est encore loin de trouver une réponse pleinement satisfaisante.

Par ailleurs, le nucléaire, compte tenu des risques qu'il présente pour la santé et l'environnement et au vu des conséquences majeures d'un accident, aussi faible que soit sa probabilité de survenance, doit faire l'objet d'un contrôle aussi rigoureux que régulier. Il est vrai que le système français de contrôle de la sûreté nucléaire a apporté les preuves de son efficacité dans la mesure où aucun incident majeur⁴ n'est survenu sur le territoire français depuis les débuts de l'exploitation du parc nucléaire. Ce système de contrôle a d'ailleurs vu son indépendance renforcé avec l'adoption de la loi TSN qui a conféré à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le statut d'autorité administrative indépendante. Enfin, le suivi de la sûreté des centrales nucléaires est extrêmement rigoureux. Même si elles sont conçues pour fonctionner pendant quarante ans, les autorisations ne sont accordées que par période décennale. Au-delà de contrôles réguliers et inopinés, l'Autorité effectue, à l'issue de chaque période décennale et pour tout réacteur, une revue générale de sûreté. Dans ce cadre, l'ASN renouvelle les autorisations au regard des dernières exigences de sûreté, pratique qui, à titre d'exemple,

¹ Lois n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

² Séparation-transmutation/stockage en couche géologique profonde/conditionnement et entreposage en surface.

³ Audition du 11 avril 2007.

⁴ Deux événements ont été classés au niveau 3 de l'échelle INES (qui compte sept niveaux), l'un en 1981 survenu à La Hague et l'autre, en 2002, lors d'un transport de matières radioactives entre la Suède et la France, et un seul accident a été classé au niveau 4 (en 1980 avec l'endommagement du cœur de réacteur A1 de Saint-Laurent).

diffère considérablement aux Etats-Unis où l'autorité de sûreté¹ délivre une autorisation de 40 années, renouvelable pour une période de 20 ans et qui ne fait pas évoluer ses standards de sûreté au cours de la période. Reste que l'existence d'un système de contrôle, aussi performant soit-il, ne saurait conduire à négliger les objections tenant à l'acceptabilité sociale d'une technologie qui, bien que maîtrisée, présente un certain nombre de risques.

Un élément, d'importance, est cependant de nature à, si ce n'est atténuer, à tout le moins tempérer ces craintes : le système français de gestion du nucléaire confie à un acteur public unique, EDF, le soin de gérer et d'exploiter la totalité des centrales, ce qui est un gage de maîtrise publique de cette filière et permet, de surcroît, une exploitation performante. A cet égard, votre mission d'information tient à réaffirmer avec force son attachement à cette organisation. Pour cette raison, elle considère qu'EDF n'est pas une entreprise comme une autre, ce qui justifie pleinement le fait que l'Etat détienne une très large majorité de son capital social.

3. Assurer la pérennité de l'option nucléaire

Les développements précédents conduisent votre mission d'information à préconiser, conformément aux orientations retenues par la loi POPE du 13 juillet 2005, le maintien de l'option nucléaire ouverte, gage de sécurité d'approvisionnement.

Une telle affirmation suppose une réflexion prospective sur les technologies nucléaires qui seront amenées à être utilisées dans un avenir proche. Bien que relativement jeune par rapport à la moyenne mondiale (21 ans en moyenne contre 23 années et 10 mois²), le parc nucléaire français³ se distingue par le fait que ses réacteurs ont massivement été mis en service dans des délais très resserrés : sur les 63,3 GW de puissance installés, 44 GW l'ont été entre 1980 et 1990.

Sur la base d'une durée de vie de quarante années, **notre pays est confronté dès aujourd'hui à la question du renouvellement de son parc nucléaire⁴** puisque, dans ce cas de figure, treize réacteurs seraient arrêtés avant 2020, puis vingt-quatre réacteurs supplémentaires avant 2025.

¹ Nuclear Regulatory Commission (NRC).

² Moyennes calculées par rapport à la date de mise en service industrielle. Le choix de la base de référence est important compte tenu du décalage existant entre la date du « premier béton », du premier couplage au réseau et de la mise en service industrielle.

³ 59 réacteurs nucléaires répartis dans 21 centrales.

⁴ Une grande partie des explications suivantes se fonde sur le travail d'une haute qualité effectué par MM. Claude Birraux et Christian Bataille dans le rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) de mai 2003 sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs.

Les scénarios de renouvellement dépendent de la puissance nucléaire dont la France souhaite disposer à un horizon de 40 ans. Le rapport de nos collègues députés Claude Birraux et Christian Bataille rappelait ainsi qu'EDF avait étudié trois hypothèses : 60 GW, 50 GW et 40 GW, ce qui représente respectivement 80 %, 66 % et 55 % de la consommation de base en 2020.

En s'appuyant sur l'hypothèse « 50 GW en 2050 », l'étude arrivait à la conclusion qu'il était nécessaire de commencer à renouveler le parc à partir de 2020 à hauteur de 2 000 MW en moyenne par an, et d'installer 25 GW de réacteurs EPR d'ici à 2035 puis, entre 2035 et 2050, 25 autres GW de réacteurs de quatrième génération, si cette technologie est opérationnelle à cette date. Ce scénario conduit à porter la durée moyenne de vie des réacteurs actuels à **48 ans** (49 ans dans le scénario à 60 GW). Si le renouvellement commence en 2025, l'étude met en évidence la nécessité d'installer 15 GW d'EPR entre 2025 et 2035, pour une durée de vie moyenne du parc actuel de **52 ans** (54 ans dans le scénario à 60 GW).

Les hypothèses de renouvellement du parc reposent donc sur deux paramètres : la puissance nucléaire souhaitée à un horizon donné et la durée de vie des centrales actuelles.

Sur la base de ces scénarios, le rapport de l'OPECST concluait à la nécessité de mettre en service industriel des nouveaux réacteurs en 2020. Or, pour respecter ce calendrier, ses auteurs estimaient indispensable de disposer, en 2015, d'un retour d'expérience d'une durée de cinq ans sur un modèle démonstrateur afin que « *les inévitables défauts de mise au point ou les défauts de jeunesse aient été corrigés* ». En conséquence, ils se prononçaient en faveur de la mise en service, dans les délais les plus proches possibles, d'un réacteur démonstrateur EPR.

Votre mission d'information reste convaincue par cette analyse pour plusieurs raisons. Pour assurer le renouvellement du parc nucléaire en temps utile, il est tout d'abord nécessaire que **des équipements de remplacement fiables soient disponibles au moment opportun**. Or, attendre 2035 pour débiter le renouvellement du parc repose sur un **double pari**¹ qu'elle juge risqué au regard de la sécurité d'approvisionnement.

D'une part, cette stratégie suppose que l'ASN autorisera les réacteurs à **fonctionner au-delà d'une durée de quarante années**, ce qui, sans être impossible, n'est pas garanti². Même si le rapport de l'OPECST démontre que, sous certaines conditions, la prolongation de la durée de vie au-delà des quarante ans est envisageable, il n'en reste pas moins que la décision définitive appartiendra à l'ASN, qui rendra ses décisions au cas par cas, au regard de la situation de chaque installation nucléaire.

Or, les troisièmes visites décennales interviendront à partir de la fin de l'année 2009 pour les réacteurs les plus anciens³. Au total, entre la fin 2009 et fin 2011, ce sont 8 975 MW de puissance, soit environ 15 % du parc électronucléaire d'EDF, qui subiront leur troisième visite décennale, à l'issue de laquelle la prolongation de leur exploitation pour dix années

¹ Selon l'expression de M. Bernard Dupraz, directeur général adjoint de la production ingénierie d'EDF.

² Voir dans le tome II du présent rapport le courrier de M. André-Claude Lacoste, président de l'ASN.

³ Fessenheim, Tricastin et Bugey.

supplémentaires sera ou non autorisée. Par ailleurs, s'agissant de la prolongation de la durée de vie de 40 à 50 ans, le processus de décision de l'ASN comprend deux étapes, la première étant une décision de principe pour l'ensemble des réacteurs d'un palier et la seconde étant liée aux visites décennales. Dans ces conditions, l'ASN prendra une décision de principe sur la prolongation au-delà de 40 ans à partir de l'année 2010 sur la base des enseignements des troisièmes visites décennales.

Le second pari a trait à la certitude ou non de disposer en 2035 de réacteurs de quatrième génération opérationnels capables, au plan industriel, de produire de l'électricité de manière compétitive. **Or, comme l'a souligné M. Alain Bugat, le calendrier¹ de développement de la G IV est déjà tendu.** Contrairement aux réacteurs à neutrons rapides qui ont été développés en France dans les années 1980², le développement industriel de véritables réacteurs de quatrième génération est conditionné à plusieurs innovations dont la faisabilité reste à démontrer sur le plan scientifique. En effet, l'objectif de la génération IV n'est pas de rééditer des concepts antérieurs mais de déboucher sur des réacteurs du futur plus sûrs, plus économes en combustible et moins producteurs de déchets, et de limiter les risques de prolifération.

Comme l'a rappelé M. Alain Bugat, la première de ces innovations porte sur la possibilité de réaliser des inspections en service. Or, s'agissant des concepts de réacteurs G IV fonctionnant au sodium, une difficulté majeure doit être levée puisque l'opacité du sodium empêche la réalisation de ces inspections en service. La seconde innovation concerne l'élimination des risques liés à un possible contact entre le sodium et l'eau, qui serait explosif. La solution consisterait à ne plus utiliser d'eau pour le refroidissement et à faire fonctionner le système avec du sodium et du gaz. Or, les progrès sur ces deux sujets réclament encore plusieurs années de recherche. Au-delà de ces deux éléments, il convient également de développer le combustible adapté à ce type de réacteurs. Au total, le CEA estime que le caractère très innovant de ces réacteurs amène à prévoir, au minimum, une durée de développement d'une trentaine d'années et qu'il convient de pas sous-estimer les difficultés rencontrées dans la mise au point des différentes innovations, y compris sur une filière de réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium.

Ces deux incertitudes conduisent donc votre mission d'information à s'opposer vivement à toute décision qui tendrait à fonder exclusivement l'avenir du nucléaire français sur la quatrième génération de réacteurs. Dans ces conditions, **la construction d'un réacteur EPR semble justifiée pour assurer la relève des centrales actuelles, dans l'attente de la mise en service des réacteurs G IV.** Même si le réacteur EPR ne présente pas des caractéristiques aussi innovantes que celles attendues pour la quatrième génération, il apporte néanmoins des améliorations notables par rapport aux réacteurs actuels.

L'EPR présente tout d'abord un rendement énergétique supérieur (36 % contre 34 %) grâce à un meilleur de taux de combustion, ce qui diminue le volume des déchets. Il permet ainsi d'économiser 7 % de combustibles. Selon M. Alain Bugat, le chargement d'un réacteur EPR

¹ *Disposer d'un réacteur prototype en 2020, selon le souhait formulé par le Président de la République lors de ses vœux aux forces vives de la Nation pour 2006.*

² *Réacteurs Phénix et Superphénix.*

pourra être entièrement composé de « *mixed oxyde* » (MOX), ce qui est fondamental en terme d'utilisation des matières valorisables, de réutilisation du plutonium et de non-prolifération. Au surplus, la teneur des combustibles usés en actinides est diminuée de 15 % par MWh produit, ce qui réduit sensiblement les déchets à haute activité radioactive à vie longue. Au plan économique, le réacteur EPR est plus puissant (1 600 MW) et plus compétitif que ses prédécesseurs car il a un coefficient de disponibilité¹ de 91 % (à comparer avec un coefficient de 83,6 % pour le parc français en 2006) et une durée de vie de conception de 60 ans, même si, comme tout réacteur, il reste soumis à l'obligation de la visite décennale. Il présente enfin des améliorations notables en termes de sûreté (meilleure résistance aux risques de séismes et prévention renforcée des risques de fusion du cœur).

En définitive, votre mission d'information fait volontiers siennes les conclusions du rapport de l'OPECST. Tout d'abord, il lui paraît important de ne pas suivre la même stratégie que dans les années 1980, qui a vu la construction d'un grand nombre de réacteurs sur une courte période, avec le grave inconvénient qu'ils arrivent en fin de vie dans des temps très resserrés². Or, ce risque ne serait pas à exclure si le renouvellement du parc était repoussé à 2035. Surtout, **un remplacement lissé permet de diversifier les équipements de rechange**, au fur et à mesure de l'apparition de nouvelles solutions techniques, en combinant l'innovation et des concepts éprouvés, ce qui est un gage de diversité et donc de sécurité d'approvisionnement.

B. L'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE FACE AU DÉFI DU RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE

Malgré les impératifs tenant à la réduction des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre, **l'utilisation des énergies fossiles reste indispensable pour assurer la satisfaction des besoins en électricité, tant en base qu'en pointe**. Selon le bilan énergétique effectué par l'AIE pour l'année 2004, le **charbon** a permis de produire **40 % de l'électricité mondiale**, le **gaz 19,5 %** et le **pétrole 6,7 %**. D'ailleurs, l'AIE prévoit que les énergies fossiles seront toujours prédominantes d'ici 2030, aussi bien dans la consommation totale d'énergies primaires que pour la production d'électricité (plus de 40 %), y compris en cas d'augmentation des capacités nucléaires.

L'Europe n'échappe pas à cette tendance. Or, à l'exception du charbon, les pays de l'UE ne disposent, sur leur territoire, que de faibles réserves d'énergies primaires permettant de produire de l'électricité à partir de moyens thermiques, à plus forte raison avec l'épuisement des ressources gazières de la mer du Nord. Dans ces conditions, la sécurité d'approvisionnement en électricité est liée à la disponibilité du gaz.

¹ Le coefficient de disponibilité est le taux de disponibilité moyen du parc nucléaire. Il est calculé en divisant la capacité de production réelle par la capacité de production théorique maximale.

² Ce qui est qualifié « d'effet falaise ».

1. Sécurité d'approvisionnement électrique, sécurité d'approvisionnement gazier

a) Une énergie indispensable pour la production d'électricité en France

Le gaz présente de véritables atouts pour la production d'électricité de semi-base et de pointe. En effet, malgré une relative souplesse dans le fonctionnement du parc nucléaire qui, depuis 1983, est exploité par EDF de manière à s'adapter aux fluctuations de la demande, les centrales à gaz disposent d'une plus grande capacité de flexibilité pour répondre aux besoins en électricité dans les périodes tendues. Plus rentables que les centrales nucléaires pour une durée de fonctionnement inférieure à 5 000 heures par an, les cycles combinés à gaz (CCG) ont au surplus un rendement énergétique plus élevé que les unités de production nucléaires¹. Au-delà de la satisfaction des besoins de semi-base et de pointe, les centrales à gaz sont également aptes à fournir de l'électricité en base. Sur le plan environnemental, bien que plus émetteur qu'une centrale nucléaire, un CCG émet 0,4 tonne de CO₂ par MWh électrique contre 0,9 tonne pour une centrale à charbon ou à fioul.

Le secteur énergétique a absorbé environ 8 %² des 540 TWh de gaz naturel consommés en France en 2005. Toutefois, cette part est appelée à augmenter entre 2006 et 2015, comme le souligne le plan indicatif pluriannuel (PIP) des investissements dans le secteur du gaz³. D'un côté le taux de croissance annuel moyen de la demande de gaz naturel pourrait passer de 3,4 % à 2,1 % par rapport à la décennie précédente⁴, en raison du tassement de la demande des secteurs résidentiels et tertiaires. D'un autre côté, la croissance de la production d'électricité à partir de gaz naturel représente un besoin supplémentaire de cet hydrocarbure de 28,3 TWh d'ici 2015, avec l'implantation de six nouveaux CCG entre 2009 et 2015 prévus par la PPI.

Or, comme vos rapporteurs l'ont précédemment souligné, le nombre de projets de CCG qui vont être implantés en France dépasse assez largement les prévisions de la PPI puisque la puissance supplémentaire est estimée entre 4 900 et 5 400 MW, ce qui devrait logiquement **doubler les besoins en gaz évalués dans le cadre du plan indicatif pluriannuel.**

La France est, pour la satisfaction de ses besoins en gaz naturel, en situation de dépendance quasi-totale puisque, avec une production déclinante, elle importe environ 97 % de ce combustible. Ses approvisionnements

¹ Plus de 50 % pour le gaz contre 33 % pour le nucléaire.

² Les secteurs résidentiel et tertiaire consomment 53 % du gaz, essentiellement pour le chauffage, et le secteur industriel 38 %.

³ Ce document constitue le pendant gazier de la PPI. Sa réalisation a été rendue obligatoire avec l'adoption de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

⁴ Ces taux de croissance représentent néanmoins un accroissement de la consommation de gaz naturel de 100 TWh sur la période 2006-2015.

reposent cependant pour une très large part sur des **contrats à long terme de plus de sept ans avec les producteurs.**

Les quatre fournisseurs principaux de la France (chiffres pour 2004) sont la Norvège (23,1 %), la Russie (19,5 %), les Pays-Bas (16,2 %) et l'Algérie (16 %). L'Égypte a fourni en 2005 ses premières cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL). Selon le PIP, plusieurs phénomènes seront de nature à influencer les approvisionnements français à l'horizon 2015 :

- le maintien, voire l'augmentation, des importations venues de Russie et de Norvège ;
- l'augmentation des capacités d'importation de gaz d'Algérie par gazoduc ;
- enfin, le rôle grandissant joué par le GNL en provenance d'Égypte, du Nigeria, du Qatar, voire de l'Iran.

Par ailleurs, selon le bilan des déclarations des fournisseurs réalisées en 2005, la part des contrats à long terme dans l'approvisionnement français rapportée aux volumes importés, actuellement supérieure à 95 %, devrait baisser tout en restant supérieure à 90 % en 2009.

b) Un engouement évident en Europe

Il existe aujourd'hui un véritable engouement en Europe en faveur de la production d'électricité à partir du gaz naturel. Comme le précisait M. Olivier Lecointe¹, directeur Electricité de GDF, la technologie des cycles combinés à gaz a pris « *une place prédominante dans le développement des nouvelles capacités de production en Europe et dans le monde ces quinze dernières années* ».

Cette évolution n'est pas sans susciter l'inquiétude au regard de ses enjeux géopolitiques et de son impact sur la sécurité d'approvisionnement en électricité. En effet, la Russie et le Moyen-Orient concentrent l'essentiel des réserves gazières prouvées, avec respectivement un tiers et un cinquième des réserves mondiales. Dans le même temps, les réserves gazières européennes ne représentent plus que 3,4 % du total mondial, leur diminution étant en outre régulière. **Compte tenu des perspectives de hausse de la demande de gaz en Europe, le taux de dépendance aux importations gazières de l'UE devrait ainsi passer de 57 % actuellement à 84 % en 2030, ce qui fragilise l'indépendance politique des pays européens.**

Selon le PIP, la croissance annuelle européenne² de la demande de gaz est estimée en moyenne à 2,6 % sur la période 2005-2015 et devrait essentiellement être tirée par la production électrique dans la plupart des pays européens. Alors que la croissance de la consommation du secteur résidentiel ne devrait être que de 1,2 % par an, celle du secteur électrique s'élèverait à 4,6 %. Au total, la consommation de gaz naturel en Europe pourrait donc s'établir à 7 260 TWh en 2015³, contre 5 610 TWh en 2005.

¹ Audition du 9 mai 2007.

² Europe des 25.

³ Selon le PIP, ces prévisions doivent néanmoins être tempérées par les fortes incertitudes qui subsistent sur les prix, sur la compétitivité inter-énergies et sur la croissance économique.

Dans ces conditions, votre mission d'information estime qu'il est vital pour la sécurité d'approvisionnement de l'Union de veiller à une réelle diversité des sources de livraisons gazières. Bien que la plupart des gaziers européens soient liées aux principaux producteurs¹ par des contrats à long terme, les crises qu'ont vécues l'Ukraine et la Biélorussie, qui ont touché un grand nombre de pays européens, doit inciter l'UE à rechercher d'autres fournisseurs, même si la Russie restera un partenaire incontournable au vu de l'ampleur de ses réserves. Deux pistes sont aujourd'hui à approfondir. Tout d'abord, il est envisagé le développement d'infrastructures gazières avec des fournisseurs autres que la Russie. Dans le cadre du « paquet énergie », la Commission européenne a ainsi présenté un plan d'interconnexions prioritaires² au sein duquel sont identifiés dix gazoducs d'intérêt européen.

La Commission européenne souligne que la majorité de ces dix projets avance de manière satisfaisante et n'a pas connu de retard important. Sept d'entre eux devraient entrer en service d'ici à 2010-2013 : l'un est déjà achevé (« *Green-stream* » entre la Lybie et l'Italie par la Sicile), deux sont en construction (Transmed II entre l'Algérie-Tunisie et l'Italie par la Sicile et le Balgzand-Bacton entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni) et deux autres sont partiellement en construction (gazoduc d'Europe du Nord et gazoduc Turquie-Grèce-Italie). Par ailleurs, deux projets intéressent plus particulièrement notre pays : le gazoduc reliant l'Algérie, l'Espagne et la France (baptisé Medgaz pour sa partie *off-shore* entre l'Algérie et l'Espagne), qui devrait entrer en service en 2009, et le gazoduc Galsi reliant l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne avec une branche vers la France via la Corse, en phase d'études, qui pourrait entrer en service entre 2012 et 2013. Ces infrastructures représenteront une capacité d'importation supplémentaire pour l'UE d'environ 80 à 90 milliards de m³, soit entre 16 et 17 % de ses besoins estimatifs en gaz à l'horizon 2010.

L'un de ces projets se voit reconnaître un caractère prioritaire : il s'agit du gazoduc Nabucco, long de 3 300 kilomètres, qui vise à approvisionner l'Europe occidentale en gaz d'Asie centrale, de la Caspienne et du Moyen-Orient en contournant la Russie. La réalisation de ce projet permettrait de constituer la quatrième source d'approvisionnement de l'Union européenne (30 milliards de m³, soit 7 % de la demande de gaz en 2010). Compte tenu de l'intérêt stratégique de cette infrastructure, la Commission a décidé de nommer un coordonnateur chargé d'en faciliter la réalisation.

Par ailleurs, la multiplication des sources d'approvisionnement en GNL constitue un enjeu majeur en matière de sécurité d'approvisionnement, comme le démontre le nombre important de projets de terminaux méthaniers en Europe (quinze projets actuellement, dont six en construction³). Le marché du GNL est en plein essor, se développant en moyenne à hauteur de 6 % par an au niveau international⁴ grâce à une forte augmentation de sa compétitivité par rapport à l'acheminement du gaz naturel par gazoduc.

¹ *Gazprom en Russie et Sonatrach en Algérie.*

² *Communication de la Commission européenne au Conseil et au Parlement européen - Plan d'interconnexions prioritaires.*

³ « Les opérateurs saisis par la fièvre du gaz naturel liquéfié » - *La Tribune* - 31 mai 2007.

⁴ *Rien qu'en 2006, les échanges mondiaux de GNL ont augmenté de 12 %.*

La France ne fait pas exception à cette évolution. Actuellement doté de deux terminaux méthaniers, notre pays va voir l'entrée en service d'un nouveau terminal à Fos Cavaou (partenariat GDF/Total) en 2008. En outre, cinq projets sont aujourd'hui à l'étude : le doublement des capacités du terminal de Montoir-de-Bretagne (GDF) et la construction de quatre nouveaux terminaux : au Verdon, près de Bordeaux (4Gas), au Havre (partenariat Poweo/Compagnie industrielle et maritime/E.ON), à Dunkerque (EDF) et à Fos (Shell).

Enfin, la sécurité d'approvisionnement en gaz d'un pays non producteur passe par le développement de ses capacités de stockages de gaz¹. A titre d'exemple, l'Autriche, la France, l'Allemagne et l'Italie détiennent plus de 22 % de leur demande annuelle sous forme de stocks.

La France dispose de douze sites de stockages en nappes aquifères et trois en cavités salines. Ces quinze sites permettent de conserver sur le territoire national plus de 25,8 milliards de m³, soit 292 TWh. Compte tenu de l'impossibilité physique d'utiliser la totalité du gaz stocké, le volume utile est en réalité de 11,7 milliards de m³, soit 132 TWh, ce qui représente 26 % de la consommation annuelle française. En période de pointe, ces sites peuvent fournir jusqu'à 200 millions de m³ par jour, soit 2,3 TWh/jour. Six projets d'augmentation de ces capacités de stockage sont en cours d'étude : cinq créations et une extension d'un site existant.

Votre mission d'information note que l'utilisation du gaz pour assurer la satisfaction des besoins en électricité en semi-base renforce les besoins de stockage puisque le gaz est alors appelé à être consommé de manière plus irrégulière. Il semble que les développements des capacités de stockage envisagés pour le moment en France répondent à cette exigence.

2. A la recherche du charbon propre

Le charbon est, pour la production d'électricité, une source d'énergie primaire qui a cru très fortement depuis 1973 (+ 79 %) et qui conservera une place importante à l'avenir. Du reste, l'augmentation continue de la consommation de charbon résulte exclusivement de la hausse de la demande du secteur électrique et thermique : ainsi, à l'horizon 2030, 79 % des fournitures de charbon devraient être absorbées par les centrales électriques, contre 69 % en 2002. Déjà, la puissance installée fonctionnant au charbon s'élève, dans le monde, à 1 000 GW et produit près de 40 % de l'électricité. Cette proportion monte même à 50 % en l'Allemagne et jusqu'à 96 % en Pologne. **La France, pour sa part, se singularise dans cet ensemble puisqu'au contraire, elle produit moins de 4 % de son électricité à partir du charbon.**

Cette ressource occupe une place unique pour la production d'électricité puisque, contrairement au pétrole et au gaz, les réserves exploitables de façon économique sont immenses et ont même augmenté de

¹ Il existe quatre techniques de stockage du gaz : en nappes aquifères, en cavités salines, dans les gisements épuisés ou dans des bacs de stockage de GNL, situés à proximité des terminaux méthaniers et usines de regazéification.

plus de 50 % au cours des vingt-deux dernières années. Comme le souligne un rapport sur le charbon propre réalisé par un groupe de travail mis en place par le délégué interministériel au développement durable¹, malgré une consommation accrue, seulement un quart des réserves de charbon connues devrait être épuisé au cours des trente prochaines années, contre 84 et 64 % pour le pétrole et de gaz. Au surplus, l'augmentation du rendement des centrales électriques à charbon devrait entraîner une économie de 35 % du combustible. **En matière de sécurité d'approvisionnement de la ressource minérale, le charbon présente, outre cette abondance, un second atout incontestable : ses réserves sont réparties dans le monde entier.**

Les plus grands producteurs sont ceux qui disposent des réserves les plus importantes : Etats-Unis (27 %), Russie (17 %), Chine (13 %), Inde (10 %), Australie (9 %), Europe (6 %, dont l'essentiel provient de Pologne et d'Allemagne) et Afrique du sud (5 %).

Dès lors, **l'inconvénient majeur du charbon** pour la production d'électricité vient du fait qu'**il est l'une des énergies les plus polluantes**. Selon une étude récemment publiée par le WWF², vingt-sept des trente centrales électriques les plus polluantes en Europe fonctionnent au charbon ou au lignite, neuf étant situées en Allemagne, cinq en Pologne, quatre en Espagne et autant au Royaume-Uni et en Italie, tous pays qui refusent aujourd'hui l'énergie nucléaire. Selon l'une des conclusions de cette étude, **ces trente centrales ont rejeté 393 millions de tonnes de CO₂ en 2006, soit 10 % du total des émissions de l'Union européenne.**

La France, qui ne figure pas dans ce classement, dispose seulement d'une puissance de 8,7 GW de centrales à charbon, détenues en totalité par EDF et la SNET (Endesa). **Une grande partie de ces installations est néanmoins appelée à fermer prochainement en raison des contraintes de la directive « GIC »³**, qui fixe des valeurs limites d'émission pour le dioxyde de soufre (SO₂), le monoxyde et le dioxyde d'azote (les NOx) et les poussières.

Cette directive s'appliquera dès le 1^{er} janvier 2008 à toutes les installations d'une puissance supérieure à 50 MW. Pour les installations antérieures au 1^{er} juillet 1987, trois mesures particulières sont prévues : des dérogations aux valeurs limites d'émissions pour les installations dont la durée de fonctionnement sera inférieure à 20 000 heures à partir du 1^{er} janvier 2008 et qui fermeront avant la fin 2015, des valeurs limites moins strictes pour les installations à faible durée de fonctionnement utilisant des combustibles solides, comme le charbon, et la mise en place d'un schéma national de réduction des émissions (SNR).

La directive offre ainsi trois possibilités d'évolution pour le parc « charbon » français : le fonctionnement au-delà de 2015 dans le cas du respect de valeurs limites d'émission à partir de 2008 ; le fonctionnement en

¹ Charbon propre : mythes ou réalités ? - Août 2006.

² Dirty Thirty, Ranking of the Most Polluting Power Stations in Europe - WWF - Mai 2007.

³ 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.

dérogation jusqu'à la fin 2015 sous réserve d'un fonctionnement d'une durée inférieure à 20 000 heures ; la fermeture avant 2008.

La première solution s'appliquera à deux installations de la SNET qui respectent dès aujourd'hui les valeurs limites d'émission. Comme le souligne le rapport sur la PPI 2006, le recours à cette solution pour d'autres unités suppose l'installation de moyens de dépollution fortement capitalistiques (dénitrification et désulfuration), ces équipements étant installés au regard des paramètres économiques de chaque centrale (durée de vie résiduelle et puissance). Ceci conduit au choix de la première solution pour les cinq unités les plus récentes qui seront pérennisées au-delà de 2015. Les autres centrales, principalement des unités de 250 MW représentant une puissance totale de 3,8 GW, sont trop anciennes pour que des investissements de dépollution soient consentis. Elles fonctionneront donc en dérogation à partir de 2008, et pourront fonctionner 2 500 heures en moyenne pendant huit ans. Mais si la durée de fonctionnement annuelle s'avérait plus longue (en raison d'hivers plus rigoureux), la fermeture pourrait intervenir avant 2015, ce qui fait peser une incertitude sur le calendrier exact de leur déclassement.

Au total, près de la moitié du parc à charbon français est appelée à fermer avant 2015, ce qui pose la question de son remplacement, compte tenu notamment du fait que le charbon est principalement utilisé pour répondre aux besoins de semi-base et de pointe. Comme cela a été rappelé auparavant, **ces évolutions sont néanmoins prises en compte par RTE et la puissance manquante devrait être compensée par la construction de CCG.**

En raison du caractère incontournable de cette ressource pour produire l'électricité dont l'Europe a besoin, il est indispensable de favoriser les progrès en matière de « charbon propre ». Comme le précise le rapport précité, **l'amélioration du rendement énergétique** des centrales à charbon constitue, à court terme, le meilleur moyen de réduire leurs émissions de GES puisque les techniques de captage et de stockage du CO₂ ne seront pas immédiatement viables d'un point de vue commercial. **Reste qu'à plus long terme, les progrès dans le domaine de la lutte contre le changement climatique impliquent nécessairement le développement de technologies performantes de captage et de stockage géologique du CO₂**, qui doit donc constituer une des priorités de la recherche dans le domaine énergétique¹.

A cet égard, votre mission d'information approuve les propositions en la matière du « paquet énergie »² de la Commission européenne. Celle-ci souhaite soutenir la conception, la construction et l'exploitation d'ici 2015 de douze installations de démonstration à grande échelle de technologies permettant une utilisation durable des combustibles fossiles pour la production commerciale d'électricité. Par ailleurs, elle entend définir des perspectives claires sur les dates à partir desquelles les centrales à charbon, comme celles au gaz, devront être équipées de dispositifs de captage et de stockage de CO₂.

¹ Un groupe comme Total est, à cet égard, fortement investi dans ce secteur puisqu'il mène actuellement des expérimentations en mer du Nord, comme l'a rappelé M. Philippe Sauquet - Audition du 21 mars 2007.

² Communication de la Commission européenne au Conseil et au Parlement européen - Production d'électricité durable à partir des combustibles fossiles : vers des émissions des centrales électriques au charbon tendant vers zéro après 2020.

Pour ce qui concerne les centrales à charbon, la Commission estime que toutes les nouvelles unités devraient être équipées de tels dispositifs à compter de 2020, les anciennes installations pouvant être équipées progressivement.

C. DÉVELOPPER L'ÉLECTRICITÉ VERTE

La diversification des sources d'approvisionnement énergétiques et les objectifs de réductions des émissions atmosphériques militent en faveur du développement des énergies renouvelables électriques. Par définition, les ENR contribuent à la sécurité d'approvisionnement puisque, présentes sur le territoire d'un Etat, celui-ci ne dépend pas d'un pays tiers pour leur fourniture. Par ailleurs, il s'agit d'énergies qui n'émettent pas ou très peu de CO₂.

En vertu de la directive 2001/77, la France s'est engagée à **porter à 21 % d'ici 2010 la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité**. Même si des efforts substantiels ont été réalisés ces dernières années pour respecter nos engagements européens, il apparaît aujourd'hui difficile d'atteindre cet objectif, **la part des ENR électriques ayant seulement atteint 12,1 %¹ de la consommation en 2006** (contre 11 % en 2005). Cette statistique ne doit cependant pas faire perdre de vue le fait qu'en valeur absolue, la France est le premier producteur d'électricité renouvelable en Europe².

En 2006, la France a produit 62 TWh d'électricité d'origine renouvelable³ : 91 % l'ont été à partir de centrales hydrauliques, 3,5 % d'éolien, 2,5 % de déchets urbains renouvelables, 2,3 % du « bois énergie » et 0,8 % du biogaz et du solaire photovoltaïque.

1. Conforter l'atout hydraulique

a) Une contribution majeure en matière de sécurité d'approvisionnement

L'essentiel de l'électricité renouvelable provient en France de ses centrales hydrauliques, ce qui rend cette production très dépendante de la pluviosité de l'année. Pour autant, avec une puissance installée de 25,5 GW⁴, l'hydroélectricité constitue un des principaux atouts du système électrique

¹ Chiffre pour la métropole uniquement. Cette proportion monte à 12,4 % si l'on ajoute les DOM.

² 15 % du total de la production de l'UE à 25 en 2004.

³ En hausse de 9,2 % par rapport à 2005. Il convient également de noter que la production d'électricité à partir de STEP n'est pas considérée comme de l'électricité renouvelable.

⁴ EDF dispose de la plupart de ces moyens de productions (20 GW) qui se répartissent entre 9 GW d'ouvrages de lac, 4 GW d'ouvrages au fil de l'eau, 3 GW d'ouvrage en éclusées et 4 GW de STEP. Suez est le deuxième hydraulicien français avec une capacité de 3,17 GW.

français, singulièrement pour répondre aux pointes de consommation en hiver ou à un appel imprévisible de puissance en cas d'incident, comme le soir du 4 novembre 2006¹. Ainsi que le souligne le rapport sur la PPI, **près de la moitié de la puissance hydraulique en France contribue à l'équilibre offre/demande en période de pointe**, ce qui est un **gage indéniable de sécurité d'approvisionnement**. D'après les estimations réalisées par RTE, la capacité de production hydroélectrique contribue à fournir entre 60 et 70 % des variations quotidiennes de la demande d'électricité, la part « modulable » de production électrique à partir des centrales hydroélectriques représentant environ 25 TWh chaque année². C'est donc cette capacité de modulation du parc hydroélectrique qui est, pour le système électrique français, le principal facteur de sécurité, tant d'équilibre que d'approvisionnement, et qui constitue l'atout principal de cette énergie. **Par ailleurs, cette technique de production présente des avantages environnementaux majeurs car elle se substitue à de la production thermique classique émettrice de CO₂.**

b) Quelles perspectives de développement ?

L'hydroélectricité se situe, dans notre pays, dans une phase de stagnation, aucun développement significatif n'ayant été réalisé depuis 2002³. Le rapport sur la PPI 2006 estime que cette situation est liée au fait que les ouvrages les plus rentables ont déjà été installés. Votre mission d'information a constaté cependant que cette opinion n'est pas entièrement partagée par de nombreux acteurs du secteur de l'électricité⁴. M. Gérard Mestrallet⁵, PDG de Suez, lui a ainsi précisé que des développements de 10 % de la capacité hydraulique française étaient envisageables. L'UFE estime quant à elle que 2,3 GW d'ouvrages de pointe, dont 2 GW de STEP, ainsi que 1,6 GW de petite hydroélectricité pourraient être mis en service d'ici 2015. Surtout, un rapport récent du haut fonctionnaire de développement durable du ministère des finances⁶ évalue à 28,4 TWh l'électricité supplémentaire qui pourrait être produite chaque année avec des développements complémentaires de l'hydroélectricité en France, estimation ramenée à 13,4 TWh si l'on tient compte des contraintes liées à l'application de la réglementation environnementale⁷.

¹ Ces installations peuvent être démarrées et poussées au maximum de leur puissance en quelques minutes, contrairement aux centrales thermiques qui réclament des périodes plus longues de montée en puissance.

² Voir le rapport en première lecture de notre collègue Bruno Sido sur le projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques - Rapport n° 271 (2004-2005).

³ 10 MW de « petit hydraulique » auraient été installés entre 2002 et 2006.

⁴ Les Agences de l'eau sont actuellement en train d'effectuer des études sur le potentiel hydroélectrique résiduel, dont les résultats pourraient être connus prochainement.

⁵ Audition du 28 mars 2007.

⁶ Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France - M. Fabrice Dambrine - Mars 2006.

⁷ Notamment la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques.

c) Le poids des contraintes environnementales

Le Sénat s'était fortement mobilisé, au moment de la discussion du projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, pour que son adoption ne se traduise pas par un affaiblissement trop conséquent du potentiel hydroélectrique français, souhaitant notamment qu'un **équilibre soit trouvé entre la légitime protection de la qualité des eaux et des milieux aquatiques et la nécessaire préservation d'une source d'énergie qui joue un rôle majeur en matière de lutte contre le réchauffement climatique**. Au terme de cette discussion, le compromis auquel le législateur était parvenu semblait respecter cette exigence d'équilibre. Toutefois, il semblerait que ce compromis soit en passe d'être fragilisé par les modalités d'application de certaines des dispositions de cette loi, selon des informations communiquées à votre mission d'information par Mme Anne Penalba¹, présidente du Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE).

Dans un souci de protection de la qualité des eaux et de la vie aquatique, la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a modifié les dispositions donnant à l'autorité administrative la possibilité de dresser une liste de cours d'eau, parties de cours d'eau ou canaux sur lesquels aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique. Sur ces cours d'eau, le renouvellement des concessions ou autorisations des ouvrages existants est subordonné à des prescriptions permettant de maintenir l'état écologique des eaux ou d'assurer la protection de la vie aquatique. Peuvent faire l'objet d'un classement par l'autorité administrative les cours d'eau **en très bon état écologique**, ceux dans lesquels une protection complète des poissons migrateurs est nécessaire ou ceux identifiés par les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) comme jouant le rôle de **réservoir biologique** nécessaire au maintien ou à l'atteinte du bon état écologique des cours d'eau d'un bassin versant. Selon Mme Anne Penalba, le décret d'application de cette disposition irait au-delà de l'intention du législateur puisqu'il donnerait à la notion de réservoir biologique une **définition extensive** conduisant à **geler tout développement hydroélectrique sur de vastes zones**, en particulier sur les cours d'eau qualifiés par les hydrauliciens de « petit chevelu » (cours d'eau qui se situent en amont du réservoir biologique). Afin de maintenir la continuité écologique entre ces cours d'eau amont et le réservoir biologique, le décret empêcherait ainsi tout nouvel équipement hydroélectrique sur la totalité du cours d'eau, ce qui pourrait conduire à des classements extrêmement larges.

Par ailleurs, la loi sur l'eau a modifié les règles relatives au « débit réservé » (débit minimal que tout ouvrage hydraulique doit laisser écouler en aval afin de garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces). Ces dispositions, extrêmement complexes, prévoient néanmoins des dérogations aux règles générales, notamment sur les cours d'eau atypiques. A titre d'illustration, cette disposition vise le cas des cours d'eau très pentus, dans lesquels la vie aquatique ne peut se développer quel que soit le niveau du débit minimal, ou des cours d'eau sur lesquels sont installés des ouvrages enchaînés, c'est-à-dire qui présentent une succession de barrages pour lesquels le pied du barrage amont est au bord de la retenue du barrage aval. Or, le décret réserverait, pour le cas des retenues enchaînées, le bénéfice de cette dérogation aux centrales de plus de 20 MW, ce qui, aux yeux du GPAE, apparaît « *peu légitime et peu cohérent* » et qui, **d'après l'analyse de votre mission d'information, n'apparaît conforme ni à l'intention du législateur, ni à la lettre de la loi**.

¹ Audition du 18 avril 2007.

Comme tout texte réglementaire concernant le secteur énergétique, ce projet de décret a fait l'objet d'un examen par le Conseil supérieur de l'énergie qui, d'après les informations recueillies par vos rapporteurs, a émis un avis extrêmement réservé sur ses dispositions. Ces réserves n'ont cependant pas été prises en compte dans le projet de texte définitivement transmis au Conseil d'Etat, qui devrait donc être prochainement promulgué. **Votre mission d'information ne peut que déplorer l'interprétation qui a été faite par le pouvoir réglementaire de ces dispositions pour lesquelles le législateur avait souhaité une application raisonnable.**

A brève échéance devrait être élaboré un autre projet de décret d'application d'un article de la loi sur l'eau introduit par le Sénat lors de son examen en première lecture. Or, il présente de très fortes implications pour la sécurité d'approvisionnement puisqu'il vise à arrêter la liste des ouvrages hydroélectriques qui, de par leur capacité de modulation, contribuent à la production d'électricité en période de pointe de consommation et bénéficient, pour cette raison, de contraintes allégées en matière de « débit réservé ». Votre mission d'information sera particulièrement vigilante sur les modalités d'application de cette disposition, au regard des volumes d'électricité d'origine hydraulique¹ qui pourraient être « menacés » dans le cas où ce texte retiendrait une liste restreinte d'ouvrages.

Elle rappelle que tout affaiblissement du productible électrique de ces ouvrages a pour contrepartie immédiate un affaiblissement des réserves de sûreté du système électrique ainsi qu'un accroissement des émissions de CO₂ liées à l'obligation de compenser par des moyens thermiques toute électricité qui ne pourra plus être produite par ces barrages.

d) Relancer la construction de STEP ?

La France dispose de 4 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). De l'avis général, ces ouvrages de production d'électricité présentent un grand nombre d'avantages² en matière de sécurité d'approvisionnement et sont particulièrement adaptées à un pays comme le nôtre, qui bénéficie ainsi d'un appareil de production d'électricité en base bien développé.

Une station de transfert d'énergie par pompage est un ouvrage hydraulique qui se compose d'une retenue en altitude reliée à un bassin inférieur situé au niveau de l'usine hydroélectrique. L'eau stockée dans le bassin supérieur est turbinée pendant les heures de forte consommation et fait l'objet d'une récupération dans le bassin inférieur. Aux heures de moindre consommation, pendant la nuit, cette eau est pompée vers le bassin supérieur en utilisant l'électricité des centrales nucléaires.

¹ Les volumes en jeu étaient estimés à 3 TWh chaque année par notre collègue Bruno Sido, alors rapporteur de ce projet de loi au nom de la commission des affaires économiques.

² Au nombre desquels un rendement énergétique évalué à 75 %.

Bien que la PPI prévoise l'installation de 500 MW supplémentaires de STEP d'ici 2010 (2 000 MW d'ici 2015¹), il existe des obstacles importants limitant les possibilités de développement des nouveaux ouvrages, soulignés tant par EDF que par Suez, et que votre mission d'information juge indispensable de lever.

Selon EDF, tout développement complémentaire d'un ouvrage STEP est conditionné aux hypothèses faites en matière de disponibilité et de prix de l'énergie de pompage à un horizon de dix ans (délai entre la décision de construction et la mise en service effective), ainsi qu'à l'évolution des prix de l'électricité en période de pointe. Les études économiques actuellement réalisées par EDF démontreraient de faibles niveaux de rentabilité, qui pourraient néanmoins s'améliorer en raison de la hausse du prix des combustibles fossiles. EDF comme Suez font cependant valoir deux obstacles majeurs obérant tout développement dans les conditions actuelles.

D'une part, la mise en place du tarif d'utilisation du réseau de transport (TURP) en 2002 a provoqué une forte augmentation des charges annuelles supportées par les STEP. Etant considérés comme des consommateurs finals d'énergie, ces ouvrages sont à ce titre redevables du TURP, qui s'élève à 11 euros/kWh/an, renchérissant le coût d'investissement de 20 % et représentant environ 40 % des charges d'exploitation. Or, comme le souligne le rapport Dambrine, les STEP sont des consommateurs finals particuliers puisqu'ils ne sollicitent le réseau qu'au moment des heures creuses. D'autre part, le second obstacle a trait aux difficultés de réalisation d'ouvrages de raccordement (lignes à haute tension) au réseau de transport.

Enfin, EDF soulève, pour sa part, un dernier argument tenant à l'évolution du contexte réglementaire relatif à l'attribution ou au renouvellement des concessions hydroélectriques, désormais soumis à la concurrence. Dans la mesure où les STEP sont souvent conçues en « suréquipement » d'un aménagement existant, dont elles utilisent le réservoir, EDF fait valoir qu'elles nécessitent l'obtention d'un avenant à la concession correspondante.

Votre mission d'information, jugeant décisive la contribution de ces ouvrages à la sécurité d'approvisionnement et pertinents les développements envisagés par la PPI, se déclare en conséquence favorable, d'une part, à la **réduction conséquente du montant du TURP acquitté par les STEP** et, d'autre part, à des **incitations supplémentaires pour enfouir les lignes de raccordement de ces ouvrages au réseau de transport d'électricité**.

e) Préparer le renouvellement des concessions hydrauliques

Le droit relatif aux conditions d'exploitation de l'hydroélectricité² prévoit deux régimes juridiques distincts, dont l'application dépend de la puissance de l'ouvrage hydraulique concerné.

Les ouvrages d'une puissance supérieure à 4,5 MW sont soumis à une procédure de concession. L'installation d'une concession hydraulique, qui nécessite l'occupation définitive de propriétés privées, requiert la constitution d'un domaine public hydroélectrique par déclaration d'utilité publique. Au terme de la concession (d'une durée maximale de 75 ans) et en l'absence

¹ EDF a identifié deux projets de STEP en France, l'un situé à Redénat (Corrèze), l'autre à Orlu (Ariège), d'une puissance de 1 000 MW chacun.

² Loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

de renouvellement, la propriété des installations revient à l'autorité concédante, c'est-à-dire à l'Etat. Les installations hydrauliques d'une puissance inférieure à 4,5 MW sont, quant à elles, soumises à une simple procédure d'autorisation.

En ce qui concerne les ouvrages concédés, qui sont les plus puissants et qui présentent le plus grand intérêt en matière de sécurité d'approvisionnement, la loi du 16 octobre 1919 prévoyait, à l'origine, un droit de préférence du concessionnaire en place au moment du renouvellement de la concession. Toutefois, le droit communautaire ayant ouvert à la concurrence les activités de production électrique, la Commission européenne a demandé aux autorités françaises la suppression de ces dispositions qu'elle jugeait contraires aux directives. Le droit de préférence a ainsi été abrogé avec l'adoption de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques¹ et tout renouvellement de concession hydraulique est désormais soumis à une mise en concurrence au moyen d'une procédure d'appel d'offres. A titre d'exemple, 34 concessions hydrauliques d'EDF vont arriver à échéance entre 2020 et 2025 et entreront en phase de renouvellement entre 2008 et 2013, certaines représentant des enjeux électriques importants.

Votre mission d'information note que **la question de la mise en concurrence des installations hydroélectriques nécessitant une gestion coordonnée va se poser**. En effet, des centrales, comme celles installées le long de la Durance, ne sauraient être exploitées indépendamment les unes des autres dans la mesure où le productible des ouvrages situés en aval de la chaîne est directement conditionné au débit hydraulique libéré par ceux situés en amont. Or, chaque ouvrage ayant été concédé à une date différente et pas nécessairement pour la même durée, le renouvellement de leur titre et leur mise en concurrence pourraient intervenir à des échéances différentes. En l'état actuel du droit, rien n'interdirait que ces ouvrages soient concédés à des opérateurs différents, sur le fondement des résultats des appels d'offre.

Votre mission d'information juge indispensable de prévenir cette difficulté qui pourrait fortement nuire à une bonne gestion de certains ouvrages, dont la contribution à la sécurité du système électrique français, et même européen, est pourtant déterminante, comme l'a démontré l'incident du 4 novembre 2006².

En conséquence, **elle préconise l'instauration d'une procédure de « concession de vallées » pour les ouvrages hydroélectriques nécessitant une gestion coordonnée** et pour lesquels les installations situées en aval sont totalement dépendantes de celles placées en amont. La création de ce type de concession amènerait soit à prolonger la durée d'une concession en cours pour que son échéance soit synchronisée avec celle des concessions les plus récentes, soit à mettre fin, par anticipation, aux concessions les plus récentes.

¹ Article 7 de ladite loi.

² Mobilisation quasiment instantanée de 1 000 MW de puissance supplémentaire provenant des installations de la Durance.

Ces deux solutions présentent chacune des difficultés juridiques différentes. Dans le premier cas de figure, la Commission européenne pourrait considérer que la prolongation est contraire au droit de la concurrence. Dans le second, l'anticipation des concessions obligerait l'Etat, en application d'une jurisprudence bien établie, à indemniser le concessionnaire. Votre mission d'information estime toutefois que ces contraintes juridiques, pour réelles et importantes qu'elles soient, ne doivent pas empêcher d'engager dès à présent la réflexion pour les surmonter et parvenir à instituer des concessions de vallées.

2. Quelle place pour l'éolien en 2015 ?

La question de la place de l'éolien dans le bouquet énergétique français est, parmi les nombreux débats énergétiques, certainement l'un des plus controversés. Selon ses partisans, l'éolien constitue la seule solution qui permettra à la France de respecter ses engagements de promotion des ENR. Selon ses détracteurs, il s'agit d'une impasse énergétique qui déstabilise l'équilibre et la sûreté du réseau énergétique et défigure les paysages. Au-delà de ces prises de positions, souvent passionnées, votre mission d'information a souhaité, dans le cadre de ce rapport consacré à la sécurité d'approvisionnement, étudier avec rigueur et impartialité les conséquences du développement de l'énergie éolienne à l'aune de cette préoccupation.

Deux constats préliminaires s'imposent. D'une part, l'énergie éolienne ne vise absolument pas à répondre aux besoins en période de pointe de la France, qui sont seuls satisfaits par les moyens thermiques (gaz notamment du fait de sa souplesse) et par l'hydraulique. D'autre part, l'éolien est, au sein des ENR électriques, celle qui s'est le plus développée au cours des dernières années et qui présente le potentiel d'expansion le plus important à brève échéance.

Entre 2005 et 2006, la production d'électricité d'origine éolienne a cru de 123 %, passant de 1 à 2,1 TWh. Selon la dernière enquête du ministère de l'industrie, publiée le 31 mars 2006, la France comptait 150 parcs éoliens (1 049 aérogénérateurs) pour une puissance électrique cumulée de 918 MW. Entre le 1^{er} février 2005 et le 1^{er} février 2006, ont été délivrés 202 permis de construire, représentant une puissance de 1 230 MW. Sur la même période, 58 permis de construire, pour une puissance de 346 MW, ont été refusés. D'après les dernières estimations, la puissance installée au 1^{er} janvier 2007 s'élèverait à 1,3 GW et, selon le Syndicat des énergies renouvelables, elle aurait même atteint 2 GW au 1^{er} juin 2007.

La part de l'éolien terrestre dans le *mix* électrique français a cru grâce au régime de l'obligation d'achat dont bénéficient les parcs d'une puissance inférieure à 12 MW, à un tarif de rachat de l'électricité intéressant (82 euros le MWh en moyenne). Mais, **ces règles ont été profondément révisées** par la loi POPE avec la création des zones de développement de l'éolien (ZDE) qui, **à compter du 14 juillet 2007, pourront seules bénéficier de l'obligation d'achat pour les éoliennes qu'elles accueillent.**

En application de l'article 10-1 de la loi du 10 février 2000, les ZDE sont définies par le préfet en fonction de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Le périmètre de ces zones est établi sur proposition des communes et EPCI à fiscalité propre dont tout ou partie du territoire est compris dans le périmètre proposé. Avec l'adoption de la loi POPE, le seuil des 12 MW a, par ailleurs, été supprimé, les communes et EPCI devant, dans le cadre de leurs propositions de ZDE, définir la puissance installée minimale et maximale des installations éoliennes pouvant bénéficier de l'obligation d'achat. En outre, la loi a confié au préfet la mission de veiller à la cohérence départementale des ZDE et au regroupement des installations afin de protéger les paysages.

Par ailleurs, la loi POPE a précisé que le niveau du tarif d'achat de l'électricité éolienne ne pouvait conduire à ce que « *la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* »¹.

Deuxième vecteur de renforcement de la puissance éolienne dans notre pays, un appel d'offres a été organisé en 2005 sur le fondement des objectifs définis par la PPI 2003.

A l'issue de l'appel d'offres, le ministère de l'industrie annonçait, le 8 décembre 2005, la sélection de sept projets éoliens représentant une puissance cumulée de 278,35 MW, pour un prix de rachat moyen de 75 euros/MWh. Chaque projet retenu comporte entre 11 et 33 éoliennes et présente une puissance comprise entre 16 et 90 MW. Les parcs seront construits dans de nombreuses régions françaises : Bourgogne, Centre, Haute-Normandie, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées et Picardie.

La PPI 2006 prévoit d'accélérer ce mouvement puisqu'elle programme l'installation de 13 500 MW en 2010, dont 1 000 MW d'éolien *off-shore*, et 17 000 MW en 2015, dont 4 000 MW *off-shore*. Le rapport sur la PPI 2006 évoque quant à lui le chiffre de 20 000 MW de gisement éolien en France, tout en précisant que cette estimation est avancée sans prendre en compte les considérations socio-économiques et les réalités géographiques.

Les estimations portant sur les perspectives en 2010 présentées à votre mission d'information sont contrastées. Le rapport sur la PPI 2006, qui évoque une fourchette comprise entre 5 et 10 GW à cet horizon, estime que les objectifs seront difficilement réalisables, y compris en cas d'accélération du rythme de croissance des nouvelles autorisations et installations². **Dès lors, le rapport juge probable la mise en service de 6 GW seulement en 2010.**

¹ Article 10 de la loi du 10 février 2000, tel que modifié par l'article 36 de la loi POPE. Cette disposition n'a cependant pas été appliquée dans le cadre des nouveaux tarifs de rachat de l'électricité d'origine éolienne (arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000).

² Des éléments d'appréciation devraient être disponibles avec la sortie prochaine de la nouvelle enquête du ministère de l'industrie sur le nombre de permis de construire délivrés en 2006.

Les professionnels du secteur, bien qu'un peu plus optimistes, ne tiennent d'ailleurs pas un autre discours.

Lors de son audition M. Jean-Yves Grandidier¹, vice-président du syndicat des énergies renouvelables (SER), déclarait : « *En tant que professionnels de l'éolien, il nous apparaît impossible d'atteindre l'objectif pour 2010, la barre étant beaucoup trop haute. Toute la bonne volonté des acteurs et de l'administration, dans l'octroi des permis de construire notamment, n'y suffirait pas. En revanche, l'objectif 2015 semble tout à fait réalisable* ». Il se déclarait cependant plus optimiste que les prévisions du rapport sur la PPI en estimant que la puissance fin 2010 pourrait atteindre 8,4 GW.

Sans évoquer les problèmes posés par l'accroissement de la puissance éolienne en matière de gestion du réseau et de l'équilibre offre/demande, qui seront traités dans la deuxième partie du rapport, vos rapporteurs souhaiteraient mettre en exergue plusieurs enjeux ayant trait au développement de cette énergie.

Il est tout d'abord indubitable que l'éolien présente aujourd'hui le plus grand potentiel de développement pour respecter l'objectif des 21 % en 2010. D'une part, il s'agit de la filière qui bénéficie des plus grandes opportunités en termes de baisse de coûts de production, ce que démontre la récente décision des autorités espagnoles de diminuer le montant des aides accordées à l'éolien². D'autre part, la France étant un pays exposé à de nombreux régimes de vent, plus spécialement intenses pendant les périodes hivernales où la demande d'électricité est la plus forte, l'éolien y trouve un terreau naturellement fertile.

Certes, toute électricité produite à partir de l'éolien se substitue à des moyens plus polluants, soit émetteurs de gaz à effet de serre, soit producteurs de déchets, ce qui présente, dans l'absolu, des avantages environnementaux. Il n'en reste pas moins que le caractère intermittent et difficilement prévisible des productions éoliennes nécessite de disposer de moyens de production de substitution en l'absence de vent. Or, ces moyens ne peuvent être que des centrales thermiques puisque, par définition, elles n'ont vocation à fonctionner que de manière irrégulière et uniquement en période de pointe, quand l'énergie des centrales nucléaires n'est pas disponible. Ainsi, la contribution de l'éolien au *mix* électrique national n'est pas sans comporter une certaine part d'émissions de CO₂.

Par ailleurs, vos rapporteurs ne négligent pas les problèmes d'acceptation locale que posent les éoliennes, accusées de défigurer les paysages, même si le développement éolien devrait être mieux encadré et mieux maîtrisé avec l'entrée en vigueur du mécanisme des ZDE à partir de la mi-2007. Une autre amélioration de la situation pourrait être obtenue avec le développement d'aérogénérateurs plus puissants, et donc plus hauts. Votre mission d'information a d'ailleurs pu constater, lors de la visite de la ferme

¹ Audition du 15 février 2007.

² Voir les développements consacrés à l'Espagne en annexe, pages 216 et 217.

éolienne expérimentale de Mardyck exploitée par Total, que, passée une certaine hauteur, la « nuisance » visuelle d'une éolienne n'est pas proportionnelle à sa hauteur.

A plus long terme, les éoliennes *off-shore* pourraient également contribuer à renforcer la production d'électricité verte en France. Certes, dans ce domaine également, il existe des difficultés liées aux conflits d'usage de la mer, qui peuvent cependant être levées par des concertations approfondies menées au niveau local¹. Mais l'éolien *off-shore* est une technologie qui est encore loin d'être rentable. Les coûts de développement, d'installation et de maintenance sont sensiblement plus élevés que sur terre, et les résultats économiques et énergétiques escomptés plus aléatoires. Toutefois, elle n'est pas sans présenter un certain nombre d'autres avantages : ainsi, quand une zone côtière se prête à l'installation d'un parc *off-shore*, elle est souvent vaste et autorise la mise en service de nombreuses machines ; par ailleurs, les vents en mer sont plus réguliers et permettent des durées de fonctionnement annuelles comprises entre 3 500 et 4 000 heures. En définitive, comme le souligne le rapport sur la PPI 2006, l'éolien *off-shore* ne constitue pas, dans les conditions actuelles, une alternative à l'éolien terrestre mais un complément.

Le 14 septembre 2005, à l'issue d'une procédure d'appel d'offres, le ministère de l'industrie annonçait qu'un projet d'éolien *off-shore* situé sur la Côte d'Albâtre était retenu pour une puissance de 105 MW. Situé à environ 7 km au large de Veulettes-sur-Mer (Seine-Maritime), ce parc sera composé de vingt-et-une éoliennes ancrées par 23 mètres de profondeur. Sa construction nécessitera un permis de construire soumis à enquête publique. L'électricité produite par ces machines bénéficiera d'un tarif de rachat fixé aux alentours de 100 euros/MWh.

Surtout, tout développement ultérieur de l'éolien *off-shore* requiert une identification des zones se prêtant à l'installation de parc, évaluation en cours de réalisation par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

3. Les autres sources d'énergies renouvelables

D'autres ENR électriques peuvent améliorer la diversification du bouquet énergétique français, même si leur contribution au respect de nos engagements communautaires s'avérera moins déterminante dans le proche avenir.

¹ Comme l'a souligné M. Jean-Yves Grandidier lors de son audition.

a) La biomasse

Selon le rapport sur la PPI 2006, la biomasse¹ est, après l'éolien, la source d'ENR présentant le plus fort potentiel de développement en France, notre pays disposant d'abondantes ressources non exploitées. Le « bois énergie » pourrait notamment faire l'objet d'une meilleure utilisation, le potentiel pour produire de l'électricité étant évalué à 0,8 GW. Le recours à la biomasse pour la production d'électricité a été essentiellement soutenu grâce aux appels d'offre lancés sur le fondement de l'article 8 de la loi du 10 février 2000.

Pour contribuer aux objectifs de la France en matière de promotion des ENR, le ministre délégué à l'industrie a, au cours de l'année 2004, lancé un appel d'offres pour la réalisation, avant le 1^{er} janvier 2007, de centrales de production d'électricité de plus de 12 MW à partir de biomasse ou de biogaz. A l'issue de l'instruction, le ministre a fait, le 11 janvier 2005, le choix de quatorze projets biomasse (216 MW) et d'un projet biogaz (16 MW), pour un prix de rachat moyen de l'électricité de 86 euros/MWh. Les projets retenus sont répartis dans toute la France (Champagne-Ardenne, Lorraine, Haute-Normandie, Aquitaine, Limousin, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte-d'Azur, Ile-de-France). La plupart d'entre eux sont situés sur des sites industriels : cinq projets dans des papeteries, quatre dans des distilleries, deux dans des scieries et un dans un centre de stockage de déchets (biogaz). Par ailleurs, six projets utilisant une technique de gazéification de biomasse à haut rendement électrique ont été choisis. Au total, ces projets devraient permettre d'identifier et de valoriser une ressource variée en biomasse et en biogaz (270 000 T/an de boues papetières, plus d'un million de T/an de liqueur noire, 600 000 T/an de plaquettes forestières, environ 800 000 T/an d'écorces, sciures et résidus bois divers ainsi que 60 millions de Nm³/an² de biogaz), la production totale d'électricité étant estimée à 1,8 TWh par an.

Compte tenu du succès de cet appel d'offres et pour conforter cette dynamique, le ministère de l'industrie a pris la décision de relancer un nouvel appel d'offres en décembre 2006.

Cette nouvelle procédure a pour ambition de permettre l'installation d'une puissance supplémentaire de 300 MW d'ici au 1^{er} janvier 2010. Les objectifs seraient répartis en deux tranches : une de 220 MW pour des installations de valorisation énergétique de la biomasse d'une puissance supérieure à 9 MW et une de 80 MW pour celles d'une puissance comprise entre 5 et 9 MW. La date limite de dépôt des dossiers ayant été fixée au 9 août 2007, les résultats de cette procédure seront donc connus fin 2007-début 2008. Ce nouvel appel d'offres devrait être de nature à accroître l'utilisation du bois énergie.

b) La géothermie

La géothermie a, selon le rapport sur la PPI 2006, un potentiel de développement limité à court-moyen terme en France métropolitaine. A l'exception de deux unités de production situées à Bouillante (Guadeloupe),

¹ L'article 29 de la loi POPE définit la biomasse comme « la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers ».

² Normaux mètre cube (Nm³) : unité de débit qui permet de comparer des mesures effectuées dans des conditions différentes et ramenées aux conditions normatives 0°C et 1 bar absolu.

d'une puissance totale de 15 MW, qui assurent environ 10 % des besoins en électricité de l'île, la seule avancée notable attendue dans ce domaine est la mise en service, en 2010, de l'installation expérimentale de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin), pour une puissance de 10 MW. Toutefois, à partir de 2015, le rapport sur la PPI anticipe des productions électriques issues de techniques de géothermie plus importantes, en raison de progrès technologiques¹ - permis par le retour d'expérience du site de Soultz - qui autoriseront l'exploitation de ressources aquifères relativement peu chaude.

A plus court terme, la géothermie a davantage vocation à constituer une solution de remplacement pour le chauffage des bâtiments avec le déploiement de systèmes de pompes à chaleur performantes.

c) Le solaire

Selon les estimations avancées par le ministère de l'industrie, la puissance solaire photovoltaïque installée en France était évaluée en 2004 à 9 MW, dont 4,7 MW en métropole et 4,2 MW dans les départements d'outre-mer (DOM), pour une production totale de 0,01 TWh. Comme le souligne le rapport sur la PPI 2006, la production solaire photovoltaïque ne contribuera pas significativement à l'équilibre offre/demande de la France continentale avant 2015, y compris dans l'hypothèse d'une croissance moyenne annuelle de 50 %². Au surplus, le coût de l'électricité issue de cette filière est encore très élevé³ en raison de l'importance des montants d'investissements à consentir.

C'est, du reste, dans les DOM que les perspectives de développement sont les plus ambitieuses, compte tenu tant des conditions d'ensoleillement que d'un coût de production de l'électricité issue de moyens de production « classiques » de ces zones supérieur à ceux qui résultent de moyens identiques en métropole⁴. Au total, la PPI⁵ vise un objectif de 120 MW installés en 2010 et de 490 MW en 2015. Comme pour la géothermie, cette technologie a vocation à se développer plus massivement au niveau de l'habitat individuel que pour la production en grande quantité d'électricité.

Par ailleurs, le recours au solaire thermique est une piste, qui existe notamment aux Etats-Unis et en Espagne, pour produire industriellement de l'électricité. En France, une entreprise envisage de construire, dès 2008, un pilote de 1 MW dans le cadre du pôle de compétitivité Cap Energie situé à Sophia-Antipolis, et éventuellement des centrales de 20 MW, escomptant le maintien du dispositif de l'obligation d'achat pour assurer leur rentabilité.

¹ Le bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) consacre de larges efforts de recherche dans ce domaine.

² Qui porterait la production nationale à 1 TWh en 2015.

³ Coût supérieur à 150 euros/MWh.

⁴ Ce qui justifie un tarif de rachat supérieur dans les DOM (300 euros/MWh).

⁵ Qui tient compte du plan « Face-sud » défini à l'article 12 de la loi POPE.

d) La cogénération

Bien que non considérée comme une énergie renouvelable en tant que telle¹, la cogénération² constitue une technique qui contribue pour une proportion non négligeable à la production d'électricité en France. Le parc d'unités de cogénération produisant de l'électricité est évalué à 5 000 MW de puissance installée, la plupart de ces installations ayant été mises en service entre 1997 et 2000. La PPI 2006 prend comme hypothèse le maintien, à l'horizon 2015, des capacités actuellement installées.

Votre mission d'information rappelle que l'électricité produite à partir d'unités de cogénération bénéficie d'un tarif de rachat intéressant compris entre 60 et 90 euros/MWh. Surtout, le soutien annuel de cette électricité dans le cadre de la CSPE est évalué, pour 2005, à 642 millions d'euros, soit près de la moitié du montant total de 1,36 milliard d'euros. Comme le souligne un rapport récent de l'inspection général des finances et du conseil général des mines sur la cogénération³, une centrale nucléaire fonctionnant en semi-base produit une électricité plus compétitive qu'une installation de cogénération, trois années de soutien à la cogénération étant équivalentes au coût d'investissement d'un réacteur EPR. Ce rapport préconise en conséquence de revoir en profondeur les principes de soutien à la filière.

*

A l'issue de cette revue de détail du potentiel de développement des différentes ENR électriques, il apparaît, en se fondant sur les prévisions de consommation élaborées par RTE en 2005 dans le cadre du bilan offre/demande, que **le respect de l'objectif des 21 % impliquerait une production d'électricité d'origine renouvelable comprise entre 110 TWh**. Or, il est probable qu'à cet horizon, celle-ci ne soit **comprise qu'entre 85 TWh et 105 TWh**⁴ selon la vigueur avec laquelle ces techniques se développeront. La France ne respectera donc qu'avec de très grandes difficultés les objectifs que lui assigne la directive 2001/77⁵, sauf si 13,5 GW d'éolien étaient installés en 2010, ce qui apparaît hautement improbable.

Reste que votre mission d'information est très attachée à la promotion des ENR électriques en France. A cet égard, elle souhaite avec

¹ La cogénération fait l'objet d'une réglementation communautaire ad hoc avec la directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE.

² La cogénération est la production simultanée d'énergie mécanique et de chaleur : l'énergie mécanique sert généralement à faire tourner un alternateur pour produire de l'électricité et la chaleur est récupérée sous forme d'eau chaude ou de vapeur.

³ Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat - Janvier 2007.

⁴ Pour atteindre ce niveau, il serait indispensable de disposer de 9 GW de capacités éoliennes et 7 GW de biomasse.

⁵ Mais les objectifs de cette directive n'ayant qu'un caractère indicatif, la France ne saurait alors faire l'objet d'une procédure contentieuse.

insistance l'application des dispositions de la loi POPE disposant que **le ministre rend publique une évaluation, par zone géographique, du potentiel de développement des filières de production d'électricité à partir de sources renouvelables**. En effet, ce bilan n'a pas encore été réalisé, même si des études plus ponctuelles devraient être publiées prochainement¹. Or, il apparaît indispensable de disposer d'une vision d'ensemble des potentialités de chaque filière renouvelable afin d'apprécier avec rigueur et précision la contribution de ces énergies au *mix* énergétique national, dans la mesure où elles sont appelées à jouer un rôle croissant.

*

Au total, cet examen de chaque filière de production d'électricité ne fait pas perdre de vue à vos rapporteurs la question de fond tenant à la sécurité d'approvisionnement de la France dans son contexte européen et au *mix* énergétique optimal qui permettra de l'assurer sur le long terme, ce qui les conduit à s'interroger sur l'évolution de la contribution de chacune de ces énergies primaires dans le futur. Ils restent à cet égard persuadés que **la diversification des sources de production constitue un impératif de sécurité d'approvisionnement**. Cette conviction les conduit en conséquence à plaider en faveur d'une diminution de la part du nucléaire dans le bouquet énergétique français, qui ne signifie pas pour autant une réduction de la puissance installée actuellement. En revanche, ils estiment qu'avec la progression naturelle de la consommation d'électricité dans notre pays, il appartiendra à la puissance publique d'organiser le développement de nouvelles sources de production d'électricité afin de répondre à ce souci de diversification. Ces nouveaux outils devront d'ailleurs tenir pleinement compte de la nature de cette demande supplémentaire dans la mesure où consommation de base et consommation de pointe n'appellent pas les mêmes réponses. A cet égard, les énergies thermiques, bien qu'émettrices de CO₂, resteront incontournables pour répondre à la demande en période de pointe.

Il conviendra, dans ce cadre, de parvenir à de nouveaux et subtils équilibres. Les énergies thermiques devront être développées mais avec modération pour le gaz au regard des questions stratégiques et géopolitiques que cette énergie pose et dans le respect de l'environnement pour le charbon, ce qui suppose de faire des efforts importants pour parvenir à des techniques de combustion propre de cette ressource.

Les énergies renouvelables devront être fortement encouragées, même si de nombreux éléments entourent d'incertitudes diverses le développement de chaque filière : contraintes écologiques pour l'hydraulique, acceptation sociale et intermittence pour les éoliennes.

¹ *Etudes des agences de l'eau sur le potentiel hydroélectrique et analyse de l'ADEME sur les zones propices à l'accueil de parcs éoliens off-shore.*

Enfin, votre mission d'information souhaite réaffirmer sa conviction selon laquelle la politique de l'énergie ne peut désormais plus être menée dans un cadre strictement national, même si une véritable Europe de l'énergie, organisée sur des bases politiques et animées par des valeurs de solidarité, reste encore très largement à construire. Il s'agit néanmoins de la seule option durable à ses yeux. A cet égard, l'affaiblissement des marges de sécurité du parc européen de production ne peut que susciter l'inquiétude au regard des fortes interdépendances existant entre pays européens. La solidarité européenne ne peut néanmoins être à sens unique et la France ne saurait être le fournisseur d'électricité en base de l'Europe sans obtenir, en contrepartie, l'assurance que ses partenaires répondront présents à l'appel le jour où elle se trouvera dans une solution délicate.

III. UNE ÉLECTRICITÉ DURABLEMENT PLUS CHÈRE ?

Ces développements consacrés à la production de l'électricité seraient incomplets si étaient omises les problématiques liées à son prix de vente, partie intégrante de la sécurité d'approvisionnement. La compétitivité des prix de l'électricité constitue en effet l'un des trois grands objectifs de la politique communautaire de l'énergie et doit donc être conciliée avec ses deux autres piliers. Surtout, la mise à disposition aux consommateurs de l'électricité dont ils ont besoin, à tout instant et en tout point du territoire, ne peut faire l'économie d'une analyse portant sur le niveau du prix qu'il leur est demandé de payer.

Au sein de l'Union européenne, la France jouit d'un avantage incontestable résultant de **choix structurants opérés par le passé**. D'une part, le parc nucléaire national, fruit d'investissements massifs réalisés dans les années 1970 et 1980, offre aux consommateurs une électricité à des coûts raisonnables, bien moins élevés que dans d'autres pays européens. D'autre part, la France dispose d'un système spécifique - les tarifs réglementés - donnant à la puissance publique le pouvoir de fixer le niveau du prix de vente de ce bien stratégique, en application de règles déterminées par la loi. Or, **l'existence de ce mécanisme n'est pas le fruit du hasard mais procède bel et bien d'un choix politique délibéré de la puissance publique qui a considéré que la détermination du prix de l'électricité, partie intégrante du service public de l'électricité, ne devait pas être laissée aux seules forces du marché.**

Ces deux éléments d'équilibre ont permis à la fois de développer et d'entretenir un parc de production bien dimensionné aux besoins des consommateurs français, de garantir aux ménages une électricité à un prix stable et déconnecté des fluctuations des cours des hydrocarbures et d'assurer le maintien et l'expansion sur notre territoire d'industries fortement consommatrices d'énergie.

Avec la libéralisation du secteur de l'électricité et l'unification progressive des différents marchés européens, le système tarifaire français voit cependant ses fondements remis en cause par la Commission européenne. **Celle-ci estime que l'existence de tels systèmes administrés dans différents pays de l'UE constitue un frein au développement de la concurrence et maintient des prix artificiellement bas** par rapport à ceux fixés sur les marchés, qui résultent d'une stricte confrontation de l'offre et de la demande. Elle considère par ailleurs que les tarifs ne permettent pas aux prix de jouer leur rôle de signal d'investissements et d'inciter les opérateurs à développer de nouvelles capacités de production.

Ces considérations ont donc conduit la Commission européenne à ouvrir deux enquêtes à l'encontre de la France : l'une sur le fondement des règles relatives aux aides d'Etat portant sur les tarifs dont bénéficient les clients professionnels ainsi que sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)¹ ; l'autre sur le fondement d'une procédure en manquement pour mauvaise transposition des directives électricité et gaz par laquelle la Commission critique la non-conformité à ces dernières du système tarifaire dans son ensemble.

Votre mission d'information juge qu'il y a incontestablement un lien direct entre le niveau des prix de vente de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement : **un système qui ne permettrait de rémunérer un parc qu'à son coût d'exploitation, faisant bénéficier les générations présentes d'investissements effectués par les générations passées au détriment des générations futures, ne garantirait pas cette sécurité sur le long terme.** Pour autant, faut-il que la fixation des prix de l'électricité échappe à tout contrôle public et que son niveau soit déterminé, comme pour tout autre bien, exclusivement par une confrontation entre l'offre et la demande ?

La réponse à cette question nécessite d'abord d'analyser les caractéristiques intrinsèques de ce bien particulier qu'est l'électricité et de se demander s'il se prête à une unification de son prix dans le cadre d'un marché unique européen. Puis, elle suppose d'étudier le fonctionnement des marchés de l'électricité en Europe et d'examiner si le prix qu'ils fixent reflète la réalité des coûts. Enfin, l'électricité étant pour beaucoup un bien de première nécessité, vos rapporteurs se demandent si la nécessaire protection des consommateurs, notamment particuliers, ne commande pas de les protéger des vicissitudes des marchés.

¹ Voir les développements consacrés à ce dispositif page 103.

A. FAUT-IL UN PRIX UNIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE ?

1. Les positions initiales de la Commission européenne

La Commission européenne, confortée par les conclusions des Conseils européens et des conseils de l'Union européenne¹, souligne régulièrement dans tous ses documents que la libéralisation du marché de l'électricité constitue la meilleure voie pour construire un secteur de l'énergie compétitif fonctionnant dans l'intérêt des consommateurs. Dans le prolongement de l'Acte unique européen de 1987, elle a ainsi engagé la constitution d'un marché unique de l'électricité ne se résumant pas à la juxtaposition des différents marchés intérieurs. **Convaincue que les seules vertus du marché seront suffisantes pour faire aboutir ce projet, elle en conclut logiquement que les prix de l'électricité ont vocation à converger au fur et à mesure des progrès réalisés par l'unification du marché intérieur européen.**

Dès son premier rapport sur l'état d'avancement du marché intérieur de l'électricité et du gaz de novembre 2005, la Commission européenne, tout en relevant que les prix de l'électricité étaient plus bas que dix ans auparavant, déplorait leur absence de convergence au sein de l'UE, voyant même une corrélation entre le manque d'interconnexions et les différences de prix. Considérant l'absence de convergence comme la marque d'une intégration trop faible des marchés, elle estimait que l'introduction de la concurrence serait de nature à faire baisser les prix de l'électricité en Europe.

Dans ce même document, la Commission soulignait que *« lorsque les échanges sont faciles dans un marché intégré, la concurrence tend à uniformiser les prix dans toute l'UE, ou au moins entre Etats membres ou régions adjacents. Tel n'est pas le cas pour l'électricité ou le gaz. Les différences de prix de l'électricité pour les clients industriels dans l'UE, par exemple, peuvent dépasser 100 % »*. Elle notait cependant que *« les prix de gros ont commencé à converger dans certains pays voisins »*.

Au regard des évolutions du marché de l'électricité en Europe depuis dix-huit mois, il semblerait néanmoins que ces prévisions de la Commission européenne aient été trop optimistes.

2. Des évolutions qui contredisent les effets supposés positifs de la concurrence

Quelles ont été les conséquences de ces décisions communautaires sur les prix dans un pays comme la France ? Dans un premier temps, **il est clair que les consommateurs qui se sont vu reconnaître le droit de « sortir » des**

¹ *Conclusions du Conseil européen de Lisbonne, 23 et 24 mars 2000 - Conclusions du Conseil européen de Barcelone, 15 et 16 mars 2002 - Accord politique du conseil de l'Union européenne « Transports, télécommunications et énergie » du 25 novembre 2002.*

tarifs pour négocier librement les conditions de leur approvisionnement en électricité avec le fournisseur de leur choix (EDF dans la plupart des cas, mais aussi avec de nouveaux opérateurs) ont tiré un bénéfice certain de ce mouvement de libéralisation.

Conformément aux directives, notre pays a procédé, par étapes, à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, par les lois du 10 février 2000, du 9 août 2004¹ et du 7 décembre 2006² :

- en mai 2000, 30 % du marché étaient ouverts (pour les clients dont la consommation était supérieure à 16 GWh par an) ;

- en février 2003, 37 % du marché étaient ouverts (pour une consommation supérieure à 7 GWh par an) ;

- au 1^{er} juillet 2004, 70 % du marché étaient ouverts (pour tous les consommateurs non domestiques) ;

Enfin, la totalité du marché (près de 450 TWh) est ouverte à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007.

Nombreuses sont les entreprises³ qui, dans ce contexte, ont alors bénéficié de conditions de prix attractives, les fournisseurs leur proposant des contrats sur la base de prix inférieurs au niveau du tarif réglementé.

Dans un deuxième temps cependant, cette évolution favorable pour les entreprises ayant exercé leur éligibilité s'est retournée, parfois dans des proportions spectaculaires. Certains consommateurs ont fait valoir, notamment lors de leur audition par la mission commune d'information, que leur facture d'électricité avait grimpé de plus de 60 % depuis 2002.

Selon le rapport de notre collègue Ladislas Poniowski sur le projet de loi relatif au secteur de l'énergie⁴, un industriel⁵ resté au tarif réglementé s'approvisionne en électricité pour un prix compris entre 32,4 et 39,9 euros par MWh. Sur le marché libre, ce même industriel, s'il avait exercé son éligibilité, s'approvisionnerait à un coût de 70 euros le MWh.

Au demeurant, de tels constats ne se cantonnent pas à la France puisque les délégations de votre mission d'information s'étant rendues à l'étranger ont entendu les mêmes observations quand elles ont rencontré des représentants des consommateurs industriels⁶.

¹ Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

² Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

³ La CRE indique qu'au 1^{er} juillet 2006, environ 621 400 sites de consommation d'électricité avaient exercé leur éligibilité pour une consommation totale de 130 TWh fournis sur la base d'un contrat commercial.

⁴ Rapport n° 6 (2006-2007) fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi relatif au secteur de l'énergie.

⁵ Situation type d'un industriel consommant du « pur ruban » (c'est-à-dire sans le facteur de forme représentant le prix qui lui est imputé pour la volatilité de sa consommation) au tarif vert (prix hors taxes et hors CSPE), acheminement compris.

⁶ Déplacements en Allemagne et en Espagne notamment.

Dès lors, compte tenu de l'ouverture à la concurrence du marché pour les particuliers depuis le 1^{er} juillet 2007, votre mission commune d'information est fondée à se demander si ceux d'entre eux qui seraient tentés de sortir des tarifs sont appelés à vivre la même « mésaventure » que les consommateurs professionnels.

3. L'inflexibilité des analyses communautaires

Bien que désormais vieilles de plusieurs années, ces dérives de la libéralisation ne semblent pourtant pas avoir conduit la Commission européenne à infléchir, ni même à nuancer, ses positions traditionnelles. Certes, dans son rapport de janvier 2007 sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité, **elle observe que les prix de l'électricité sont revenus, en euros constants, à leurs niveaux de 1997, reconnaissant même que cette hausse a effacé les bénéfices que certains consommateurs avaient tirés de l'ouverture à la concurrence.** Toutefois, ce constat posé, elle explique immédiatement que cette évolution est liée à la hausse du prix des combustibles primaires, aux besoins d'investissements continus, à l'extension des obligations environnementales avec la mise en place d'un marché des droits d'émissions de CO₂ et aux coûts de développement des énergies renouvelables électriques¹.

Aussi, elle continue à se déclarer « *convaincue qu'il n'y a pas de solution de rechange à la libéralisation* »². Elle relève que de grands progrès ont été réalisés en matière de libéralisation et estime que « *ce sont toujours les consommateurs des marchés où la libéralisation a été menée avec succès qui bénéficient du meilleur éventail de fournisseurs et de services* »³. Elle note enfin que ces consommateurs paient « *des prix reflétant, en moyenne, mieux les coûts que dans les autres Etats membres* ».

La Commission européenne considère en définitive que trois problèmes majeurs empêchent le marché de l'électricité européen de fonctionner dans des conditions satisfaisantes :

- la persistance de tarifs réglementés ;
- l'intégration verticale des producteurs et des transporteurs ;
- l'existence de situations dominantes de certains opérateurs historiques sur leurs marchés nationaux respectifs.

¹ Ce dernier facteur aurait, selon la Commission, conduit à un renchérissement de l'électricité évalué entre 4 et 5 % dans certains Etats comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Royaume-Uni.

² Communication de la Commission européenne - Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n°1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité (rapport final) - 10 janvier 2007.

³ Mais pas nécessairement des prix les plus compétitifs.

Selon la Commission, de nombreux États membres continuent à contrôler étroitement les prix demandés aux utilisateurs finaux pour le gaz et l'électricité, ce comportement limitant la concurrence. Elle estime que ces plafonds de prix généralisés empêchent le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie : « *Ils masquent les signaux économiques qui signalent, par les prix, où se trouvent les besoins de nouvelles capacités, de sorte qu'en décourageant les investissements, ils nuisent à la sécurité de l'approvisionnement et entraîneront de futures crises de l'approvisionnement* ».

S'agissant de l'intégration verticale, elle constate que les « *entreprises verticalement intégrées bénéficient d'un avantage considérable pour ce qui est des informations qu'elles peuvent utiliser pour formuler leur stratégie commerciale* », ce qui, entre autres, conduit les sociétés d'électricité en place à conserver largement leur position dominante sur leur marché.

Enfin, elle considère que la « *concentration du marché constitue une source de préoccupation majeure pour le succès du processus de libéralisation* », le pouvoir de marché des monopoles existant avant la libéralisation n'étant pas encore érodé.

Toutes ces analyses laissent les membres de votre mission d'information perplexes puisque la Commission européenne semble prôner une dérégulation totale des systèmes existants pour des bénéfices qui, en définitive, apparaissent largement hypothétiques. Pour vos rapporteurs, force est de constater qu'il y a aujourd'hui concomitance en Europe entre ce mouvement d'ouverture à la concurrence et la hausse des prix de l'électricité sur les marchés.

Au-delà de ce constat, il convient d'analyser si le modèle de marché unique, avec un prix unique, est adapté pour un bien comme l'électricité.

4. L'électricité ne se prête pas à une unification des prix

Votre mission d'information relève que l'électricité est un bien spécifique présentant des caractéristiques physiques qui empêchent de lui appliquer des règles classiques de marché et qui s'opposent, dans les conditions actuelles, à tout mouvement de convergence des prix.

En premier lieu, l'électricité ne se stocke pas en grande quantité, ne se transporte pas sur de longues distances dans des conditions économiquement viables et doit faire l'objet d'un équilibre permanent entre l'offre et la demande.

En deuxième lieu, le prix de l'électricité dépend fondamentalement des techniques utilisées pour la produire, lesquelles présentent toutes des différences substantielles de coûts et de volatilité¹. De surcroît, la mise en place d'un marché des permis d'émissions de CO₂ joue désormais un rôle dans les processus de formation des prix². Or, les

¹ En particulier, les techniques de production d'électricité à partir d'hydrocarbures sont largement dépendantes des variations des cours du pétrole.

² De l'avis de nombreux experts, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché des émissions oscille autour de 20 euros et a un impact compris entre 50 et 70 % sur le MWh électrique.

technologies de production d'électricité sont plus ou moins émettrices de CO₂. Dans ces conditions, et même pour cette unique raison, il n'y aurait aucune raison que le MWh nucléaire ou hydraulique se voit appliquer le même prix que le MWh issu d'une centrale à charbon ou à gaz.

En dernier lieu, la demande d'électricité est polymorphe et obéit à des besoins différents. En effet, l'électricité peut être appelée pour répondre soit à des besoins de base, stables et à long terme, comme les besoins industriels, soit à des besoins de pointe, liés aux évolutions du climat, soit encore à des besoins de réserve rapide, pour l'ajustement¹. Or, les moyens de production utilisés pour répondre à ces différents types de consommation ne sont pas les mêmes : fonctionnant chacun pendant des durées différentes, ils ne présentent pas les mêmes coûts de production, ni la même rentabilité.

Pour ces raisons, votre mission d'information estime qu'il est inenvisageable d'imposer tout mouvement de convergence des prix de l'électricité en Europe. Du reste, les mouvements de convergence observés sur les marchés de l'électricité ne répondent à aucune réalité économique.

5. La mise en place d'un marché des permis d'émissions de CO₂

Au sein des facteurs influençant le prix de l'électricité, une attention particulière doit être apportée à la mise en place, en 2005, d'un marché des émissions de gaz à effet de serre.

En application du protocole de Kyoto, l'UE s'est engagée à réduire globalement d'ici 2008-2012 ses émissions de GES de 8 % par rapport à leur niveau de 1990. En vertu d'un « accord de partage de la charge », les Etats membres (à l'exception des nouveaux entrants) se sont réparti cette obligation globale en fonction de leurs différences socio-économiques. Ainsi, par exemple, l'Allemagne doit diminuer ses émissions de 21 % tandis que l'Espagne est autorisée à les augmenter de 15 %. La France, elle, doit veiller à les stabiliser. Parmi les outils mis en place pour favoriser le respect de ces engagements figure le marché des quotas de CO₂ créé par la directive 2003/87² (transposée en droit français aux articles L. 229-5 à L. 229-24 du code de l'environnement).

Ce marché communautaire d'échanges, qui ne couvre que les émissions de CO₂ pour le moment, concerne plus de 12 000 installations émettrices situées dans les Etats membres. Chaque Etat a l'obligation, au début de chaque période³, d'allouer à chaque secteur couvert par la directive un quota d'émissions (dans le cadre d'un plan national d'allocation des quotas).

¹ Comme l'a souligné M. Jean-Philippe Benard, président de la commission électricité de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) - Audition du 14 mars 2007.

² Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil, modifiée par la directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004.

³ Le système a été mis en place pour une première période allant de 2005 à 2007. La seconde période d'engagement couvre les années 2008-2012.

Au début de chaque année suivante, les installations doivent déclarer la quantité de GES émis durant l'année écoulée et rendre aux pouvoirs publics, au plus tard le 30 avril, un nombre de quotas correspondant. Les entreprises qui ramènent leurs émissions en deçà de leur dotation initiale peuvent revendre leurs quotas excédentaires à d'autres ou les conserver pour un usage ultérieur. À l'inverse, les entreprises qui dépassent leurs quotas doivent acheter sur le marché le supplément de quotas nécessaire, puis éventuellement investir dans des technologies de réduction des émissions.

Sont notamment concernées par ces obligations les installations de production d'électricité d'une puissance supérieure à 20 MW.

Il semblerait que les modalités de fonctionnement de ce marché aient eu des conséquences importantes sur les prix de marché de l'électricité. Si la production française d'électricité est peu émettrice de CO₂, une proportion non négligeable de la production électrique européenne est, pour sa part, issue de moyens thermiques. Or, les normes communautaires conduisent à allouer gratuitement 90 % des quotas aux électriciens¹ alors que, dans le même temps, ces derniers intègrent très largement le coût de la tonne de CO₂ dans les prix de marché de l'électricité. **Dans ces conditions, comme l'ont souligné de nombreux intervenants auditionnés par la mission, ce système ne crée aucune incitation en faveur des technologies les moins émettrices et confère aux producteurs d'électricité des rentes qui n'apparaissent pas justifiées, en particulier pour ceux disposant de mix énergétiques peu émetteurs.**

Votre mission d'information considère que ce point devra faire l'objet d'une attention particulière lors des discussions sur le futur paquet législatif énergétique afin que le système d'émissions pénalise plus fortement les techniques émettrices de CO₂.

6. Les dysfonctionnements du marché

La libéralisation du marché de l'électricité s'est traduite par la création de bourses de l'électricité sur lesquelles s'effectuent des transactions, représentant des volumes plus ou moins importants selon les Etats de l'UE. Or, les processus de formation des prix de l'électricité sur ces places d'échange semblent ne tenir aucun compte des réalités physiques et économiques de l'électricité telles que décrites ci-dessus. Ainsi, **la confrontation de la courbe d'offre**, qui agrège une électricité issue de moyens de production présentant chacun leur coût d'exploitation, **avec la courbe de demande**, relativement inélastique au prix, **conduit le prix de l'électricité à s'aligner sur le coût marginal d'exploitation de la dernière unité nécessaire pour satisfaire la demande, soit le moyen le plus coûteux** (charbon, gaz ou pétrole).

¹ Comme aux autres industriels concernés.

Lors du déplacement d'une délégation de la mission à Londres, M. Benjamin Amsallem, vice-président de Morgan Stanley, a estimé qu'un tel fonctionnement était le seul possible dans un marché concurrentiel, tout autre calcul (en particulier celui du coût moyen pondéré) ne pouvant, faute de rentabilité garantie, inciter les opérateurs à investir dans des infrastructures qui, bien qu'elles ne fonctionnent que quelques heures par an, assurent la sécurité d'approvisionnement électrique.

Une telle vision n'est, de loin, pas partagée par les consommateurs. Lors de son audition¹, M. Franck Roubanovitch, président du Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité (CLEEE), déclarait que : « *le mécanisme de formation des prix (...) est assis sur le coût marginal de production : il s'agit là d'une situation quelque peu ubuesque ! Si nous la transposons dans un secteur comme l'automobile, comment pourrions-nous justifier auprès du consommateur le prix de vente du véhicule au coût marginal du prototype ?* ».

M. Jean-Philippe Benard, président de la commission électricité de l'UNIDEN² estimait, pour sa part, que : « *l'évolution du "marché de gros" a suivi un alignement sur le coût de production d'une nouvelle centrale au charbon ou au gaz naturel. En effet, ce type de centrale constitue la référence de l'indice européen du prix de l'électricité à terme. Par conséquent, les producteurs historiques, qui ont des outils plus compétitifs que ces outils de référence, bénéficient d'une rente de situation exceptionnelle* ». Il dénonçait également la logique présidant à l'unification des marchés de l'énergie, qui se traduit par une convergence des prix, dans ces termes : « *En effet, le prix de l'énergie en France, composée de 80 % de nucléaire et de 10 % d'hydraulique, doit être identique à celui de la centrale de référence, basée sur l'énergie fossile, afin de permettre l'entrée de nouveaux acteurs ! Cette logique est absurde : pour créer une pseudo-concurrence à la production avec les outils les moins compétitifs, il est demandé à chacun de payer ces outils* ».

Ce fonctionnement apparaît relativement aberrant aux yeux de votre mission d'information puisqu'il conduit aussi bien à nier les lois de la physique que l'existence de moyens de production plus rentables que d'autres. En effet, ce modèle de marché conduit les prix à suivre des évolutions sans rapport avec les techniques utilisées par les producteurs d'électricité, comme le soulignait M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN³.

Le graphique figurant page suivante met en évidence un passage du prix du MWh de 22 ou 23 euros en 2002 à 50 euros en 2007, soit une hausse de 117 %. Dans les trois pays pris en exemple dans ce schéma, les prix sur les marchés de gros ont convergé, alors même que les *mix* énergétiques de ces trois Etats sont fondamentalement différents.

Au vu de ces éléments, votre mission d'information se déclare donc réservée, si ce n'est opposée, sur le schéma défendu par la Commission européenne, dont le fonctionnement s'appuie sur une logique économique en décalage avec les réalités industrielles de la production d'électricité. Du reste, elle constate que, jusqu'à présent, le fonctionnement du marché électrique a eu

¹ Audition du 16 mai 2007.

² Audition du 14 mars 2007. L'UNIDEN regroupe les industriels pour lesquels le coût de l'énergie est une composante essentielle du prix de revient. Elle compte une trentaine de membres et représente une part importante de la consommation industrielle française.

³ Audition du 14 mars 2007.

des effets préjudiciables aux intérêts des consommateurs et pénalisants pour des industries soumises à une pression concurrentielle internationale¹.



Source : UNIDEN

En définitive, votre mission estime que **le marché ne peut en aucun cas servir de modèle unique de fixation des prix de l'électricité**. En théorie, ce ne pourrait être qu'à l'issue d'un mouvement général de convergence des *mix* énergétiques des Etats membres de l'Union européenne, accompagné par un fort développement des interconnexions, qu'une unicité du prix européen de l'électricité pourrait se concevoir et se justifier. Or, comme cela a été démontré, cette harmonisation est encore loin d'être en marche, compte tenu notamment des réticences de la plupart des pays européens à installer des centrales nucléaires. Dans ces conditions, **la mission juge qu'il ne peut être question, pour la France, de ne plus faire bénéficier les consommateurs de l'avantage compétitif lié au nucléaire pour des motifs tenant à une harmonisation communautaire des prix qui ne repose sur aucune logique solidement établie**. De même, elle ne saurait accepter une suppression du système tarifaire risquant de pénaliser lourdement les ménages.

B. UN DISPOSITIF TARIFAIRE CONFORME AUX DIRECTIVES

1. Un mécanisme complexe

Le mécanisme de fixation des prix de l'électricité en France fait l'objet de règles relativement compliquées dont les principes sont définis par

¹ M. Laurent Chabannes estimait à ce sujet que : « Nous assistons ainsi à des situations paradoxales où, après qu'un marché a été créé, des pouvoirs dominants plus néfastes qu'un monopole ont été établis. En effet, le monopole, lui, a au moins le mérite d'être contrôlé ».

l'article 4 de la loi du 10 février 2000, aux termes duquel les tarifs réglementés de vente d'électricité intègrent plusieurs composantes.

Schématiquement, ils intègrent une part « fourniture ou énergie » (correspondant aux coûts de production et de commercialisation) ainsi qu'une part « acheminement » (correspondant au transport et à la distribution), auxquelles s'ajoutent le montant de la compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE) et les taxes.

Selon cet article 4, **les tarifs réglementés de vente d'électricité**, fixés « *en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures* », **couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF et par les DNN**, en y intégrant notamment les dépenses de développement du service public pour ces usagers.

En application de ces principes, les ministres de l'économie et de l'énergie arrêtent le niveau des tarifs, ainsi que leurs évolutions, sur avis simple de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

S'agissant de la composante « acheminement », l'article 4 précise que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public* ».

Depuis l'entrée en vigueur de la loi POPE de 2005, le mode de fixation de ces tarifs d'utilisation des réseaux publics (TURP) a évolué pour laisser une plus grande marge de manœuvre à la CRE. Ainsi, celle-ci transmet désormais aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TURP. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission. Les tarifs sont alors publiés au *Journal officiel* par les ministres.

Votre mission d'information estime pertinent ce dispositif car il présente le double avantage de garantir aux consommateurs une facturation de l'énergie consommée **conforme à la réalité des coûts de production** et de prévenir toute évolution erratique des prix qui serait due à des facteurs non directement liés aux caractéristiques intrinsèques de l'électricité.

Ce système, qui existe de longue date dans notre pays, a ainsi permis de financer le développement du parc français et d'autoriser, avec son amortissement progressif, une réduction continue de la facture électrique des consommateurs.

2. La contestation communautaire

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont aujourd'hui remis en cause par la Commission européenne¹, qui considère que le système tarifaire s'oppose à la libéralisation du secteur et empêche l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. Elle estime qu'un tel système, en maintenant les prix de l'électricité à des niveaux jugés artificiellement bas, empêche les marchés concurrentiels de produire les signaux nécessaires pour l'investissement.

Sur la base de ces arguments, la Commission européenne a, dans le cadre d'une **procédure en manquement**, adressé une mise en demeure à la France en avril 2006 sur les tarifs², reprochant à ceux-ci d'être trop bas par rapport au prix de marché. Certes, la Commission admet que les directives autorisent les mécanismes tarifaires, à condition toutefois qu'ils soient justifiés en tant qu'**obligations de service public**, dans les conditions définies à l'article 3 de la directive 2003/54. Toutefois, elle estime que tel n'est pas le cas s'agissant des tarifs français. La Commission européenne relève ainsi qu'un « *mode de fixation étatique des prix ayant un tel caractère de généralité, de permanence et de rigidité, dénué de transparence dans son mode d'attribution, et s'adressant aux utilisateurs non résidentiels, ne peut être présumé indispensable dans un système où le libre jeu de la concurrence entraîne en principe la fixation de prix compétitifs* »³.

Suite à cette initiative communautaire, le gouvernement français a transmis aux autorités bruxelloises une réponse faisant valoir que **le niveau des tarifs couvrait les coûts** et qu'à ce titre, ils ne s'inscrivaient pas dans le cadre des obligations de service public définies à l'article 3 de la directive 2003/54. Puis, le 15 décembre 2006, la Commission a adressé à la France un avis motivé, toujours sur le même sujet⁴, auquel le gouvernement a répondu le 15 mars 2007.

Enfin, dernière étape de ce feuilleton, le 13 juin 2007, la Commission européenne a annoncé qu'elle ouvrait une procédure d'enquête formelle, **cette fois au titre du contrôle des aides d'Etat**, « *au sujet d'aides présumées en faveur de grandes et moyennes entreprises en France, sous forme de tarifs industriels d'électricité réglementés à un niveau artificiellement bas, financés directement ou indirectement par l'Etat* ».

La Commission se déclare à cet égard « *préoccupée par la distorsion de concurrence que pourraient engendrer (...) les tarifs les plus bas appliqués aux grandes et moyennes entreprises, et qui concernerait essentiellement les marchés de produits des*

¹ Les autorités communautaires tiennent strictement le même raisonnement pour le prix du gaz naturel.

² Sont uniquement visés par ces procédures les tarifs dont bénéficient les clients professionnels. Un tel raisonnement pourrait néanmoins trouver à s'appliquer pour les tarifs des particuliers à compter du 1^{er} juillet 2007.

³ Vos rapporteurs soulignent que, jusqu'à présent, cette affirmation a été contredite par l'évolution, décrite précédemment, des marchés de l'électricité.

⁴ Qui reprend sensiblement les mêmes arguments que ceux utilisés dans la mise en demeure.

entreprises grosses consommatrices d'énergie ». Elle souligne aussi que l'enquête ne couvre pas les « *tarifs (...) applicables (...) aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises dans la mesure où ils ne semblent pas conférer un avantage économique aux entités concernées* ».

C'est donc sur le fondement de deux procédures communautaires que le système tarifaire français est aujourd'hui remis en cause. Si la procédure au titre des aides d'Etat ne concerne pas les particuliers, en revanche, la procédure en manquement pourrait, si elle se traduisait par une remise en cause des tarifs, affecter gravement les 26 millions de consommateurs particuliers d'électricité.

3. Pourquoi maintenir le tarif ?

Votre mission d'information soutient totalement la position constante et argumentée des autorités françaises, qui rappelle notamment que **les directives ne s'opposent pas à l'existence de tarifs dès lors qu'ils couvrent les coûts**. Votre mission en veut d'ailleurs pour preuve que si tel n'était pas le cas, EDF, qui assure l'essentiel de ses fournitures d'électricité sur la base des tarifs et non de prix de marché, ne dégagerait pas de bénéfices.

S'agissant de la mise en cause communautaire au titre des aides d'Etat, votre mission d'information ne peut que faire part de son incompréhension : par quels mécanismes la puissance publique aurait-elle été amenée à subventionner l'activité d'entreprises bénéficiant de tarifs couvrant les coûts du producteur ? Elle se déclare également perplexe quant à l'affirmation selon laquelle les tarifs provoquent des distorsions de concurrence puisque la référence prise à l'appui de ce raisonnement est celle de prix de marchés déconnectés des réalités économiques. Enfin, elle s'interroge sur la nature des conséquences qui pèseraient sur les entreprises si l'enquête de la Commission devait aboutir à une suppression de ces tarifs : dans quelles conditions seraient-elles amenées à se fournir en électricité ? Devraient-elles rembourser les sommes considérées par Bruxelles comme des aides d'Etat ? Dans cette hypothèse, sur quelle période de référence devrait porter un tel remboursement ?

Heureusement, des éléments d'information très précis devraient être prochainement disponibles pour appuyer le raisonnement des autorités françaises puisque, conformément aux dispositions de l'article 25 de la loi du 10 février 2000¹, **EDF et les DNN sont désormais tenus d'établir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux consommateurs bénéficiant de tarifs réglementés de vente de celle aux consommateurs finals n'en bénéficiant pas**.

¹ Introduites par l'article 13 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Par ailleurs, votre mission d'information souligne que, si les tarifs ne couvraient pas les coûts, il y aurait lieu de s'interroger sur la rationalité économique d'une entreprise comme Poweo¹, qui, depuis le 1^{er} juillet 2007, propose aux consommateurs domestiques des offres commerciales inférieures au niveau des tarifs réglementés (de l'ordre de 10 %). A l'évidence, le fait même d'envisager ce type de stratégie économique démontre qu'il est possible pour une entreprise autre qu'EDF d'exercer des activités de fournisseur d'électricité et dément les affirmations de la Commission européenne sur les barrières à la concurrence que constitueraient les tarifs.

Plus largement, c'est la logique d'ensemble de la Commission européenne que conteste votre mission d'information. Comme le souligne très opportunément le rapport d'orientation du Conseil d'analyse stratégique sur l'énergie², « *il n'est pas acquis que les signaux des marchés reflètent une concurrence parfaite* ». Il relève, tout aussi justement, que « *pour la plupart des grands producteurs européens en place, au premier rang desquels EDF, les prix de revient moyens du MWh seront sans doute sensiblement inférieurs à des prix de marché reflétant le coût de développement, CO₂ compris, d'une unité de production moderne brûlant du charbon. Si les prix de vente étaient calés sur les prix de marché de gros, il en résulterait des profits substantiels sans réelle justification économique pour les producteurs en place et des hausses importantes de prix au niveau du consommateur final, pénalisantes pour les entreprises soumises à la concurrence internationale et difficilement acceptables socialement pour les consommateurs domestiques* ».

En définitive, votre mission d'information ne voit aucune justification à un processus devant, par principe, conduire à caler les prix français de l'électricité sur un prix de marché dénué de fondement économique. En revanche, elle admet que la sécurité d'approvisionnement et la préparation de l'avenir commandent l'intégration dans le système tarifaire des éléments économiques tenant au renouvellement du parc de production. Il est légitime que les tarifs évoluent afin de permettre le financement de nouvelles capacités de production, aussi bien pour l'entreprise bénéficiant aujourd'hui du monopole de fourniture d'électricité au tarif que pour les autres producteurs qui ne peuvent, dans un marché concurrentiel, que se caler sur ce niveau de prix.

4. Des fondements juridiques nationaux fragilisés

Une difficulté supplémentaire a émergé sur la question des tarifs avec la récente décision du Conseil constitutionnel sur le projet de loi relatif au

¹ Voir les déclarations récentes de M. Charles Beigbeder, président-directeur général de Poweo.

² Synthèse du rapport d'orientation du Conseil d'analyse stratégique - Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 - Avril 2007.

secteur de l'énergie¹. Saisi par les auteurs du recours sur un tout autre sujet abordé par cette loi, la juridiction suprême a examiné d'office les modifications apportées par le législateur au système des tarifs, en vertu d'une jurisprudence récente par laquelle le Conseil vérifie que les dispositions d'une loi ayant pour objet de transposer une directive ne sont manifestement pas incompatibles avec cette dernière.

La version du texte retenue par le Parlement (article 17) distinguait la situation des consommateurs professionnels et des consommateurs domestiques. Un consommateur professionnel se voyait reconnaître, sur un site de consommation, le droit à bénéficier d'un tarif réglementé à condition qu'il n'ait pas fait le choix de la concurrence sur ce site, et qu'une personne précédemment établie sur ce site ne l'ait pas fait non plus. En revanche, un consommateur particulier se voyait reconnaître ce droit à la seule condition de ne pas avoir fait lui-même le choix de la concurrence sur ce site. En outre, la loi reconnaissait le bénéfice des tarifs pour les consommateurs particuliers et les clients professionnels pour les nouveaux sites de consommation (constitués par tout bâtiment neuf).

S'appuyant sur le fait que le projet de loi relatif au secteur de l'énergie avait partiellement pour objet de transposer les directives relatives à la libéralisation des marchés énergétiques², le Conseil constitutionnel a considéré qu'il y avait lieu de vérifier la conformité à ces directives des nouvelles dispositions législatives. Or, il a estimé qu'en imposant aux opérateurs historiques des obligations tarifaires « *générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public* », ces dispositions avaient méconnu « *manifestement l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz* ».

De ce fait, il a partiellement censuré les dispositions en cause, ce qui entraîne deux conséquences.

D'abord, les consommateurs particuliers se voient appliquer les dispositions prévalant pour les consommateurs professionnels : **il en résulte que tout consommateur particulier qui déménagerait dans un logement ancien ne pourrait bénéficier des tarifs qu'à la condition que l'occupant précédent n'ait pas fait le choix de sortir des tarifs pour ce logement.**

Ensuite, de cette censure résultait, sans que cela ait été explicitement précisé, le fait que **tout nouveau site de consommation** (tout logement ou commerce neuf) **ne pourrait bénéficier du tarif réglementé.**

Par cette décision, le Conseil a clairement considéré que le système tarifaire français est incompatible avec les objectifs de la directive et que tout consommateur d'électricité (mais aussi de gaz) a vocation, à terme, à s'alimenter exclusivement par le biais du marché libre³.

¹ Décision n° 2006-543 DC du 30 novembre 2006 - Loi relative au secteur de l'énergie.

² Directive 2003/54 pour l'électricité et directive 2003/55 pour le gaz.

³ Dans le commentaire de cette décision figurant dans les Cahiers du Conseil constitutionnel (n° 22 - octobre 2006 à mars 2007), il est précisé que, du fait de ces dispositions, « la population des clients à laquelle l'opérateur historique devait appliquer le tarif n'aurait pas été en voie d'extinction ».

Pour lever l'ambiguïté résultant de cette censure, l'Assemblée nationale a, à l'occasion de l'examen du projet de loi instituant le droit au logement opposable, inséré une disposition clarifiant les conditions d'application du tarif aux nouveaux sites de consommation¹. **En application de ce dispositif, tout nouveau site peut bénéficier des tarifs jusqu'au 1^{er} juillet 2010.**

Même si vos rapporteurs s'interrogent sur le choix de cette date, qui laisse entendre que s'ouvrirait une période transitoire au terme de laquelle il conviendrait de réexaminer la pertinence du système tarifaire, cette initiative a au moins le mérite de clarifier une ambiguïté qui aurait été dommageable pour le consommateur. Ils ne doutent pas que, compte tenu des procédures communautaires en cours, ce délai permettra de clarifier l'interprétation des directives, qu'il appartient à la seule Cour de justice européenne de préciser et, en particulier, de savoir dans quelle mesure des tarifs réglementés sont compatibles avec elles.

Il n'en reste pas moins que les dispositions résultant de la censure du Conseil vont poser un certain nombre de problèmes pour les particuliers qui, à partir du 1^{er} juillet 2007, emménageront dans un logement ancien pour lequel l'occupant précédent a exercé son éligibilité et qui ne pourront plus bénéficier des tarifs. Cette situation apparaît tout d'abord injuste puisque ces ménages seront liés par un choix qu'ils n'auront pas eux-mêmes effectué². Elle les expose ensuite à devoir se fournir sur la base de contrats d'approvisionnement beaucoup moins protecteurs et, à terme, à des prix plus élevés. Enfin, elle risque de conduire, progressivement, à la création de deux marchés de l'immobilier parallèles, celui des logements dans lesquels le tarif sera applicable et celui des logements dans lesquels il ne le sera pas. Dans ces conditions, **votre mission d'information, dans un souci de protection du consommateur, estime qu'il serait hautement souhaitable que les acquéreurs de biens immobiliers puissent être pleinement informés de la situation du logement au regard de l'applicabilité des tarifs**³.

En outre, elle souhaite soulever une seconde difficulté, résultant de cet état du droit, qui a trait aux logements locatifs. En effet, **tout propriétaire d'un tel logement sera désormais exposé au risque que son locataire fasse le choix de la concurrence pour sa fourniture d'électricité**. Dans cette situation, **le logement ne pourra plus jamais bénéficier du tarif, alors même que le propriétaire n'aura pas été consulté sur ce choix**. Aussi conviendrait-il d'examiner la question de l'association ou non du bailleur à la décision de son locataire, ce qui nécessiterait une modification de la loi de 1989⁴. Or, conditionner le droit du locataire à changer de fournisseur d'électricité à un accord formel du propriétaire serait vraisemblablement contraire à la directive puisqu'une telle disposition s'opposerait à la liberté de l'exercice de l'éligibilité. Mais l'autre solution, qui consisterait à donner à ces logements locatifs un droit de retour au tarif, serait quant à elle contraire à l'interprétation que le Conseil constitutionnel a faite de la directive.

¹ Article 24 de la loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable et portant diverses mesures en faveur de la cohésion sociale.

² Les directives communautaires ayant pourtant toujours précisé que l'exercice de l'éligibilité était une faculté et non une obligation.

³ A l'instar des obligations reposant sur les vendeurs en ce qui concerne le plomb, l'amiante, les termites, etc.

⁴ Loi n° 89-462 du 6 juillet 1989 tendant à améliorer les rapports locatifs et portant modification de la loi n° 86-1290 du 23 décembre 1986.

En définitive, la contestation communautaire des tarifs tient exclusivement au fait que la Commission européenne estime qu'ils sont artificiellement bas, sous-entendant qu'ils ne couvriraient pas les coûts. Dans ces conditions, elle ne pourrait être amenée à accepter un système tarifaire que pour autant qu'il s'inscrive dans le cadre des dispositions sur les obligations de service public de l'article 3 de la directive 2003/54. Le Conseil constitutionnel, en application de sa jurisprudence sur le contrôle de « l'erreur manifeste de transposition », n'a d'ailleurs pu que constater que les règles du système tarifaire français répondaient à la condition de couverture des coûts mais pas aux critères définis par la directive pour les obligations de service public. **Dès lors, afin d'assurer la pérennité du système tarifaire, ce que votre mission juge nécessaire pour l'ensemble des raisons énoncées dans cette partie, il apparaît indispensable d'adapter la lettre de la directive afin que celle-ci autorise explicitement le maintien des tarifs réglementés en tant qu'ils respectent le principe de couverture des coûts.**

C. RÉPONDRE AUX BESOINS SPÉCIFIQUES DES PROFESSIONNELS

La sécurité d'approvisionnement sur le long terme des consommateurs professionnels suppose de bâtir des solutions adaptées à leur situation spécifique, en particulier ceux pour lesquels l'électricité représente une proportion importante des coûts de production et qui sont soumis à la concurrence internationale.

S'agissant des industries dites électro-intensives, une solution pourrait s'appuyer sur la possibilité de **contracter directement avec les producteurs les conditions d'un approvisionnement sur longue période**. Toutefois, la Commission européenne semble, là encore, être réservée sur ce type de dispositifs. Elle est très critique sur les contrats d'approvisionnement à long terme puisqu'elle juge que leur prédominance obère toute possibilité d'extension du marché libre et de la concurrence. La plupart des acteurs du système électrique, au premier rang desquels les grands consommateurs d'électricité, estiment au contraire qu'il s'agit d'un mécanisme indispensable pour couvrir certains besoins spécifiques et bien identifiés.

M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN¹, tenait sensiblement ce discours à votre mission d'information en relevant que « *l'argumentation de Bruxelles repose sur l'idée que l'existence de contrats à long terme, ou leur surnombre, pourrait geler le marché de gros. Cette idée constitue pour nous un paradoxe puisque nous considérons que les conditions de fonctionnement actuelles du marché de gros sont telles qu'elles favorisent une forme de collusion tacite* ». Par ailleurs, il estimait qu'avec la libéralisation, les consommateurs s'attendaient à pouvoir négocier librement avec les producteurs, dans le cadre d'appels d'offres, et comptaient « *se baser sur des profils de consommation, stables et prévisibles, et les outils de production correspondants, donnant aux acteurs transparence et visibilité à long terme sur le parc et les*

¹ Audition du 14 mars 2007.

prix ». Il faisait néanmoins valoir que, passée la période de mise en concurrence des producteurs, dont il reconnaissait les effets bénéfiques pour les industries, « *la réalité du marché de gros* » avait rattrapé les consommateurs. Il soulignait que, sur ces marchés, le prix est « *dicté par le cours de bourse qui interdit toute négociation* » et que « *plus le consommateur est important, plus il est pénalisé, car les transactions de ce marché se réalisent sur des petites quantités. De fait, la concurrence porte uniquement sur l'optimisation du négoce de la fourniture (0,5 % à 1 % du prix de l'énergie) et il n'existe aucune concurrence à la production* ».

Votre mission d'information considère qu'il s'agit là d'un enjeu majeur pour l'économie française, pour la compétitivité des industries concernées et pour l'utilisation des capacités électriques nationales. En effet, pour certains consommateurs électro-intensifs, un renchérissement trop important de l'électricité constituerait à l'évidence un facteur contribuant à des fermetures d'usines et à des délocalisations.

Une telle problématique n'est d'ailleurs pas propre à la France. Ainsi, les représentants des consommateurs industriels allemands ont fait valoir aux membres de la délégation que la consommation annuelle des entreprises électro-intensives avait atteint 120 TWh, justifiant leur intérêt pour des contrats d'approvisionnement à long terme susceptibles de leur permettre d'obtenir des prix plus compétitifs. De même, les industriels électro-intensifs espagnols ont souligné que l'explosion des prix de l'électricité en Espagne était, en raison de la dégradation de compétitivité en résultant, de nature à inciter certains industriels à délocaliser leurs activités.

M. Laurent Chabannes rappelait ainsi que l'usine d'aluminium de Lannemezan (Hautes-Pyrénées) avait récemment fermé et qu'à l'horizon 2012, une dizaine de TWh de consommation étaient « *sous la menace de la fin des contrats existants* ». Dans ces conditions, il estimait qu'en l'absence de solutions, « *ces usines [seraient] amenées à fermer* ».

Votre mission juge qu'il serait gravement préjudiciable pour l'économie française, et notamment pour l'emploi, que ces industries ne puissent plus bénéficier de l'avantage compétitif national conféré par l'existence de capacités de production nucléaires. Il paraît donc essentiel de permettre à ces consommateurs, au regard de leur profil spécifique de consommation, de pouvoir contracter sur le long terme. Producteurs comme consommateurs y trouvent un intérêt mutuel et la mise en œuvre de ce type de stratégie constitue d'autant plus un gage de sécurité d'approvisionnement qu'elle permet aux acteurs du système électrique de bénéficier d'une prévisibilité, du point de vue des niveaux tant de consommation que de production.

A cet effet, la mission d'information soutient une initiative comme celle d'Exeltium.

Comme l'a expliqué M. Laurent Chabannes, Exeltium, dont la création a été autorisée par la loi de finances rectificative (LFR) pour 2005, s'est constitué en mai 2006 et a été fondé par sept groupes fortement électro-intensifs (Air Liquide, Arkema, Solvay, Alcan, Rhodia, Arcelor et UPM). Afin d'assurer l'alimentation électrique de ces consommateurs, Exeltium a lancé un appel d'offres auprès de dix-sept producteurs européens sur la base des besoins de ces sept groupes, mais également de tous ceux qui sont éligibles au dispositif au terme de la LFR pour 2005. Dans un premier temps,

cinq producteurs européens ont répondu à cette procédure, puis « *les cinq réponses obtenues se sont ensuite réduites à deux* ». En définitive, Exeltium a signé un protocole d'accord avec EDF le 15 janvier 2007 et finalise actuellement les conditions contractuelles de cet approvisionnement.

Le cadre de cet accord vise à permettre à ces industriels de **participer au financement de capacités de production nucléaires moyennant un prix de fourniture basé sur un prix compatible avec leurs contraintes économiques**. Il obligera les groupes participant à cette initiative à lever plusieurs milliards d'euros. M. Philippe Huet, directeur de l'optimisation amont-aval et du trading à EDF¹, indiquait ainsi que « *moyennant un partage de risques raisonnable, nous avons pu trouver un mécanisme de contractualisation qui satisfait tous les acteurs. Concrètement, ces engagements portent sur des durées allant de 15 à 24 ans et des volumes atteignant un maximum, à l'horizon de 2012, de 18 TWh, ce qui est considérable* ».

Votre mission d'information note toutefois que l'entrée en vigueur de ce mécanisme reste conditionnée à l'accord des autorités bruxelloises.

Elle rappelle par ailleurs que les consommateurs électro-intensifs ne sont pas les seuls à avoir subi des désagréments économiques liés à l'envolée des prix de marché de l'électricité. M. Franck Roubanovitch, président du CLEEE², a souligné que son organisation³, qui représente les intérêts d'entreprises ayant fait le choix de la concurrence et pour lesquelles l'électricité représente une part significative de leurs dépenses, avait été créée dans l'urgence en mai 2006 par regroupement spontané de plusieurs entreprises « *se trouvant démunies face aux hausses spectaculaires du marché de l'électricité* ». L'objectif, a-t-il ajouté, était d'assurer à ces entreprises « *des conditions d'approvisionnement compatibles avec la pérennité de leur activité* » en disposant d'offres de fourniture fondées sur des prix « *en rapport avec le coût de production* » et présentant une certaine prévisibilité.

Il a précisé au surplus que certaines entreprises avaient tenté, avant de faire appel aux pouvoirs publics, de trouver des solutions fondées sur le marché, qui s'étaient néanmoins soldées par un échec. Son témoignage est, à cet égard, éloquent : « *Chez Accor, dont je fais partie, nous avons donc cherché à réagir face à cette situation. Nous avons organisé une consultation très large de l'ensemble des fournisseurs et plusieurs constats se sont imposés. Tout d'abord, un alignement quasi-total des prix sur celui de Powernext⁴ : quel que soit votre volume, vous connaissez quasiment les prix sans même interroger les fournisseurs puisque tout le monde donne un prix presque identique. Ensuite, il est impossible de bénéficier d'une offre à long terme : le maximum est de deux à trois ans, à moins d'avoir des conditions de sortie très pénalisantes ou des courbes de consommation absolument plates. Seuls certains grands industriels sont parvenus à obtenir des offres sur le long terme, mais aucune entreprise du tertiaire car leurs courbes de consommation dépendent de facteurs climatiques. Nous avons été plus loin : nombre d'entreprises du CLEEE étant présentes dans différents pays européens, certaines d'entre elles ont lancé des appels d'offres internationaux, pensant que, grâce à l'Europe, elles pourraient*

¹ Audition du 8 février 2007.

² Audition du 16 mai 2007.

³ Qui regroupe des entreprises grandes consommatrices d'électricité exerçant leurs activités dans des domaines aussi variés que l'hôtellerie, l'agroalimentaire, la filière automobile ou la grande distribution.

⁴ Bourse française de l'électricité.

bénéficiaire d'un effet de volume et d'une certaine uniformisation des process. Malheureusement, cela n'a pas été le cas, les rares fournisseurs qui acceptaient de répondre à l'échelle européenne n'ayant fait qu'une juxtaposition d'offres nationales qui, finalement, n'étaient guère plus intéressantes qu'à l'échelle nationale ».

Afin de répondre à ces préoccupations - d'autant plus légitimes qu'il en va de la survie de certaines entreprises, comme les équipementiers¹ automobiles qui, exerçant leurs activités dans un cadre très concurrentiel, ne peuvent répercuter ces surcoûts sur les prix - le législateur a, dans le cadre de la loi relative au secteur de l'énergie, offert à ces consommateurs une possibilité de retour provisoire aux tarifs avec le dispositif du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

Le bénéfice du TaRTAM est ouvert à tout consommateur final d'électricité ayant exercé son éligibilité qui en fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif s'applique de plein droit aux contrats en cours à compter de la date à laquelle la demande est formulée. Il s'applique également aux contrats conclus postérieurement à cette demande écrite, y compris avec un autre fournisseur. Dans tous les cas, la durée de fourniture au niveau du TaRTAM est limitée à deux ans à compter de la date de la première demande d'accès à ce tarif.

La loi ayant précisé que le niveau du TaRTAM ne pouvait excéder de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, l'arrêté du 3 janvier 2007 fixe les taux de majoration dans une fourchette allant de 10 à 23 % par rapport aux « tarifs classiques ». Il en résulte un prix de vente de l'électricité se situant à mi-chemin entre les tarifs réglementés et les prix de marché.

Pour l'application de ce mécanisme, les fournisseurs qui alimentent leurs clients au niveau du TaRTAM et qui établissent qu'ils ne peuvent produire ou acquérir les quantités d'électricité correspondantes à un prix inférieur à la part correspondant à la fourniture de ces tarifs bénéficient d'une compensation couvrant la différence entre le coût de revient de leur production ou le prix auquel ils se fournissent et les recettes correspondant à la fourniture de ces tarifs. Cette compensation est financée par :

- une contribution (qui ne peut excéder 1,3 euros par MWh) prélevée sur les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW et assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente² ;
- la CSPE.

A l'initiative du Sénat, la loi prévoit que le Gouvernement est tenu de présenter au Parlement, avant le 31 décembre 2008, un rapport sur la formation des prix sur le marché de l'électricité et dressant le bilan d'application du TaRTAM. Ce rapport doit analyser les effets de ce dispositif et envisager, s'il y a lieu, sa prolongation.

Même si ces dispositions sont de nature à apporter une solution immédiate à ces problèmes, elles n'en restent pas moins transitoires. Dès lors,

¹ M. Roland Gérard, directeur technique de la Fédération des équipementiers de véhicules automobiles (FIEV) et vice-président du CLEEE, indiquait au cours de la même audition que « contrairement à ce qui peut se passer pour certaines matières premières, la hausse des prix de l'énergie subie par les équipementiers n'a pu être répercutée sur les prix de vente aux constructeurs : en effet, sur un marché aussi concurrentiel et mondialisé, il n'est pas question de faire payer au client des hausses de coûts propres à une seule région ».

² En pratique, seules EDF et Suez sont redevables de cette contribution.

il convient de réfléchir, dès aujourd'hui, à la gestion de « l'après-TaRTAM » et de trouver une solution pérenne pour les entreprises concernées. Cette question se pose d'ailleurs avec une acuité particulière du fait de la décision de la Commission européenne d'enquêter également sur ce dispositif au regard des règles sur les aides d'Etat¹. Sans préjudice de ces développements, il appartiendra donc au Parlement, sur la base du rapport d'évaluation prévu par la loi, de prendre les décisions au cours de l'année 2009.

Enfin, une dernière piste de réflexion a été évoquée tant par l'UNIDEN que par le CLEEE, lors de leur audition, avec le système de tarif patrimonial québécois.

Il s'agit d'un dispositif complexe permettant aux gros consommateurs d'électricité de bénéficier d'une électricité à bas prix produite à partir des moyens de production hydrauliques amortis d'Hydro-Québec. Les conditions d'accès à ce tarif ont récemment été revues : en contrepartie du bénéfice de ce mécanisme, les entreprises les plus consommatrices d'électricité doivent présenter des projets qui sont créateurs d'emplois.

Après analyse, et selon notamment des renseignements qui ont été fournis par Suez à vos rapporteurs, il semble que la transposition en France d'un tel dispositif soit difficile. D'une part, le niveau de ce tarif patrimonial apparaît insuffisant (4 à 5 centimes de dollar canadien/kWh²) pour permettre le financement de nouvelles capacités de production. D'autre part, une telle proposition, déjà formulée³ au cours des table-rondes organisées en 2005 sur la situation des électro-intensifs⁴, avait été écartée en raison de sa non-conformité avec le droit communautaire.

Dès lors, votre mission d'information considère que la piste la plus crédible et la plus sérieuse pour assurer aux consommateurs électro-intensifs une sécurité d'approvisionnement en électricité à des coûts compatibles avec leurs contraintes économiques repose sur la **possibilité pour ces industriels de passer des contrats à long terme avec des producteurs** afin, moyennant une **participation financières aux investissements dans de nouvelles capacités de production, d'acheter l'électricité à des prix tenant compte des coûts réels de production.**

S'agissant des consommateurs moins électro-intensifs mais pour lesquels le prix de l'électricité constitue une donnée essentielle de leur rentabilité, la mission estime que le droit à passer des contrats de long terme doit également leur être reconnu, même si pour ces derniers une participation aux investissements apparaît moins pertinente.

¹ La Commission européenne va notamment enquêter sur les conditions de compensation du dispositif.

² 1 euro = 1,45 \$ canadien.

³ Création d'un tarif spécifique au bénéfice des industriels électro-intensifs.

⁴ Discussions entre le gouvernement et les industriels qui ont débouché sur la création d'Exeltium.

Enfin, en vue de répondre aux exigences de mise en concurrence liées à l'application des directives, il pourrait être opportun d'envisager des **partenariats industriels entre EDF et d'autres électriciens européens lors de la construction de nouveaux moyens de production nucléaires**. Sans remettre en cause la maîtrise et l'exploitation des centrales par EDF, ses partenaires pourraient participer au financement de nouvelles unités nucléaires en France, notamment au moment du renouvellement du parc, en contrepartie de droits de tirage sur l'électricité produite afin d'alimenter, entre autres, des clients industriels.

D. QUELLE PLACE POUR LES BOURSES DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Votre mission d'information est convaincue que les marchés de l'électricité ne peuvent constituer, à eux seuls, l'unique vecteur par lequel s'effectuerait l'ensemble des transactions électriques européennes. Pour autant, cette analyse ne la conduit pas à rejeter en bloc leur existence puisqu'ils présentent une réelle utilité pour assurer la satisfaction de divers besoins spécifiques, notamment pour fluidifier certains ajustements. Les représentants des consommateurs, précédemment cités, reconnaissent d'ailleurs que le marché de gros, pour autant qu'il fonctionne correctement, est adapté à la problématique de l'ajustement, c'est-à-dire de l'équilibre à court terme.

1. L'émergence de marchés de gros de l'électricité

Avec la libéralisation du secteur de l'électricité, des places d'échanges se sont constituées en Europe, permettant de réaliser des transactions immédiates ou à terme, de manière bilatérale ou dans le cadre de marchés organisés portant sur des livraisons physiques ou accueillant des opérations strictement financières.

Comme l'a souligné M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général de Powernext¹, la bourse française de l'énergie et du CO₂ « a été créée en juillet 2001, en étroite coordination avec RTE, pour assurer la cohérence des règles du marché électrique avec les contraintes de gestion du réseau. Elle a pour actionnaires Euronext et les gestionnaires de réseau français, belge et hollandais qui assurent une neutralité à l'ensemble, des producteurs européens et des acteurs financiers du monde de l'énergie. Sa fonction économique première est de fournir des références de prix ». Dans ce cadre, les acteurs du marché de gros sont essentiellement les producteurs, les fournisseurs et les *traders*.

¹ Audition du 1^{er} février 2007.

Le rapport annuel de la CRE pour l'année 2006 relève qu'en France, le marché de gros de l'électricité englobe les transactions s'effectuant via la bourse de l'électricité Powernext et celles s'effectuant au travers d'échanges bilatéraux (OTC¹). Il comprend ainsi des échanges purement financiers et des transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français. En 2006, sur les 582 TWh injectés sur les réseaux français, 225 TWh ont fait l'objet d'une transaction sur ces marchés de gros, la plupart cependant par le biais d'échanges bilatéraux.

La CRE note que les données de volumes concernant les transactions bilatérales n'étant pas publiques, seul le volume des échanges de blocs (transactions donnant lieu à livraison) est connu. Elle estime ainsi le volume des transactions purement financières à environ deux fois le volume livré.

En 2005, les transactions de gré à gré ont atteint un volume total de 200 TWh, en hausse de 27 % par rapport à 2004 (157 TWh). Après avoir affiché une forte progression au dernier trimestre 2005, les volumes traités ont été en léger recul au 1^{er} trimestre 2006, au cours duquel ils ont atteint 19,4 TWh en moyenne mensuelle (contre 16,4 TWh au 1^{er} trimestre 2005).

En ce qui concerne le marché organisé qu'est Powernext, M. Jean-François Conil-Lacoste a souligné qu'il existait trois types de place de marché :

- depuis novembre 2001, un marché pour livraison d'électricité sur chacune des 24 heures du lendemain, dit *Powernext Day-Ahead*, qui permet de gérer les risques d'équilibrage ou de volume sur le réseau français. Ce marché compte cinquante-six membres parmi lesquels les principaux producteurs d'électricité européens, des fournisseurs d'électricité, des institutions financières et des sociétés de négoce. 30 TWh y ont été traités en 2006, soit une augmentation de 50 % par rapport à 2005. Tout en relevant que ces flux ne représentent que 7 % de la consommation nationale globale, il a précisé qu'au regard du marché réellement ouvert, ils constituent une part supérieure à 23 % de la consommation libre ;

- depuis juin 2004, un marché de moyen terme a été lancé, *Powernext Futures*, permettant de gérer le risque de fluctuation du prix de l'électricité d'un mois à trois ans : « *les produits échangés s'adressent à des acteurs économiques qui veulent disposer d'un outil de gestion dynamique de leur risque électrique dans un horizon de court à moyen terme. Ils apportent de la fluidité, de la flexibilité dans la gestion des risques* ». Notant que cette place de marché était la deuxième en Europe après l'Allemagne, M. Jean-François Conil-Lacoste a indiqué que 83 TWh avaient été échangés en 2006, soit une progression de 33 % par rapport à 2005. Il a souligné que seulement 14 % des volumes échangés sur les 83 TWh avaient cependant été effectivement livrés et observé que ces échanges avaient subi « *un coup d'arrêt très significatif depuis l'été 2006* » à la suite de la mise en place du TaRTAM. Contrairement aux apparences, ce marché ne vise pas à répondre à

¹ Over The Counter.

des besoins à long terme mais à proposer aux acteurs des produits de couverture du risque, ce qui explique le faible pourcentage d'électricité livrée par rapport au volume total des transactions ;

- enfin, en juin 2005 a été créée, dans le cadre du protocole de Kyoto et en collaboration avec la Caisse des Dépôts et Consignations, une référence de prix au comptant des quotas d'émission de CO₂, *Powernext Carbon*. M. Jean-François Conil-Lacoste a précisé que « *ce marché a connu une expansion spectaculaire, avec près de 32 millions de tonnes échangées en 2006, dont un record de 5,8 tonnes pour le seul mois de décembre. Cette bourse française offrant un produit européen représente 75 % de part de marché parmi les bourses qui traitent de ce type de produit, notamment nos concurrents allemands et scandinaves* ».

La CRE indique par ailleurs dans son rapport annuel que la bourse allemande de l'électricité (European Energy eXchange - EEX) propose depuis le 29 août 2005 des produits de livraison physique à terme en base et en pointe en France. Ainsi, du 29 août au 31 décembre 2005, EEX France, qui regroupe 17 membres, a traité un volume de 1,6 TWh.

2. Un mouvement de regroupement des bourses en Europe

La bourse française de l'électricité s'inscrit dans un mouvement progressif d'intégration avec ses homologues européens. Ainsi que l'a souligné M. Jean-François Conil-Lacoste, « *le 21 novembre 2006, le couplage des trois marchés français, belge et hollandais a constitué une première inédite en Europe* ». Cette initiative, due au travail mené conjointement par les responsables des trois bourses concernées - APX (Pays-Bas), Belpex (Belgique) et *Powernext Day-Ahead* (France) - en collaboration avec les trois GRT nationaux - TenneT, Elia et RTE -, vise à optimiser les flux d'électricité aux frontières ainsi que la gestion des capacités des réseaux existants.

Plus récemment encore, le *Pentalateral Energy Forum*, qui regroupe depuis 2005 la France, l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas, a décidé de coupler, au plus tard le 1^{er} janvier 2009, les marchés de l'électricité des cinq pays. L'accord signé par les cinq ministres chargés de l'énergie et le Commissaire européen à l'énergie précise que le modèle retenu de couplage devrait renforcer la sûreté du système et en accroître l'efficacité économique.

3. Des places de marchés qui ne peuvent répondre à tous les besoins

Compte tenu de leur fonctionnement, de l'absence de référence de prix fiable, de la nécessité d'assurer à certains consommateurs des livraisons d'électricité sur des horizons temporels supérieurs à ceux proposés sur les bourses et de protéger les consommateurs particuliers des variations erratiques des cours de l'électricité, votre mission d'information considère indispensable d'encadrer le champ d'intervention des bourses de l'électricité, qui devrait être limité aux transactions d'ajustement, telles que l'ajustement journalier ou infra-journalier des GRT, ou à la satisfaction des besoins spécifiques de consommateurs souhaitant optimiser leurs profils de consommation.

En effet, non seulement ces places de marchés ne répondent pas aujourd'hui aux besoins en base à long terme, mais elles permettent même, du fait de l'alignement du prix sur le moyen de production le plus coûteux, d'offrir aux producteurs disposant de capacités de production compétitives et amorties de confortables rémunérations.

M. Jean-Philippe Benard, président de la commission électricité de l'UNIDEN¹, a ainsi estimé que ce fonctionnement « *permet aux acteurs historiques de jouir de rentes de situation et les rémunère bien au-delà des besoins de renouvellement du parc. On peut lire dans la presse que l'un des objectifs de ce marché est de définir un prix permettant le renouvellement des centrales, mais le marché tel qu'il est construit actuellement entraîne des rémunérations excessives, comme l'indiquent les résultats des principaux producteurs d'électricité* ».

Pour autant, il n'en reste pas moins que ces marchés sont adaptés aux problématiques tenant à la couverture du risque pour les marchés à terme ou pour la satisfaction des besoins en extrême pointe pour les marchés journaliers ou infra-journaliers. Comme l'a exposé M. Jean-François Conil-Lacoste, « *lors de la canicule de 2003, il a fallu aller chercher les derniers MWh à 1 000 euros en France, à 2 000 euros en Hollande et à 3 000 euros en Allemagne pour éviter un délestage qui aurait coûté une fortune à la collectivité. Ainsi, des pics de prix peuvent survenir occasionnellement. Mais plus le gisement d'acteurs est important, plus les échanges sont faciles et plus les prix sont contenus. C'est en cela que le marché de très court terme apporte une contribution à la sécurité du réseau et facilite son équilibrage. Ce n'est pas un hasard si les GRT y ont été étroitement associés dès le départ* ».

De ce point de vue, au niveau tant de l'équilibrage quotidien du réseau français que du couplage des marchés, les bourses de l'électricité semblent jouer un rôle positif en matière de sécurité d'approvisionnement. Ainsi que le soulignait le même intervenant, en l'absence d'une place de marché organisée, « *les échanges s'effectueraient de manière bilatérale, de gré à gré, en toute opacité, sans contrôle possible par la CRE et avec des enchères explicites aux frontières beaucoup moins efficaces que les enchères implicites* ».

¹ Audition du 14 mars 2007.

Comme pour tout marché, il apparaît néanmoins essentiel, aux yeux de votre mission d'information, de définir les **conditions d'une solide régulation publique**. De ce point de vue, l'entrée en vigueur de la loi POPE de 2005 et de la loi relative au secteur de l'énergie a permis de conforter le pouvoir de contrôle du régulateur sur les transactions effectuées sur ce marché. Aux termes de l'article 28 de la loi du 10 février 2000 modifiée, la CRE a pour mission de surveiller, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle doit également s'assurer de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.

Ces dispositions ont permis de conforter le pouvoir de surveillance des autorités de régulation sur cette bourse, qui, selon M. Jean-François Conil-Lacoste, était déjà encadrée *« par une réglementation structurante reposant sur des règles de marché et une forte présence des autorités de régulation telles que la CRE et l'Autorité des marchés financiers (AMF) »*.

Toutefois, avec le mouvement de couplage des bourses au niveau européen, l'échelon pertinent pour organiser cette surveillance dans les conditions les plus efficaces possibles paraît être désormais supranational. Une fois n'est pas coutume, votre mission d'information se déclare en parfaite adéquation avec la Commission européenne qui, dans l'enquête sectorielle sur les marchés de l'électricité et du gaz¹, déclare qu'un *« système de surveillance du négoce sur les marchés de gros (par exemple des bourses de l'électricité) renforcerait la confiance des parties prenantes dans le marché et limiterait le risque de manipulation du marché »*.

A l'instar de la Commission, votre mission d'information recommande donc un **renforcement du pouvoir de contrôle des régulateurs européens sur les marchés de gros**. Ceux-ci pourraient être habilités à collecter et à échanger des renseignements utiles et se voir conférer le pouvoir de recommander des dispositions visant à faire respecter la réglementation ou être habilités à prendre eux-mêmes de telles dispositions.

¹ *Op. cit.*

Liste des propositions de la première partie

Proposition n° 1 : rendre obligatoire l'élaboration par chaque Etat membre de l'Union européenne d'un document prospectif indiquant comment est garantie la satisfaction des besoins en électricité à un horizon de dix ans (bâti sur le modèle de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique), la Commission européenne étant chargée par le Conseil d'en effectuer la synthèse au plan communautaire.

Proposition n° 2 : instaurer des normes minimales de production afin que chaque Etat de l'UE soit en mesure de produire globalement l'électricité qu'il consomme.

Proposition n° 3 : synchroniser les rythmes d'élaboration de la PPI et du bilan prévisionnel offre/demande de RTE.

Proposition n° 4 : donner à RTE des prérogatives plus claires pour lui permettre de prévenir tout risque de déséquilibre entre l'offre et la demande au niveau régional.

Proposition n° 5 : maintenir l'option nucléaire ouverte en France et assurer les conditions du remplacement du parc actuel par les technologies nucléaires les plus avancées.

Proposition n° 6 : favoriser la réalisation de partenariats industriels entre EDF et d'autres électriciens pour construire de nouvelles capacités de production.

Proposition n° 7 : afin de conforter le potentiel hydroélectrique français, tenir compte des équilibres définis par le législateur dans le cadre de la loi sur l'eau pour l'élaboration des décrets, réduire le montant du tarif d'utilisation des réseaux publics (TURP) dont sont redevables les ouvrages STEP et réfléchir à la création d'une procédure de « concession de vallée » pour les ouvrages nécessitant une gestion coordonnée.

Proposition n° 8 : de manière plus générale, promouvoir une diversification plus importante du bouquet énergétique français en développant les énergies renouvelables afin de rééquilibrer les origines de la production électrique en France.

Proposition n° 9 : l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité garantissant la protection des consommateurs, obtenir que les termes de la directive « électricité » autorisent explicitement le maintien d'un système tarifaire respectant le principe de couverture des coûts.

Proposition n° 10 : favoriser le développement de contrats d'approvisionnement à long terme pour répondre aux besoins spécifiques des consommateurs professionnels.

Proposition n° 11 : assurer une surveillance au niveau européen, par les régulateurs, des transactions d'électricité sur les marchés de gros.

DEUXIÈME PARTIE

ACHEMINER L'ÉLECTRICITÉ AUX CONSOMMATEURS DE FAÇON FIABLE

Présentée par Michel Billout

Si l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité est une condition nécessaire de la sécurité globale d'une zone électrique, les réseaux de transport et de distribution sont la clé de la sécurité immédiate de l'approvisionnement des consommateurs. En effet, l'électricité ne se stocke pas, du moins pas en quantité significative. Il revient donc aux gestionnaires des réseaux d'assurer à tout instant l'équilibre entre l'offre et une demande instable. D'ailleurs, vos rapporteurs observent et détailleront dans cette partie que les incidents ayant frappé l'Europe dans la période récente ont tous été dus à une mauvaise utilisation des réseaux.

Un rappel technique s'impose tout d'abord, puisque les électrons ont leurs raisons qui s'imposent à tous, bien que la raison de marché soit parfois tentée de les ignorer. C'est néanmoins de la physique dont découlent les règles de sûreté d'un réseau, que vos rapporteurs rappelleront.

Il conviendra ensuite de s'intéresser aux réseaux eux-mêmes, qu'ils soient de transport ou de distribution, ainsi qu'à leurs interconnexions en France et en Europe. Bien entendu, les gestionnaires de ces réseaux et l'environnement réglementaire au sein duquel ils évoluent feront l'objet de l'attention de vos rapporteurs.

C'est à partir de ces rappels et de ce paysage que pourra être imaginée la recherche de nouveaux équilibres pour des réseaux qui devront assumer aussi bien les conséquences de la libéralisation totale du marché de l'électricité en Europe que l'adaptation à un nouveau contexte de production électrique, caractérisé notamment par la forte augmentation prévisible de la production décentralisée.

I. LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, DES ARTÈRES FRAGILES

La propagation de l'électricité dans des réseaux ne se fait pas de façon linéaire ou contrôlée mais obéit à des lois physiques complexes, dites lois de Kirchhoff. Un retour sommaire et simplifié à ces règles de base qu'aucun parlementaire ne pourra jamais amender est donc nécessaire car c'est d'elles que découlent les plans de sûreté établis par les gestionnaires de réseaux.

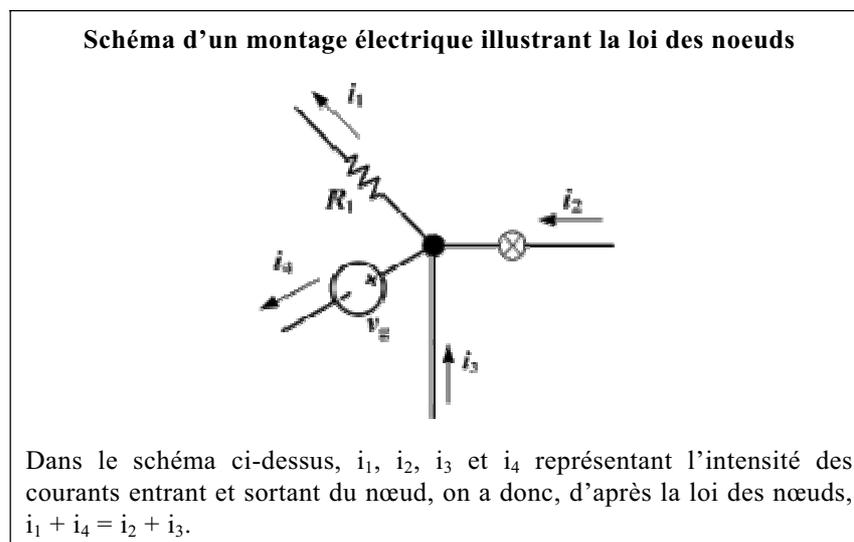
A. DES RÈGLES PHYSIQUES INCONTOURNABLES

L'électricité ne pouvant pas être stockée, un réseau de transport ou de distribution se doit d'être constamment équilibré entre production « injectée » et consommation « soutirée ». Or, le transport de l'électricité obéit à des lois physiques contraignantes, en particulier les deux lois portant le nom de Gustav Kirchhoff, le physicien allemand qui les a établies en 1845 : la loi des nœuds et la loi des mailles.

1. La loi des nœuds

La loi des nœuds énonce que la somme des flux électriques entrant dans un nœud (une intersection entre deux lignes, par exemple) doit être égale à la somme des flux qui en sortent.

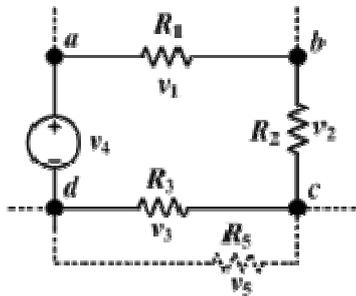
Exprimé plus simplement, les charges électriques ne peuvent pas s'accumuler à un endroit quelconque du circuit, elles circulent, et donc l'intégralité des charges « arrivant » à un nœud en repart.



2. La loi des mailles

La loi des mailles énonce quant à elle que **dans un circuit fermé (une maille) la somme algébrique des forces électromotrices et des différences de potentiel aux bornes des résistances est nulle.**

Schéma d'un montage électrique illustrant la loi des mailles



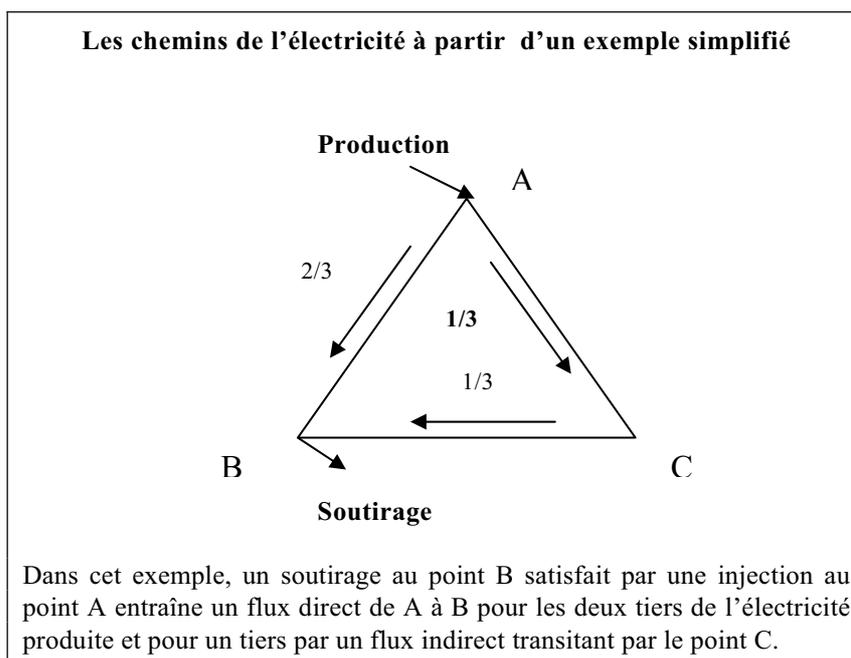
Dans ce schéma, on a : $U_{ab} + U_{bc} + U_{cd} + U_{da} = 0$. Cette loi découle de la définition de la tension comme différence de potentiel entre deux points. La tension entre a et b est $U = V_b - V_a$, V_a et V_b étant les potentiels respectifs aux points a et b. En additionnant toutes les tensions d'une maille et en se servant de cette définition, on obtient un résultat nul.

3. La circulation de l'électricité dans un réseau maillé

Il résulte de la loi des mailles que le courant électrique se répartit sur le réseau en fonction de la tension en chaque nœud, en suivant la ligne de moindre résistance. En d'autres termes, **l'électricité ne suit pas une ligne droite mais se répartit sur un réseau maillé de sorte « qu'une injection de kWh à Dunkerque compensée par un soutirage à Marseille donne lieu à des mouvements d'énergie pouvant impliquer l'Allemagne, la Belgique ou la Suisse. [En outre,] deux injections de kWh sur une même ligne mais en sens contraire s'annulent »**¹. En conséquence, le cheminement contractuel et le cheminement physique d'une transaction entre un producteur et un consommateur sont totalement déconnectés.

Bien entendu, ces mouvements physiques ne connaissent ni les frontières nationales, ni les compétences des différents gestionnaires de réseaux. Donc, **dans un espace interconnecté synchrone donné**, c'est-à-dire assimilable à une grande maille, les flux électriques suivent « naturellement » les lois physiques précitées. Par là-même, dans un tel espace, **il y a une solidarité automatique au sein du réseau, les injections d'une zone donnée pouvant compenser un excès de soutirages d'une autre zone ; en revanche, des problèmes graves peuvent se répercuter tout aussi automatiquement dans l'ensemble du réseau, comme cela sera détaillé ci-après.**

¹ « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle » - Christophe Bouneau, Michel Derdevet et Jacques Percebois - Timée-éditions - 2007.



B. LES RÈGLES DE BASE DE LA SÛRETÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Le présent chapitre est largement inspiré du « *Mémento de la sûreté du système électrique* » édité en 2004 par RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, auquel vos rapporteurs invitent le lecteur à se reporter pour l'obtention d'informations plus précises dans ce domaine. En effet, aux termes de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 précitée, c'est à RTE qu'il revient d'assurer « *à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci* ».

Une politique de sûreté d'un réseau doit viser trois objectifs :

- assurer le fonctionnement normal du système ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

A cette fin, le responsable de la sécurité doit prévoir, pour chaque grande famille de causes d'incidents majeurs, une succession de lignes de défense, d'ailleurs communes à l'ensemble des installations sensibles, et qui relèvent, en premier lieu, de la prévention, en deuxième lieu, de la surveillance qui induit une action (si nécessaire) et, enfin, des « parades ultimes » si l'incident sérieux n'a pu être évité.

Or, l'expérience montre que l'origine d'un incident de grande ampleur sur les réseaux électriques est toujours caractérisée par quelques phases de fonctionnement typiques liées à quatre grands phénomènes qui, indépendamment de leurs causes initiales - qui peuvent être multiples -, se succèdent ou se conjuguent tout au long de l'incident.

Ces phénomènes sont : les surcharges en cascade ; l'écroulement de tension ; l'écroulement de fréquence ; la rupture de synchronisme. La présente partie tend à exposer brièvement, pour chacun de ces phénomènes, leurs causes et conséquences ainsi que les moyens à mettre en œuvre pour les prévenir, limiter les dégâts qu'ils occasionnent ou, au pire, rétablir le réseau.

1. Les surcharges en cascade

a) Causes et conséquences

Le maintien d'intensités trop élevées dans un ouvrage conduit à des échauffements pouvant endommager des constituants de la liaison elle-même (ligne ou câble). En outre, pour les lignes aériennes, l'échauffement des conducteurs induit aussi leur allongement : ils se rapprochent du sol, réduisant les distances d'isolement (risques d'amorçages) et créant des risques pour les personnes et les biens.

Pour se prémunir contre ces risques, **on utilise en France des protections dites de surcharge. Si la surcharge n'est pas levée avant un temps donné (dépendant de l'intensité de la surcharge), l'ouvrage concerné déclenchera (i.e. se déconnectera) par action de sa protection de surcharge.** Le transit supporté auparavant par cet ouvrage va alors se reporter sur d'autres ouvrages, ce qui peut générer de nouvelles surcharges, de nouveaux déclenchements et, par reports de charge successifs, l'apparition d'un phénomène cumulatif, les nouvelles surcharges étant plus nombreuses et de plus en plus difficiles à lever dans les délais impartis.

b) La prévention et les remèdes

(1) La prévention

En premier lieu, il est essentiel de **disposer d'un plan de protection parfaitement coordonné et suffisamment sélectif** pour ne déclencher, lors d'un court-circuit, que les ouvrages nécessaires à l'élimination du défaut.

Ensuite, il faut **disposer, en temps réel, de schémas d'exploitation suffisamment « robustes »** pour éviter l'émergence du phénomène. Ceci est obtenu en appliquant la règle du « N-k » (voir l'explication page suivante) aux différents stades de la préparation de l'exploitation et de la conduite du système.

(2) La surveillance

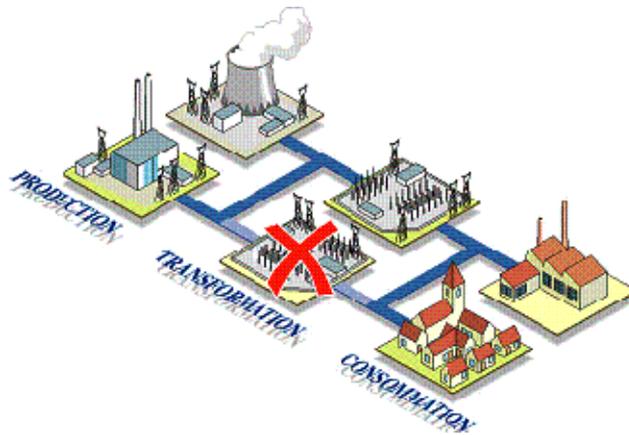
Il s'agit à ce stade de mener les actions de conduite appropriées permettant de **lever les surcharges d'ouvrages apparues avant arrivée à échéance de leur temporisation de déclenchement, par manœuvre sur le réseau ou par action sur les groupes de production** (les protections de surcharge génèrent une alarme qui est rapatriée vers les dispatchings).

La règle du N-k

L'exploitant du système doit faire en sorte qu'à tout instant, le système reste viable après un aléa hypothétique sur la situation nominale conduisant à la perte de k ouvrages. Vis-à-vis de ce type d'aléa, il peut néanmoins tolérer un certain risque en fonction d'un arbitrage coût - sûreté.

La règle du N-k définit le niveau de risque maximal toléré, évalué par une valeur de référence du produit « probabilité de l'événement x profondeur de coupure » : plus la probabilité d'un événement est forte, plus la coupure admise (en MW) est faible. Si les conséquences potentielles d'un aléa sont inacceptables ou si le risque encouru est supérieur au risque maximal toléré, l'exploitant du système doit ramener la coupure prévisionnelle aux niveaux tolérés ou, si ce n'est pas possible, la minimiser, en prévisionnel et en temps réel. Pour cela, il peut mettre en œuvre des moyens entraînant des surcoûts d'exploitation. Lorsque plusieurs solutions sont possibles, il doit chercher à minimiser les conséquences des événements redoutés.

Le schéma ci-dessous illustre l'application de la règle de sécurité standard, à savoir la règle du N-1 : le maillage du réseau permet de pallier la défaillance d'une unité de production ou de consommation.



Source : RTE

(3) Les parades ultimes

Lorsque les manœuvres de report s'avèrent insuffisantes pour juguler les surcharges en cours, **l'action ultime consiste à délester volontairement de la clientèle ou de la production.**

2. L'écroulement de tension

a) Causes et conséquences

Le contrôle de la tension en tout point du système électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct des matériels, garantir le bon fonctionnement global du système et éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est donc réglée à partir de sources de puissance réactive (groupes, condensateurs, etc.) réparties sur le réseau. Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, d'un événement

du type déclenchement d'ouvrages de transport ou de groupes, ou encore en cas d'évolution imprévue de la consommation. L'importation de la puissance réactive manquante à partir des zones voisines provoque des chutes de tension importantes sur le réseau à haute tension (HTB), les mesures de correction du phénomène dans une zone donnée pouvant conduire à son extension sur les zones adjacentes.

En deçà d'un certain niveau bas de tension, appelé « tension critique », on se heurte à des problèmes de limite de puissance active transmissible qui, si aucune mesure n'est prise, conduisent à l'écroulement du plan de tension.

b) La prévention et les remèdes

(1) La prévention

Pour prévenir l'écroulement de tension, il convient, en premier lieu, de **bien dimensionner les moyens de compensation de l'énergie réactive et les ouvrages du réseau** afin de disposer des réserves nécessaires et suffisantes et de pouvoir les acheminer. En second lieu, il est indispensable de **disposer de sources de puissance réactive capables, en cas de besoin, de fournir celle-ci avec le niveau de performance attendu**. Les dispositions prises concernent les plans de démarrage des groupes sous l'angle de leur capacité de production réactive, l'enclenchement des moyens de compensation du réseau (condensateurs et/ou réactances), l'utilisation des compensateurs synchrones et autres dispositifs. Enfin, il faut **pouvoir mobiliser de manière efficace les réserves de puissance réactive** ainsi constituées, ce qui suppose de disposer de systèmes de réglage de la tension fiables et opérationnels ainsi que de dispositifs de commande des moyens de compensation performants.

(2) La surveillance

Elle consiste essentiellement à surveiller et maîtriser le plan de tension en régime normal. Le contrôle de la tension en régime normal est obtenu par une succession de trois niveaux de commande ayant des constantes de temps échelonnées et permettant de mobiliser les réserves réactives sur des zones de plus en plus étendues. Les deux premiers réglages (réglages primaire et secondaire) sont automatiques, le réglage tertiaire manuel.

(3) Les parades ultimes

Elles visent à maîtriser l'évolution du plan de tension en régime d'incident lorsque le phénomène d'écroulement de tension s'amorce, en agissant sur les charges, d'abord par le **blocage des régleurs en charge des transformateurs très haute tension/haute tension et haute tension/moyenne tension** dès que la tension atteint une valeur critique en certains points du réseau, puis par la **baisse de 5 % du niveau de tension moyenne tension (HTA)**.

Ces actions sont relayées, le cas échéant, par des interventions "énergiques", commandées par les opérateurs des dispatchings, sur les moyens de production ou la consommation, comme le **démarrage de moyens rapides de production** et, en dernier recours, **l'activation du télédélestage de secours, voire la mise hors service des transformateurs très haute tension/ haute tension.**

3. L'écroulement de fréquence

a) Causes et conséquences

La stabilité de la fréquence, sur un réseau électrique, traduit l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre les forces motrices des centrales et le couple résistant que représentent les charges. Si la demande (la consommation) excède l'offre (la production), le système est en déséquilibre, la vitesse des machines et, par voie de conséquence, la fréquence du réseau baisse. A l'inverse, si l'offre est supérieure à la demande, le système voit les groupes accélérer et la fréquence augmenter.

Comme la consommation fluctue par nature, il est nécessaire d'adapter en permanence **le niveau de la production pour maintenir la fréquence à une valeur stable de référence, soit 50 Hz en Europe. En dehors d'une plage de tolérance, des dysfonctionnements graves de matériels apparaissent** (en particulier sur les dispositifs de régulation) **et, si le déséquilibre est trop important, les groupes se séparent du réseau entraînant inévitablement l'effondrement de tout ou partie du système électrique.**

En France, la plage admissible est de 50 Hz +/- 0,5 Hz. À partir de 49 Hz, des délestages automatiques de consommation interviennent, des baisses de fréquence de plusieurs Hz entraînant quant à elles la séparation des groupes de production par action de leur protection à minimum de fréquence. L'étude de l'incident du 4 novembre 2006 illustre bien ce phénomène, les unités de production décentralisées, en particulier les éoliennes, ayant déclenché du fait de la chute de fréquence sur le réseau, aggravant ainsi le déséquilibre offre/demande.

b) La prévention et les remèdes

(1) La prévention

Les actions engagées à ce niveau visent à mettre à disposition des dispatchings les moyens de maîtriser l'équilibre offre/demande. Il s'agit :

- de **disposer d'une prévision de consommation** et d'une prévision **d'échanges transfrontaliers** ;

- de **disposer d'un plan global de production capable de couvrir la prévision de consommation et les échanges, avec une marge suffisante** pour faire face aux différents aléas pouvant affecter l'équilibre offre/demande. Ceci est obtenu en constituant des réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (réserves primaire et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réserve tertiaire) ;

- de **pouvoir mobiliser, dans les différents délais requis, ces réserves de puissance.**

(2) La surveillance

Il faut vérifier régulièrement, en temps réel, la disponibilité effective des réserves de puissance constituées. Les actions engagées visent à maintenir la fréquence en régime normal par mobilisations successives des différentes réserves selon des constantes de temps échelonnées. Chaque niveau de réserve permet de reconstituer les réserves du niveau précédent. Ces trois niveaux de réserve sont gérés et reconstitués par les réglages automatiques primaire et secondaire fréquence/puissance, le réglage tertiaire étant placé sous le contrôle des dispatchers.

(3) Les parades ultimes

Dans les situations où les actions normales de conduite ne permettent plus de maîtriser la fréquence, des **actions exceptionnelles de conduite sont engagées sur la production** (passage à la puissance maximale des unités de production) et **sur les charges** (délestage rapide de clientèle). Si les lignes de défense précédentes sont contournées lors d'un aléa dépassant la réserve primaire disponible sur le réseau interconnecté, **la dernière ligne de défense est constituée par le délestage fréquentométrique** : il s'agit d'un délestage opéré automatiquement, sur un critère de seuil de fréquence, et sélectivement sur les départs distribution moyenne tension des postes sources et sur les installations non prioritaires. **Les seuils de délestage sont fixés à 49 Hz, 48,5 Hz, 48 Hz et 47,5 Hz, un échelon de délestage correspondant à 20 % de la consommation totale étant associé à chaque seuil.**

4. La rupture de synchronisme

a) Causes et conséquences

Sur un réseau non perturbé, tous les rotors des alternateurs tournent à la même vitesse électrique : on parle alors de fonctionnement synchrone et la vitesse commune définit la fréquence du système électrique, ainsi stabilisé. **Dans certaines situations**, comme lors d'un court-circuit de durée excessive par exemple, **le lien élastique qui solidarise les générateurs peut être rompu. Dès lors, le système a perdu la stabilité et, sous l'action de leurs systèmes de protection, les ouvrages se séparent du réseau si aucune mesure n'est prise.**

b) La prévention et les remèdes

(1) La prévention

Pour bénéficier de marges de stabilité considérées comme suffisantes, il est nécessaire de disposer de trois types d'outils. Il convient d'abord que les **systèmes de régulation de tension et de vitesse soient opérationnels et correctement réglés**, capables de maintenir la stabilité des groupes lors des sollicitations. Il faut ensuite **avoir conçu un plan de protection du réseau suffisamment performant** pour ne pas solliciter, par des éliminations trop tardives de courts-circuits, les dispositifs de régulation de tension et de vitesse des groupes au delà de leurs possibilités. Il est enfin indispensable d'exploiter le système électrique de manière à **ne jamais se trouver dans une topologie propice au développement du phénomène**. Ceci est assuré par l'application de la règle du « N-k » au niveau de la préparation de l'exploitation et de la conduite du système : dans le domaine de la stabilité, cette règle consiste à s'assurer que le système reste stable sur perte d'ouvrage liée à un défaut correctement éliminé par le système de protection.

(2) La surveillance

Les actions correctives engagées visent essentiellement à contrer l'accélération des groupes lors de l'apparition d'un court-circuit, en annulant le couple moteur appliqué au rotor.

(3) Les parades ultimes

Lorsque le synchronisme entre les groupes de production est perdu, **le principe de défense consiste à découper tout ou partie du réseau de manière automatique**, de façon à séparer rapidement du réseau général restant sain la région ou le groupe de régions électriques siège d'une rupture de synchronisme (cas de l'Italie lors de la panne de septembre 2003).

Comme cette action de découpage automatique conduit en général à rompre localement l'équilibre entre production et consommation, des actions automatiques, par les relais de délestage fréquentométrique de la charge, peuvent être nécessaires pour rétablir l'équilibre dans les zones déficitaires.

Après découpage, si, sur une zone donnée, **le retour à un régime stable ne peut être obtenu, les groupes thermiques s'ilotent automatiquement** sur leurs auxiliaires de façon à être en mesure de procéder à la reprise de service plus rapidement. Le principe de base est, d'une part, de ne pas les découpler trop tôt pour laisser le temps au système de se stabiliser par l'action des régulations, d'autre part, de ne pas les découpler trop tard afin de ne pas solliciter les ouvrages au-delà de leurs limites de dimensionnement, ce qui suppose une parfaite coordination des dispositifs de protection côté groupes et côté réseau.

II. LE MAILLAGE ÉLECTRIQUE EN FRANCE ET EN EUROPE

Le réseau électrique se divise en réseau de transport (lui-même subdivisé en réseau de grand transport et d'interconnexion et en réseau de répartition), dont la gestion est, en France, exclusivement confiée à RTE, filiale d'EDF à 100 %, et en réseau de distribution, dont les acteurs sont plus diversifiés mais dont le gestionnaire principal (ERD, entité d'EDF qui sera filiale le 1^{er} janvier 2008) contrôle 95 % du marché.

Le réseau de grand transport et d'interconnexion transporte l'énergie électrique des centres de production aux zones de consommation (entreprises fortement consommatrices et grandes régions de consommation). Cela représente 20 000 kilomètres de lignes très haute tension (THT, 400 kV), un tel niveau permettant de limiter les pertes d'énergie électrique sur de longues distances. Ce réseau est également interconnecté avec les pays frontaliers afin d'assurer les échanges d'énergies.

Le réseau de répartition achemine l'énergie électrique des grandes régions de consommation vers leurs centres de distribution régionaux ou locaux. Grâce à des postes de transformation, la tension 400 kV est abaissée à des tensions de 225 kV, 90 kV ou 63 kV (ces deux derniers niveaux représentant la « haute tension basse », ou HTB). Ce réseau, d'une longueur totale d'environ 80 000 kilomètres, achemine également l'énergie électrique à de grands clients industriels.

Le réseau de distribution achemine l'énergie électrique des centres de distribution vers le client final (en France, la « limite légale » séparant le réseau de transport des réseaux de distribution est un niveau de tension de 50 kV). Grâce à des postes de transformation, la HTB est abaissée en haute tension A (HTA, 20 kV) ou basse tension (BT, 400 ou 230 volts). Au total, 700 000 transformateurs relient les 586 000 kilomètres de lignes HTA (20 000 volts) aux 654 000 kilomètres de lignes BT (400 ou 230 volts).

Le présent chapitre a pour objet de présenter brièvement ces différents réseaux, leurs gestionnaires et le contexte législatif et réglementaire dans lequel ils opèrent, préalable indispensable à la formulation des propositions de votre mission concernant la sécurité desdits réseaux.

A. UNE FRANCE INTERCONNECTÉE...

1. Bref rappel historique

Le réseau de transport électrique français s'est historiquement construit sur une base locale, puis régionale. Il a en effet fallu attendre le programme du Groupement de l'électricité de 1938 pour que se développe une conception nationale de l'interconnexion, c'est-à-dire la connexion simultanée et réciproque des différentes installations de production et de consommation.

C'est cependant EDF qui va, à partir de 1946¹, réaliser cette interconnexion. En effet, **EDF, entreprise publique verticalement intégrée et totalement dominante sur son marché domestique, va réussir en 40 ans, entre la Libération et la fin des années 1980, à multiplier par plus de quinze la capacité de transport de son réseau et l'énergie transportée**, avec notamment la création, en 1958, du réseau à 400 kV concentrant les flux sur ses artères maîtresses². Au terme de ce gigantesque effort structurant le territoire du pays, le réseau national aura changé de dimension et acquis les caractères que l'on retrouve aujourd'hui.

Bien entendu, une telle extension, réalisée très majoritairement en lignes aériennes, a dû faire face à des aléas extérieurs. Il s'agit notamment de la montée des exigences paysagères et environnementales, particulièrement prégnantes aujourd'hui.

2. Le réseau français à très haute tension

Le réseau français, retracé (pour la THT) par la carte figurant page suivante, est le résultat de cette histoire. Comme vos rapporteurs auront encore l'occasion de le souligner, il maille efficacement le territoire national, même si certaines régions (Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur) en constituent des « points faibles ».

B. ...DANS UNE EUROPE DE PLUS EN PLUS INTERCONNECTÉE

1. Un peu d'histoire

L'interconnexion internationale s'est réalisée après la seconde guerre mondiale grâce à la combinaison de trois facteurs favorables : la logique d'unification et de rationalisation d'EDF, la conjoncture de croissance des « Trente Glorieuses » et la volonté de coopération technique des Etats d'Europe occidentale. La France s'est trouvée au centre de ce mouvement qui, après un pic dans les années 1960 et 1970, a connu une pause à la fin de la décennie 1970 avant de repartir d'un nouvel élan au milieu des années 1980 pour répondre à l'accroissement de la capacité d'exportation d'EDF, elle-même liée à la montée en puissance de son parc nucléaire. Le symbole le plus éclatant de cette période demeure la construction de l'IFA 2000, liaison sous-marine en courant continu de grande capacité (initialement 500 MW et aujourd'hui 2.000 MW) entre la France et le Royaume-Uni.

¹ Et de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

² Sur l'histoire des réseaux français, voir « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle » - *Op. cité.*

Carte du réseau français à 400 kV et 225 kV



Source : RTE

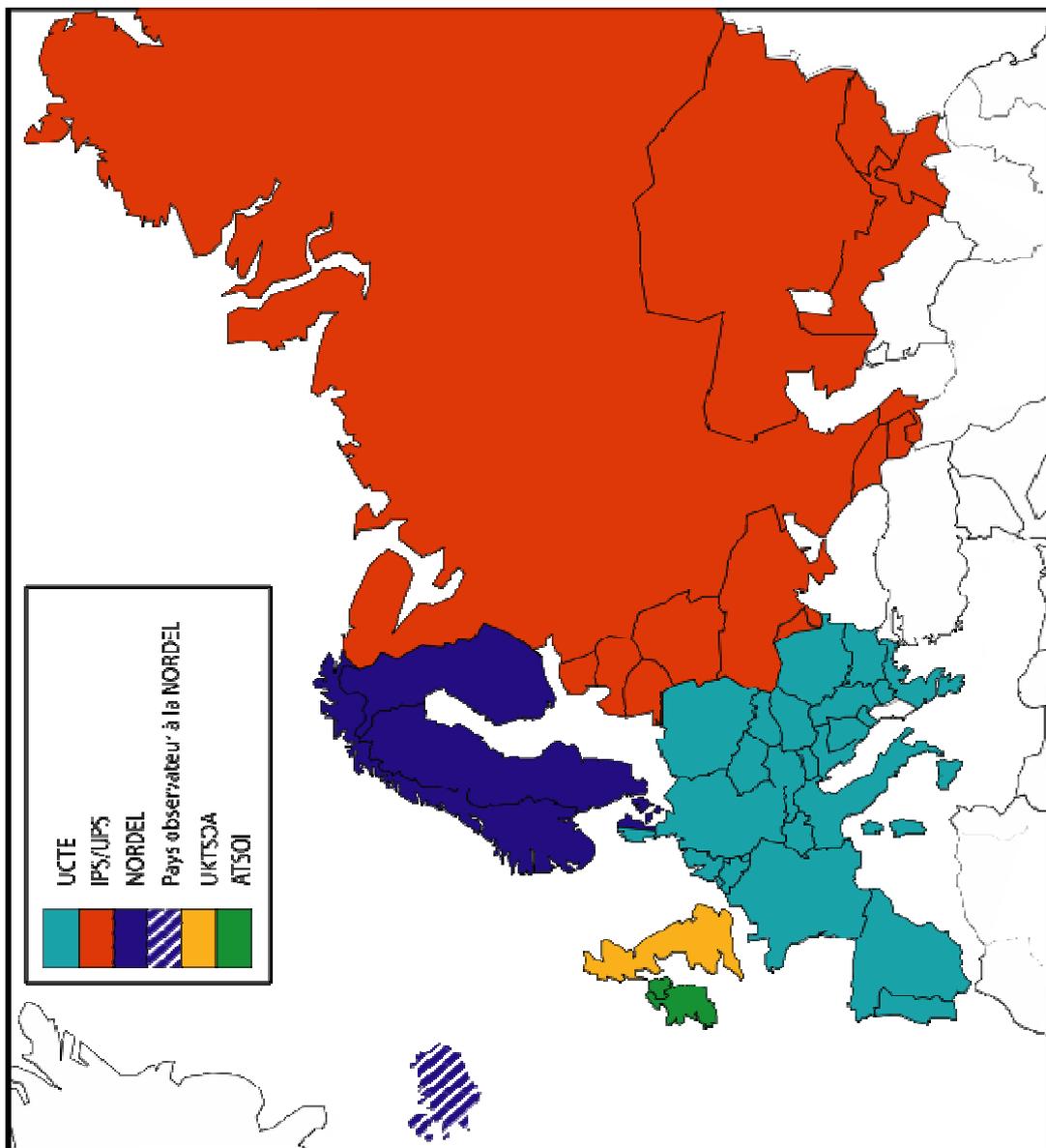
Il doit être souligné que **la France n'a pas toujours été exportatrice nette d'électricité**. En effet, substantiellement importateur pendant la période de reconstruction s'étendant de la Libération au milieu des années 1960, le pays s'est ensuite trouvé en équilibre avant d'être de nouveau déficitaire de 1975 à 1980, du fait de la restriction des achats de pétrole. Ce n'est que depuis lors que la France exporte (massivement) son électricité à ses voisins.

Si, à leurs débuts, ces liaisons internationales permettaient des échanges, elles n'avaient alors pas créé un véritable « système unique ». Telle est cependant la tendance depuis la révolution technologique du réglage fréquence-puissance, dispositif de régulation ajustant la fréquence des réseaux nationaux à 50 Hz et s'assurant automatiquement de la conformité des échanges avec les programmes définis à l'avance.

Ainsi, dès 1958, la synchronisation des infrastructures électriques est devenue une réalité pour les huit pays gravitant autour du noyau franco-germano-suisse et constituant alors l'Union pour la production et la coordination du transport de l'électricité (UPCTE, devenue UCTE depuis 1999). Ce système a fait augmenter considérablement les échanges d'électricité et s'est progressivement étendu jusqu'à intégrer l'Europe orientale après la chute du mur de Berlin.

2. Les zones synchrones européennes

La carte ci-dessous fait apparaître les différentes zones synchrones existant actuellement en Europe.



C. LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX ET LEUR ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

1. La diversité des gestionnaires de réseaux de transports

a) RTE, le gestionnaire du réseau de transport français

(1) RTE et ses missions

A l'origine, EDF n'a pas isolé le transport dans une direction spécifique car il était à la fois au centre de la filière technique, entre la production et la distribution, et au cœur d'un monopole considéré comme naturel dans une activité stratégique pour la collectivité nationale. Au contraire, lors de la nationalisation de 1946, le domaine industriel et commercial du transport d'électricité fut réparti entre trois entités d'EDF : le service des transports d'énergie (STE), le service des mouvements d'énergie (SME) et la direction de l'équipement du réseau de transport (DERT)¹.

Ce paysage a été bouleversé après l'adoption de la directive 96/92 CE, transposée en France par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui imposait en effet, d'une part, **une séparation au moins comptable et managériale des activités de production et de transport** et, d'autre part, **la création de gestionnaires de réseaux de transport (GRT)** chargés, dans chaque pays ou région, d'assurer, en toute indépendance vis-à-vis des producteurs, le bon fonctionnement du système électrique et l'acheminement de l'énergie dans des conditions non discriminatoires.

Ces dispositions ont été renforcées par la directive 2003/54 CE qui fixe l'objectif de parvenir à une séparation juridique entre producteur et GRT. La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières en a pris acte, son article 7 disposant qu'« *une société, dont le capital est détenu en totalité par Electricité de France, l'Etat ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public, est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité* », ce qui aboutira le 1^{er} septembre 2005 à la création de RTE, société anonyme filiale à 100 % d'EDF².

Un contrat de service public signé entre l'Etat et RTE le 24 octobre 2005 décline les obligations de service public incombant à RTE du fait des lois de 2000 et 2004. Son titre III précise, pour la période 2005 à 2007, les engagements de RTE en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées, en particulier dans deux domaines : la gestion du réseau public de transport et la sûreté du système électrique.

¹ « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle » - *Op. cité.*

² *Le statut de RTE a été fixé par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005 approuvant les statuts de la société RTE EDF Transport.*

Les missions confiées par la loi au gestionnaire du réseau de transport

Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (extraits)

Article 14

Le gestionnaire du réseau public de transport exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Il élabore chaque année, à cet effet, un programme d'investissements. Ce programme est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire.

La Commission de régulation de l'énergie ne peut refuser d'approuver le programme annuel d'investissements que pour des motifs tirés des missions qui lui ont été confiées par la loi.

Le schéma de développement du réseau public de transport est soumis, à intervalle maximal de deux ans, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie. (...)

Article 15

I. - Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le gestionnaire du réseau met en oeuvre les programmes d'appel et d'approvisionnement préalablement établis. (...)

Les programmes d'appel et d'approvisionnement sont soumis au gestionnaire du réseau public de transport qui s'assure avant leur mise en oeuvre de leur équilibre avec ses prévisions de la consommation nationale. (...)

II. - Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité. (...)

III. - Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en oeuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité. (...)

IV. - Le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles, il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes visés au I du présent article et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés. (...)

Article 16

Le gestionnaire du réseau public de transport préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. (...)

RTE est donc chargé, outre les procédures de sûreté évoquées *supra*, de s'assurer à tout instant de l'équilibre offre-demande sur le réseau. Or, plusieurs types d'incidents peuvent perturber cet équilibre (unité de production défaillante, ligne de transport endommagée, écart de consommation). RTE doit alors faire **appel aux producteurs et aux consommateurs** directement connectés au réseau de transport d'électricité **pour qu'ils modifient très rapidement** leur programme de fonctionnement. Afin de **déterminer équitablement les meilleures solutions**, RTE a donc besoin de connaître en permanence les différentes solutions disponibles, ainsi que les conditions techniques et économiques de leur mise en oeuvre **pour retrouver le niveau**

d'équilibre du réseau de transport. Tel est l'objet du **mécanisme d'ajustement** que RTE a mis en place en avril 2003 et perfectionné depuis. Conformément aux dispositions de l'article 15-II de la loi du 10 février 2000 précitée, ce mécanisme a été approuvé par la CRE.

(2) Le mécanisme d'ajustement

Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les acteurs du marché disposant de réserves de flexibilité communiquent les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut faire appel à eux, par un système d'offres à la hausse et à la baisse. RTE sélectionne ces offres en fonction de leur coût et des contraintes techniques exprimées par les acteurs. Ce mécanisme, qui fonctionne selon des règles de marché, a été étendu à des producteurs situés hors de France (Suisse, Espagne et Royaume-Uni).

M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE, a insisté sur l'importance du rôle de ce mécanisme qui, a-t-il expliqué, « *permet d'assurer en permanence l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de son exploitation à un coût raisonnable* »¹. Ayant rappelé que « *la loi a confié à RTE la responsabilité du fonctionnement de ce mécanisme et au régulateur l'approbation préalable de ses règles* »², il a indiqué que « *l'un des objectifs que la CRE a fait partager au groupe des régulateurs européens est le renforcement de la compatibilité des différents mécanismes appliqués en Europe* ».

Vos rapporteurs, tout en étant conscients de l'utilité d'un tel système, ne sauraient trop insister sur le fait **qu'un tel marché de court terme doit se faire uniquement sur des bases physiques, entre les producteurs et le GRT**. Il ne doit en aucun cas développer un caractère spéculatif, déconnecté des réalités physiques, au risque de constituer un facteur de déstabilisation du réseau. De ce point de vue, sa structure et son fonctionnement donnent des gages de crédibilité : RTE, acheteur unique, connaissant bien les centrales qui produisent pour lui, a en effet tous les moyens de savoir si les quantités qu'on lui propose et les coûts associés sont réalistes.

Pour un mécanisme d'interruption de certains gros consommateurs d'électricité ?

En parallèle du mécanisme d'ajustement, qui permet de faire appel aux capacités de production disponibles, il est possible, pour assurer l'équilibre du réseau, de mettre au point un mécanisme inverse jouant sur les **capacités d'effacement** de certains grands clients industriels.

M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles d'Arkema, a plaidé pour l'instauration d'un tel dispositif, mettant en exergue l'exemple italien. En effet, selon lui, à l'occasion de l'incident du 4 novembre 2006, le GRT italien a « *délésté les producteurs électro-intensifs qui ont restitué au réseau 800 MW, soit 20 % d'un volume total requis de 4 600 MW* », ce qui a « *permis de rétablir l'intégralité de la fourniture environ trente minutes plus tôt qu'en France, (...) les industriels [ayant] apporté leur contribution au rééquilibrage instantané du réseau* »³.

¹ Audition du 1^{er} février 2007.

² Article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

³ Audition du 14 mars 2007.

Il a donc souhaité que RTE effectue un recensement exhaustif des sites industriels capables de s'arrêter presque instantanément et avance sur la voie de la mise en place d'un tel mécanisme. Dans son esprit, il devrait s'agir d'une relation contractuelle assortie d'une rémunération des industriels pour cette sujétion, M. Nicolas de Warren faisant valoir qu'ils deviendraient « de facto *des contributeurs occasionnels du service public* ».

Interrogé à ce sujet par une délégation de votre mission le 23 avril 2007, M. Alessandro Ortis, président du régulateur italien (AEEG), a confirmé l'existence d'un dispositif d'interruptibilité de la fourniture d'électricité des consommateurs électro-intensifs moyennant rémunération afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en période de pointe, tout en expliquant que ce mécanisme n'en était toujours qu'à un stade expérimental.

Il revient avant tout à RTE et au ministre chargé de la politique énergétique d'évaluer l'intérêt de ce type de dispositif, lequel devrait dépendre en grande partie des exigences financières des industriels. Il semble toutefois à vos rapporteurs qu'il présente plus d'intérêt pour un pays en sous-capacité de production électrique, comme l'Italie, que pour un pays ayant des surcapacités, comme la France. Le mécanisme d'ajustement paraît, pour notre pays, le meilleur moyen d'assurer l'équilibre du réseau en temps normal, le dispositif proposé paraissant essentiellement adapté à des situations exceptionnelles comme celle du 4 novembre 2006. En conséquence, si le sujet devait avancer, la rémunération de la sujétion des industriels devrait être proportionnée à la probabilité qu'ils soient effectivement sollicités dans ce cadre. Le Parlement aurait du reste probablement à connaître de l'évolution de cette question, les dispositions de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 paraissant insuffisantes pour autoriser RTE à conclure ce type de contrats (même si le niveau de rémunération lui-même ne relève pas du législateur).

b) Les autres GRT européens

Monopolistique par nature pour une zone donnée, l'activité de transport électrique est gérée dans l'ensemble de l'Europe par des GRT aux caractéristiques différentes. **Les deux principaux traits de différenciation concernent :**

- **le caractère de monopole national**, cas très majoritaire dont la France est un bon exemple, **ou simplement régional**. Ainsi, l'Allemagne compte pas moins de quatre gestionnaires « régionaux » alors que le Royaume-Uni se divise en trois zones (Angleterre et Pays de Galles d'une part, Ecosse d'autre part, et enfin Irlande du Nord) ;

- **l'appartenance de ces GRT à un groupe de production** (France ou Allemagne par exemple) **ou bien leur indépendance complète d'un point de vue capitalistique** (Royaume-Uni, Suisse, Italie...).

La régulation de cette activité cruciale n'est également pas harmonisée, des pays comme l'Allemagne ou la Suisse ayant, de ce point de vue, une tradition plutôt « souple ». Vos rapporteurs reviendront largement sur ces deux derniers points au chapitre suivant.

Ces GRT se sont regroupés, au sein de chaque zone interconnectée, dans **des associations techniques** dont la mission est de définir les standards de l'interconnexion. L'UCTE, à laquelle appartient la France, est la plus importante d'entre elles : réunissant 23 pays européens, son périmètre comprenait en 2004 210 000 kilomètres de lignes HT et THT et ses 34 GRT desservaient près de 500 millions de clients.

De plus, en juillet 1999, l'UCTE, les GRT britanniques et l'association des GRT scandinaves (NORDEL) ont créé l'*Association of European transmission system operators* (ETSO), chargée d'élaborer les modalités économiques et juridiques des transits internationaux d'électricité.

2. Les réseaux de distribution d'électricité en France

a) Une propriété des collectivités territoriales, dont elles doivent déléguer la gestion

Héritage de la constitution historiquement locale des réseaux électriques en France, **les communes ou leurs groupements sont propriétaires des réseaux de distribution** depuis la loi du 15 juin 1906. Comme l'a remarqué M. Xavier Pintat, président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), « *cette solution a résisté à toutes les formules, à la formule ouverte à la concurrence avant 1946 comme à la nationalisation d'après-guerre* »¹.

Les collectivités propriétaires des ouvrages confient la gestion de ce service à une société qu'elles désignent à cet effet sous le régime de la concession défini à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT).

D'après les dispositions du IV de cet article, « *l'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution, exploité en régie ou concédé, est la commune ou l'établissement public de coopération auquel elle a transféré cette compétence, ou le département s'il exerce cette compétence à la date (...) du 9 août 2004* ». Toutefois, l'article 33 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie (issu d'un amendement de l'opposition sénatoriale adopté à l'unanimité) a ajouté que « *lorsque [ces] attributions ne sont (...) exercées ni par le département ni, [avant le 8 décembre 2007], par un unique syndicat de communes ou syndicat mixte sur l'ensemble du territoire départemental ou sur un ensemble de territoires départementaux contigus, le ou les représentants de l'Etat dans le ou les départements engagent (...) la procédure de création d'un syndicat de communes ou d'un syndicat mixte pour l'exercice de ces compétences sur l'ensemble du territoire départemental ou sur un ensemble de territoires départementaux contigus* ». M. Xavier Pintat a bien résumé l'esprit de cette disposition en soulignant qu'il s'agissait de maintenir, dans le domaine de la distribution, une taille minimale (celle du département) afin de regrouper « *dans une même entité, qui négocie avec le gestionnaire de la concession pour la distribution, des zones rurales et des zones urbaines, des zones éloignées et des zones proches, des zones réputées riches ou d'autres manifestement pauvres et donc moins rentables du point de vue électrique* » dans le but de conserver une

¹ Audition du 11 avril 2007.

solidarité dans la négociation. Une telle solidarité prendrait d'autant plus d'importance si l'évolution de la jurisprudence européenne conduisait à remettre en cause le régime de monopole de concession actuellement en vigueur dans notre pays.

b) Les gestionnaires de réseaux « historiques » gardent le contrôle de cette activité

La gestion des réseaux de distribution conserve, pour l'heure, un régime de monopole de concession territoriale en France¹.

Toutefois, l'article 13 de la loi du 9 août 2004, modifié par l'article 23 de la loi du 7 décembre 2006, **a étendu le principe de séparation juridique au domaine la distribution de l'électricité**. En effet, selon ses dispositions, « *la gestion d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel desservant plus de 100.000 clients sur le territoire métropolitain continental est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz naturel* ». Cela a abouti à la **création d'ERD, future filiale d'EDF chargée de cette activité**.

A ce jour, le paysage des concessions de distribution d'électricité en France demeure donc fidèle à sa tradition historique : **ERD détient 95 % de ce marché** tandis que les **5 % restant sont sous le contrôle des entreprises de distribution d'électricité non nationalisées** par la loi du 8 avril 1946 (selon les dispositions de ses articles 23 et 36). Il s'agit, pour l'essentiel, de sociétés d'économie mixtes ou de coopératives.

Le professeur Jean-Michel Glachant a jugé qu'une telle situation pouvait poser un problème à terme, des sociétés comme Electrabel pouvant souhaiter avoir accès à ce marché en France². Relevant qu'« *en Grande-Bretagne, EDF gère très bien un réseau qui ne lui appartient pas. Il existe donc partout de très bons professionnels qui savent gérer un réseau* », il a ajouté que la mise en concurrence n'était dangereuse « *qu'en l'absence d'une régulation sérieuse et musclée de la qualité des réseaux de distribution et des investissements conséquents* », ce qui n'est pas le cas en France. De fait, comme indiqué ci-dessus, **il n'est pas exclu que le régime français de monopole de concession soit menacé, à terme, par l'évolution de la jurisprudence de la Cour de justice des communautés européennes en matière d'attribution de concessions³**.

¹ Article 18 de la loi du 10 février 2000 : « Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité. Dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau public de distribution d'électricité ».

² Audition du 16 mai 2007.

³ Extrait de l'arrêt *Coname*, CJCE, 21 juillet 2005 : « Les articles 43 CE et 49 CE s'opposent (...) à l'attribution directe par une commune d'une concession relative à la gestion du service public de distribution du gaz à une société à capitaux majoritairement publics et dont ladite commune détient une participation dans le capital à hauteur de 0,97 %, si cette attribution ne répond pas à des

Vos rapporteurs réaffirment leur attachement au régime actuel en raison de la nécessaire solidarité territoriale (même si l'article 33 de la loi du 7 décembre 2006 est un bon « garde-fou »), de la qualité des opérateurs historiques et du caractère stratégique de cette activité, qui doit, à l'inverse du gaz visé par l'arrêt Coname, maintenir une universalité de la desserte.

III. À LA RECHERCHE DE NOUVEAUX ÉQUILIBRES

Les réseaux de transport et de distribution de l'électricité, piliers de la « sécurité immédiate », doivent intégrer des contraintes nouvelles liées aux évolutions majeures en cours dans ce secteur stratégique.

Il s'agit bien sûr, en premier lieu, du cadre d'un marché de fourniture entièrement libéralisé en Europe le 1^{er} juillet 2007 : les GRT devront alors assumer une responsabilité majeure et veiller à demeurer les garants de ce que les flux commerciaux n'entrent pas en contradiction avec les flux physiques.

Dans ce nouveau décor, le rôle éminent des GRT, qui doivent relier les nouvelles capacités de production à leur réseau et qui sont, en outre, les arbitres du marché immédiat, en particulier de l'appel aux capacités de production, pose naturellement la question de leur statut, notamment de la nécessité de les détacher ou non des producteurs. La mission d'information, si elle reconnaît la légitimité de la question et la nécessité d'une séparation fonctionnelle et juridique entre producteurs et GRT, estime cependant que la séparation patrimoniale proposée par la Commission européenne n'est pas la seule voie possible, ce que l'exemple français démontre de façon convaincante.

Elle considère surtout que la focalisation des esprits sur cette question risque de faire perdre de vue les enjeux les plus cruciaux, soit la nécessité :

- d'assurer l'équilibre de long terme entre la production et la demande d'électricité, comme cela a été analysé dans la première partie du rapport ;
- d'imposer des règles de sûreté communes aux GRT européens à l'heure où l'interdépendance des réseaux de transport, déjà très forte, est appelée à croître encore ;
- d'investir encore massivement dans les réseaux à l'avenir, pour faire face à la hausse de la consommation, pour compléter les maillages nationaux et internationaux et pour mieux s'affranchir de la menace climatique ;
- d'intégrer la hausse prévisible de la production décentralisée d'électricité dans les schémas de gestion des réseaux ;
- de faire face aux menaces de sabotage, voire de terrorisme.

exigences de transparence qui, sans nécessairement impliquer une obligation de procéder à un appel d'offres, sont, notamment, de nature à permettre qu'une entreprise située sur le territoire d'un État membre autre que celui de ladite commune puisse avoir accès aux informations adéquates relatives à ladite concession avant que celle-ci soit attribuée de sorte que, si cette entreprise l'avait souhaité, elle aurait été en mesure de manifester son intérêt pour obtenir cette concession ».

A. CONTRE LE MODÈLE UNIQUE DE LA SÉPARATION PATRIMONIALE

Fait significatif du caractère biaisé du débat ayant actuellement cours en Europe, vos rapporteurs abordent ce chapitre consacré aux nouveaux équilibres à rechercher pour les réseaux européens de transport et de distribution d'électricité par la question de la séparation patrimoniale (*ownership unbundling*) alors même qu'ils ont la conviction que les enjeux principaux ne se situent pas là.

Il s'agit cependant de traiter le sujet, de fait incontournable, afin d'aborder sereinement des questions plus cruciales pour la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France.

1. Les GRT, des arbitres dont l'impartialité ne doit pas être contestée

Malgré leur propos introductif, vos rapporteurs n'écartent pas d'emblée la proposition de la Commission européenne tendant à imposer la séparation patrimoniale, ne mésestimant ni l'importance du rôle des gestionnaires de réseau, ni la nécessité de leur impartialité dont tous les acteurs du marché doivent être assurés.

Ainsi, lors de son déplacement à Bruxelles, la mission d'information a été particulièrement attentive aux propos de M. Herbert Ungerer, directeur de l'énergie à la direction générale de la concurrence de la Commission européenne¹. A cette occasion, celui-ci, **à partir de l'exemple allemand**, a montré ce qu'il estime être les limites d'une simple séparation juridique (filialisation des GRT, actuellement en vigueur), **les producteurs actionnaires des GRT n'ayant pas intérêt à investir dans des développements de réseaux pouvant profiter à leurs concurrents et les conflits d'intérêts continuant à se manifester** sous la forme de « partage informel » d'informations confidentielles. Il a également noté que, tant que le GRT fait partie d'un groupe, les membres du management du GRT réalisent leur carrière au sein du groupe et ne vont donc pas, à l'occasion de décisions importantes, faire du tort aux intérêts de celui-ci. Il a, au contraire, souligné que **des GRT complètement indépendants pourraient élaborer leur propre vision** et, ce faisant, faciliter le développement des interconnexions et de la coopération nationale et communautaire entre GRT.

En outre, M. Herbert Ungerer a expliqué à la délégation de votre mission commune d'information que **la séparation patrimoniale favoriserait une sécurité de production électrique à long terme**, les investisseurs potentiels ne pouvant que souhaiter, pour leurs unités de production, une connexion facile au réseau de transport et une réelle fluidité des

¹ Entretien du 6 mars 2007.

interconnexions. Il a estimé, au contraire, que la structure actuelle de certains GRT est de nature à obérer la confiance des nouveaux entrants, ce qui risque de pénaliser l'investissement productif.

La mission a également reçu de tels échos dans plusieurs pays européens dans lesquels elle a mené ses travaux. Ce fut en particulier le cas au Royaume-Uni, où les représentants de la direction générale de l'énergie au ministère du commerce et de l'industrie (DTI) ont défendu la séparation patrimoniale de façon à éviter les situations de conflits d'intérêts et à assurer un jeu de la concurrence transparent.

Vos rapporteurs partagent les objectifs exprimés par la Commission en termes d'indépendance réelle des GRT par rapport aux producteurs. Il s'agit en effet d'une condition nécessaire à la confiance de l'ensemble d'entre eux, qui ne peuvent qu'être très sensibles à l'impartialité du GRT pour au moins au moins deux de ses missions :

- le raccordement de nouvelles unités de production à son réseau et la réalisation des investissements liés ;
- l'appel optimal aux unités de production disponibles afin d'équilibrer la demande.

En outre, ils sont conscients du fait qu'une telle indépendance ne semble pas assurée dans les faits dans certains pays, tels que l'Allemagne, où le lien capitalistique entre certains producteurs dominants et GRT entraîne des biais concurrentiels et un manque de confiance des acteurs du marché. A ce sujet, ils conservent à l'esprit la description des dysfonctionnements du marché allemand faite par M. Aribert Peters, président d'une association allemande de consommateurs d'énergie (*Bund der Energieverbraucher*), qui s'était alors déclaré très favorable à « *l'unbundling* »¹.

Pour autant, tout comme la mission dans son ensemble, ils contestent l'idée selon laquelle la séparation patrimoniale serait la solution unique au problème posé. En particulier, ils estiment que la France a su établir un modèle fonctionnant à la satisfaction de tous qu'il serait inopportun de déstabiliser pour des raisons « idéologiques » ou d'harmonisation à tout crin.

2. Le dispositif français fonctionne à la satisfaction de l'ensemble de ses acteurs

L'indépendance d'action de RTE n'est contestée par aucun acteur du marché français, comme en témoigne l'ensemble des auditions menées par votre mission commune d'information.

¹ Entretien du 2 avril 2007.

Cela vaut pour les producteurs, M. Gérard Mestrallet, PDG de Suez ayant salué le comportement de RTE¹, tout comme M. Alberto Martin Rivals², directeur général d'Endesa France. Ce dernier a toutefois souligné qu'il fallait « *éviter de faire reposer l'indépendance du gestionnaire du réseau sur la bonne volonté de ses dirigeants* » pour conclure que « *d'autres méthodes que la séparation patrimoniale sont envisageables* ».

Les fournisseurs alternatifs d'électricité ont présenté un point de vue similaire, M. Fabien Choné, président de l'ANODE, expliquant que « *le réseau de transport français fonctionne plutôt bien dans [le] cadre [actuel] : personne n'a remis en cause l'indépendance de RTE durant les cinq ans de son existence* », tout en ajoutant que la séparation patrimoniale, au sujet de laquelle son association n'a pas apporté de réponse formelle, présentait l'avantage de donner une garantie de long terme de ce point de vue³.

De même, les « grands clients » d'énergie, regroupés au sein de l'UNIDEN, ont, par la voix de M. Laurent Chabannes, président de cette organisation, qualifié la France d'« *exemplaire* » du point de vue de l'indépendance du GRT, soulignant que « *l'unbundling n'est pas le vrai problème* »⁴.

Vos rapporteurs estiment donc **qu'au vu de l'ensemble de ces témoignages**, qui ne sont du reste pas exhaustifs, **il apparaît inutile de vouloir bouleverser une organisation qui fonctionne bien en imposant de toute force une séparation patrimoniale**. Celle-ci pourrait en effet présenter des inconvénients, avec en particulier le risque de déstabiliser le groupe EDF dont le profil intégré et la présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité paraissent très attractifs. D'une façon générale, la Commission européenne ne devrait pas s'opposer à l'émergence de « champions » continentaux au rayonnement mondial au nom d'une certaine vision de la concurrence, sauf à croire que l'Europe est seule au monde, vision dangereuse, particulièrement dans le secteur de l'énergie.

Certes, l'indépendance de RTE doit être garantie sur le long terme. C'est en partie une question d'hommes et, de ce point de vue, il convient de relever la nomination à la présidence de RTE depuis le 18 mai 2007 de M. Dominique Maillard, personnalité non issue d'EDF. Mais votre mission partage la conviction que **cela doit avant tout être une question de système, et plus précisément de régulation.**

C'est d'ailleurs très exactement ce qu'a expliqué M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE lors de son audition du 1^{er} février 2007 : « *La CRE est le seul régulateur européen, avec son homologue britannique, à avoir la responsabilité de l'approbation des programmes d'investissements. C'est un moyen de sécurisation contre d'éventuelles distorsions de concurrence de la part de la maison mère pour refuser ou favoriser tel ou tel investissement. La CRE est un garde-fou. Le système d'indépendance, tel qu'il a été institué en France et qui résulte en fait de l'application assez proche des directives européennes, peut fonctionner. Le modèle français est un exemple en matière d'indépendance* ».

¹ Audition du 28 mars 2007.

² Audition du 22 février 2007.

³ Audition du 22 février 2007.

⁴ Audition du 14 mars 2007.

De fait, la loi a doté la CRE de compétences nombreuses, récapitulées ci-dessous, afin de lui permettre de garantir l'indépendance de RTE à l'égard d'EDF.

La CRE est garante du droit d'accès aux réseaux publics d'électricité. A cette fin, elle :

- propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui disposent d'un délai de deux mois pour s'y opposer (article 4, loi du 10 février 2000) ;
- est destinataire des contrats (conclus entre les gestionnaires des réseaux et les utilisateurs) et protocoles (lorsque gestionnaire et utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes) d'accès aux réseaux (article 23) ;
- reçoit notification des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès aux réseaux, ouvrages et installations qui seraient opposés par un opérateur aux demandes des utilisateurs (article 23) ;
- peut, par son comité de règlement des différends et des sanctions, être saisie des différends entre les utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité liés à l'accès aux dites infrastructures ou à leur utilisation (article 38) ;
- peut, par son comité de règlement des différends et des sanctions, prononcer des sanctions, en cas de manquement à ses obligations par un gestionnaire, un opérateur, un exploitant ou un utilisateur d'une infrastructure d'électricité (article 38).
- émet un avis préalable sur les décisions de l'autorité administrative compétente refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe (réseau privé) (article 24).

De plus, la CRE est garante de l'indépendance des gestionnaires de réseaux. A cette fin :

- toute personne qui assure la direction générale d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz ne peut être révoquée sans avis motivé préalable de la CRE (article 6-II et article 15, loi du 9 août 2004) ;
- tout gestionnaire de réseau de transport, établit un code de bonne conduite. La CRE publie chaque année un rapport portant sur le respect de ces codes de bonne conduite ainsi que sur l'évaluation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux (article 6-III et article 15, loi du 9 août 2004) ;
- la CRE émet, par ailleurs, un avis sur le cahier des charges du GRT d'électricité qui détermine les conditions d'exercice des missions que lui confie la loi (article 12-II, loi du 10 février 2000) ;
- elle approuve le programme annuel d'investissements du GRT d'électricité (article 14, loi du 10 février 2000) ;
- elle émet un avis sur le schéma pluriannuel de développement du réseau du GRT d'électricité (article 14, loi du 10 février 2000) ;
- elle approuve les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, (articles 25 à 27, loi du 10 février 2000) ;
- elle approuve les règles de séparation comptable entre activités de fournitures d'électricité aux consommateurs finals qui ont exercé leur éligibilité et de fourniture aux consommateurs finals n'ayant pas fait usage de cette faculté (articles 25 à 27, loi du 10 février 2000) ;
- elle exerce une fonction de veille et de surveillance concrétisée par l'exercice éventuel de ses pouvoirs d'enquête et, par son comité de règlement des différends et des sanctions, de sanction (pour vérifier la bonne application des principes de séparation, de façon à prévenir toute subvention croisée, toute discrimination ou toute entrave à la concurrence) (articles 33, 34 et 40, loi du 10 février 2000) ;
- elle supervise l'organisation du mécanisme d'ajustement et approuve les règles de présentation des programmes et propositions d'ajustement, ainsi que les critères de choix entre les propositions soumises au gestionnaire du réseau public de transport (article 15, loi du 10 février 2000) ;
- le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE est également compétent pour connaître des litiges relatifs aux contrats (ou protocoles) visés au III de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 (contrats d'achat d'électricité, contrats de réservation de puissance) que le gestionnaire du réseau public de transport peut conclure avec le fournisseur de son choix, notamment pour compenser les pertes liées à l'acheminement de l'électricité (article 38, loi du 10 février 2000).

Cette régulation complète et efficace répond au problème de fond soulevé par la Commission européenne. Vos rapporteurs auront d'ailleurs l'occasion de revenir sur le sujet de la régulation du marché de l'électricité en se plaçant au niveau de l'Europe.

C'est pourquoi la mission commune d'information se félicite que le Conseil européen, réuni à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007, n'ait pas retenu la proposition de la Commission d'imposer la séparation patrimoniale entre producteurs et GRT. Mais, constatant que la question demeure d'actualité¹, elle recommande que cette position soit confirmée dans les futurs débats européens sur l'énergie. A cet égard, l'opposition exprimée lors d'un échange de vues du Conseil énergie sur la séparation patrimoniale, le 6 juin 2007 à Luxembourg, apparaît comme encourageante.

B. LA NÉCESSITÉ ABSOLUE D'UNE HARMONISATION DES RÈGLES DE SÛRETÉ CONCERNANT LE TRANSPORT AU NIVEAU EUROPÉEN

Comme vos rapporteurs l'ont déjà souligné, l'analyse des principales pannes survenues en Europe ces dernières années montre qu'il s'agit d'incidents de réseaux, plus précisément dus soit au non respect de procédures de sûreté « de base », soit à un défaut de communication entre GRT gérant des zones voisines².

Le retour d'expérience de ces « *black out* » révèle qu'il est indispensable de doter l'Europe (*a minima*, les zones synchrones, telles la zone UCTE) de règles de sûreté et de communication communes s'imposant à l'ensemble des GRT, lesquels doivent pouvoir être sanctionnés en cas de manquement.

Vos rapporteurs examineront également l'hypothèse de la création d'un centre de coordination européen des réseaux de transport d'électricité.

Enfin, ils mettront en lumière la nécessité de renforcer la régulation en matière de transport dans l'ensemble de l'Europe.

1. Des règles communes déjà largement définies...

A la suite de la panne de courant qui a entièrement paralysé l'Italie le 28 septembre 2003, l'UCTE a créé une commission d'enquête sur cet événement, laquelle a rendu son rapport définitif en avril 2004.

¹ Notamment après la publication, début juin 2007, d'un projet de résolution du Parlement européen prônant l'unbundling et préparé par M. Alejo Vidal-Quadras (PPE - Espagne) au nom de la commission de l'industrie, que celle-ci a du reste adopté le 18 juin à l'unanimité (32 voix pour et 3 abstentions).

² Voir *infra*, l'encadré explicatif pages 142 et 143.

Après des attendus sévères concernant la gestion du GRT suisse, le rapport conclut en donnant des pistes pour que ce type d'incident ne se reproduise plus à l'avenir. Il n'est pas inutile de rappeler ses principales recommandations¹ :

- pour les interconnexions entre des zones UCTE, mettre en place, confirmer ou actualiser si nécessaire les procédures d'urgence entre les GRT compétents. Ces procédures doivent être obligatoires et intégrées dans les programmes d'entraînements communs. Leur performance doit être évaluée à intervalles réguliers ;

- l'UCTE est en train de réviser ses procédures et d'établir un manuel opératoire (...) qui doit répondre de façon spécifique aux problèmes de l'harmonisation des critères de respect de la règle du « N-1 », des critères de temps limite pour revenir à une situation normale au regard de la règle du « N-1 » en cas de nécessité (...) et de la définition de lignes directrices claires pour le partage des tâches devant être effectuées par chacun en prenant en compte le périmètre de chaque centre de contrôle ;

- intensifier le travail en cours sur les prévisions de congestion journalières dans l'UCTE (...);

- étendre les échanges de données déjà existants entre GRT voisins. Ces données doivent être cohérentes (...);

- déterminer à l'échelon de l'UCTE un niveau minimum requis de capacités de production, de plan de défense et de restauration des réseaux, comme base pour une harmonisation à mettre en œuvre dans les différentes réglementations nationales ;

- approfondir les travaux, au niveau de l'UCTE, qui permettront d'aboutir à la mise en place de stratégies appropriées de contrôle de fréquence si la désynchronisation accidentelle d'une zone devait survenir ;

- harmoniser les réglementations nationales des pays de la zone UCTE sur les spécifications des unités de production concernant leur résistance en cas de perturbations de fréquence ou de tension ;

- les réglementations nationales devraient prévoir des plans de défense et des plans de restauration du réseau [techniquement appropriés]. L'ensemble des parties impliquées devrait considérer comme il convient la simulation, l'entraînement et l'évaluation de ces plans.

En outre, l'UCTE affirmait que le maintien d'un niveau adéquat de sécurité requerrait des investissements importants tout en reconnaissant les difficultés à obtenir les autorisations nécessaires, tant pour le développement de nouvelles capacités d'interconnexion que pour le renforcement des structures existantes.

A la suite de ce rapport, l'UCTE a effectivement poursuivi ses travaux dans son manuel opératoire (*operation handbook*), aujourd'hui finalisé à l'exception du chapitre concernant les exercices d'entraînement. **La**

¹ Traduction du Sénat à partir de la version originale en anglais.

réflexion a donc amplement avancé sur une base théoriquement consensuelle entre les GRT de la zone UCTE. Aussi la mission exprime-t-elle sa perplexité en constatant que la panne du 4 novembre 2006 a le même type de causes que celle de 2003 et que, fort logiquement, les rapports d'enquête de l'UCTE et de l'ERGEG aboutissent au même type de recommandations.

2. ...qu'il s'agit de rendre contraignantes

Au vu de ce qui précède, la mission d'information estime qu'il est temps de **rendre obligatoires des procédures communes de sûreté** (au moins dans la zone UCTE), dont le manuel opératoire de l'UCTE doit fournir la base.

Cette proposition est apparue comme largement partagée par de nombreuses personnalités auditionnées par votre mission commune d'information.

Ainsi, M. André Merlin, alors président de RTE, a expliqué que « *la Commission européenne, notamment le commissaire chargé de l'énergie et du transport, ont été alertés sur la nécessité de renforcer la coordination entre les gestionnaires de réseaux au niveau européen et de proposer des règles de sécurité communes, approuvées officiellement dans le cadre de la comitologie¹ mise en place par la seconde directive. Pour cela, il convient de créer un groupe formel des gestionnaires de réseaux à l'instar du groupe ERGEG qui existe pour les régulateurs* ». Il a précisé qu'un tel groupe devrait apporter l'expertise nécessaire pour définir des règles communes, pour contrôler l'application de celles-ci et, en cas de non-application, pour prendre des sanctions financières conséquentes². M. Marcel Bial, secrétaire général de l'UCTE, est allé exactement dans le même sens, tout en soulignant que chaque zone synchrone (comme l'UCTE) devait être clairement reconnue comme entité solidaire, et donc indivisible en matière de sécurité, et que cette diversité structurelle devait être dûment traduite dans de nouveaux mécanismes ou structures de sécurité électrique³.

M. Michel Massoni, directeur de l'accès aux réseaux électriques à la CRE, a développé une analyse similaire, relevant de plus qu'« *il existe une assez forte convergence (...) entre les régulateurs et l'UCTE dans la définition des sujets sur lesquels les gestionnaires de réseaux devraient développer leur coopération. Ce sont*

¹ La comitologie est le système utilisé par les États membres pour contrôler la Commission quand celle-ci adopte des mesures d'exécution dans le cadre de la législation communautaire. Comme dans la plupart des systèmes nationaux, le pouvoir législatif peut déléguer des compétences d'exécution à un organe exécutif. Les procédures de comitologie résultent de la nécessité pratique d'adapter et de modifier des règlements techniques, en particulier dans le domaine des règles du marché unique. D'une part, le Conseil ne pourrait pas s'occuper, lui-même, de la mise en œuvre intégrale de tous les actes législatifs communautaires. D'autre part, les États membres ne voulaient pas perdre le contrôle du processus décisionnel. Il a donc été décidé que la Commission, quand elle exercerait les compétences d'exécution qui lui sont déléguées, serait tenue de travailler avec des fonctionnaires nationaux, désignés par les États membres, au sein de différents comités. L'institutionnalisation de ce système de comités a été baptisée « comitologie ».

² Audition du 1^{er} février 2007.

³ Entretien du 5 mars 2006.

essentiellement les règles de prévision des flux et celles d'information à court terme sur l'évolution réelle des flux »¹.

La Commission européenne, par la voix de Mme Ana Arana Antelo, chef de l'unité électricité et gaz de la direction générale énergie et transports, a elle aussi plaidé pour une telle évolution².

Votre mission commune d'information a reçu un écho similaire lors de ses déplacements, notamment en Italie et même en Allemagne et en Suisse³, pays dans lesquels pourtant la régulation du secteur de l'électricité est traditionnellement la moins forte, mais aussi pays dont un GRT est à l'origine directe des deux derniers incidents graves enregistrés sur le réseau de l'UCTE (septembre 2003 et novembre 2006).

En conséquence, la mission considère que le sujet est à présent suffisamment mûr pour qu'une directive ou tout autre texte contraignant (qui devra également être traduit dans les pays non membres de l'Union européenne) fasse entrer dans le droit des règles de sûreté et d'information communes entre GRT de chaque zone synchrone en Europe. A cette fin, les GRT desdites zones synchrones doivent se réunir en un groupe formel, partie intégrante de la comitologie européenne, apte à définir des règles, à vérifier leur application et à imposer des sanctions en cas de manquement.

3. Vers un centre européen de coordination des réseaux de transport ?

Vos rapporteurs expriment également leur soutien à la création d'un centre européen de coordination de l'électricité dont M. André Merlin, président de RTE, a développé l'idée au cours de son audition précitée.

Il avait alors expliqué que le développement des échanges d'électricité entre les différents pays d'Europe impliquait de s'orienter vers un centre européen de coordination du transport d'électricité, soulignant que le réseau électrique européen ne peut plus être géré comme avant, sur une base décentralisée au niveau de chacun des Etats membres. *« Sans se substituer aux centres de chaque pays, ce centre de coordination permettrait de coordonner beaucoup mieux qu'actuellement l'action de ces différents centres »*, a-t-il précisé. Il a ajouté qu'une amélioration de la sécurité passant aussi par une augmentation des capacités d'interconnexions, l'accroissement des échanges internationaux qui en résulterait rendrait encore plus nécessaire la création d'un tel centre.

¹ Audition du 1^{er} février 2007.

² Entretien du 6 mars 2007.

³ Entretiens avec M. Luigi de Francisci, directeur des affaires réglementaires du GRT italien Terna, M. Konstantin Staschus, président de la Fédération allemande des exploitants de réseaux (Verband der Netzbetreiber), et M. Thomas Tillwicks, responsable de la gestion du réseau de transport électrique du GRT suisse Swissgrid.

La même idée a été développée par M. Thomas Tillwicks, responsable de la gestion du réseau de transport électrique du GRT suisse Swissgrid, qui a déclaré à une délégation de votre mission commune d'information que la création d'un centre européen de contrôle des réseaux de transport était de nature à favoriser une meilleure coordination en temps réel des informations détenues par les différents GRT¹.

La mission constate avec plaisir que cette proposition a été reprise par le gouvernement français en réponse au troisième paquet législatif en matière d'énergie présenté par la Commission européenne le 10 janvier 2007, tout en notant les réticences formulées à l'égard de ce centre de coordination, notamment en Allemagne.

Elle relève cependant que ce type de dispositif a déjà été partiellement mis en place pour certaines activités comparables, notamment le trafic aérien pour lequel, si les règles « physiques » ne sont pas strictement les mêmes que celles régissant la circulation du courant électrique, les problématiques de gestion des flux et des risques de congestion au niveau international se posent en des termes voisins.

La coordination de la sécurité du trafic aérien au sein d'Eurocontrol

L'Organisation européenne pour la sécurité de la navigation aérienne, instituée en 1960 par la convention dite "Eurocontrol", regroupe aujourd'hui 37 Etats ; elle dispose au plan opérationnel de l'Agence Eurocontrol dont le siège est à Bruxelles.

Dans le domaine de la sécurité, Eurocontrol a adopté au cours des dernières années **des exigences réglementaires de sécurité**, dont la mise en application par les Etats contractants et leurs prestataires de services de contrôle aérien est en cours, avec diverses étapes échelonnées de 2002 à 2006. Dans le cadre d'Eurocontrol, un plan d'action pour la sécurité a aussi été adopté au printemps 2003, comportant notamment un plan d'action particulier pour la sécurité des pistes. **L'Agence Eurocontrol et les Etats se coordonnent pour la mise en application de ces plans d'action.**

Eurocontrol exploite aussi, et développe, le centre de contrôle aérien de Maastricht, qui contrôle l'espace aérien supérieur (au-dessus de 7 500 mètres) de Belgique, des Pays-Bas et du Luxembourg ainsi que du Nord de l'Allemagne dans la région de Hanovre, sur la base d'un accord avec ces quatre Etats.

Les travaux coordonnés au sein d'Eurocontrol ont également abouti en 1999 à la décision prise par l'Autriche, la Bosnie-Herzégovine, la Croatie, la Hongrie, l'Italie, la Slovénie, la République slovaque et la République tchèque de créer un centre commun pour le contrôle de la navigation aérienne couvrant l'espace supérieur de ces Etats (une partie du Nord seulement en ce qui concerne l'Italie). Un centre de contrôle unique sera installé à Vienne (Autriche), à terme, après une période de transition. Un centre d'études sera implanté à Budapest (Hongrie) et le centre utilisera pour ses besoins un centre de formation italien en cours de construction à Forli-Rimini.

¹ Entretien du 25 avril 2007.

4. Pour une régulation plus forte dans les pays et au niveau transfrontalier

a) Des régulations nationales à harmoniser

Vos rapporteurs ne sauraient trop insister sur **la nécessité de réguler fortement le marché de l'électricité, surtout dans un contexte de libéralisation**, notamment pour les activités de gestion de réseaux. Cet aspect a été longuement développé devant la mission par plusieurs intervenants, en particulier le professeur Jean-Michel Glachant qui a notamment souligné :

- que le marché de très court terme (le mécanisme d'ajustement) constitue la clef de la sécurité instantanée du réseau et qu'il convenait donc « *d'examiner comment les bourses d'électricité se rattachent à lui, d'une frontière à l'autre* » ;

- qu'il fallait, de manière générale, « *veiller en permanence à ce qu'il n'y ait pas de tricherie sur les marchés* » ;

- que les réseaux devaient être conçues de façon cohérente au niveau européen, avec le niveau d'investissements nécessaire ;

- que les règles devaient également être déterminées au niveau européen et leur application surveillée, tout manquement devant être puni financièrement.

Vos rapporteurs ayant déjà mis en exergue le rôle de la CRE sur le marché français, ils n'y reviendront pas. **Ils estiment en revanche nécessaire qu'une régulation de ce type soit mise en œuvre dans l'ensemble de l'Europe, en premier lieu dans les pays de l'UCTE.** En effet, le paysage des régulateurs du marché de l'électricité en Europe se caractérise par sa grande diversité d'ancienneté, de mission et de moyens. Or, comme cela a été évoqué dans la partie relative à l'harmonisation des procédures des GRT, l'interdépendance nécessite la **confiance**, laquelle naît en l'occurrence de la **régulation**.

Votre mission plaide donc pour que ce dossier avance. Cela peut être l'affaire des régulateurs eux-mêmes : les débats et les retours d'expérience partagés au sein de l'ERGEG ne peuvent être que fructueux. Mais, plus largement, l'élan doit venir des Etats, ne serait-ce que parce que des dispositions législatives doivent être adoptées dans plusieurs pays afin d'y renforcer les missions et l'indépendance des régulateurs. **Il revient aux pays ayant pris un peu d'avance, parmi lesquels la France, d'exercer un effet d'entraînement de ce point de vue.**

b) Des échanges internationaux à réguler par un « ERGEG + »

Reste que les travaux conduits par la mission, en France comme lors de l'ensemble de ses déplacements à l'étranger, convergent suffisamment pour permettre à vos rapporteurs d'affirmer que **la création d'un régulateur européen est, sinon utopique, pour le moins prématurée.** Cela vient de la

diversité même des régulateurs, une forte convergence entre la définition de leurs missions et de leurs moyens d'action constituant un préalable indispensable à la mise en place d'une structure à caractère supranationale. Pour l'heure, les traditions de chaque pays demeurent trop différentes.

Malgré cela, si l'on peut concevoir que les échanges intra-pays demeurent pour longtemps du ressort de régulateurs nationaux, **les échanges internationaux d'électricité, qui représentent une part croissante des échanges globaux, doivent eux-mêmes être régulés de façon efficace**, faute de quoi leur développement « anarchique » pourrait mettre le système en péril.

C'est pourquoi la création d'un « ERGEG + », structure qui, à partir de l'actuelle ERGEG, serait spécifiquement chargée de cette mission, apparaît comme la solution appropriée à ce problème.

Cette idée a d'ailleurs été reprise par l'ERGEG lui-même le 8 février 2007, dans son avis à la Commission européenne sur sa communication « *Une politique énergétique pour l'Europe* ». Elle figure surtout dans les conclusions du Conseil européen de Bruxelles des 8 et 9 mars 2007, le Conseil ayant en effet « *convenu qu'il [fallait] (...) [mettre] au point un mécanisme indépendant permettant aux régulateurs nationaux de coopérer et de prendre des décisions sur des questions transfrontières importantes* ».

Vos rapporteurs espèrent que ces positions fortement exprimées permettront à ce dossier d'avancer rapidement.

Quelques « grands incidents » de réseau de ces dernières années

L'incident américain (Etats-Unis et Canada) du 14 août 2003

La situation avant l'incident est réputée saine bien que les tensions soient basses sur le réseau de *First Energy*. La consommation est élevée (climatisation), mais les exploitants ont maîtrisé des situations plus contraignantes les jours précédents. Cependant, plusieurs centres de conduite connaissent des défaillances de systèmes d'information, qui entraveront l'appréciation des risques encourus et la réaction des exploitants.

A 14h02, la ligne 345 kV Stuart-Atlanta déclenche (feu de broussailles sous les conducteurs), ce qui va perturber un estimateur d'état en cours de réactivation. De 15h05 à 15h41, trois lignes 345 kV reliant le nord et l'est de l'Ohio déclenchent après amorçages avec la végétation. Les forts reports de charges et l'affaiblissement du plan de tension provoquent des déclenchements de lignes et de groupes de production qui, à partir de 16h10, se succèdent à intervalles de quelques secondes. Une boucle de transit se crée depuis la Pennsylvanie vers l'État de New York, puis l'Ontario et le Michigan, pour contourner les liaisons manquantes.

Le réseau de l'*Eastern Interconnexion* se coupe selon une ligne est-ouest. Le sud va rester indemne mais le nord, isolé, subit de nouvelles séparations et s'effondre totalement à 16h13, à l'exception de quelques îlots où le comportement des groupes de production et les délestages ont sauvé la situation.

La reprise de service est difficile : dix-neuf heures après l'incident, 20 % de la consommation reste à réalimenter. Il faudra deux jours pour réalimenter certaines parties des États-Unis, suite en particulier à des problèmes de redémarrage de groupes de production. Au total, **l'incident a affecté 50 millions de personnes et conduit à la perte d'environ 62 000 MW de consommation dans sept états américains et l'Ontario.**

L'incident Suisse – Italie du 28 septembre 2003

Vers 3 heures du matin, l'Italie est fortement importatrice, les capacités d'échange avec la Suisse et le reste de l'Europe sont saturées. La ligne suisse 380 kV Mettlen-Lavorgo est chargée à 86 %. Selon les études de sûreté effectuées par l'opérateur ETRANS, la perte de cette ligne demanderait des actions curatives sous 15 minutes, certaines à mener par le gestionnaire de réseau italien GRTN.

A 3h01, la ligne amorce avec la végétation et déclenche. Par report de charge, une autre ligne suisse passe en surcharge et, au bout de 24 minutes, entre en contact avec un arbre et déclenche à son tour. L'incident s'emballé alors avec, en quelques secondes, le déclenchement d'une nouvelle ligne suisse par surcharge et la déconnexion automatique de la liaison Lienz-Soverzene reliant Suisse et Autriche. L'Italie perd alors le synchronisme et se sépare du reste du réseau européen par action des protections de distance équipant les lignes transfrontalières. En Italie, la fréquence chute instantanément à 49,1 Hz et la tension s'effondre. Des installations de production raccordées aux réseaux de distribution déclenchent, suivies par 21 des 50 groupes principaux raccordés au réseau de transport. Le délestage fréquentométrique ne sauve pas la situation : 2 minutes 30 après la séparation, l'Italie est totalement hors tension. Sur le reste du réseau UCTE, la fréquence augmente mais se stabilise à 50,2 Hz par action des réglages automatiques primaire et secondaire de fréquence. Malgré quelques déclenchements de groupes, l'incident est circonscrit grâce à la réaction majoritairement correcte des différents composants et acteurs du système électrique.

La reconexion progressive de l'Italie avec ses voisins, de 4h05 à 12h45, permet la reprise progressive des importations et la reconstitution du réseau, de 6 heures à 16 heures. La réalimentation de certaines zones du Sud demandera une vingtaine d'heures. Globalement, **l'effondrement a affecté 57 millions de personnes, avec coupure de 28 000 MW pendant plusieurs heures.**

L'incident européen du 4 novembre 2006

Dans la soirée du 4 novembre 2006, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité du Nord de l'Allemagne, E.ON Netz, a mis hors tension une ligne électrique double à très haute tension (380 kV) enjambant la rivière Ems, pour permettre le passage, en toute sécurité, d'un paquebot devant rejoindre la mer du Nord.

Une demi-heure plus tard, le report de charge qui a suivi cette manœuvre, additionné à une augmentation des flux, a entraîné le déclenchement par surcharge d'une ligne située plus au Sud. Il s'en est suivi le déclenchement en cascade d'une quinzaine de lignes à très haute tension par reports de charge successifs conduisant à la séparation en trois zones du réseau électrique interconnecté continental européen. Cette séparation a entraîné des déséquilibres instantanés entre la production et la consommation d'électricité dans chaque zone : en France et dans toute la zone Ouest, ce déséquilibre a fait chuter la fréquence de 50 à 49 Hz. Conformément au plan de défense prévu dans ce type de situation, le délestage automatique et sélectif d'une part de la consommation était nécessaire pour éviter un effondrement total du système électrique (*black-out*).

En France, le déclenchement de ce plan de défense a conduit, vers 22h10, au délestage de près de 6 300 MW de consommation répartis sur l'ensemble des départements métropolitains continentaux. Ces interruptions d'alimentation électrique ont duré le temps nécessaire aux gestionnaires de réseaux de transport européens pour obtenir le démarrage de nouveaux moyens de production et rétablir des conditions acceptables de fonctionnement du système électrique. **Entre 22h30 et 23h10, la reprise de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs français affectés par cet incident était réalisée. Par ailleurs, peu avant 23h00, les gestionnaires de réseaux de transport concernés ont pu remettre sous tension les lignes qui avaient déclenché pour reconstituer le réseau interconnecté européen.**

C. POURSUIVRE LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX

Si la sécurité des réseaux électriques est, cela a été dit, affaire de procédures et de respect des lois de la physique, elle est aussi une question d'entretien, de renouvellement et de développement des capacités de transport et de distribution elles-mêmes.

Cela vaut pour la France. En effet, notre pays, bien que disposant d'un réseau de transport de qualité correctement équipé, conserve quelques « points faibles » auxquels il est nécessaire de porter remède. De plus, ses réseaux de distribution peuvent également être améliorés.

Cela vaut aussi pour l'Europe, malgré les ambiguïtés que cette question soulève. D'une part, il est incontestable qu'un développement des interconnexions améliorerait le maillage du réseau UCTE et donc son niveau de sûreté. D'autre part, sans même aborder les risques du développement d'un « mercantilisme international » débridé sur le marché de l'électricité, plus d'interconnexions signifie plus d'interdépendance vis-à-vis des GRT des pays voisins, ce qui rendrait encore plus aigus les problèmes de coordination et de régulation évoqués précédemment. Pour la France, pays déjà très interconnecté, il s'agirait donc de pratiquer un développement ciblé, sur la base d'une logique de solidarité et de mutualisation des moyens.

Dans tous les cas, l'argent est, comme toujours, le nerf de la guerre. Mais il n'est pas le seul facteur, la construction ou le renforcement des infrastructures de réseaux suscitant un nombre croissant de procédures.

1. Compléter le maillage du réseau de transport français

a) Une mission correctement définie et des possibilités de financement adaptées

Il revient à RTE, sous la surveillance de la CRE, de procéder aux investissements nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport. Le premier alinéa de l'article 14 de la loi du 10 février 2000 est à cet égard clair et précis¹.

Lors de son audition, M. André Merlin, alors président de RTE, a indiqué que sa société envisageait « *d'investir sur le réseau de transport 4 milliards d'euros d'ici 2010 et 10 milliards d'ici 2020, sachant qu'avec 740 millions d'euros investis en 2007, [RTE est] actuellement dans une phase ascendante du volume d'investissements* ».

De fait, RTE dispose des moyens de sa politique. En effet, les conditions d'utilisation du réseau et, notamment, les tarifs d'accès aux réseaux, sont proposés par la CRE aux ministres compétents. Et, comme l'a

¹ Voir infra, page 126.

rappelé M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE, le régulateur « *s'attache à ce que le niveau de ces tarifs permette au gestionnaire de réseau d'investir dans le développement et le renouvellement du réseau* ». Il a estimé que tel était bien le cas aujourd'hui, la rémunération servie au capital investi ayant un taux nominal de 7,25 %.

Le GRT français a donc les compétences et les moyens financiers de procéder aux investissements nécessaires. Or, **les besoins existent** :

- d'une part, en raison de l'évolution de la consommation et du mode de vie des Français, qui comprend l'utilisation d'air conditionné en été, le changement de lieu de résidence, etc. ;

- d'autre part, **du fait de la faiblesse du réseau dans certaines régions**. La carte du réseau de très haute tension français présentée précédemment illustre clairement ce point : **la Bretagne et la Côte d'Azur apparaissent comme des « péninsules électriques »** incomplètement maillées en THT et où la règle du « N-1 » n'est pas respectée en l'état ;

- enfin parce qu'il s'agit de raccorder les nouvelles unités de production, le cas emblématique en étant la ligne THT devant intégrer le futur réacteur EPR de Flamanville.

b) Des obstacles juridiques rendant problématique le développement du réseau

Malgré ses compétences et malgré ses moyens, **RTE fait face à des difficultés pour remplir sa mission de service public du fait des recours systématiques qu'entraîne tout projet de construction et de développement, voire de remplacement, de ligne électrique.**

Ces recours allongent les délais de construction, souvent de façon considérable. Il est désormais parfois moins long de construire une unité de production que la ligne devant la raccorder au réseau. **Et il arrive même qu'ils empêchent purement et simplement le projet d'aboutir**, même dans un cas aussi « vital » que la ligne de 400 kV Boutre – Broc-Carros qui devait désenclaver la Côte d'Azur.

En effet, une décision du Conseil d'Etat en date du 21 juin 2006 a annulé l'arrêté du 5 décembre 2005 du ministre des transports, de l'équipement, du tourisme et de la mer et du ministre délégué à l'industrie portant déclaration d'utilité publique de la ligne Boutre – Broc-Carros au nom de la protection du site classé des gorges du Verdon. Lors de son audition du 1^{er} février 2007, M. André Merlin, alors président de RTE, est longuement revenu sur ce dossier, mettant en exergue le fait que RTE avait accepté de supprimer deux lignes existantes à très haute tension (225 et 150 kV) et de les remplacer par une seule en s'éloignant des sites les plus remarquables. Prenant toutefois acte de la décision du Conseil d'Etat, il a souligné que « *la sécurité d'alimentation dans toute la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (...) est précaire, en particulier en cas d'incendies* », la sécurité civile demandant alors au GRT de mettre hors tension les lignes proches du sinistre. Ainsi, en mai 2005, un million de personnes, parmi lesquelles des personnes âgées bloquées dans les ascenseurs, ont dû être mises brutalement dans le noir, ce qui présente des risques certains.

Par ailleurs, en dehors même de toute procédure juridictionnelle, l'activisme de certaines associations les pousse à organiser des opérations visant certains ouvrages, comme le montre l'exemple récent de l'occupation de pylônes de la ligne THT de Flamanville par laquelle doit se faire le raccordement du futur réacteur EPR.

La mission s'inquiète des conséquences de ces obstacles mis au nécessaire développement du réseau de transport électrique tout en ne contestant, bien sûr, ni les décisions de justice, ni la légitimité de la réglementation sur la protection de l'environnement. **Elle juge cependant que l'ensemble des procédures gagnerait à être plus rapide.**

Par ailleurs et dans l'immédiat, **la mission appelle à la mise en place, le plus tôt possible, de solutions permettant de lever le danger encouru par certaines régions**, en particulier la Bretagne et la Côte d'Azur, du fait de leur isolement électrique, ces solutions devant être soit l'achèvement du maillage de leur réseau de transport, soit la construction sur place d'unités de production significatives.

2. Des interconnexions à renforcer dans certains cas

Comme vos rapporteurs l'ont évoqué précédemment, la France s'est toujours placée au cœur du processus d'interconnexion des réseaux électriques européens. A l'heure actuelle, avec des capacités d'interconnexions de l'ordre de 15 000 MW, détaillées dans le tableau ci-dessous, elle excède largement la proportion de 10 % des capacités de production fixée comme objectif par le Conseil européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002.

Capacités d'interconnexions de la France avec les réseaux voisins (hiver 2006-2007)

<i>En MW</i>	Royaume-Uni (*)	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Capacités d'exportations françaises	2.000	3.200	2.850	3.200	2.650	1.400	15.300
Capacités d'importations françaises	2.000	1.100	3.300	2.300	995	500	10.195

(*) Liaison en courant continu

Source : ETSO

Il est à noter qu'en application de la décision de la CRE du 1^{er} décembre 2005¹, RTE ne permet plus depuis 2006 un accès prioritaire aux capacités d'interconnexions aux transactions conclues en application des

¹ Tirant elle-même les conséquences de la décision C-17/03 du 7 juin 2005 de la Cour de justice des Communautés européennes.

contrats signés avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE et alloue la capacité totale disponible par des mécanismes d'enchères explicites coordonnés à différentes échéances. Seule l'interconnexion entre la France et la Suisse reste gérée comme auparavant, la Suisse n'étant pas membre de l'Union européenne.

Dès lors, faut-il investir dans de nouvelles interconnexions ? Du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France, objet de la mission commune d'information, la réponse est partagée.

D'une part, **les lois de la physique enseignent que plus un réseau est maillé, plus il offre de « chemins » possibles aux électrons pour alimenter les consommateurs, et donc plus il est sûr¹.**

D'autre part, vos rapporteurs ne peuvent ignorer ni les bénéfices que la France a tirés des interconnexions quand sa production électrique était déficitaire, jusqu'au début des années 1980, ni l'intérêt commercial évident pour une production française en forte surcapacité en temps ordinaire.

Enfin et surtout, en se replaçant du strict point de vue de la sûreté des réseaux d'aujourd'hui, **la mutualisation des moyens de production et des moyens de secours (réserve primaire de fréquence) permise par les interconnexions apparaît comme indispensable.** Du fait des interconnexions, une fraction bien moins importante de chaque unité de production doit être « réservée » à la sûreté. L'alternative à l'interconnexion serait un parc surdimensionné et sous-utilisé, difficilement acceptable d'un point de vue économique, l'électricité devant conserver un prix raisonnable.

**Illustration de la mutualisation des moyens de sauvegarde
des réseaux permise par les interconnexions**

La conséquence de la perte d'un groupe de 1 300 MW en France, correspondant à la taille des plus grosses unités, serait :

- **si la France était seule en réseau séparé** (déconnectée du reste de l'Europe) avec K (énergie réglante primaire du groupe, exprimée en MW/Hz) = 5 000 MW/Hz, la chute de fréquence serait de 260 mHz et **la contribution de chaque groupe au réglage primaire devrait être de 13 % de sa puissance nominale (c'est-à-dire au-delà des capacités constructives de réglage primaire de fréquence de la plupart des installations de production) ;**

- **si la France est interconnectée au reste de l'Europe** (situation normale) avec $K = 20\,000$ MW/Hz, la chute de fréquence n'est que de 65 mHz et **chaque groupe réglant participe pour 3,2 % de sa puissance nominale.**

Source : Manuel de la sûreté du système électrique de RTE

¹ Ainsi, cette déclaration de M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE, le 1^{er} février 2007 : « Je veux rejeter l'idée qu'une réduction de l'interconnexion des réseaux électriques et le choix de l'autonomie nationale des réseaux permettraient de renforcer la sécurité d'approvisionnement. (...) Convenablement gérée, l'interconnexion des réseaux permet au contraire de minimiser les conséquences d'une défaillance sur un point du réseau ».

Vos rapporteurs tiennent cependant à réaffirmer :

- d'une part, **que les interconnexions supposent la mise en œuvre des mesures d'harmonisation des procédures des GRT et de la régulation des réseaux** évoquées précédemment.

En effet, comme l'a souligné le professeur Jean-Luc Thomas¹ après avoir rappelé que « *plus le nombre de connexions est important, plus le réseau est stable, ce qui réduit d'autant les risques de décrochage* » : « *Un système interconnecté a pour inconvénient que, lorsqu'un défaut important surgit, comme ce fut le cas le 4 novembre [2006], une réaction en chaîne se produit. Des blocs entiers se détachent* ».

La solidarité d'un réseau synchrone comme celui de l'UCTE s'effectuant pour le meilleur (le plus souvent) et pour le pire (parfois), il est indispensable d'assurer les conditions de la confiance entre l'ensemble des GRT du système ;

- d'autre part, **que les interconnexions ne doivent pas avoir pour but de favoriser un mercantilisme électrique international susceptible de dérégler le système**. Or, si une telle vision de ces infrastructures prévaut sans doute à Bruxelles², vos rapporteurs rappellent une nouvelle fois qu'on ne commerce pas l'électricité comme n'importe quel produit de consommation courante et que la priorité absolue doit demeurer le respect, à tout instant, de l'équilibre des réseaux ;

- enfin, **que le développement de nouvelles capacités d'interconnexions ne devrait, en aucun cas, dispenser chaque pays de la zone UCTE de se préoccuper de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur son propre territoire**, au risque de n'avoir que la pénurie à partager.

Interconnexions : courant alternatif ou courant continu ?

La France étant déjà interconnectée avec ses voisins par les deux types de liaisons, la question de la nature de nouvelles capacités d'interconnexions se pose.

Du point de vue de la sûreté du réseau, il n'a pas échappé à votre mission commune d'information que la Sicile avait été préservée du « *black out* » italien du 28 septembre 2003 par sa liaison en courant continu avec le continent, de même que le Royaume-Uni n'a pas subi les effets de la panne européenne du 4 novembre 2006 pour les mêmes raisons. L'hypothèse du développement de nouveaux liens de ce type mérite donc d'être étudiée.

¹ Audition du 21 mars 2007.

² Ainsi, M. Daniel Cloquet, responsable de la politique industrielle de BusinessEurope, a estimé que les investissements visant à développer les interconnexions des réseaux de transport d'électricité étaient trop faibles (200 millions d'euros par an), posant des problèmes aigus de congestion et empêchant la création d'un véritable marché intérieur de l'électricité (entretien du 6 mars 2007). De même, dans son rapport du 15 novembre 2005 sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité, la Commission européenne indique que « dans le cas de l'électricité, le manque d'intégration du marché est dû largement au fait que pour beaucoup d'Etats membres, les capacités d'interconnexion disponibles sur le marché restent insuffisantes dans l'ensemble pour permettre une véritable intégration des marchés nationaux et la pression concurrentielle des importations ».

Cependant, les liaisons continues présentent deux défauts majeurs :

- d'une part, leur coût, les investissements pour démoduler et remoduler le courant étant considérables. Comme l'a indiqué à votre mission commune d'information M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de la présidente du directoire d'Areva, « *quand il y a des traversées d'eau importantes, ces investissements sont réalisés car, en l'absence de passage au courant continu, le transport engendrerait trop de pertes en électricité* »¹. Mais, pour des frontières terrestres, le surcoût est un véritable obstacle ;

- d'autre part et surtout, si la France ne disposait que de liaisons en courant continu avec ses voisins, elle serait désynchronisée du reste de l'Europe et sortirait de fait de la zone UCTE. Ainsi, comme l'a expliqué le professeur Jean-Luc Thomas, « *la France ne bénéficierait plus de la solidarité entre pays voisins, [alors qu'aujourd'hui,] en cas de sous-production en France, cette dernière peut compter sur l'étranger* ».

Sur cette base, que resterait-il à faire à la France en matière d'interconnexions ?

M. André Merlin, président de RTE, a utilement alimenté la réflexion de votre mission commune d'information lors de son audition en déclarant que « *sur certaines frontières, les capacités d'interconnexion apparaissent insuffisantes : la France a avec l'Espagne un projet, certes difficile à concrétiser, mais indispensable pour permettre à l'Espagne de se connecter au marché de l'électricité en Europe ; par ailleurs, un renforcement de la capacité d'interconnexion avec l'Italie est envisageable* ». Il a ainsi considéré qu'au total, il était possible d'accroître de manière significative la capacité d'interconnexion, à hauteur de 1 400 MW entre la France et l'Espagne et de 1 000 MW supplémentaires avec l'Italie et le Royaume-Uni, ces projets devant, bien entendu, être menés conjointement avec les GRT de ces pays.

Votre mission partage ces objectifs qui paraissent raisonnables et qui, surtout dans le cas de l'Espagne, s'inscrivent bien dans un cadre de solidarité européenne. En effet, l'Espagne n'est connectée au réseau UCTE que par une liaison d'une capacité de 1 400 MW avec la France, ce qui paraît bien peu. Notre collègue député des Cortes Antonio Cuevas Delgado, président de la commission de l'industrie, du tourisme et du commerce, a ainsi rappelé à une délégation de votre mission commune d'information les bénéfices que son pays tirerait de l'émergence d'une politique communautaire de l'énergie, plus particulièrement dans le domaine de la régulation et des interconnexions, qualifiant ces dernières de « vitales » pour assurer la sécurité d'approvisionnement du royaume².

Mais vos rapporteurs observent toutefois que la réalisation de ces travaux se heurtera à des difficultés similaires à ceux rencontrés pour le développement du réseau français, le caractère international de ces dossiers étant même susceptible de les accroître.

M. Javier Penacho, vice-président de l'Association espagnole des entreprises fortement consommatrices d'énergie (AEGE), a ainsi déploré les difficultés à construire

¹ Audition du 2 mai 2007.

² Entretien du 26 avril 2007.

de nouvelles interconnexions, regrettant qu'en Espagne, il soit possible de réaliser de nombreux types d'infrastructures, telles que les routes, mais pas de lignes électriques, alors qu'elles sont pourtant essentielles à l'activité économique¹.

Pour faire avancer ce dossier, **votre mission souhaite que soit mise à l'étude la création d'une procédure de déclaration d'utilité publique européenne pour de grandes infrastructures intégrées d'intérêt supérieur européen.** Le « modèle français » pourrait servir d'utile base de travail afin de définir les contours de ce nouvel instrument, qui aurait naturellement **vocation à se substituer, pour les projets concernés, à la déclaration d'utilité publique nationale**, et non à s'y ajouter.

Lignes publiques ou lignes privées ?

Comme M. Gianfelice Poligioni, responsable du bureau de la distribution d'énergie électrique à la direction de l'énergie et des ressources minières du ministère italien du développement économique, l'a rappelé à une délégation de votre mission commune d'information lors de son déplacement à Rome, la réglementation communautaire autorise la réalisation de lignes électriques privées². Dès lors, il a estimé que si un certain nombre de conditions étaient réunies, tenant en particulier aux exigences de sécurité du réseau, ces lignes pouvaient constituer une alternative à celles réalisées directement par les GRT, notant que plusieurs projets avaient été soumis au ministère, notamment pour renforcer les interconnexions avec l'Autriche, la Suisse, la Slovénie et l'Albanie.

Vos rapporteurs sont réservés quant à ce type de montages. Ils jugent surtout que, pour ce qui concerne la France, ils n'apporteraient pas de solution au problème posé, lequel n'est pas de nature financière mais lié à l'obtention des autorisations nécessaires à la réalisation des ouvrages. De plus, la multiplication des initiatives pourrait aller à l'encontre du souhait de votre mission d'accélérer les procédures et compliquer le processus d'adoption d'une déclaration d'utilité publique européenne.

3. Les investissements dans les réseaux de distribution

a) Des besoins importants pour rénover et enfouir les réseaux

L'acheminement de l'électricité produite au consommateur final passe par une chaîne dont chaque maillon compte, puisqu'il suffit qu'un seul fasse défaut pour que le service ne soit pas rendu. Votre mission commune d'information ne pouvait donc ignorer l'échelon local, celui des réseaux de distribution, précisément chargés de desservir les clients finals à partir du réseau de transport. Comme cela a été indiqué, ces réseaux, dont la tension est inférieure à 50 kV, représentent un total de 1,2 million de kilomètres de lignes à moyenne et basse tensions (HTA et BT).

Notre collègue Xavier Pintat, membre de la mission commune d'information et auditionné le 11 avril 2007 en tant que président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), a

¹ Entretien du 27 avril 2007.

² Entretien du 26 avril 2007.

longuement détaillé les forts besoins d'investissements des réseaux de distribution, expliquant qu'il convenait :

- d'engager une véritable politique de renouvellement des réseaux de distribution d'électricité afin d'améliorer rapidement les anciens ouvrages, et en particulier tous ceux vieux de plus de 40 ans (durée d'amortissement des ouvrages), qui sont du reste souvent en fils nus. M. Xavier Pintat a d'ailleurs rappelé que cette technique archaïque est interdite pour les nouveaux ouvrages depuis 1991 et indiqué qu'on ne trouverait plus de fils nus en Allemagne, alors qu'ils représentent encore 25 % des réseaux de basse tension français ;

- de rendre les réseaux moins vulnérables aux intempéries en poursuivant l'enfouissement des lignes. A cet égard, notre collègue a souligné qu'en France, seulement un tiers des lignes de distribution sont souterraines en moyenne tension et 30 % en BT, contre les trois quarts en Allemagne (65 % en HTA et 81 % en BT) et près des deux tiers au Royaume-Uni (56 % en HTA et 82 % en BT).

M. Xavier Pintat, après avoir déploré la baisse des investissements d'EDF sur ses réseaux de distribution depuis 1992, de l'ordre de 30 %, a fait état d'« *un [besoin d']investissement d'environ 25 milliards d'euros, soit en pratique un surcroît d'investissement de l'ordre de 1,8 milliard par an pendant 10 ans ou de 0,5 à 0,6 milliard pendant 20 ans* » pour procéder rapidement à l'enfouissement de 200 000 kilomètres de lignes afin d'atteindre un taux égal au deux tiers du réseau en basse tension enfoui. Il a ajouté que, pour porter la part de lignes moyenne tension au même niveau des deux tiers, il conviendrait de doubler au moins ces chiffres d'investissements additionnels.

Votre mission partage la préoccupation du Président de la FNCCR. Elle rappelle que **la trop grande fragilité des réseaux de distribution français entraîne chaque année d'importantes coupures auxquelles il n'est pas possible de se résigner.** Ainsi, au-delà même de la tempête de décembre 1999, qui avait privé de courant 3,5 millions de foyers, dont certains pendant quinze jours, les intempéries ont plongé dans le noir 2,1 millions de foyers en 2004, 2 millions en 2005 et 2,6 millions en 2006. Il est donc nécessaire de renforcer ces réseaux. Bien sûr, le niveau des investissements requis et détaillé par notre collègue pose au premier chef la question de leur financement.

b) La question du financement

Votre mission commune d'information a, bien entendu, interrogé sur ce sujet notre collègue Xavier Pintat : celui-ci n'a pas caché que, selon lui, la couverture de ces besoins devait être payée par les consommateurs, via une augmentation des tarifs d'utilisation des réseaux publics (TURP). Ces tarifs, régis par les dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, couvrent actuellement les trois quarts de ces investissements, le reste revenant aux collectivités territoriales qui peuvent, à cette fin, recourir à une taxe sur l'électricité (articles L. 2333-2 à L. 2333-5 du CGCT).

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURP)

Selon les dispositions de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public ».

La tarification de l'accès au réseau repose sur les principes suivants :

- le « timbre poste », selon lequel les tarifs sont indépendants de la distance parcourue par l'énergie ;
- le domaine de tension, selon lequel le tarif appliqué pour le soutirage dépend de la tension de raccordement. Plus ladite tension est élevée, plus la quantité moyenne d'ouvrages de réseau sollicités est moindre, plus le prix unitaire du soutirage est bas ;
- la puissance souscrite au soutirage, selon lequel le consommateur doit souscrire une puissance en fonction de ses besoins ;
- l'énergie à l'injection, selon lequel les utilisateurs injectant sur le réseau public de transport paient un accès au réseau proportionnel au flux physique injecté ;
- l'horo-saisonnalité, selon lequel les prix sont différenciés selon les saisons, les jours de la semaine et les heures de la journée.

La CRE propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, qui sont ensuite approuvés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

A cet égard, M. Pascal Sokoloff, directeur de la FNCCR, a plaidé, au cours de la même audition, pour que les finances des collectivités locales ne soient pas trop sollicitées pour accompagner l'amélioration du réseau :

- d'une part, afin de ne pas remettre en cause la logique de péréquation puisque, a-t-il estimé, « en fonction de l'opulence fiscale des collectivités, elles auront plus ou moins la capacité à investir et les usagers ne seront plus placés dans une situation équivalente » ;
- d'autre part, parce qu'il a observé que la taxe sur l'électricité est très largement perçue au taux maximum de 8 % prévu par la loi, les collectivités ne disposant donc plus de flexibilité pour financer un effort d'enfouissement.

En outre, vos rapporteurs relèvent que M. Gérard Vincent, président de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG), après avoir, lui aussi, dressé le constat des besoins d'investissements des réseaux de distribution, a regretté qu'« une partie des recettes d'acheminement [soit] amputée par les systèmes d'informations lourds que [les gestionnaires de réseaux de distribution ont] été obligés de mettre en place tant pour servir la clientèle que pour assurer la fiabilité de [leurs] réseaux »¹. Il a, en conséquence, fait part de « l'inquiétude » des adhérents de l'UNELEG concernant le niveau des TURP.

Pour autant, **vos rapporteurs sont réservés quant à une telle solution.**

En premier lieu, parce qu'aux termes de la loi, **la fixation des TURP résulte d'une proposition de la CRE fondée sur une analyse technique et comptable prenant en compte les besoins d'investissements des réseaux.**

¹ Audition du 16 mai 2007.

Votre mission, qui s'est félicitée de ce type de fonctionnement pour ce qui concerne le réseau de transport, ne voit pas en quoi il ne serait pas adéquat pour les réseaux de distribution.

Ensuite, parce que cette orientation n'est pas prônée par l'ensemble des acteurs, à commencer par EDF, qui gère pourtant, par l'intermédiaire de sa filiale ERD, 95 % des réseaux de distribution français, couvrant 34.000 communes.

M. Pierre Gadonneix, président d'EDF, a certes reconnu, lors de son audition devant votre mission commune d'information, les besoins d'investissements des réseaux, soulignant qu'ERD avait précisément relancé ses investissements, en hausse de 6 % tant en 2006 qu'en 2007. De plus, M. Michel Francony, directeur général adjoint d'EDF, responsable du secteur régulé pour la France, a précisé au cours de la même audition qu'« EDF [avait] bien l'intention, au-delà des engagements du contrat de service public portant sur 2007, de poursuivre cette croissance [correspondant à un montant de l'ordre de 100 millions d'euros par an] sur 2008 et 2009 ».

Vos rapporteurs observent qu'aux termes de cet engagement, le niveau d'investissement dans les réseaux de distribution (*a minima*, ceux gérés par ERD), auront atteint un niveau proche de celui souhaité par notre collègue Xavier Pintat. Il reviendra à l'Etat de le traduire dans les faits à l'occasion de la négociation du prochain contrat de service public le liant à EDF.

Tout en demeurant attentive sur le suivi de cette question importante, la mission ne souhaite donc pas une augmentation immédiate des TURP, qui ne devrait être envisagée que si le niveau desdits tarifs empêchait effectivement les travaux d'amélioration des réseaux dans les années à venir ou, comme cela sera détaillé ci-dessous dans la partie du rapport consacrée aux conséquences de la montée en puissance du parc éolien, si de nouvelles missions de service public devaient incomber aux GRD.

D. AGIR FACE AUX NOUVEAUX RISQUES

Aux risques traditionnels auxquels doivent faire face les gestionnaires des réseaux, chargés de l'équilibre offre-demande à tout instant, viennent s'ajouter des « risques émergents » susceptibles de prendre de l'ampleur dans les années à venir.

Le risque principal est lié à la **montée en puissance des capacités de production décentralisées** raccordées aux réseaux de distribution, en particulier les éoliennes. En effet, si les éoliennes ont « le vent en poupe », représentant la source d'énergie renouvelable la plus mature d'un point de vue technologique pour la production d'électricité, l'augmentation de leur part dans la puissance totale installée pose des questions spécifiques auxquelles il est nécessaire de trouver des réponses : comment gérer l'aléa de production des éoliennes ? Comment réagissent-elles en cas de perturbations sur le réseau ?

Par ailleurs, vos rapporteurs ne sauraient conclure la présente partie sur les réseaux sans évoquer le risque de chantage, voire le risque terroriste. Le danger est-il réel et, si tel est le cas, quelles parades convient-il de mettre en œuvre ?

1. Le développement des capacités de production décentralisées

Selon les dispositions de l'article 4 de la loi POPE du 13 juillet 2005, « *en dépit de l'actuelle intermittence de certaines filières, les énergies renouvelables électriques contribuent à la sécurité d'approvisionnement et permettent de lutter contre l'effet de serre. Il convient donc d'atteindre l'objectif indicatif d'une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable de 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale à l'horizon 2010. Un objectif pour 2020 sera défini d'ici à 2010 en fonction du développement de ces énergies* ».

La filière éolienne, technologiquement mature, est indispensable pour atteindre cet objectif ambitieux. En conséquence, **la puissance installée du parc éolien va devoir croître fortement dans les années qui viennent, pour atteindre 13,5 GW en 2015, contre seulement 2 GW au 1^{er} juin 2007.**

Une telle montée en puissance ne sera évidemment pas sans impact sur la sûreté des réseaux. Trois aspects méritent d'être particulièrement étudiés : le caractère aléatoire de la production à un instant donné ; le comportement des éoliennes en cas de perturbation sur le réseau ; la nature « décentralisé » des éoliennes, qui sont raccordées aux réseaux de distribution d'électricité et non au réseau de transport.

a) Un aléa de production dont il faut tenir compte

Le manque de prévisibilité de la production éolienne se traduit par un nouvel aléa à gérer sur les réseaux électriques.

M. Jean-Yves Grandidier, vice-président du Syndicat des énergies renouvelables, a tenu à relativiser ce problème et à souligner que le réseau français pourrait parfaitement supporter l'introduction d'un parc de production d'éoliennes de 10 GW. Il a ainsi précisé que, du fait des régimes de vents de la France, l'éolien est « **une production bien plus régulière que l'on ne veut le croire** » et que « *son installation permet d'éviter d'avoir recours à un certain nombre de centrales thermiques* »¹.

De fait, dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de 2005, **RTE a étudié spécifiquement la question de la mise en place d'un**

¹ Audition du 15 février 2007.

parc éolien de 10 GW de puissance installée, avec une bonne diversification géographique sur le territoire national. Il ressort de ces travaux que :

- **le facteur de charge**, défini comme la puissance moyenne annuelle par rapport à la puissance installée, **s'élève à 26,5 %**, avec une saisonnalité marquée (de 20 % en août à 32 % en janvier) ;

- **la production, par nature intermittente de l'éolien, bénéficie du foisonnement du parc et du régime de vents de la France**, ce qui confirme les remarques de M. Jean-Yves Grandidier. En effet, notre pays, déjà le deuxième plus venté d'Europe, dispose de trois régions de vents quasiment décorréées se compensant les unes les autres. Au total, l'étude estime que, pour son parc de référence, **la baisse de puissance d'un jour à l'autre atteindrait 2 000 MW un jour sur dix et 4 000 MW un jour sur cent seulement** (soit, en moyenne, un jour par hiver) ;

- **la production éolienne** contribue à l'équilibre général offre-demande. Produisant toute l'année (bien qu'avec une forte saisonnalité), elle **peut se substituer à des moyens de base avec un ratio (au 10^{ème} GW) de 25 % par rapport à des moyens thermiques** ;

- **cependant, RTE devrait disposer de moyens d'ajustements pour compenser l'aléa de production**. D'après les calculs du GRT, l'insertion de 10 GW conduirait à augmenter ces moyens (déjà importants pour faire face aux autres aléas, tels l'aléa climatique et le risque de panne d'une grosse unité de production) de **quelques centaines de MW**. En outre, ce besoin de marge supplémentaire pourrait nécessiter le démarrage, la veille pour le lendemain, d'unités thermiques à puissance réduite, de sorte qu'elles puissent monter en régime rapidement si nécessaire. Enfin, les réserves disponibles en permanence sont correctement dimensionnées pour répondre aux variations à la minute d'un parc éolien de 10 GW, à condition que son foisonnement soit bon.

L'étude de RTE conclut que le parc éolien national pourrait ainsi monter jusqu'à une puissance installée de 10 GW sans majorer sensiblement les moyens mis en œuvre pour assurer la sécurité du système, sans toutefois cacher le « défi » que représente une telle valeur, et plus encore la « cible » de 13,5 GW que s'est fixée la France. Un tel niveau nécessiterait *« des progrès conséquents en matière de prévisions météorologiques et une coordination très resserrée des gestionnaires de réseaux de transport au niveau européen »*. *« Le renforcement du réseau de transport en France et des interconnexions européennes paraît en outre une condition incontournable à l'atteinte de cet objectif »*, est-il enfin précisé.

En l'état, **votre mission ne peut que recommander une certaine prudence**. En l'absence d'avancées significatives en matière de coordination des GRT, **la sûreté du réseau, qui doit demeurer la première de nos priorités, réclame de s'en tenir à une dimension maîtrisée du parc éolien, soit, d'après l'étude du gestionnaire national, une puissance installée n'excédant pas 10 GW**.

b) Un comportement à améliorer en cas de perturbation sur le réseau

L'ensemble des enquêtes réalisées sur l'incident du 4 novembre 2006, en particulier celles de l'UCTE et de l'ERGEG, ont souligné le « facteur aggravant » qu'a constitué le comportement des parcs éoliens situés dans l'ensemble de l'Europe.

Extrait du rapport final de l'ERGEG sur l'incident du 4 novembre 2006

« Dans la zone Ouest, le déclenchement des unités de production décentralisées et/ou de petite taille dû à la chute de la fréquence a amplifié le déséquilibre entre la production et la consommation. Le manque de contrôle et d'informations sur les unités de production qu'ont rencontré les GRT s'explique par le fait que beaucoup de ces unités sont raccordées aux réseaux de distribution. Ainsi, le déclenchement automatique et le recouplage incontrôlé de ces unités peuvent avoir une influence lors des situations critiques en augmentant le danger pour le système étant donné que les GRT n'ont pas accès aux données en temps réel des centrales raccordées aux réseaux de distribution pas plus qu'à des données agrégées au niveau d'une zone du réseau ou d'un GRD.

La production provenant de sources d'énergie renouvelables et, en particulier la production d'énergie éolienne, est particulièrement problématique dans ce cas. Au niveau national, des incitations mises en place ont pour but d'augmenter la production à partir de sources renouvelables sans créer trop de barrières à l'entrée pour ces installations. Lorsque la production décentralisée commence à représenter une part importante de la production totale, ces installations doivent participer proportionnellement à la sécurité du réseau. Dans le cas contraire, la production centralisée ne pourra pas compenser l'absence de participation de la production décentralisée au soutien du réseau. Comme le démontre la panne du 4 novembre, il devient de plus en plus important que les unités de production de plus petite taille et/ou décentralisées soient prises en compte pour la sécurité du système. La transmission d'informations par ces producteurs et des procédures pour le déclenchement automatique et le recouplage coordonné doivent être établies de façon à garantir la sécurité du système et à permettre aux GRT de maîtriser son fonctionnement dans la mesure du possible. Des mesures supplémentaires peuvent également être nécessaires concernant l'exploitation du réseau en temps réel ».

Le développement des éoliennes et, plus généralement des moyens de production décentralisés, soulève donc **deux types de problèmes** à la lumière de « l'expérience » du 4 novembre 2006 :

- **la résistance de ces matériels aux perturbations sur le réseau, en particulier aux chutes de fréquence et aux variations de tensions ;**
- **l'information et le niveau de contrôle du GRT s'agissant du déclenchement et du recouplage de ces unités.**

Sur le premier point, M. André Merlin, alors président de RTE, a attribué un déficit de production de 8 000 MW à la déconnexion des moyens de production décentralisés sur l'ensemble des réseaux de l'Europe de l'Ouest, en particulier à la déconnexion à 49,5 hertz de la production éolienne et des unités de cogénération raccordées au réseau de distribution, lors de l'incident précité. Il a expliqué que les normes actuelles avaient été conçues dans une optique privilégiant la protection des installations contre des variations de fréquence, d'où cette déconnexion très rapide. Selon lui, « *compte tenu du développement de la production décentralisée de l'électricité en Europe, (...) il est nécessaire de revoir ces règles [au niveau européen] et d'avoir des*

conditions de connexion identiques tant pour les moyens de production décentralisés que pour ceux qui sont centralisés ».

Votre mission partage entièrement cette vision. **La montée en puissance des moyens de production décentralisée exige que ceux-ci ne déclenchent pas dès une variation de fréquence ou de tension relativement mineure, au risque d'aggraver le déséquilibre offre/demande en cas de sous-production. Il importe donc que les normes les concernant soient rapidement durcies.**

La mission relève en outre avec intérêt la piste d'amélioration de la stabilité du système qu'a détaillée le professeur Jean-Luc Thomas lors de son audition, concernant le **développement de l'électronique de puissance, en particulier des composants nommés FACTS** (*Flexible Alternative Current Transmission Systems*). Il a déclaré que « *pour leur raccordement au réseau, les fermes éoliennes utilisent de plus en plus des FACTS particuliers dénommés STATCOM, ceux-ci [assurant] une protection contre les courts-circuits et les déséquilibres. La CRE a ainsi publié récemment un document portant sur les normes de raccordement des fermes éoliennes au réseau. (...) Les éoliennes d'ancienne génération n'utilisent pas ces systèmes et sont, de fait, beaucoup plus sensibles à ces difficultés. Les nouvelles technologies nous permettent ainsi en réalité de mieux réagir en cas de désynchronisation ou de perturbation sur le réseau* »¹.

Reste la question de la prise en compte adéquate par le gestionnaire de réseau de transport d'une production décentralisée qui représenterait une proportion significative de la production totale d'électricité.

Là encore, l'incident du 4 novembre 2006 constitue un cas d'école : la reconexion automatique des moyens décentralisés de production, tels que l'éolien en Allemagne du Nord, dès lors qu'a été retrouvée la fréquence de 50 hertz, a en effet provoqué, notamment sur le réseau polonais, de nouvelles surcharges très importantes qui ont failli conduire à un nouvel incident généralisé.

Les solutions imaginables peuvent passer par la création d'un « Centre de contrôle des énergies renouvelables », à l'image de ce qui existe en Espagne et que M. Luis Atienza, président de Red Eléctrica de España (REE), le GRT espagnol, a décrit à une délégation de votre mission commune d'information lors de son déplacement à Madrid². Dans un tel schéma, **REE dispose de moyens d'observation adaptés et peut déconnecter des fermes éoliennes si l'équilibre du réseau le nécessite, ce que ne peut pas actuellement faire RTE. Or, vos rapporteurs estiment que ce type de sujétion pourrait constituer une mission de service public attachée à l'obligation d'achat dont bénéficie la production décentralisée.**

¹ Voir les explications techniques dans l'encadré de la page suivante.

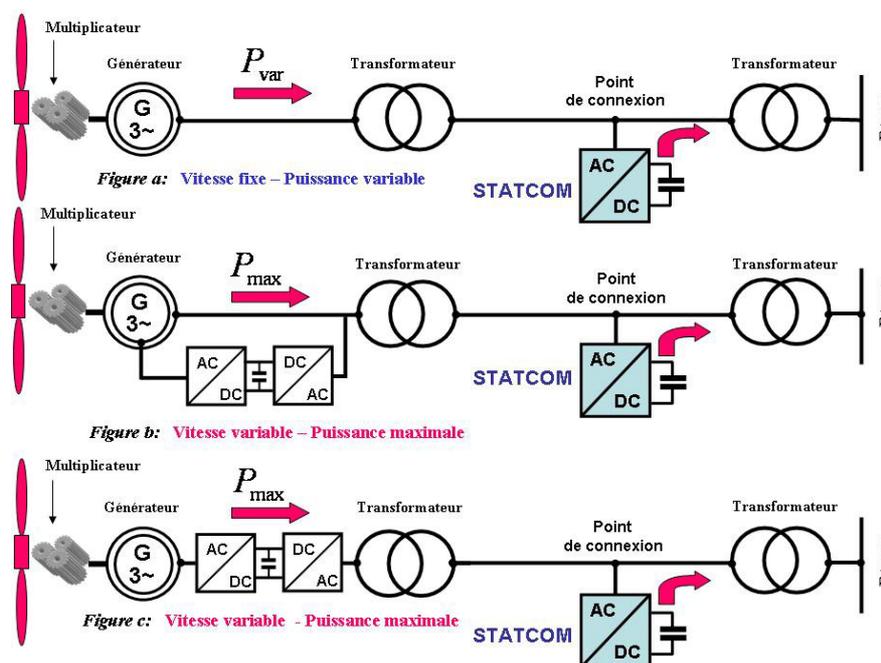
² Entretien du 26 avril 2007.

Les FACTS, des outils pouvant prévenir la déconnexion intempestive des moyens de production décentralisés : l'exemple des éoliennes

Les premières technologies d'éoliennes sont constituées de générateurs raccordés directement sur le réseau par l'intermédiaire de transformateurs afin d'ajuster le niveau de tension (figure a). Cette technologie, dite à « vitesse fixe », ne permet pas d'extraire le maximum de puissance de l'aérogénérateur pour une vitesse de vent donné. Les technologies, dites à « vitesse variable » (figures b et c), permettent désormais d'assurer cette fonction en raison de l'utilisation de l'électronique de puissance (convertisseur AC/DC et DC/AC) dans la chaîne de conversion.

Sur la figure c, la présence du convertisseur DC/AC rend par ailleurs insensible l'aérogénérateur à la variation de la fréquence réseau. Ce dispositif est similaire à une liaison à courant continu, telle que la liaison IFA 2000 entre la France et le Royaume-Uni. Les déconnexions intempestives de la ferme éolienne, liées à la variation de fréquence, peuvent ainsi être évitées.

D'autre part, le dispositif STATCOM, convertisseur de puissance triphasé de la famille des FACTS, a pour objectif de maintenir la tension instantanée au point de connexion de la ferme éolienne et du réseau, face à des perturbations diverses, notamment les creux de tension, définies dans les réglementations des interconnexions (« grid codes »), et ainsi d'éviter également les déconnexions intempestives. La mission principale du STATCOM est alors d'injecter, grâce à son réservoir d'énergie (condensateur) de la puissance réactive dans le réseau afin de compenser la chute de tension au point de connexion, en étant lui-même insensible à la variation de la fréquence réseau. Ce dispositif peut également dépolluer le réseau localement afin de respecter les normes en matière de qualité du « produit électricité ».



Avec l'aimable autorisation de M. Jean-Luc Thomas

Surtout, comme l'a bien expliqué M. Gérard Lefranc, vice-président de la Fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (FNSICAE), à l'occasion de son audition¹, « les GRD, RTE et les producteurs de faible puissance doivent être coordonnés, et une autre vision des réseaux de

¹ Audition du 16 mai 2007.

distribution s'avère nécessaire ». En effet, alors que **les réseaux de distribution n'étaient dimensionnés qu'en soutirage**, ils devront l'être demain en soutirage **mais aussi en injection** puisque des capacités de production d'importance significatives pourront venir injecter de la puissance.

Les installations d'une part, et les plans de sûreté d'autre part, vont donc devoir être rapidement adaptés pour tenir compte de cette évolution majeure. De manière générale, comme l'a justement souligné M. Gérard Lefranc, **des moyens d'observabilité de la production éolienne doivent être mis en place et l'information doit pouvoir remonter en temps réel des GRD vers RTE.** Votre mission estime qu'il reviendra naturellement à la CRE d'inclure les charges nouvelles liées à l'installation des moyens nécessaires à cette mission de service public lorsqu'il s'agira de réviser les TURP.

2. Le risque de chantage et de terrorisme

Le rôle central de l'électricité dans l'économie et, plus généralement, le mode de vie du monde actuel peut faire des réseaux électriques une cible de choix pour qui veut attenter aux intérêts d'un pays.

Lors de son audition devant votre mission commune d'information, le 2 mai 2007, M. Olivier Darrason, président de la Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS), a d'ailleurs décrit comment, pendant la guerre du Kosovo, dans le cadre de la réflexion menée par les Américains et les Français sur les moyens à envisager pour amener les Serbes à l'impuissance, l'hypothèse électrique a été retenue¹.

Alors que l'hyperterrorisme et le piratage informatique font désormais partie des menaces que les Européens se doivent d'anticiper et de parer, votre mission commune d'information s'est intéressée à la vulnérabilité du réseau électrique français de ce point de vue.

Ce risque est essentiellement de deux ordres :

- un risque lié aux installations elles-mêmes ;
- un risque lié aux systèmes informatiques utilisés pour la gestion du réseau.

Pour ce qui concerne les infrastructures des réseaux, la principale vulnérabilité provient de la connaissance que des personnes mal intentionnées peuvent en acquérir. De ce point de vue, le brassage des informations sur Internet et des outils du type *Google Earth* peuvent poser un réel problème, dont M. Olivier Darrason s'est fait l'écho lors de son audition. « *La connaissance des réseaux de distribution permet également d'identifier leur vulnérabilité* », a-t-il expliqué, précisant que « *pour connaître un réseau de distribution, il est possible d'étudier la connexion des lignes à haute*

¹ Audition du 2 mai 2007.

tension. Un réseau maillé existe dans chaque pays ; il permet d'accéder aux sous-stations, qui peuvent se révéler extrêmement vulnérables ». A cet égard, il a relevé qu'à la suite d'un scandale né de la reconstitution d'un réseau de transport électrique américain par un étudiant il y a quelques mois grâce à *Google Earth*, les sites avaient été floutés. Il a vivement regretté que, malgré les demandes du gouvernement français, certaines installations stratégiques nationales demeurent effectivement disponibles sur *Google Earth*. **Il importe donc d'obtenir ce floutage le plus rapidement possible.**

Pour ce qui concerne l'accessibilité numérique, le danger vient de l'externalisation, entendue comme le fait de pouvoir prendre le contrôle depuis l'extérieur. Pour contrer ces menaces, le gestionnaire de réseau se doit d'avoir une vision attentive de ses collaborateurs et de mettre en place une politique adéquate de protection et de sécurité de l'information. Comme la souligné M. Olivier Darrason, « *l'information ne peut pas être protégée tout le temps et partout, mais elle doit l'être quand elle acquiert de l'importance : les mesures doivent alors être renforcées, avec notamment un niveau de cryptologie important* ».

Vos rapporteurs, qui se félicitent du haut niveau des experts français en matière de cryptologie, science-clé pour la protection des données sensibles, ont relevé que, selon M. Olivier Darrason, « *EDF l'utilise à un niveau qui paraît aujourd'hui suffisant* ». Du reste, interrogé par votre mission commune d'information en tant que président de RTE, M. André Merlin a souligné que son entreprise connaissait les menaces que font peser les cyber-attaques sur son activité et qu'elle **prenait** « *les mesures de protection classiques de son système d'information, [restant, à cette fin,] en contact avec les services de l'Etat en charge de la sécurité des systèmes d'information* ».

M. André Merlin a par ailleurs précisé que RTE mettait « *en œuvre une défense en profondeur du système électrique qui repose sur des lignes de défense successives, permettant d'éviter ou de contrôler les principaux phénomènes pouvant conduire à son effondrement, y compris les risques informatiques d'origine accidentelle ou malveillante* ». Il a estimé « *très faible* » la probabilité de défaillance simultanée de ces défenses, même s'il a tenu à indiquer qu'en matière de sécurité, personne ne pourra jamais garantir un risque nul.

Liste des propositions de la deuxième partie

Proposition n° 12 : confirmer l'opposition de la France à la forme actuelle du projet de séparation patrimoniale entre producteurs d'électricité et gestionnaires de réseaux de transport (GRT).

Proposition n° 13 : promouvoir une directive ou tout autre texte européen juridiquement contraignant établissant des règles de sûreté et d'information communes entre GRT en Europe.

Proposition n° 14 : à cette fin, encourager les GRT à se réunir en un groupe formel, partie intégrante de la comitologie européenne, apte à définir des règles, à vérifier leur application et à imposer des sanctions en cas de manquement.

Proposition n° 15 : créer un centre européen de coordination de l'électricité susceptible de détecter en amont les risques de déséquilibres et de coordonner l'action des différents centres nationaux.

Proposition n° 16 : promouvoir en Europe l'exemple français de régulation du marché de l'électricité, qui garantit le droit d'accès aux réseaux publics ainsi que l'indépendance des gestionnaires de réseaux (la CRE approuvant, en particulier, le plan d'investissements de RTE).

Proposition n° 17 : encourager la création d'un « ERGEG + », émanation du groupement des régulateurs nationaux, compétent pour réguler les échanges internationaux d'électricité.

Proposition n° 18 : compléter le maillage du réseau de transport français (notamment en Bretagne et en Côte-d'Azur) et étudier les moyens d'accélérer les procédures préalables à la construction de nouveaux ouvrages.

Proposition n° 19 : développer les interconnexions internationales aux endroits où elles apparaissent nécessaires à une amélioration de la sûreté des réseaux. A cette fin, mise à l'étude de la création d'une procédure de déclaration d'utilité publique européenne pour de grandes infrastructures intégrées d'intérêt supérieur européen.

Proposition n° 20 : augmenter les investissements dans les réseaux de distribution, en particulier afin d'accentuer le mouvement d'enfouissement des lignes à moyenne et basse tension.

Proposition n° 21 : accroître la dimension du parc français d'éoliennes, sans toutefois risquer de déséquilibrer les réseaux, soit une puissance maximale installée ne dépassant pas 10 GW.

Proposition n° 22 : durcir les normes de construction et de connexion des moyens de production décentralisés d'électricité, de sorte que ces installations ne se déconnectent pas instantanément en cas de perturbations sur le réseau.

Proposition n° 23 : réviser les procédures de communication et les plans de sauvetage entre GRT et gestionnaires de réseaux de distribution en prenant en compte la montée en puissance de la production décentralisée.

TROISIÈME PARTIE

MAITRISER LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Présentée par Marcel Deneux

Si la sécurité d'approvisionnement électrique de la France passe par une production nationale suffisante et une gestion efficace des réseaux de transport et de distribution, la diminution de la consommation d'électricité constitue, en tout état de cause, un **impératif majeur**.

En effet, la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) permet à la fois de relâcher les contraintes financières, techniques et politiques qui pèsent sur l'augmentation des capacités de production et de transport, de réduire la dépendance énergétique de la France, d'entraîner des économies à terme pour les ménages et les industriels, et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, afin de préserver l'environnement et la santé humaine.

Consciente des intérêts multiples de la MDE, la France, à travers la loi POPE du 13 juillet 2005, poursuit l'objectif **d'améliorer son intensité énergétique finale**, c'est-à-dire le rapport de la consommation sur le PIB, **de 2 % par an à partir 2015, puis de 2,5 % par an après 2030**. La politique de maîtrise de la demande est ainsi devenue l'un des quatre grands axes d'action de sa politique énergétique et le Gouvernement estime que « *toute politique visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement passe, en premier lieu, par la mise en œuvre de mesures de gestion de la demande* »¹. On peut se féliciter que cette vision soit partagée par tous les pays de l'Union européenne, qui se sont fixés pour objectif de **réduire de 20 % la consommation énergétique** de l'Europe par rapport aux projections pour l'année 2020², telles qu'elles sont estimées dans le Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique.

Si les objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire d'une part, et de la consommation électrique d'autre part, peuvent sembler contradictoires, ils participent en réalité de la même logique d'amélioration de l'efficacité énergétique. Ainsi, l'augmentation du nombre de véhicules électriques et le remplacement des systèmes de chauffage à fioul ou au gaz par des pompes à chaleur à haut rendement ou des convecteurs électriques performants, qui permettraient de baisser les émissions de CO₂, auraient-ils pour conséquence d'augmenter la consommation d'électricité³.

¹ Électricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen - DGEMP - Novembre 2006.

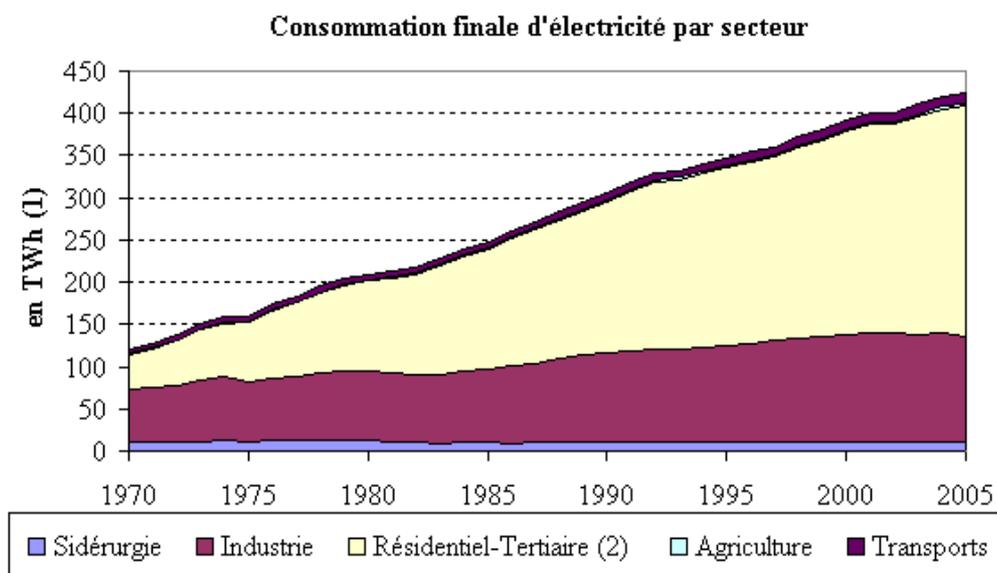
² Conclusions du Conseil européen de Bruxelles des 8 et 9 mars 2007.

³ M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement d'EDF, auditionné le 16 mai 2007, a estimé que le remplacement, entre 2005 et 2020, des modes de chauffage au fioul ou au gaz par des pompes à chaleur ou des convecteurs conduirait à une hausse de la

Dans le droit fil du choix opéré par la France d'accorder une large place à l'électricité dans son bouquet énergétique, votre mission d'information s'est attachée à proposer des solutions de MDE qui n'aient pas pour conséquence d'augmenter l'utilisation des énergies fossiles. Elle tient au demeurant à souligner que les stratégies de remplacement d'énergies fossiles par de l'énergie électrique doivent inciter encore davantage à promouvoir l'efficacité de son utilisation : **il ne s'agit pas forcément de consommer moins d'électricité, mais bien de la consommer mieux.**

On comprend l'importance de cet enjeu lorsqu'on constate que la **consommation finale d'électricité a été multipliée par trois depuis 1970.**

Cette augmentation a pour principale raison la hausse de la consommation dans le résidentiel-tertiaire. En effet, si, en 1970, le secteur le plus consommateur d'électricité était l'industrie, sa part s'établissant alors à plus de 50 %, tandis que le résidentiel-tertiaire consommait environ 35 % de l'énergie finale, le **résidentiel-tertiaire consomme aujourd'hui deux fois plus que l'industrie**, avec une part de 65 % (35 % pour le résidentiel et 30 % pour le tertiaire), contre 32 % pour l'industrie, 3 % pour les transports et 1 % pour l'agriculture.

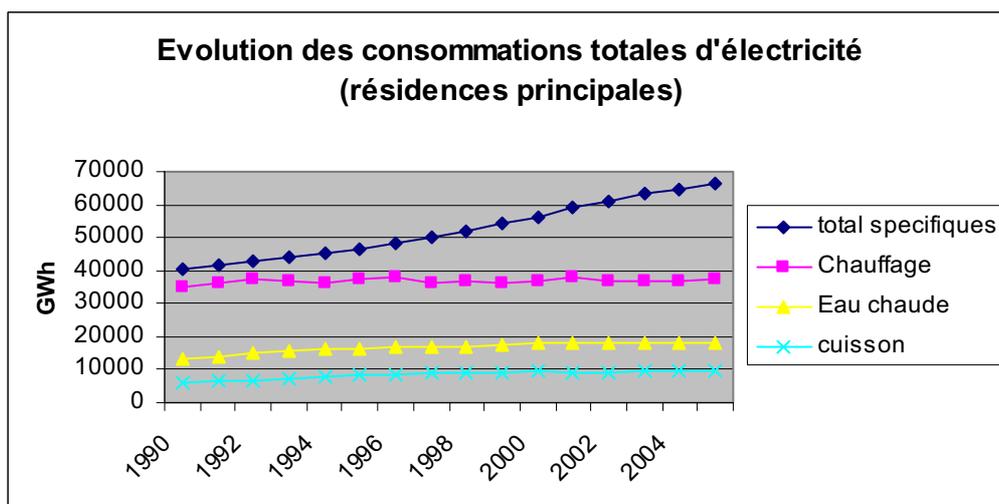


Source : Observatoire de l'énergie

Dans le secteur résidentiel, la hausse de la consommation a récemment été maîtrisée dans les postes traditionnels (chauffage, eau chaude, cuisson), mais **celui des « usages spécifiques », qui comporte les produits blancs et bruns¹, est en forte croissance** puisqu'il est passé de 40 TWh en 1990 à 66 TWh en 2006.

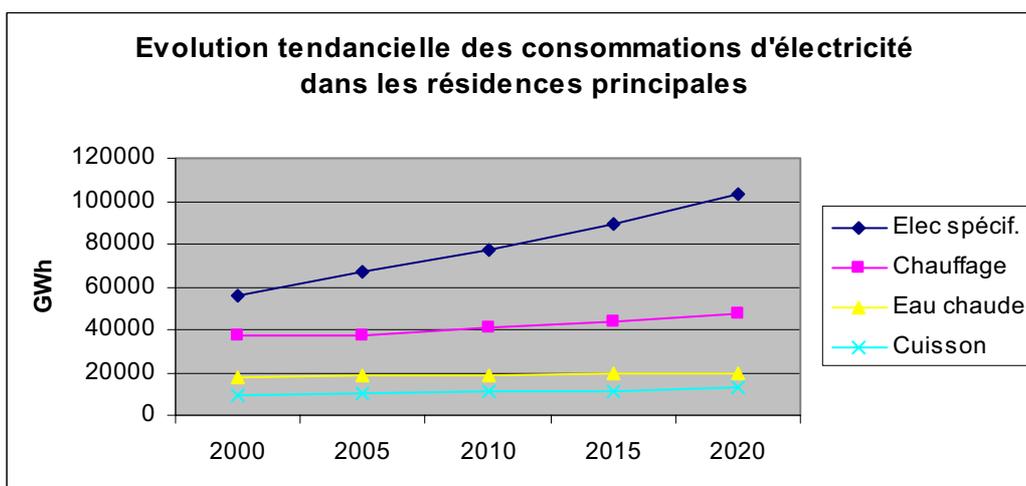
consommation d'électricité de 4 TWh par an mais réduirait de 25 % la part des énergies fossiles dans le chauffage et ainsi, les émissions de CO₂ dues à celui-ci.

¹ Les professionnels des appareils électroménagers distinguent les « produits blancs » (réfrigérateurs, congélateurs, cuisinières, lave-linge, lave-vaisselle) et les « produits bruns » (aspirateurs, téléviseurs, magnétoscopes, matériels hi-fi et informatiques).



Source : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Sur la base des évolutions décrites par le graphique ci-dessus, le **scénario tendanciel à l'horizon 2020**, avec pour hypothèse une stabilité du prix des énergies et une croissance du nombre de résidences principales de 1 % par an, aboutit à une **consommation de 182 TWh** dans le secteur résidentiel.



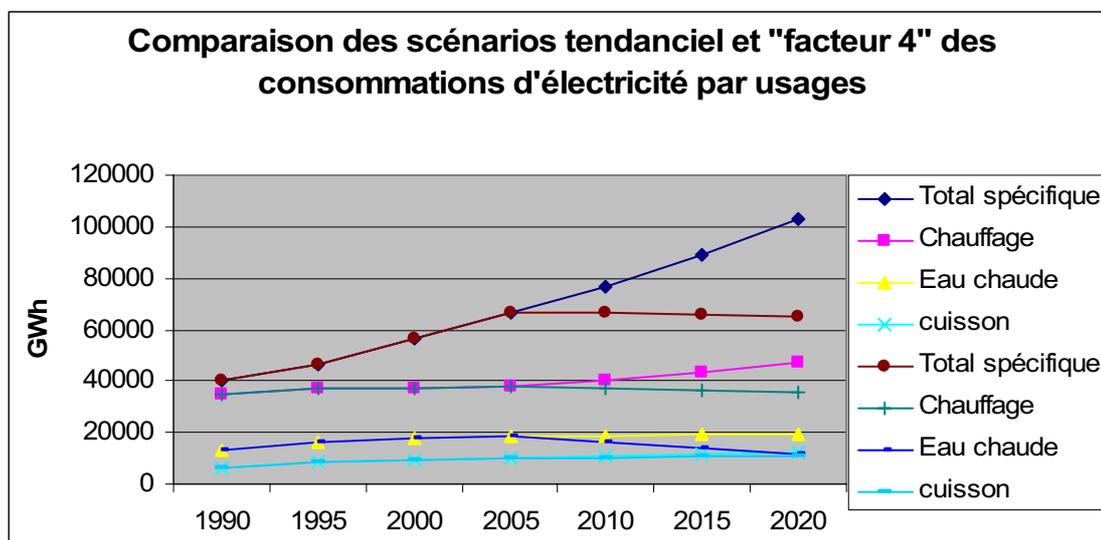
Source : ADEME

Dans un scénario prospectif à l'horizon 2020 orienté vers le « Facteur 4 »¹, l'ADEME estime que le **potentiel de maîtrise d'électricité est de 60 TWh par an dans le résidentiel**, par rapport au scénario tendanciel, avec les hypothèses suivantes : l'amélioration de l'efficacité énergétique pour les équipements électroménagers et pour la cuisson serait respectivement de 2 et 1 % par an, les sources à incandescence seraient supprimées à court/moyen

¹ Le « Facteur 4 » est un concept introduit par Ernst Ulrich von Weizsäcker, Amory B. Hunter et L. Hunter Lovins dans un rapport au club de Rome publié en 1997 : il s'agit de multiplier par deux le bien être en divisant par deux l'utilisation des ressources naturelles. Il représente aujourd'hui en France un objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre, fixé à l'article 2 de la loi POPE du 13 juillet 2005.

terme, 40 % des besoins en eau chaude seraient procurés par l'énergie solaire en 2020, et la consommation liée au chauffage diminuerait de 2 % par an.

Ces économies permettraient de baisser le niveau absolu de la consommation dans le résidentiel de 132 à 122 TWh en 2020.



Source : ADEME

Quant à la consommation d'électricité dans le secteur tertiaire, elle serait de **125 TWh en 2020 selon le scénario tendanciel**, soit une croissance de 39 % sur la période 2005-2020, pour un parc qui augmente en surface sur la même période de 20 %. En faisant les mêmes hypothèses que pour le secteur résidentiel, une maîtrise de l'énergie efficace pourrait aboutir à une **économie de 20 TWh/an**, pour atteindre une consommation de 105 TWh en 2020.

La conclusion de cette présentation succincte de la structure de la consommation d'électricité en France est, d'une part, que l'effort doit principalement porter sur les économies d'énergie dans le résidentiel-tertiaire, notamment sur les utilisations spécifiques et, d'autre part, que **le potentiel d'économies d'énergie est grand** mais que sa réalisation passe par des mesures très ambitieuses.

Votre mission d'information est néanmoins optimiste en estimant que **la MDE constitue à la fois l'instrument le plus puissant et le moins cher pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique¹**. Elle estime toutefois que le jeu du marché et le niveau des prix ne suffiront pas forcément à déclencher des investissements en matière d'efficacité énergétique. Cette **incapacité du marché à inciter à la maîtrise de la consommation impose la mise en place qu'une politique publique** comprenant des composantes économiques, institutionnelles et réglementaires.

¹ M. Pierre Gadonneix, PDG d'EDF, notait lui-même lors de son audition le 8 février 2007 que « la première des priorités est de développer les politiques de maîtrise de la demande d'énergie et de renforcement de l'efficacité énergétique ».

Les mesures proposées par votre mission d'information passent par les moyens d'intervention publique suivants :

- **l'information et la formation** : l'amélioration de l'efficacité énergétique s'appuie sur des solutions complexes qu'il faut maîtriser et dans lesquelles les citoyens doivent avoir confiance (politique de labellisation...) ;

- **l'incitation financière** : les subventions, prêts bonifiés, crédits d'impôts, et les certificats d'économie d'énergie, doivent être autant de stimulations pour l'innovation et l'utilisation économique de l'énergie ;

- et **la réglementation** : dans le domaine du bâtiment notamment, mais aussi pour les appareils électriques et les industriels, la fixation de normes strictes est un passage obligé de la politique de maîtrise de la consommation d'énergie. Cette méthode semble, par exemple, très pertinente dans les cas où l'investissement est rentable à long terme mais qu'il n'est pas réalisé pour cause de considérations de court terme (cas de la suppression des lampes à incandescence ou de la réglementation technique des bâtiments).

Votre mission d'information préconise donc un ensemble de mesures relevant de ces trois logiques afin de répondre aux défis de **l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments**, du **renforcement de l'utilisation des équipements vertueux** et de la **modification des comportements des consommateurs**.

I. AMÉLIORER L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS

Avec plus de 100 millions de tonnes d'équivalent pétrole (tep) par an¹, la consommation des bâtiments représente près de la moitié de l'énergie finale utilisée en France. **Le chauffage en est le principal responsable, avec deux tiers de ces consommations d'énergie.**

Cependant, si la consommation d'énergie totale des secteurs résidentiel et tertiaire confondus a augmenté de 30 % depuis 1975, en raison de l'accroissement du parc, de l'élévation du niveau de confort (appareils électroménagers) et de l'apparition de nouveaux besoins (climatisation...), des gains importants d'énergie, notamment en termes de chauffage, ont aussi été obtenus sur l'ensemble des logements, dont la **consommation moyenne unitaire a baissé de 37 % depuis 1973**, principalement grâce aux réglementations thermiques successives. Il n'en reste pas moins que les gisements d'économie les plus importants résident encore dans les **actions pour réduire la consommation de chauffage**², qu'il faut encourager.

¹ Rapport n° 2004-0189-01 du Conseil général des ponts et chaussées, établi par M. Jean Orselli.

² M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement d'Électricité de France, a ainsi estimé lors de son audition que des diminutions de l'ordre de 50 à 75 % des consommations de chauffage étaient envisageables.

Par ailleurs, un récent rapport de nos collègues Pierre Laffitte et Claude Saunier¹ souligne que « *pour les usages thermiques, une première tentation consiste à privilégier un passage massif à l'électricité produite en majeure partie sans émission de gaz à effet de serre. Cela aurait pour conséquence de multiplier par quatre la production d'électricité en 2050, et de créer des pics de consommation très forts qui, en l'état des technologies, ne peuvent être assurés que par des centrales fonctionnant à l'aide de combustibles fossiles. Par conséquent [...] l'amplification de ce recours ne pourra pas être la seule voie pour assurer la transition énergétique dans ce domaine* ».

C'est également l'avis de votre mission qui remarque que le chauffage électrique, qui a un impact fort sur les pointes, équipe 70 % du parc des maisons récentes², alors qu'il est onéreux pour les utilisateurs individuels et pour la collectivité puisqu'il entraîne un surdimensionnement du parc de centrales électriques. Il est intéressant de noter à ce titre que le chauffage électrique est interdit au Danemark, sauf quand aucune autre solution n'est possible, qu'il fait l'objet de contrats séparés en Allemagne, et que la Belgique en interdit la publicité. Vos rapporteurs estiment par conséquent qu'il serait **opportun de favoriser, dans les bâtiments nouveaux, l'installation de systèmes de chauffage alternatifs aux convecteurs électriques.**

Cette analyse conduit également à insister sur l'objectif de **promotion de l'efficacité énergétique des bâtiments** par l'amélioration de leurs caractéristiques thermiques³.

A. PROMOUVOIR LA FORMATION ET L'INNOVATION

1. Renforcer la performance énergétique des bâtiments : l'importance des professionnels

Plusieurs des personnalités entendues par votre mission ont fait le constat que l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments se heurtait au **manque de techniciens spécialisés dans la construction et la rénovation de bâtiments économes en énergie**⁴.

¹ Rapport n° 56 (2006-2007) de MM. Pierre Laffitte et Claude Saunier, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur le changement climatique et la transition énergétique.

² Audition de Mme Pappalardo, présidente de l'ADEME, du 9 mai 2007.

³ Au niveau mondial, c'est également un objectif du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) qui, dans un rapport intitulé « Bâtiments et changement climatique : état des lieux, enjeux et opportunités », soutient que plus de 20 % de la consommation d'énergie et plus de 45 millions de tonnes de CO₂ par an pourraient être évités d'ici 2010 par la mise en œuvre de normes plus ambitieuses pour les bâtiments existants et neufs.

⁴ Voir notamment les auditions de Mme Reine-Claude Mader, présidente de l'association Consommation, logement et cadre de vie, le 21 mars 2007, et Mme Michèle Pappalardo, présidente de l'ADEME.

L'un des verrous, identifiés par l'ADEME, à la démultiplication à grande échelle des technologies existantes tient effectivement à la **difficulté de leur mise en œuvre**, qui fait appel à des savoir-faire multitechniques, sur un support complexe qu'est le bâtiment, et dans des conditions toujours différentes auxquelles il faut s'adapter.

La **rénovation énergétique des bâtiments doit ainsi faire face à un double défi qualitatif et quantitatif**. D'une part, la complexité des savoir-faire développés pour s'adapter à de nouveaux produits (pompes à chaleur) ou à de nouvelles techniques (isolation extérieure) et la garantie d'un fonctionnement global satisfaisant des différentes composantes de la performance énergétique imposent de disposer d'une branche « bâtiment » de haute qualification. D'autre part, aux incitations favorisant l'augmentation de la demande de services doit correspondre une offre en quantité suffisante : or, l'ADEME estime aujourd'hui que l'accélération de la demande en rénovation crée un **besoin minimal de 100 000 emplois nouveaux**.

Des organisations professionnelles ont pour l'instant été structurées afin de diffuser des bonnes pratiques, **notamment par des systèmes de qualification ou de certification**.

L'**association Qualit'Enr** a ainsi été créée en janvier 2006 afin de fédérer, autour d'une démarche qualité, les entreprises qui installent des systèmes utilisant des énergies renouvelables. L'association gère des dispositifs d'encadrement de la qualité de mise en œuvre des systèmes d'énergie renouvelables, tels que l'appellation Qualisol mise en place dès 1999 dans le cadre du Plan soleil. Cette appellation fédère aujourd'hui plus de 9 000 entreprises au niveau national, qui sont susceptibles de **garantir l'installation d'un nombre croissant de chauffe-eau solaires individuels et de systèmes solaires combinés**.

Forte de ce succès, l'ADEME a lancé en mai dernier la marque Qualibois, appellation qualité pour les chaudières bois énergie, et annoncé la création des appellations QualiPV et QualiPAC, respectivement dédiées au photovoltaïque¹ et aux pompes à chaleur. Ces certifications incitent, d'une part, les entreprises à améliorer leurs savoir-faire² et renforcent, d'autre part, la confiance des citoyens dans l'efficacité des dispositifs d'efficacité énergétique.

Si cette incitation à la certification est très utile, le changement d'échelle des besoins en économies d'énergie impose toutefois de passer aujourd'hui à un stade supérieur de coordination. Votre mission d'information se félicite ainsi de la création par l'ADEME des « *Centres de ressources sur la qualité environnementale du cadre bâti* », en partenariat avec les collectivités territoriales et les associations professionnelles, qui constitue une première avancée dans le domaine de la formation. La mission de ces centres, qui existent à titre pilote dans quatre régions, est en effet d'assurer la promotion et le développement des bâtiments à haute qualité environnementale (HQE) en

¹ « 2006-2007 : un éventail de mesures pour renforcer l'efficacité énergétique des bâtiments » - ADEME - 25 janvier 2007.

² En Allemagne, des obligations de formations sont très régulièrement imposées aux entreprises installant des pompes à chaleur, et des agréments leurs sont délivrés en contrepartie.

apportant expertise et conseil aux maîtres d'ouvrage. Mais il apparaît aujourd'hui nécessaire que **l'ensemble des acteurs de la filière « bâtiments »** (artisans, distributeurs de matériaux, architectes...) **et de la formation** (éducation nationale, chambres des métiers, régions) **soit impliqué** dans un **grand plan national de la formation des professionnels de la performance énergétique du bâtiment.**

Pleinement favorable à cette solution défendue par l'ADEME, qui lui paraît répondre à un enjeu majeur, votre mission d'information estime que l'Agence pourrait être la structure d'élaboration et de coordination de ce plan et préconise que les moyens nécessaires à cette mission lui soient attribués. Elle souligne néanmoins que la **pleine implication des professionnels est une condition indispensable à la réussite de ce plan.**

2. A la recherche de l'énergie perdue

Au-delà des efforts de formation, l'État doit promouvoir les évolutions technologiques en matière de performance énergétique des bâtiments. En France, la recherche dans ce domaine est effectuée dans le cadre du PREBAT, le **programme national de recherche et d'expérimentation sur l'énergie dans les bâtiments.**

Créé en 2005, le PREBAT réunit cinq ministères et cinq agences publiques qui le financent à hauteur de 62 millions d'euros pour la période 2005-2008¹. Son objet est d'identifier et d'aider au développement de toutes les formes d'innovations techniques et méthodologiques, et de soutenir la réalisation de bâtiments aptes à démontrer la capacité de leurs concepteurs et de leurs maîtres d'ouvrage à parvenir à des bâtiments réhabilités réduisant par 4 leurs émissions de CO₂, ou à des bâtiments neufs réduisant par 7 à 8 ces mêmes émissions, voire étant producteurs nets d'énergie (bâtiments à énergie positive).

Si ces objectifs sont louables, ils ne doivent pas occulter l'existence d'obstacles sociologiques à l'amélioration de la performance des bâtiments. Le rapport du Conseil général des ponts et chaussées de M. Jean Orselli souligne comme l'un des problèmes propres à la France l'**insuffisante utilisation des technologies déjà existantes** (vitrages à isolation renforcée, chaudières...).

Votre mission estime donc que le PREBAT ne doit pas se concentrer uniquement sur la recherche fondamentale concernant les bâtiments neufs, très consommatrice de crédits, mais aussi sur **l'étude des raisons socio-économiques de la sous-utilisation de technologies économes existantes.** Doivent aussi être ciblés des domaines dans lesquels les potentiels d'économie d'énergie sont encore largement sous-développés, tels que la production d'eau chaude sanitaire, le choix des meilleurs matériels de chauffage au bois et les pompes à chaleur.

¹ Le PREBAT bénéficie du soutien financier des organismes suivants : ANR (17 M€), ADEME (21 M€), OSEO Anvar (12 M€), ANAH (4 M€), ministère du logement (4 M€) et ANRU (4 M€).

A ce titre, elle se félicite du lancement par le PREBAT, en mai 2007, d'un nouvel **appel à propositions sur les études socio-économiques** relatives à la performance des bâtiments, et d'appels à projets dans chaque région, qui permettront de tenir compte des spécificités locales.

Le soutien de l'ADEME et du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB) à des structures privées, telles que la *Fondation bâtiment énergie*, créée en 2005 par Arcelor, Gaz de France, EDF et Lafarge, peut également s'avérer utile.

Convaincue que l'énergie solaire est un élément important de la performance énergétique des bâtiments à moyen terme, votre mission se réjouit enfin de la **création** au Bourget-du-Lac (Savoie), **en juillet 2006**, de **l'Institut national de l'énergie solaire**, doté de 60 millions d'euros et ayant pour missions :

- de développer des applications solaires thermiques (eau chaude sanitaire, chauffage et rafraîchissement des locaux) ;
- de participer à la recherche sur l'intégration des systèmes photovoltaïques ;
- de créer des maisons expérimentales pour déterminer l'influence de l'utilisation de l'énergie solaire sur la performance énergétique globale.

A ce titre, il est intéressant de noter que l'Espagne, selon les préconisations de l'Institut pour la diversification et les économies d'énergie (IDAE), a révisé son code technique des bâtiments afin de rendre obligatoire l'installation de panneaux solaires sur les constructions nouvelles¹. Votre mission d'information peut en outre témoigner que le ministère de l'industrie italien est quant à lui déjà doté tels équipements...²

B. INCITER ET CONVAINCRE

1. Consommer moins pour gagner plus : l'intérêt des incitations fiscales et financières

En dépit des économies de fonctionnement souvent avérées découlant de l'installation de systèmes permettant de réduire la consommation d'énergie (isolants, pompes à chaleur...), le citoyen, par manque d'informations ou de moyens financiers, hésite souvent à investir dans ces technologies. C'est pourquoi le législateur a mis en place des mécanismes d'incitations fiscales ou financières en faveur de plusieurs technologies.

¹ Entretien avec Mme Marisa Olano, chef du département des relations internationales à l'IDAE, le 26 avril 2007.

² Cette constatation a pu être faite lors de l'entretien de votre mission avec des membres de la direction de l'énergie et des ressources minières du ministère du développement économique italien le 24 avril 2007.

a) Le crédit d'impôts dédié au développement durable et aux économies d'énergie

L'article 200 *quater* du code général des impôts, issu du I de l'article 90 de la loi de finances pour 2005¹, a ainsi institué un **crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie**.

Sont concernées les dépenses d'acquisition² des équipements de chauffage (chaudières basse température et à condensation), des matériaux d'isolation, des appareils de régulation de chauffage, des équipements utilisant des énergies renouvelables, des pompes à chaleur dont la finalité essentielle est la production de chaleur et des équipements de raccordement à certains réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des énergies renouvelables ou des installations de cogénération. Le taux applicable diffère selon les logements et selon les équipements concernés³.

Le crédit d'impôt devrait représenter pour l'État une dépense fiscale d'un **montant de 902 millions d'euros en 2006**⁴, l'isolation thermique représentant à elle seule 55 % du total.

Ce dispositif qui, selon l'ADEME, constitue « *la procédure la plus significative actuellement en matière d'incitation aux travaux* »⁵, a eu un impact très favorable sur l'équipement des ménages. Lors d'un débat au Sénat sur les énergies renouvelables⁶, Mme Nelly Olin, ministre de l'écologie et du développement durable, déclarait ainsi qu'on assistait à « *une progression spectaculaire chez les particuliers : les pompes à chaleur ont progressé de 40 % en 2005*⁷, *les installations de chauffe-eau solaires individuels de 72 %, les chaudières à bois de 127 % et les chaudières à compensation de 100 %* ».

Aujourd'hui, cependant, l'amélioration de l'efficacité du crédit d'impôt passe par une **adaptation des conditions d'éligibilité au dispositif**.

En effet, les analyses de la Direction générale du trésor et de la politique économique (DGTPE) et de l'ADEME montrent, par exemple, un fort déséquilibre du dispositif relatif à l'isolation thermique au détriment des parois opaques (murs, plafonds, combles), dont l'efficacité énergétique est pourtant supérieure à celle des parois vitrées. Afin d'assurer l'utilisation

¹ Loi n° 2004-1484 du 30 décembre 2004.

² Hors main d'œuvre.

³ Le dispositif de ce crédit d'impôt est détaillé sur le site du ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables : http://www.industrie.gouv.fr/energie/developp/econo/f1e_eco.htm.

⁴ Source : Direction générale des impôts, septembre 2006.

⁵ « Parvenir au Facteur 4 dans les bâtiments existants » - ADEME - Janvier 2006.

⁶ Débat sur les conclusions du rapport d'information n° 436 (2005-2006) de MM. Claude Belot et Jean-Marc Juilhard relatif aux énergies renouvelables et au développement local, fait au nom de la délégation du Sénat pour l'aménagement et le développement durable du territoire - Séance publique du mercredi 13 décembre 2006.

⁷ Cette technologie, efficace en matière d'économies d'énergie, notamment sur les bâtiments existants (pompes à chaleur air-eau), est aujourd'hui en plein essor. Les ventes ont progressé de 600 % en six ans.

efficace du crédit d'impôt, les **exigences de performance devraient être relevées**. Un arrêté en ce sens aurait déjà été préparé, mais n'a pas été signé par le précédent gouvernement.

Parallèlement, il semble que de nombreuses décisions d'investissements ne sont pas prises faute d'incitation suffisante¹. L'ADEME note ainsi que l'isolation des murs ou des combles de toitures, ou l'installation de pompes à chaleur géothermiques, qui sont les mesures les plus efficaces énergétiquement, sont trop peu stimulées par le crédit d'impôt en raison de la **part très importante que représente le coût de la main d'œuvre, non éligible au crédit d'impôt, dans le prix total de l'installation**.

Votre mission d'information propose par conséquent de **modifier l'assiette de ce crédit d'impôt afin qu'elle intègre le coût de la main d'œuvre** correspondant à la pose de l'équipement. Elle propose en outre :

- de **faciliter l'investissement des propriétaires bailleurs dans les travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements**. En effet, s'agissant du parc de logements privés en location (21 % des logements), les propriétaires, qui ne profiteraient pas de la baisse de la facture énergétique, n'ont pas d'intérêt direct à réaliser des travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur bien. La création d'un nouveau poste de charges compensant en partie les travaux d'économie d'énergie permettrait à la fois au propriétaire de couvrir partiellement son investissement, tout en garantissant une diminution de la somme « charges + factures énergétiques » pesant sur le locataire. Cela passerait par une modification du décret « charges » tendant à ajouter dans la liste des charges récupérables par le propriétaire une partie de l'investissement d'économie d'énergie ;

- **d'élargir le crédit d'impôt aux résidences secondaires**. En effet, les dépenses en matière de performance énergétique sont moins rentables à effectuer dans ces logements alors qu'ils sont tout autant concernés par les impératifs d'économie d'énergie.

L'idée d'élargir le dispositif aux entreprises est en revanche plus contestable dans la mesure où, s'agissant de mesures souvent rentables à moyen terme, les effets d'aubaine pourraient être assez élevés.

b) Le livret de développement durable

Afin de mobiliser l'épargne en faveur du développement durable et des travaux d'économies d'énergie dans les logements, l'article 30 de la loi de finances rectificative pour 2006² a modifié les articles L. 221-27 et L. 221-28 du code monétaire et financier afin de **transformer le CODEVI en un « livret de développement durable »** et de **relever**, à partir du 1^{er} janvier 2007, le **plafond** des dépôts de 4 600 à **6 000 euros**.

¹ Voir, sur ce thème, l'audition de Mme Michèle Pappalardo, présidente de l'ADEME.

² Loi n° 2006-1771 du 30 décembre 2006.

L'élargissement de l'objet du livret permet l'octroi de prêts visant à réaliser des travaux d'économie d'énergie dans les logements construits depuis plus de deux ans. Peuvent en bénéficier les particuliers et les copropriétés, mais aussi les personnes physiques qui exercent une activité professionnelle de nature industrielle, commerciale, artisanale, ou une activité agricole. Les équipements éligibles sont ceux visés à l'article 200 *quater* du code général des impôts. Quant au relèvement du plafond, il devrait permettre de mobiliser un surplus d'épargne estimé à **10 milliards d'euros**.

Cette mesure est trop récente pour pouvoir être évaluée. Elle peut éventuellement constituer un **complément au dispositif de crédit d'impôt prévu à l'article 200 quater** du CGI. De nombreux organismes financiers ont en outre pris l'initiative de lancer, à l'attention des particuliers et PME, des **prêts bonifiés** pour favoriser la réalisation de travaux de réhabilitation ou d'opérations de construction « haute performance énergétique » (HPE) ou « haute qualité environnementale » (HQE).

c) Les tarifs de rachat

Aux termes du décret du 6 décembre 2000¹, les **tarifs de rachat de l'électricité solaire photovoltaïques sont applicables au particulier ayant installé des panneaux solaires**. Depuis l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, chaque kWh produit est acheté 30c€ au propriétaire de l'installation en France métropolitaine, et 40 c€ en Corse et dans les DOM-TOM, où l'approvisionnement électrique est plus difficile. Lorsque les panneaux sont intégrés au bâti, le tarif de rachat est de 55 c€ le kWh, dans tous les secteurs géographiques. Selon l'ADEME, on assiste actuellement à une forte augmentation des volumes sur l'ensemble du marché français du photovoltaïque raccordé au réseau. Prenant acte du succès de ce dispositif, votre mission d'information tient à souligner l'importance des **tarifs de rachat qui doivent être maintenus à un niveau élevé**, afin de garantir une sécurité d'investissement aux particuliers.

d) L'implication des collectivités territoriales

Le volontarisme local, qui passe par la prise de conscience et l'investissement personnel des élus locaux, est en **enjeu majeur pouvant avoir un impact très important sur les situations locales**. Les collectivités territoriales ont en effet un rôle à jouer en matière de maîtrise de la consommation d'énergie, à plusieurs titres : **soutien direct** aux ménages ou aux entreprises, **rôle de sensibilisation** des populations, **relais d'actions menées par l'État**.

¹ Décret n° 2000-1196 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.

Aux titres des actions de soutien direct à la MDE, citons les cas des régions Picardie et Nord-Pas-de-Calais, qui ont lancé des prêts bonifiés pour les ménages souhaitant engager des travaux d'isolation.

Les communes peuvent également utiliser la possibilité introduite par l'article 30 de la loi POPE du 13 juillet 2005 précitée, **d'autoriser**, par simple décision du conseil municipal, **un dépassement du coefficient d'occupation des sols** (dans la limite de 20 %) pour les constructions bénéficiant du label « Très haute performance énergétique, énergies renouvelables et pompes à chaleur » (THPE Enr 2005) ou du label « Bâtiment basse consommation ». Cet instrument, potentiellement incitatif pour les particuliers, n'a malheureusement pas pu être utilisé jusqu'ici, les dispositions réglementaires nécessaires venant tout juste d'être arrêtées¹.

Par ailleurs, la **consommation totale du patrimoine géré par les communes est évaluée annuellement à près de 30 TWh**, soit 510 kWh par habitant, pour une dépense moyenne de 31,4 euros par habitant. La réduction des consommations énergétiques de ces bâtiments, outre son intérêt propre, peut favoriser la sensibilisation des citoyens à la problématique des économies d'énergie et les inciter à de nouveaux comportements.

Les collectivités territoriales sont, enfin, la cible d'opérations plus volontaires de la part de l'État. Afin de favoriser la réalisation de programmes complets de réhabilitation sur une zone géographique large, l'ADEME, l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) et la Direction générale de l'urbanisme, de l'habitat et de la construction (DGHUC) ont ainsi mis en place les **opérations programmées d'amélioration thermique et énergétique des bâtiments** (OPATB). L'objectif est de déclencher sur le territoire d'une collectivité un grand nombre d'études et de travaux de maîtrise de l'énergie. Saluant cette initiative, vos rapporteurs regrettent que l'appel à projets de l'ADEME ait été limité à quinze collectivités seulement.

e) Les études de diagnostic énergétique

Consciente que la question de la rénovation des bâtiments du tertiaire n'était pas secondaire, l'ADEME a mis en place des **aides financières spécifiques et directes à l'attention des maîtres d'ouvrage**, réservées aux entreprises, pour **toute étude de diagnostic énergétique** visant à déterminer les performances réelles du bâtiment en l'état et celles obtenues après travaux de réhabilitation énergétique définis globalement. La participation au financement de ces audits énergétiques, en général à hauteur de 50 % du coût, ne peut qu'encourager les entreprises à prendre conscience de la problématique et des économies qu'elles peuvent réaliser grâce à la rénovation des bâtiments. L'IDAE espagnole a au demeurant mis en place des dispositifs similaires.

¹ Voir l'arrêté du 3 mai 2007 pris pour l'application de l'article R. 111-21 du code de la construction et de l'habitation relatif aux conditions à remplir pour bénéficier du dépassement du COS en cas de respect d'exigences de performance énergétique par un projet de construction.

2. Instaurer la confiance : les labels énergétiques et les certifications environnementales

Les **labels énergétiques** jouent un rôle central dans la **prise de conscience** des consommateurs de l'intérêt de réaliser des travaux sur leurs biens et les **certifications** contribuent à l'instauration d'une relation de **confiance** avec les entreprises du secteur.

Le label HPE, mis en place par l'arrêté du 27 juillet 2006, vient en complément de la réglementation thermique 2005 (RT 2005) pour les bâtiments neufs. Il garantit non seulement que la **performance énergétique est supérieure à la RT 2005**, mais aussi que la sécurité, la durabilité et les conditions d'exploitation des installations de chauffage, de production d'eau chaude sanitaire, de climatisation et d'éclairage sont améliorées.

Ce label comprend deux niveaux :

- le « **label haute performance énergétique, HPE 2005** » correspondant à une consommation conventionnelle d'énergie inférieure de 10 % à la consommation conventionnelle de référence de la réglementation ;
- le « **label très haute performance énergétique, THPE 2005** » correspond à une consommation conventionnelle d'énergie inférieure de 20 % à la référence.

Outre l'incitation des consommateurs, l'utilisation des labels par les maîtres d'ouvrage favorisera le **développement de systèmes et techniques constructives performants** dans la perspective du futur renforcement de la réglementation en 2010, puis ensuite tous les cinq ans.

L'association *Effinergie* promeut les constructions à basse énergie en développant en France un référentiel de performance énergétique des bâtiments neufs ou existants permettant à ces bâtiments de se situer au niveau de la classe A de l'étiquette énergie du diagnostic de performance énergétique. Créée en mars 2006 à l'initiative des régions Alsace, Franche-Comté et Languedoc-Roussillon, l'association, constituée d'élus locaux, de techniciens du bâtiment et de militants de l'environnement, s'est inspirée des démarches *Minergie* et *Passivhaus* promues en Suisse et en Allemagne. Le référentiel impose une valeur moyenne de consommation de l'ordre de 50 kWh/m² par an, pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire, ce qui représente une économie d'énergie d'environ 50 % par rapport aux objectifs de la RT 2005.

Toutefois, afin que les consommateurs prennent une décision d'investissement, il faut également qu'ils trouvent une **entreprise capable de répondre aux exigences techniques des labels**.

C'est la raison de l'existence, par exemple, de la certification NF Bâtiments tertiaires – Démarche HQE® qui permet de **valoriser les maîtres d'ouvrages** réalisant ou réhabilitant des bâtiments plus confortables, sains, économes en énergie ou encore plus respectueux de l'environnement que les bâtiments respectant seulement la RT 2005.

Si votre mission se félicite de la structuration d'une offre de qualité dans les domaines de la filière du bâtiment, elle considère que la construction

des bâtiments HPE devrait être davantage encouragée. Estimant pertinente, dans cette perspective, **une mesure de modulation des droits de mutation à titre onéreux sur ces biens**, votre mission suggère qu'une évaluation puisse être rapidement menée¹. Afin de reprendre cette mesure encore plus incitative, il pourrait être envisagé que l'exonération soit **totale pour les bâtiments THPE**, et **seulement partielle pour ceux répondant à la norme HPE**.

3. Faire du neuf avec du vieux : la nécessaire amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants

En France, 19,1 millions des 30,2 millions de logements existants, soit **63 % du parc, ont été construits avant la réglementation thermique de 1975**. Avec un taux annuel de renouvellement du parc de 1 %, il restera en 2050 **entre 30 et 40 % de logements bâtis antérieurement à 1975**, ce qui implique **d'améliorer la performance énergétique des bâtiments existants**.

Répartition des résidences principales par tranche d'âge et consommations énergétiques finales (climat normal 2002)

	Ancien (1)		Récent (2)		Neuf (3)
	Parc (millions de logements)	Consommation (TWh)	Parc (millions de logements)	Consommation (TWh)	Parc (millions de logements)
Maisons individuelles	9,1	192,6	4,9	92,5	0,22
Immeubles collectifs	6,8	123,6	3,7	43,3	0,10
Total	15,9	316,2	8,6	135,8	0,32

(1) Les bâtiments dits anciens sont ceux construits avant 1975, date de mise en place de la première réglementation énergétique. Les bâtiments dits récents sont ceux construits depuis 1975.

(2) Ces bâtiments anciens et récents sont, dans leur totalité, qualifiés de bâtiments existants et constituent le stock actuel de bâtiments

(3) Les bâtiments neufs sont ceux construits au cours de l'année écoulée. Ils représentent le flux annuel de construction, soit en moyenne de l'ordre de 300 000 logements et 12,4 millions de m² de bâtiments tertiaires chauffés (valeur moyenne 1990-2002 de la construction neuve chauffée ou climatisée).

Source : ADEME

Selon l'enquête annuelle établie par la SOFRES pour l'ADEME, l'investissement des ménages dans les travaux de maîtrise de l'énergie reste stable : 12 % des ménages effectuent chaque année de tels travaux, pour un montant moyen de 25 euros par m² à chaque investissement. Sur la base de ce rythme de travaux - tous les huit ans en moyenne -, les ménages devraient investir, d'ici 2050, environ 125 euros par m², alors que parvenir au Facteur 4 à cette date nécessiterait entre 200 et 400 euros d'investissements par m². La somme totale à la charge des ménages afin d'aboutir aux objectifs du Facteur 4 serait située entre 400 et 800 milliards d'euros.

¹ Sachant que les dispositions constitutionnelles imposeraient la compensation par l'Etat, à due concurrence, des moindres recettes fiscales des collectivités locales résultant de cette mesure.

Des stratégies ambitieuses doivent donc être mises en place afin d'améliorer la qualité des rénovations engagées et d'augmenter le montant total des investissements réalisés par les ménages dans les réhabilitations.

Les principales opérations d'économie d'énergie dans les bâtiments existants se font par la « *rénovation diffuse* », liée à l'obsolescence de deux grands groupes de composants du bâtiment : les vitrages et huisseries, d'une part, et les chaudières d'autre part, qui représentent chacun 40 % des travaux. Or, les technologies les plus efficaces ne sont pas systématiquement employées alors que leur utilisation s'avère toujours rentable pour les usagers. Ce constat plaide en faveur d'un **renforcement des conditions d'obtention du crédit d'impôt** prévu à l'article 200 *quater* du CGI au bénéfice des installations les plus performantes¹.

Mais, s'agissant de l'augmentation du montant des investissements, des mesures plus incitatives doivent être prises.

Depuis le 1^{er} novembre 2006, le **diagnostic de performance énergétique** (DPE) doit être annexé par le vendeur à toute promesse de vente ou, à défaut de promesse, à l'acte authentique, remis aux candidats acquéreurs d'un bâtiment ou d'une partie de bâtiment. Le DPE a également été rendu obligatoire pour les locations (un million de contrats conclus par an) depuis le 1^{er} juillet 2007. Le DPE permet au candidat au logement :

- d'être informé sur les caractéristiques thermiques du bien, sur ses consommations d'énergie et sur l'estimation des coûts qui leur sont liés ;
- d'être sensibilisé à la lutte contre l'effet de serre par l'évaluation de la quantité de CO₂ émise par le bien ;
- mais surtout d'être incité à réaliser des économies d'énergie grâce aux **recommandations de travaux qui accompagnent le DPE**.

Pour renforcer l'intérêt de ce DPE, tous les diagnostiqueurs devront, à partir du 1^{er} novembre 2007, être certifiés après avoir satisfaits à un examen théorique et pratique.

L'étiquette énergie, issue du DPE, et publique pour les acheteurs et les locataires éventuels, permettra d'intégrer la question de la maîtrise de l'énergie dans leur prise de décision. On peut être d'autant plus optimiste que la consommation d'énergie est devenue un critère d'achat puissant pour 57,8 % des Français en 2005².

Afin de **donner un impact direct à cette classification et au DPE**, un mécanisme de soutien public pour des réhabilitations du bâti entraînant des économies d'énergie s'appuyant sur l'analyse du diagnostic pourrait être envisagé.

¹ D'autant plus que les équipements ont une durée de vie considérable, autour de 80 ans pour les vitrages et 30 ans pour les chaudières.

² Enquête TNS/SOFRES 2006, citée dans un communiqué de presse de l'ADEME de 2007, au titre évocateur : « Consommations d'électricité des ménages en hausse de 2 % en 2006 : il est plus que jamais nécessaire d'inciter à la maîtrise des consommations ».

En Allemagne, un prêt à taux zéro (PTZ) a par exemple contribué à l'essor des bâtiments « *Passivhaus* », dont la performance énergétique est très élevée. En France, un prêt à taux zéro existe également, mais il est uniquement destiné à l'accession à la propriété. Votre mission d'information considère qu'un même type de PTZ, financé par l'État et distribué par toutes les banques, **spécifique aux économies d'énergies réalisées sur des bâtiments existants**, adossé au DPE, serait une initiative très intéressante.

Mais si les incitations en matière de logement ont un réel intérêt et sont indispensables, la réglementation demeure aussi un instrument à la fois nécessaire et efficace.

C. IMPOSER ET MONTRER L'EXEMPLE

1. Une réglementation thermique de plus en plus stricte

La nouvelle réglementation thermique (RT 2005) s'applique depuis le 1^{er} septembre 2006 à l'ensemble des permis de construire déposés à cette date. Elle valorise la conception bioclimatique des bâtiments pour diminuer leurs besoins de chauffage et assurer un meilleur confort d'été, prend mieux en compte les énergies renouvelables (le solaire thermique devient une référence pour la production d'eau chaude sanitaire) et les consommations liées au refroidissement sont intégrées dans les méthodes de calcul. Ainsi, un bâtiment nouvellement climatisé devra-t-il compenser les surconsommations de refroidissement sur les autres postes de consommation.

La RT 2005, qui renforce globalement de 15 % les exigences par rapport à la RT 2000, sera modifiée tous les cinq ans afin de parvenir en 2020 à une consommation d'énergie des bâtiments neufs de 40 % inférieure à la consommation maximale fixée par la RT 2000.

Rappelant qu'une attention toute particulière doit être portée aux bâtiments existants, votre mission d'information se félicite qu'une réglementation relative à la réhabilitation thermique des bâtiments de plus de 1.000 m² faisant l'objet de travaux de réhabilitation ait été définie par le **décret n° 2007-363 du 19 mars 2007** relatif aux études de faisabilité des approvisionnements en énergie, aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des bâtiments existants et à l'affichage du diagnostic de performance énergétique.

Voici quelques exemples de dispositions prévues par le décret :

- à partir du 1^{er} juillet 2007, dans les locaux dans lesquels est installée une climatisation, celle-ci ne doit être mise en marche ou maintenue en fonctionnement que lorsque la température intérieure des locaux dépasse 26°C, sauf cas particuliers en raison de contraintes d'usage (hôpitaux, maisons de retraite, locaux informatiques...). Cette mesure pédagogique vise à mieux maîtriser les consommations d'énergie électrique en période de chaleur ;

- à compter du 1^{er} novembre 2007, lorsque des équipements, installations, ouvrages tels que les chaudières, les fenêtres, les isolations, les radiateurs, les ballons de production d'eau chaude, les climatiseurs... seront installés ou remplacés, ils devront respecter des exigences de performance fixées par un arrêté non encore publié ;

- à partir du 2 janvier 2008, enfin, un diagnostic de performance énergétique devra être affiché de manière visible pour le public dans les bâtiments d'une surface supérieure à 1000 m² occupés par les services d'une collectivité publique ou d'un établissement public et dans les établissements recevant du public pouvant recevoir plus de 200 personnes (1^{ère} à 4^{ème} catégorie des ERP). Un arrêté sera rédigé après consultation, notamment, de représentants des collectivités territoriales.

Votre mission d'information soutient à la fois les objectifs de la réglementation thermique et la méthode choisie de son renforcement gradué.

2. La démonstration par l'exemple : le cas des bâtiments publics

Dans le cadre du programme « État exemplaire » et de la stratégie nationale de développement durable, l'État s'est fixé comme objectif d'atteindre un seuil de 50 % de bâtiments publics répondant à la démarche Haute Qualité Environnementale (HQE), au label Haute Performance Énergétique (HPE) ou à un référentiel équivalent. Si cet objectif est louable, et sa pertinence économique à long terme réelle, son manque d'ambition est flagrant et sa mise en œuvre se révèle en outre difficile dans un contexte de restriction budgétaire¹.

L'ADEME propose donc la création d'un **fonds public dédié au financement de ces travaux**. L'idée est que les gestionnaires de bâtiments de l'État empruntent à ce fond de déclenchement des investissements immobiliers efficaces en énergie la somme nécessaire pour financer le **surplus d'investissement** - et uniquement le surplus - lié aux matériaux efficaces en énergie, puis le remboursent sur une durée fixée à l'avance, avec des montants de remboursement calés sur les économies prévisibles.

Votre mission d'information est tout à fait favorable à la mise en place de ce type de dispositif et considère que cela permettrait, dans un second temps, **d'imposer l'utilisation de la démarche HQE, du label HPE ou BBC (bâtiment basse consommation) pour toutes les constructions ou rénovations de bâtiments appartenant à l'État.**

La mise en place d'un **plan commun entre l'État et les collectivités territoriales**, qui sont le premier investisseur public, afin d'inciter celles-ci à construire des bâtiments économes en énergie, est également un impératif à moyen terme. Votre mission a pu constater qu'un plan d'action de très grande ampleur de modernisation des bâtiments publics a été récemment mis en place par le Gouvernement espagnol, avec pour objectif de changer la « culture

¹ D'autant plus que le raisonnement de certains gestionnaires dans le cadre de l'annualité budgétaire nuit à ce type d'investissement, rentable seulement à long terme.

d'efficacité énergétique de la société ». Selon M. Hugo Lucas Porta, conseiller à l'IDAE espagnol, une collaboration active des communautés autonomes est l'un des garants de la réussite de ce plan¹.

S'agissant du logement social, qui concerne 16 % de la population, un effort doit également être mené. On peut se féliciter qu'en « neuf », 60 % de la production soit labellisée HPE/HQE, ce qui va au-delà de la réglementation. Dans l'existant, des efforts manifestes ont été produits par les bailleurs sociaux depuis vingt ans pour passer d'une consommation de 230 kW/m² à 160 kW/m², mais le parc reste très énergétivore. Selon la Caisse des dépôts², seulement **35 % des logements sociaux consomment moins de 120 kWh/m²**, qui est la référence courante en neuf.

Or, l'effort dans le domaine des économies d'énergie du parc social est d'autant plus important :

- qu'il **garantit une certaine équité** aux locataires dans la mesure où les charges de chauffage peuvent aujourd'hui varier, dans une même zone climatique, de 1 à 3 selon la performance technique du chauffage, **soit un équivalent de un à trois mois de loyers** (les loyers se situant quant à eux dans une fourchette réglementaire très resserrée) ;

- et que l'investissement initial réalisé par l'office public d'HLM peut permettre aux locataires de réaliser des économies importantes, et donc de payer leur loyer plus aisément.

Afin de répondre à ce problème, la Caisse des dépôts a lancé un prêt spécifique aux sociétés HLM désireuses de se lancer dans de tels projets. Dénommé « *Prêt Énergie Performance* », **il est financé sur les ressources du livret A et bénéficie d'un taux de 2,45 % dû à la bonification de la Caisse des dépôts sur fonds propres**. Il permet aux opérateurs de logements sociaux de financer les surcoûts associés aux travaux d'économies d'énergie, évalués à 7 % du coût total de l'opération. Pour bénéficier de ce prêt, les bâtiments doivent être éligibles au label THPE, c'est-à-dire permettre un niveau de consommation d'énergie inférieur de 20 % à la RT 2005.

Selon les informations recueillies par vos rapporteurs, l'Union sociale pour l'habitat pourrait prochainement lancer un grand programme de rénovation thermique de plus de 500 000 logements, avec pour objectif que les économies d'énergie générées permettent de financer en partie l'investissement de rénovation tout en créant également un gain de pouvoir d'achat immédiat pour les locataires.

Dans le domaine du logement social, votre mission d'information estime que l'environnement juridique et fiscal est pertinent et qu'il permet, voire encourage, des efforts en matière d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments.

¹ Entretien du 26 avril 2007.

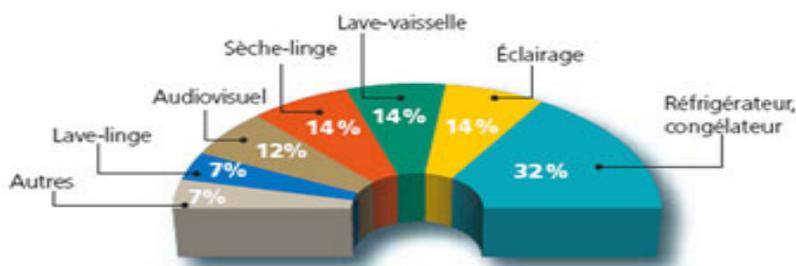
² « Performances énergétiques des logements locatifs sociaux en France métropolitaine » - Caisse des dépôts - *Energies demain* - Mai 2007.

II. RENFORCER L'UTILISATION DES ÉQUIPEMENTS VERTUEUX

La consommation du secteur résidentiel est en hausse constante du fait de l'augmentation du poste « usages spécifiques », qui comporte outre les postes froid - le lavage, l'éclairage et le petit équipement électroménager -, toute la gamme des produits « bruns », micro-informatique incluse. C'est ce poste qui a connu la plus forte croissance sur la période 1990-2005 et qui risque encore de peser dans les années à venir. La multiplication des équipements bruns (TV, Hi-Fi, décodeurs, lecteurs, consoles de jeu...) et des produits gris (micro-informatique, scanners, modems...), à laquelle sont associées toutes les consommations liées aux veilles des équipements, en sont la cause.

La réflexion sur l'utilisation des équipements doit donc peser particulièrement sur ces postes. Par ailleurs, la question spécifique du coût énergétique de l'éclairage mérite aussi d'être abordée puisqu'il représente 15 % des émissions de CO₂, alors que des technologies économes en énergie et abordables financièrement existent désormais. Enfin, le potentiel de MDE dans l'industrie est toujours important, malgré les efforts déjà réalisés.

Répartition des consommations d'électricité spécifique par usage



Source : ADEME

A. ENCOURAGER L'UTILISATION DES APPAREILS MÉNAGERS ÉCONOMES

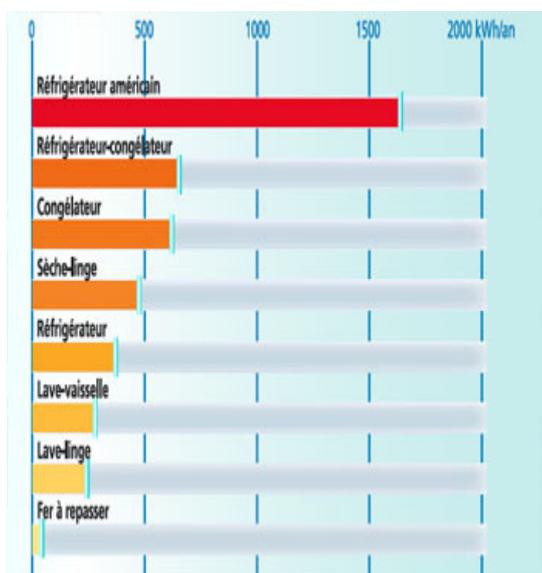
1. Des normes plus strictes pour les appareils électroménagers

La consommation électrique des appareils électroménagers a fait l'objet d'améliorations considérables depuis une vingtaine d'années.

Ainsi, **la consommation globale des réfrigérateurs** n'a-t-elle progressé que de **10 % seulement en vingt ans** tandis que le **parc d'appareils en service a doublé**. Bien que la consommation énergétique ait, dans un premier temps, baissé sans qu'aucune réglementation n'intervienne, **la mise en place au niveau européen des labels d'efficacité énergétique** (échelonnés de A à G) a dans un second temps accéléré l'augmentation des performances énergétiques. Avant 1995, 60 % des réfrigérateurs appartenaient aux classes équivalant aujourd'hui à D, E, F et G, alors que 90 % des appareils ont aujourd'hui l'étiquette énergie A ou B.

L'étiquetage a joué un rôle efficace parce que les fabricants s'en sont emparé et en ont fait un argument de vente. De nombreuses entreprises ont ainsi conclu des accords volontaires avec la Commission européenne et établi des feuilles de route prévoyant la diminution progressive des consommations de leurs appareils. Selon nos collègues Pierre Laffitte et Claude Saunier¹, les efforts sur les produits électroménagers « ont abouti à une diminution de consommation équivalant au retrait de cinq millions de véhicules sur les routes ». Aujourd'hui, des équipements classés A+ et A++ sont même apparus afin de répondre à la demande des consommateurs.

Moyennes des consommations d'énergie par type d'appareil



Source : ADEME

Les économies d'énergie réalisables avec les appareils de classe A, A+ ou A++ sont loin d'être anecdotiques : pour le lavage du linge, on peut passer de 535 kWh à 243 kWh par an. Pour les appareils de froid, de 636 kWh à 274 kWh !

Cet investissement est en outre rentable.

Un nouvel appareil est rentable

Coûts énergétiques	8,85 cent/kWh	
Durée de vie	15 ans	
Coûts d'investissement	511 EUR	
	ancien	nouveau
Consommation électrique en kWh/jour	1,7	0,24
Réduction des coûts énergétiques/an en €		47
Réduction des coûts énergétiques après 15 ans en €		705

« Un calcul de rentabilité démontre que le remplacement d'un vieux réfrigérateur par un nouvel appareil de très haute performance énergétique engendre un avantage financier de 705 € sur une période de 15 ans. »

Source : site Internet de la ville de Luxembourg

Il reste que sur les usages spécifiques, le **froid** mobilise encore aujourd'hui près de 15 TWh par an, soit plus de 10 % de la consommation des ménages. A titre de comparaison, ce poste de consommation est deux fois supérieur à la consommation totale de la SNCF, pour l'ensemble de ses TGV et trains Corail². Les appareils de lavage consomment quant à eux 10 TWh. **Des efforts restent donc à fournir dans ce domaine.**

¹ Rapport n° 426 (2005-2006) relatif aux apports de la science et de la technologie au développement durable, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

² Selon M. Benoît Lebot, ingénieur divisionnaire des travaux publics de l'Etat, intervenant à la troisième table-ronde du Débat national sur les énergies organisé à Strasbourg le 3 avril 2003.

Le réglage des appareils peut entraîner des économies d'énergie importantes. Ainsi, sur les lave-linge, les basses températures suffisent la plupart du temps et le prélavage est inutile. Le fonctionnement pendant les heures creuses est économique si l'on bénéficie de cette option tarifaire. Certaines machines sont équipées d'un « départ différé » qui permet de profiter facilement de cet avantage. S'agissant du réfrigérateur, il faut surveiller la formation du givre car un demi-centimètre de givre augmente leur consommation de 30 % et plus. Les bonnes températures de réglage sont + 4° C pour le réfrigérateur et - 18° C pour le congélateur. Concernant enfin les appareils bruns, le premier conseil est de ne pas laisser les équipements en veille : cela permet de faire de substantielles économies, mais aussi de préserver le matériel.

L'Espagne a mis en place une politique de subventions directes au consommateur qui achète un équipement classé (l'aide à l'acquisition d'appareils de classe A est égale à 60 % du surcoût par rapport à la classe D, dans la limite de 50 euros). Il semble toutefois que les effets d'aubaine sont importants (*i.e.* le consommateur bénéficiant de la subvention pour un bien qu'il aurait en toute hypothèse acquis) et réduisent l'efficacité de cette mesure.

M. Bernard Laponche, expert en politique de l'énergie, a quant à lui suggéré¹ la mise en place par EDF d'un mécanisme de prêt incitant les ménages à acheter les équipements domestiques les plus économes, le remboursement s'effectuant grâce aux économies de consommation réalisées jusqu'à l'apurement de la dette. Pour intéressante qu'elle soit, cette méthode paraît cependant très complexe à mettre en œuvre.

Il semble que, pour favoriser pleinement les appareils classe A, mais aussi les lampes à basse consommation, un passage à **5,5 % de la TVA qui leur est appliquée constituerait la meilleure des solutions**, car elle pourrait notamment s'appliquer dans toute l'Europe. Cette décision nécessite toutefois l'accord préalable de la Commission européenne et le consentement unanime de l'ensemble des États membres afin de modifier l'annexe H de la directive 77/388 sur la TVA.

D'après les calculs de l'ADEME, une baisse de la TVA de 19,6 à 5,5 % sur les produits ecolabellisés, qui concernerait aussi le secteur de la construction neuve, pourrait coûter à l'État 3,2 milliards d'euros (dont 2,7 milliards d'euros dans le seul secteur de la construction neuve de logements de haute performance énergétique). Cependant, cette mesure pourrait déboucher sur la création de 72 000 emplois directs et indirects dans les secteurs concernés et chez leurs fournisseurs. Ainsi, l'effet expansif de la hausse du chiffre d'affaires des branches visées, des investissements et de la consommation pourrait générer plus de 54 000 emplois induits supplémentaires, l'ensemble provoquant une croissance du PIB de 7,7 milliards d'euros. Sachant que le taux de prélèvement obligatoire s'élève à 45 % en moyenne, le regain d'activité économique procurerait un supplément de recettes de 3,5 milliards d'euros, si bien qu'en définitive, les conséquences pour les finances publiques pourraient s'avérer nulles, voire positives².

¹ *Audition du 28 mars 2007.*

² *Ces évaluations semblant assez optimistes, il serait très utile que les services fiscaux élaborent à une étude d'impact de cette mesure.*

2. Un carton jaune pour les produits bruns

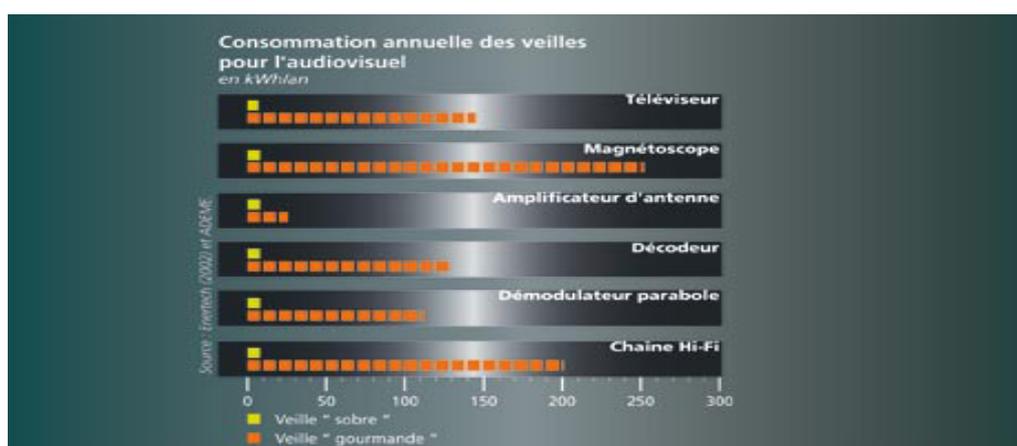
Les appareils électroniques **consommant 14 TWh par an**. Ce poste connaît une forte croissance avec le développement du nombre de téléviseurs, d'ordinateurs ou de consoles de jeux. L'apparition permanente de nouveaux produits rend cependant difficile l'étiquetage et la labellisation.

S'agissant des télévisions, par exemple, l'étiquetage serait pourtant extrêmement utile. Les écrans plasma consomment ainsi plus que les LCD, sans que le consommateur en soit clairement averti.

Par ailleurs, l'un des problèmes majeurs des produits « bruns » est que la simple veille des appareils consomme 10 TWh : ainsi, 70 % de l'appel de puissance annuel qu'ils occasionnent est le plus souvent inutile. Bien que les puissances unitaires concernées restent apparemment minimes, entre 5 et 15 W par appareil, ces consommations ont lieu toute la journée, le plus souvent inutilement¹, et avec leur multiplication (selon les chiffres de l'ADEME, il n'est pas rare de compter plus de 25 veilles par logement), elles peuvent représenter jusqu'à 10 % de la consommation totale d'électricité d'un ménage².

La circulaire adressée le 28 septembre 2005 par le Premier ministre à l'ensemble du Gouvernement rappelle que l'État se doit de contribuer à cette évolution des comportements et d'être lui-même exemplaire dans le cadre de la commande publique. Parmi les orientations qui sont fixées figure notamment l'achat d'**équipements et d'appareils de bureautiques économes en énergie**. Votre mission estime que la mise en application de cette circulaire mériterait d'être davantage contrôlée et s'interroge sur la réalité de sa diffusion, notamment dans les services déconcentrés.

Ces consommations de veille ne sont pour l'instant pas prises en compte lors des décisions d'achat et ne font pas non plus l'objet d'un label spécifique.



Source : Enertech et ADEME, 2002

¹ Voir le guide de l'ADEME sur les économies d'électricité, disponible à l'adresse suivante : http://www.ademe.fr/particuliers/Fiches/equipements_electriques/index.htm.

² Pour réduire ces consommations, il suffit pourtant la plupart du temps de couper simplement l'alimentation électrique de l'appareil lorsqu'on ne s'en sert pas, à l'aide, par exemple, de prises multiples ou d'interrupteurs !

Votre mission d'information estime **donc nécessaire de limiter la puissance des veilles par la réglementation**. En annexe à la loi POPE du 1^{er} juillet 2005, la France a déjà proposé la mise en place, « *dans le cadre communautaire, de seuils de consommation maximale des appareils électriques en veille, tendant vers une puissance appelée inférieure à 1 watt par appareil dans le cas général des équipements électriques de grande diffusion* ». **Cette mesure, applicable à l'ensemble des produits blancs et bruns, est urgente**. La France pourrait donc être le fer de lance de cette proposition auprès de ses partenaires européens, dans le cadre de sa présidence de l'Union européenne en 2008, d'autant qu'elle constitue une application de la directive 2005/32/CE du 6 juillet 2005 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits consommateurs d'énergie.

Il serait intéressant qu'à cette occasion soit aussi réglée la question de **l'affichage des performances énergétiques des appareils bruns**.

La directive sur l'écoconception des produits (2005/32/CE) établit un cadre pour la fixation d'exigences en matière de protection de l'environnement, applicables aux produits consommateurs d'énergie. Elle confie le soin à la Commission européenne d'élaborer et d'adopter des mesures d'exécution pour les différents produits et prévoit que ces mesures sont fixées après consultation appropriée des parties.

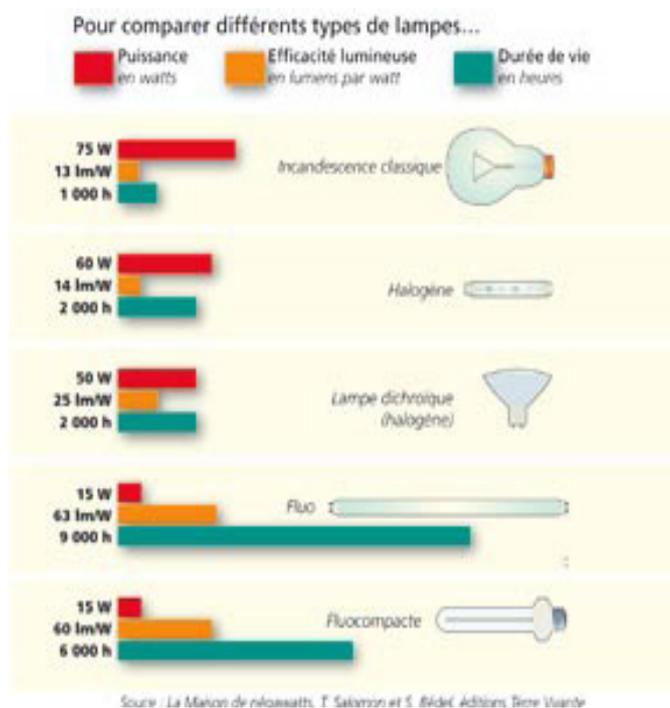
Après avoir tenu une réunion de travail, le 21 novembre 2006, sur la mise en œuvre de la directive, la Commission a constitué le forum de consultation des parties prenantes, qui s'est réuni pour la première fois le 22 juin 2007. Elle y a fait part de ses réflexions sur la définition d'exigences d'efficacité des produits aux entreprises de l'industrie, aux organisations représentatives des PME, aux États membres, aux organisations non gouvernementales et aux organismes de normalisation. Les premières mesures discutées au cours de ce forum portaient sur l'éclairage public et de bureau. La question de la suppression progressive des ampoules à incandescence a également été évoquée. Pourrait par ailleurs être imposée par la Commission une mesure des pertes en mode veille pour de nombreux matériels, ce qui permettrait une prise de conscience citoyenne sur cette question. Certaines mesures seront applicables dès 2009. C'est dans le cadre de ces discussions que l'État français pourrait notamment faire entendre sa voix, et promouvoir les propositions mentionnées ci-dessus.

B. DES IDÉES LUMINEUSES POUR CONSOMMER MOINS EN ÉCLAIRAGE

La consommation annuelle pour tous les usages de l'éclairage est de 40 TWh, soit 10 % de la consommation annuelle d'électricité en France, et se répartit de la façon suivante : 24,5 TWh dans le tertiaire, l'industrie, le commerce et l'enseignement ; 10 TWh en éclairage domestique et 5,5 TWh en éclairage public.

L'éclairage dans le secteur résidentiel représente 12 à 15 % de la facture d'électricité des ménages, et est en outre un **usage de pointe de la demande d'électricité**, ce qui a pour conséquences un effet sur la dimension du parc de production et un fort contenu en CO₂ (116 g de CO₂ par kWh).

La diminution de cette consommation pourrait aisément être obtenue par **l'emploi de technologies existantes**, telles que les lampes fluocompactes (- 80 % de consommation), les lampes dichroïques (- 40 %), avec des durées de vie des ampoules incomparablement plus longues. Le paradoxe avec l'éclairage est qu'il s'agit de l'un des secteurs où le **changement technologique est le plus aisé, l'investissement initial le plus faible, la rentabilité la mieux connue**, pour lequel la **labellisation existe, mais où les avancées sont pour l'instant assez limitées**.



Les lampes à incandescence produisent beaucoup de chaleur (95 %) et peu de lumière (5 %). Leur efficacité énergétique est bien plus faible que les lampes fluorescentes qui, elles, produisent environ 80 % de lumière et 20 % de chaleur. Les fluocompactes présentent pour cette raison des risques de brûlures bien moins graves. La lumière produite par une lampe basse consommation (LBC) de 15 W équivaut à celle provenant d'une « ampoule » classique de 60 W. Autre avantage, la première a une durée de vie six à sept fois supérieure à la seconde ! Au cours de son existence, une LBC fait économiser en moyenne 330 kWh, soit environ 33 € sur la facture d'électricité...

Source : ADEME

Pourtant, si l'on remplaçait toutes les lampes à incandescence par des LFC, l'économie serait de 250 kW par logement et par an, soit, pour 26 millions de foyers, une **économie de 6,5 TWh** et de 754 000 tonnes de CO₂. Dans le secteur tertiaire, une telle substitution entraînerait une économie complémentaire de **1,5 TWh**. La suppression des sources à incandescence permettrait ainsi une **réduction de la consommation de 8 TWh** par an¹, soit plus que la production d'une tranche nucléaire.

C'est la raison pour laquelle l'Australie et la Californie ont annoncé la suppression des sources à incandescence sur leur territoire respectivement en 2010 et 2011. Le 9 mars 2007, le Conseil européen a par ailleurs demandé à la Commission européenne de soumettre rapidement des **propositions visant à accroître les exigences d'efficacité énergétique pour l'éclairage des bureaux, des rues, et dans les habitations privées**.

¹ Ces chiffres sont à tempérer en raison des effets thermiques des ampoules à incandescence, qui réduisent les besoins de chauffage en hiver. Cet impact, difficile à évaluer, fait l'objet d'une analyse dans l'ouvrage de M. Pierre Bacher, L'énergie en 21 questions - Odile Jacob - Avril 2007.

En tout état de cause, votre mission d'information propose que la France adopte sans attendre une mesure d'interdiction totale de la vente de sources à incandescence à l'horizon 2010.

Les administrations publiques devraient par ailleurs s'engager dès à présent à remplacer, au fur et à mesure de leur extinction, l'ensemble des lampes à incandescence par des ampoules basse énergie. L'éclairage public doit également être concerné par cette mesure. Dans ce domaine, rappelons que le bon réglage des cellules photoélectriques peut déjà constituer une source simple d'économie d'électricité.

Par ailleurs, les dispositifs d'extinction automatique dans les couloirs, couplés à des détecteurs de présence physique, sont très économes en énergie, et doivent également être promus¹.

LE SÉNAT ET LA MDE

Les Questeurs du Sénat poursuivent un objectif de maîtrise de la demande d'électricité, qu'ils mettent en œuvre de différentes manières. S'agissant des bâtiments, l'isolation est systématiquement renforcée lors des travaux de réhabilitation et, dans l'ensemble des locaux, lorsque l'état des fenêtres justifie leur changement, elles sont remplacées par des fenêtres en double-vitrage, pour certaines équipées de contacteurs permettant l'arrêt des ventilo-convecteurs en cas d'ouverture. En matière d'éclairage, les ampoules basse tension ont été généralisées et des dispositifs de minuterie installés dans les parties communes. Dans les marchés publics d'équipement enfin, l'objectif de maîtrise de la consommation est également intégré : ainsi les photocopieurs doivent-ils disposer du label *Energy Star*, et la mise en réseau des imprimantes, scanners et copieurs est encouragée. Cependant, une mesure telle que l'utilisation de véhicules électriques dans le Jardin du Luxembourg, si elle répond à un objectif salubre de diminution de la pollution, a bien évidemment pour conséquence une hausse de la consommation électrique...

C. SOUTENIR L'INDUSTRIE DANS SES EFFORTS DE MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

La baisse de la consommation de l'électricité dans l'industrie est un impératif, mais dans un contexte international très compétitif, les mesures adoptées dans ce domaine par l'État doivent éviter de grever leur productivité².

Si le **potentiel d'économie** est loin d'être négligeable, puisqu'il est estimé à **20 TWh/an**, ce sont donc plutôt des bonnes pratiques qui doivent être mises en exergue.

¹ Conçu par le groupe Accor dans une optique de maîtrise de la consommation d'énergie, le Novotel Paris-Montparnasse n'est équipé que d'ampoules basse consommation et l'éclairage de ses couloirs est assuré par des détecteurs de mouvements. Ces investissements témoignent que ces systèmes sont rémunérateurs à terme.

² Ce qu'a souligné, à juste titre, M. Henri Prévot, ingénieur général des mines, auteur du livre « Trop de pétrole ! Énergie fossile et réchauffement climatique », dans son audition du 22 février 2007.

Si la diminution de 15 % de la consommation d'électricité des électro-intensifs en France en 2006¹ ne rentre pas dans le cadre de l'épuration puisqu'elle est liée principalement à la modification des processus industriels de l'usine d'enrichissement de l'uranium d'Eurodif à Tricastin, votre mission souhaite en revanche mettre en lumière des expériences qui paraissent particulièrement intéressantes :

- en février 2007, les plus grands industriels des technologies de l'information américains (Dell, IBM, Intel, Microsoft) se sont associés pour créer le consortium *Green Grid* ayant pour objectif de définir des recommandations et des standards de comparaison pour réduire la consommation énergétique des centres de données informatiques². Trois Livres blancs ont déjà été publiés, qui exposent l'enjeu et les premières pistes d'amélioration. En Europe, le programme de recherche « *Efficient Servers* » vise les mêmes objectifs ;

- le projet RECIPE (*Reduced Energy Consumption in Plastics Engineering*), lancé en janvier 2005, a quant à lui pour objectif de réduire la consommation d'énergie lors du développement, de la fabrication et du traitement des matières plastiques ;

- M. Roland Gérard, directeur technique de la Fédération des industries des équipements pour véhicules (FIEV), a évoqué, lors de son audition devant votre mission d'information³ le **protocole RESEDA** : signé entre l'ADEME et les équipementiers automobiles pour réduire leur consommation d'électricité à la suite d'un diagnostic établi par l'agence, il a permis d'économiser en moyenne, sur chaque site concerné, **327 MWh d'électricité par an**, soit 3,7 % de leur consommation annuelle ;

- constatant que la consommation des moteurs électriques et des systèmes associés est très élevée dans l'industrie (90 TWh en France), la Commission européenne a mis en place le programme *Motor Challenge* afin d'informer les entreprises sur les modalités de MDE dans ce secteur ;

- M. Pierre Radanne, auteur du livre « *Énergies de ton siècle ! Des crises à la mutation* », a souligné devant votre mission⁴ que l'utilisation de systèmes électroniques permettant d'optimiser la consommation grâce à un contrôle permanent de l'efficacité énergétique constituait une voie intéressante.

Afin d'encourager les entreprises à engager de telles initiatives, qui peuvent au demeurant leur permettre de réaliser de précieux gains de productivité, il serait utile que l'État et les collectivités territoriales réfléchissent à la **conditionnalité des aides financières** qu'elles accordent.

En effet, si des garanties en termes d'emplois sont souvent demandées aux entreprises bénéficiant de soutiens publics, il semblerait tout autant

¹ Selon M. Laurent Chabannes, président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie, auditionné par la mission le 14 mars 2007.

² « *La chasse aux kilowatts* » - L'Usine nouvelle n° 3055 - 10 mai 2007.

³ Audition du 14 mai 2007.

⁴ Audition du 8 février 2007.

légitime que des exigences en matière environnementale, portant notamment sur la maîtrise de la consommation énergétique, économiquement rentable, leurs soient imposées.

III. FAVORISER L'ÉVOLUTION DES COMPORTEMENTS DES CONSOMMATEURS

A. TENIR LA POPULATION « AU COURANT »

La politique de maîtrise de la demande d'énergie passe nécessairement par des mesures d'information. Tout d'abord, devant le défi de l'effet de serre et le coût de l'augmentation des capacités de production électriques, les pouvoirs publics ont un devoir **d'alerter les populations** des enjeux. L'État doit ensuite jouer un **rôle de source d'informations fiables** des citoyens afin de clarifier les problématiques, et enfin **apporter des solutions** que chacun pourra mettre en œuvre¹ à son niveau.

1. Un citoyen averti en vaut deux

a) Le rôle de l'État

La prise de conscience citoyenne de la réalité du problème de la consommation d'énergie est notamment liée à la médiatisation récente des conséquences de la hausse des émissions de gaz à effet de serre.

Mais la déclinaison au niveau national de l'impératif de maîtrise de l'énergie dans tous les domaines, et notamment dans celui de l'électricité, a été menée par l'État, avec le soutien de l'ADEME, dont il convient à ce stade de souligner le rôle. Établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle des ministères en charge de l'écologie et du développement durable, de l'industrie et de la recherche, l'ADEME a pour mission de « *susciter, animer, coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objet la protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie* »². Employant 820 salariés (dont 359 ingénieurs), l'agence dispose d'un budget de 343 millions d'euros (260 millions pour le budget d'intervention et 83 millions pour celui de fonctionnement).

¹ C'est au demeurant la mission assignée au présent rapport « d'information », qui constate le défi d'approvisionnement électrique auquel la France est confronté, définit les domaines prioritaires d'intervention (notamment la MDE) et propose des solutions pour y remédier (voir infra pages 209 à 211 le récapitulatif des 40 propositions adoptées par la mission).

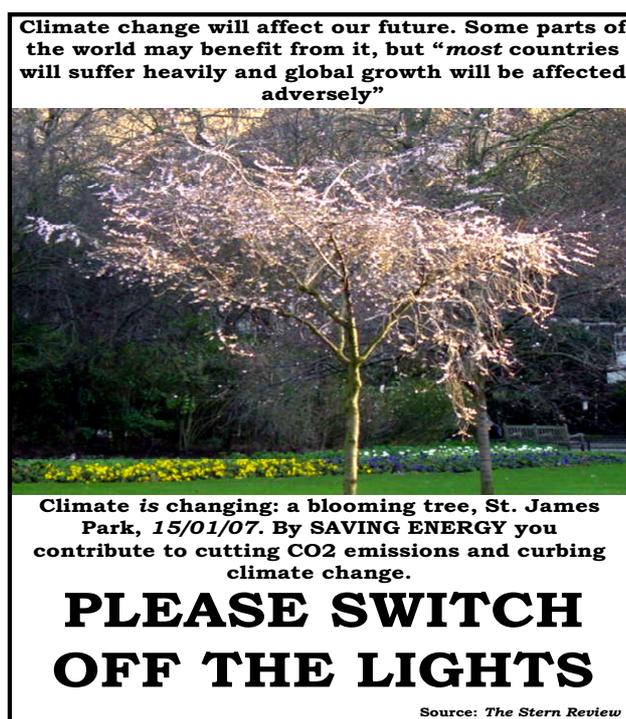
² L'article L. 131-3 du code de l'environnement et le décret n°91-732 du 26 juillet 1991 relatif à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie en sont le support juridique.

La **campagne d'information** ciblée sur les économies d'énergie, baptisée « *Faisons-vite, ça chauffe* », a ainsi joué un rôle pédagogique essentiel pour alerter les citoyens de l'importance de maîtriser la consommation d'électricité¹. Dès lors, selon une enquête TNS/SOFRES, la consommation est devenue en 2005 un critère d'achat pour 57,8 % des Français. Le tableau ci-dessous démontre du reste que les ménages ont intégré l'impératif d'économie d'énergie dans leur décision d'achat.

Lampes basse consommation	2002	2003	2004	2005
Français possédant une ou plusieurs lampes basse consommation	44,7 %	48,7%	51,1%	57,8%
Appareils frigorifiques	2003	2004	2005	2006
Ventes d'appareils frigorifiques catégories A et A+	43 %	58 %	70 %	85 %

Source : TSN/SOFRES 2006 pour l'ADEME

Afin que l'État sensibilise **l'ensemble de ses agents publics** aux bénéfices de la MDE, votre mission propose qu'à l'instar des administrations britanniques, des **affichettes incitant à l'économie de l'électricité** soient apposées dans l'ensemble des locaux de l'administration.



Source : Ministère du commerce et de l'industrie britannique²

¹ Les campagnes « Opération vidange propre », « Réduisons vite nos déchets, ça déborde » et « Chauffe-eau solaire, passez à l'acte » ont aussi rempli leur office dans leurs domaines respectifs.

² Traduction : « Le changement climatique modifie notre avenir. Certaines parties du monde en bénéficieront, mais la plupart des pays en pâtiront gravement, et l'effet sur la croissance globale sera négatif. Le climat change déjà : un arbre en fleur, St. James Park, 15/01/07. En ÉCONOMISANT L'ÉNERGIE, vous contribuez à la réduction des émissions de CO₂ et au ralentissement du changement climatique. VEUILLEZ ÉTEINDRE LES LUMIÈRES S'IL VOUS PLAÎT. »

b) Le rôle des collectivités territoriales

Plusieurs communes (Dunkerque, Gap, Reims...) ont établi une **carte des pertes d'énergie sur leur territoire**, par le système des photographies aériennes à infrarouge. Ces actions, qui mettent en évidence que les maisons sont mal isolées, notamment par les toits et les fenêtres, sont efficaces, selon Mme Michèle Pappalardo, présidente de l'ADEME, lorsqu'elles sont accompagnées par des rencontres avec les citoyens lors de l'exposition des photographies, et par la présentation de solutions concrètes susceptibles de réduire les pertes d'énergie.

Cet exemple démontre que les collectivités territoriales ont un réel pouvoir d'information et d'incitation. Le **relais des Espaces info-énergie (EIE)** leur permet à cet égard d'apporter des renseignements concrets adaptés à la situation de chaque collectivité (voir *infra*).

Les collectivités territoriales peuvent en outre agir efficacement dans le cadre de partenariats avec les écoles et collèges. La **formation des élèves aux questions d'économie d'énergie**, dans le cadre de l'éducation au développement durable¹, présenterait en effet le double avantage d'enseigner les gestes importants pour réduire la consommation et d'introduire ce débat dans les familles. L'affichage de recommandations sur les économies d'énergie dans les établissements scolaires, voire l'ensemble des établissements recevant du public, pourrait également constituer un apport pédagogique très intéressant.

c) Le rôle des entreprises

Mme Sophie Liger-Tessier, directeur-adjoint au MEDEF chargé de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, a indiqué, lors de son audition devant votre mission², que le MEDEF était très impliqué dans l'amélioration de l'efficacité énergétique, annonçant notamment le lancement prochain d'un site Internet d'information et de sensibilisation des dirigeants et des salariés des entreprises du tertiaire sur l'intérêt de la MDE.

Afin d'alerter les salariés sur leur rôle dans la maîtrise de la consommation d'énergie, il paraîtrait en outre utile de recommander que les affiches incitant à l'économie d'énergie et présentant les principales recommandations en la matière évoquées précédemment soient également apposées sur les panneaux d'information du personnel dans les entreprises.

L'article 27 de la loi POPE a en outre imposé aux entreprises vendant de l'énergie ou des services énergétiques **l'obligation de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie et d'inciter à des économies d'énergie**

¹ Voir, sur ce sujet, la circulaire du 29 mars 2007 du ministère de l'éducation nationale, de l'enseignement supérieur et de la recherche, sur la seconde phase de généralisation de l'éducation au développement durable.

² Audition du 11 avril 2007.

dans le cadre de leurs messages publicitaires. Cette disposition, qui assure une diffusion très large du message sur la maîtrise de la consommation énergétique, est un élément important de la politique nationale de communication dans ce domaine. Votre mission d'information se félicite donc de la parution du décret d'application n° 2006-1464 du 28 novembre 2006.

Enfin, le rapport d'information n° 436 (2005-2006) de nos collègues Claude Belot et Jean-Marc Juilhard, fait au nom de la DADDT du Sénat, avait suggéré d'inclure dans les cahiers des charges de Radio France et de France Télévisions l'obligation de diffuser des émissions de sensibilisation aux questions énergétiques.

Votre mission d'information, regrettant que cette recommandation n'ait pas été suivie d'effet, fait la proposition que le thème de la maîtrise de la consommation d'énergie, qui est une politique d'intérêt national, soit inscrit dans lesdits cahiers des charges, dont, pour l'instant, seul le Préambule prévoit que les questions environnementales doivent être abordées par les programmes. Vos rapporteurs trouveraient en outre opportun que les chaînes de télévision s'emparent de ce thème afin d'engager des projets de fiction qui y soient relatifs.

2. Économiser, oui ! Mais comment ?

Diverses informations erronées circulent à la fois dans les médias et au sein de la population sur la façon d'économiser de l'énergie. Ainsi, certains estiment-ils qu'éteindre un ordinateur est néfaste pour l'appareil et que les modes de veille, économes en énergie, peuvent être utilisés toute la nuit. L'État est présent pour rétablir la vérité scientifique : en l'occurrence, un ordinateur peut être éteint plus de 50 000 fois sans difficulté et le mode veille est bien consommateur d'électricité¹.

C'est tout l'enjeu des guides diffusés par l'ADEME que de résoudre ces difficultés de diffusion de la connaissance. **Le renforcement des *Espaces info-énergie*, actuellement au nombre de 175 sur le territoire et ouverts au public, sont à ce titre une nécessité incontestable.** En 2005, plus d'un million de contacts, dont 360 000 approfondis, ont permis des économies d'énergie estimées à 56 ktep/an. En outre, 100 000 appels aux n° Azur et n° Vert ont été reçus et le site Internet a connu plus de sept millions de connexions. L'existence de ce dispositif d'appui et de conseil au citoyen est la condition nécessaire pour que la prise de conscience de l'enjeu de la maîtrise d'énergie ait un impact sur le terrain, et que soient engagées les mesures les plus efficaces, qui correspondent le mieux à la situation de chacun.

¹ Selon le groupe de travail Resinfo du Centre national de la recherche scientifique (CNRS), qui précise aussi qu'éteindre son PC tous les soirs permettrait d'économiser 7 000 heures de consommation électrique et de diviser la facture liée à cet appareil par cinq. Un document relatif à ces questions est disponible au lien suivant : www.urec.cnrs.fr/IMG/pdf/Livre-vert-V24-oct2006.pdf.

Outre cette politique de « marketing des économies d'énergie », un programme d'évaluation des résultats obtenus doit être mis en place. Depuis 1992, l'ADEME a développé, avec le soutien récurrent de programmes communautaires, des **indicateurs d'efficacité énergétique** permettant de mesurer les résultats des efforts de l'Union européenne et des États membres pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de CO₂ résultant de la consommation d'énergie. L'ensemble des données produites par les États membres sont rassemblées et agrégées par l'ADEME.

La mise en place d'un observatoire européen de l'énergie le 1^{er} juillet 2007, au sein de la Direction générale de l'énergie et des transports de la Commission européenne, chargé de fonctions relatives à **l'offre et à la demande d'électricité**, devrait permettre de pérenniser ces indicateurs, ce dont vos rapporteurs se réjouissent.

B. CONSOMMER MIEUX POUR DÉPENSER MOINS

La question de la MDE ne saurait être seulement traitée en valeur absolue, dans la mesure où la production de pointe est à la fois beaucoup plus onéreuse que la production de base, et, en France tout au moins, plus émettrice de GES. Des solutions spécifiques existent pour **réduire la consommation en période de pointe**, avec pour les ménages, l'utilisation de compteurs intelligents, et pour les entreprises, notamment les électro-intensives, la possibilité d'effacement.

1. Écrêter les pointes avec les compteurs intelligents

Les compteurs électriques en basse tension installés en France pour les installations de faible puissance sont essentiellement des compteurs électromécaniques relevés manuellement, au mieux tous les semestres. Leurs fonctionnalités sont étroitement liées à la facturation du tarif réglementé appliqué par les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution).

Or, les dernières évolutions législatives incitent à développer des **compteurs permettant aux clients des distributeurs d'avoir une meilleure connaissance de leur consommation**. Le IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, issu de l'article 74 de la loi POPE du 13 juillet 2005, a ainsi précisé que les dispositifs de comptage mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux de distribution doivent permettre aux fournisseurs « **de proposer à leurs clients des prix différents selon les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée** ».

Les textes communautaires invitent également les États membres à adopter des outils plus flexibles, tels que la **gestion de la demande en temps réel**¹, la fourniture aux utilisateurs des informations sur le moment de consommation de l'énergie, et la facturation fondée sur la consommation réelle².

La réalisation de ces objectifs imposerait une démarche de remplacement de l'ensemble des 30 millions de compteurs actuels en France par des compteurs **munis de fonctionnalités étendues** : transmission à distance tant de l'index de consommation que de la courbe de charge, coupure de l'alimentation à distance et changement de la puissance souscrite. Les compteurs en temps réel et les compteurs d'intervalle, c'est-à-dire les compteurs dits « intelligents », permettent ainsi aux distributeurs d'électricité de **suivre, à chaque instant de la journée, la quantité d'électricité consommée par un client.**

Une étude sur les compteurs intelligents menée par Capgemini pour le compte de la CRE, a analysé précisément **les avantages qui pourraient ressortir de l'utilisation desdits compteurs** en s'appuyant sur les expériences en cours en Californie, en Ontario, en Italie, aux Pays-Bas et en Suède³ :

- leur installation permet de faire **émerger des offres horo-différenciées** qui constituent un intérêt majeur pour la MDE de pointe. En Ontario, les clients finaux peuvent désormais caler leurs comportements de consommation en **fonction d'une grille de tarifs intégrés horo-saisonnalisés** qui prend en compte **l'heure, le type de journée et la saison** ;

- le comptage évolué rend possible le **développement d'offres d'effacement** déclenchées dans des périodes de conditions climatiques particulières (pendant les étés chauds et secs, où le fort recours à la climatisation et les bas niveaux de l'hydrauliques entraînent des prix de gros élevés) ;

- des fonctionnalités de gestion de la production d'électricité issue des panneaux solaires sont aussi envisageables.

Ces compteurs permettraient en outre la **facturation de l'énergie consommée** et non plus prévisionnelle⁴ et favoriseraient la **mise en place d'une « culture de l'efficacité énergétique »**, notamment s'ils sont

¹ Directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

² Directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques.

³ « Comparatif international des systèmes de télé-relevé ou de télé-gestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d'une migration du parc actuel de compteurs » - Capgemini - Mars 2007. Le document est consultable sur le lien suivant : <http://www.cre.fr/fr/documents/deliberations>.

⁴ Les débats sur l'article 13 du projet de loi relatif au secteur de l'énergie, et notamment sur les amendements relatifs à l'article L. 121-91 du code de la consommation, montrent que les parlementaires s'accordent sur l'intérêt de la mise en place d'une facturation de l'énergie consommée, mais les surcoûts pour les gestionnaires de réseaux, qu'il s'agisse du passage plus fréquent d'un agent pour constater la consommation effective des ménages ou du remplacement des compteurs pour permettre des relevés à distance, les avaient conduits à y renoncer.

accompagnés de système permettant de constater aisément le coût de la consommation en euros.

Bien que les expériences montrent que nombre de clients éprouvent pour l'instant quelques difficultés à s'approprier le fonctionnement de leur compteur et restent indifférents au comptage évolué, ces avantages théoriques semblent très intéressants dans un contexte de hausse des coûts de l'électricité.

Le coût de la substitution totale des compteurs est évalué par EDF à **trois milliards d'euros**¹, ce qui paraît correspondre aux estimations faites dans les autres pays. Cette somme assez élevée peut être considérée comme un investissement pour le distributeur dans la mesure où il peut également escompter des **bénéfices de l'installation de ces compteurs**, tels que la baisse des coûts de facturation (suppression des passages à domicile, qui est aussi favorable au client), des coûts de gestion des clients, des fraudes sur les compteurs², des appels au service client, et des recherches de pannes sur le réseau, ainsi que la possibilité du télédelestage.

Au vu de ces différents éléments, il semble que l'installation en France des nouveaux compteurs puisse être favorable à la MDE, **sous certaines conditions toutefois** :

- ces compteurs doivent être **combinés à une tarification flexible** afin d'aider les usagers à gérer leur consommation pendant les périodes de pointe et en dehors de celles-ci ;
- le relais de commande du ballon sanitaire doit être conservé ;
- la facturation sur l'électricité consommée doit être mise en place ;
- la possibilité de connecter aisément au compteur un équipement d'affichage en direct du coût payé en euros doit être prévue.

En outre, en raison des gains escomptés par les distributeurs, il serait légitime que l'impact d'une telle installation sur le tarif d'utilisation des réseaux publics soit limité.

La communication de la CRE du 6 juin 2007 sur l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance, qui trace dès à présent les orientations à suivre pour les nouvelles techniques de comptage, annonce du reste qu'elle sera attentive au respect d'un certain nombre de ces conditions.

Vos rapporteurs préconisent donc **d'imposer l'installation de ces nouveaux compteurs, à une échéance fixée à l'avance**, tout en soulignant l'importance des conditions précitées, notamment celles renforçant la visibilité de la facturation, indispensables à la diffusion de la « **culture de l'efficacité énergétique** » qu'elle appelle de ses vœux.

¹ Rapport n° 6 (2006-2007) de M. Ladislav Poniatowski - Op. cité.

² ENEL qui a lancé en 2005 une campagne de remplacement des compteurs en Italie visant plus de 30 millions de clients pour un montant global affiché de 2,1 milliards d'euros, déclare d'ores et déjà avoir rentabilisé son investissement grâce aux gains dégagés par la réduction de la fraude.

2. Les stratégies d'effacement en pointe

Les compteurs dits « intelligents » ouvriraient la possibilité au consommateur de choisir l'option de pouvoir être délesté (contre rémunération) lorsque le distributeur le décide, parce que l'électricité est très chère en période de pointe. Si, pour le consommateur, cette suggestion demeure encore une hypothèse d'école, elle peut d'ores et déjà constituer une stratégie pour les entreprises fortement utilisatrices d'électricité.

Ainsi que cela a été noté dans la deuxième partie de ce rapport, M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles d'Arkema, estime que l'adaptation anticipée des capacités de pointe « doit faire l'objet d'une négociation de nature commerciale s'appuyant sur une valorisation économique de l'effacement programmé »¹. Vos rapporteurs ont déjà indiqué que, sans en écarter la possibilité, il leur semblait que ce dispositif devait faire l'objet d'une étude par RTE pour en examiner la faisabilité, et l'intérêt.

Dans le cas des entreprises ayant choisi le TaRTAM, M. Franck Roubanovitch, président du Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité (CLEEE)², a quant à lui regretté que le tarif « n'encourage pas suffisamment, faute de le valoriser correctement, l'effacement des gros consommateurs les jours ou périodes de pointe ». Si les consommateurs **peuvent avoir accès, dans le cadre du TaRTAM, aux options « Effacement jour de pointe » (EJP)** des grilles tarifaires, vos rapporteurs recommandent, en cas de reconduction du dispositif dans deux ans, qu'une attention particulière soit portée à une **meilleure valorisation de l'effacement**.

C. RÉDUIRE LA CONSOMMATION

1. Les certificats d'économie d'énergie

L'une des mesures phares de la loi POPE en matière d'économie d'énergie a été la **mise en place des certificats d'économie d'énergie**, auxquels le chapitre I^{er} du titre II de la loi est consacré.

Depuis le 1^{er} janvier 2006 et pour une première période de trois ans, **certains fournisseurs d'énergie** (électricité, gaz, chaleur, froid et fioul domestique) comme EDF, Gaz de France, la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), etc. sont soumis à des **obligations quantifiées de réalisation d'économies d'énergie**. Un **objectif de 54 TWh d'économies d'énergie cumulées** a été fixé pour la première période allant du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009.

¹ Audition du 12 mars 2007.

² Audition du 16 mai 2007.

En contrepartie des économies d'énergie réalisées, les entreprises concernées obtiennent des certificats d'économie d'énergie leur permettant d'apporter la preuve qu'ils ont bien rempli leurs obligations. L'idée centrale est ainsi **que les fournisseurs d'énergie deviennent des vendeurs d'économie d'énergie**. Ils peuvent choisir différentes modalités afin de satisfaire à leurs obligations :

- **soit ils favorisent la réalisation d'actions d'économie chez leurs clients**. Les entreprises peuvent ainsi les amener à réaliser des économies d'énergie en leur apportant des informations sur les moyens à mettre en œuvre, avec des incitations financières en relation avec des industriels ou des distributeurs : prime pour l'acquisition d'un équipement, aides aux travaux, service de préfinancement, diagnostic gratuit, etc. ;

- **soit ils réalisent des économies sur leur propre patrimoine**, à condition que les sites ne soient pas déjà soumis à des exigences au titre de la réglementation sur les quotas d'émission de gaz à effet de serre ;

- **soit ils achètent des certificats à d'autres acteurs**, tels que les collectivités territoriales et les entreprises industrielles ou de service qui pourront, sous certaines conditions, obtenir des certificats ;

- soit, en dernier recours, ils acquittent au Trésor public une **pénalité libératoire** dont le montant ne peut excéder 2 c€/kWh.

Le champ des économies possibles recouvre aussi bien l'éclairage que le chauffage ou l'isolation. Une liste des opérations standardisées par secteurs, qui a pour objet de faciliter le montage d'opérations et le calcul des économies d'énergie, a été rendue publique par le gouvernement. Il est à noter que sont éligibles les actions de substitution d'une source d'énergie non renouvelable par une renouvelable pour la production de chaleur destinée au chauffage ou à l'eau chaude sanitaire dans les locaux à usage d'habitation ou d'activités tertiaires.

Ce dispositif s'est notamment inspiré de l'exemple britannique, qui a rencontré un réel succès. Le Royaume-Uni a en effet mis en œuvre un dispositif d'obligations d'économie d'énergie qui concerne les fournisseurs de gaz et d'électricité. Entre avril 2002 et mai 2005, une économie de 62 TWh d'économie d'énergie était ainsi envisagée. Les objectifs fixés pour la période 2002-2005 ayant été dépassés de 25 %, le dispositif est actuellement reconduit avec des objectifs plus ambitieux, de l'ordre de 130 TWh d'ici 2008.

Votre mission d'information se réjouit de la mise en place de ces certificats d'énergie, qui lui semblent constituer une méthode très efficace de maîtrise de la consommation d'énergie. Toutefois, il semblerait opportun que le **montant des pénalités liées à ces certifications soit directement affecté à la politique nationale d'économie d'énergie** et, surtout, **que les objectifs visés soient revus largement à la hausse en 2009**, afin d'accroître l'effet incitatif des certificats lors de la seconde phase d'application du dispositif.

2. Changer d'heure pour dépenser moins ?

L'heure d'été a été instituée en France en 1975¹ en réaction à la crise pétrolière de 1974, afin de réduire les besoins en éclairage artificiel et donc la consommation électrique. Concrètement, il s'agit de faire correspondre les heures d'activité de la population avec l'ensoleillement en ajoutant 60 minutes à l'heure légale pendant la période estivale (de fin mars à fin octobre). Une étude réalisée par l'ADEME, EDF et le ministère de l'industrie en 1996 estimait **l'économie d'électricité à environ 1,3 TWh**.

Afin de faciliter les communications avec les autres pays européens, qui ont introduit l'heure d'été dans les années 1980, une directive européenne a harmonisé les dates de changement d'heure : le passage à l'heure d'été a ainsi lieu **fin mars et le retour à l'heure d'hiver fin octobre**.

Mais si le gain en électricité n'est aujourd'hui pas contesté, la date choisie peut cependant faire débat. Aux Etats-Unis, l'*Energy policy act* adopté en 2005 a ainsi avancé de trois semaines l'heure d'été, en prévoyant qu'à partir de l'année 2007, le pays **bascule dans l'heure d'été début mars alors que le retour se fait début novembre**. La réduction de la facture énergétique qui résulterait de ce changement pourrait atteindre 4,4 milliards de dollars d'ici à 2020. Cependant, les gains réels, notamment en termes de baisse de la consommation d'électricité, sont contestés par certains experts (ils diffèrent notamment selon les régions et la latitude).

Il sera utile que le Sénat soit attentif aux résultats concrets de cette mesure dans les prochaines années afin éventuellement d'inciter le Gouvernement à engager un débat au niveau européen sur la pertinence des dates de passage à l'heure d'été.

¹ Elle était appliquée depuis la première guerre mondiale au Royaume-Uni, en Irlande et en Allemagne et, depuis 1966 en Italie. Notons que la France et l'Espagne ont, toute l'année, au minimum une heure de décalage par rapport à leur méridien.

Liste des propositions de la troisième partie

Proposition n° 24 : favoriser, dans les bâtiments nouveaux, l'installation de systèmes de chauffage alternatifs aux convecteurs électriques.

Proposition n° 25 : établir un plan national de la formation des professionnels de la performance énergétique du bâtiment.

Proposition n° 26 : inciter le PREBAT à étudier les facteurs socio-économiques de la sous-utilisation des technologies d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments.

Proposition n° 27 : modifier l'assiette et certains taux du crédit d'impôt dédié aux économies d'énergie.

Proposition n° 28 : moduler les droits de mutation pesant sur les bâtiments disposant du label « haute performance énergétique » (HPE) et « haute qualité environnementale » (HQE).

Proposition n° 29 : ouvrir un prêt à taux zéro pour les dépenses réalisées sur des bâtiments existants ayant pour objet de réduire la consommation d'énergie.

Proposition n° 30 : créer un fonds de déclenchement des investissements immobiliers efficaces en énergie pour les bâtiments publics.

Proposition n° 31 : imposer l'utilisation de la démarche HQE ou du label HPE pour toutes les constructions ou rénovations de bâtiments appartenant à l'État.

Proposition n° 32 : soutenir auprès de l'Union européenne le projet d'une TVA réduite sur les produits ecolabellisés.

Proposition n° 33 : porter le projet auprès de l'Union européenne d'un étiquetage relatif à la consommation électrique sur les produits bruns et d'une limitation de la puissance des veilles des appareils « blancs » et « bruns » à 1 W.

Proposition n° 34 : interdire la vente d'ampoules à incandescence sur le territoire national en 2010.

Proposition n° 35 : encourager l'écoconditionnalité des aides aux entreprises.

Proposition n° 36 : apposer des affichettes rappelant les principales recommandations en matière d'économies d'énergie dans les administrations et les établissements recevant du public, ainsi que sur les espaces d'information attribués au personnel dans les entreprises.

Proposition n° 37 : inscrire dans le cahier des charges de France Télévisions et de Radio France l'obligation de diffuser des émissions consacrées à la maîtrise de la consommation énergétique.

Proposition n° 38 : imposer la pose de compteurs intelligents à une échéance donnée.

Proposition n° 39 : revoir à la hausse les objectifs des certificats d'économie d'énergie en 2009.

Proposition n° 40 : allonger la période d'heure d'été ?

Fiat lux

Au terme de cette analyse, il apparaît bien que toute politique visant à préserver ou renforcer la sécurité d’approvisionnement électrique de la France doit nécessairement porter simultanément sur :

- l’anticipation de l’évolution de la demande d’électricité et des moyens de production à installer pour y satisfaire, s’appuyant sur une programmation des investissements organisée par la puissance publique pour donner aux acteurs la nécessaire visibilité de long terme ;

- la préservation d’un bouquet énergétique national équilibré reposant comme actuellement sur le nucléaire, garant de l’indépendance nationale et déterminant dans la lutte contre les effets de serre, s’ouvrant plus largement aux énergies renouvelables, qui concourent aux deux mêmes objectifs, et dimensionnant la part des combustibles fossiles pour être en mesure de satisfaire la demande de semi-base et de pointe sans compter de manière excessive sur les importations ;

- la diversification géographique et commerciale de la fourniture en hydrocarbures, en particulier en gaz naturel ;

- la prévisibilité du prix de l’électricité, garantie par l’existence de dispositifs adaptés aux professionnels et du tarif réglementé pour les particuliers ;

- le maintien d’un réseau de transport dense, fiable et géré par un organe unique et indépendant, qui dispose de pouvoirs de négociation et d’intervention importants sous le contrôle d’un régulateur puissant, et peut entretenir avec ses homologues étrangers des relations confiantes et coordonnées dans un cadre normatif harmonisé ;

- l’amélioration accélérée du réseau de distribution pour parvenir à un niveau de qualité et de sécurité de la fourniture d’électricité similaire à celui des pays anglo-saxons ;

- l’adoption de mesures informatives, incitatives ou contraignantes visant à maîtriser la demande électrique par un renforcement toujours plus volontariste de l’efficacité énergétique.

Votre mission commune d’information forme le vœu que les quarante propositions qu’elle formule puissent être mises en œuvre pour, chacune à sa mesure, contribuer à atteindre ces différents objectifs¹.

¹ Ainsi autrement énoncés par M. Claude Mandil, directeur de l’Agence internationale de l’énergie : « Les maîtres mots de la sécurité énergétique sont : plus de capacité (disposer des capacités de production pour faire face à la demande interne), plus de diversité (diversifier géographiquement les voies d’approvisionnement mais aussi élargir la gamme des énergies utilisées), plus de transparence et de prévisibilité (donner aux investisseurs la visibilité dont ils ont besoin), plus de flexibilité (notamment dans les usages de l’énergie), et une meilleure coordination en cas de crise (réagir de façon concertée, harmoniser les plans d’urgence, avoir des normes communes de sécurité des réseaux...) ». In Jean Lamy, « Que signifie relancer la politique énergétique européenne ? » - *La Revue du Marché commun et de l’Union européenne* n° 506 - Mars 2007.

Reste que - cela a été souligné par nos collègues rapporteurs -, nombre d'entre elles ne sauraient être appliquées unilatéralement par la France. Plus encore, certaines concernent bien davantage l'Union européenne dans son ensemble, ou tels de ses Etats membres, que notre pays. C'est qu'en effet, dans un système électrique interconnecté, on ne peut aborder au seul plan national la question de la sécurité d'approvisionnement. Pour y répondre de manière efficace et cohérente, il est au contraire indispensable de l'examiner dans une perspective communautaire.

Vers un « Pôle européen de l'énergie » ?

Or, l'interdépendance électrique à l'échelle de l'Union européenne peut se réaliser soit par des interdépendances nationales, avec le risque d'une spécialisation de chaque pays au détriment de la vision d'ensemble, soit par une **réelle intégration européenne, de loin préférable mais qui se heurte en l'état actuel à la surdétermination des règles de la concurrence sur toute autre considération industrielle ou économique**. C'est pourquoi la mission estime qu'il conviendrait de créer un « **Pôle européen de l'énergie** », espace de régulation où la maîtrise publique serait affirmée et où les règles de fonctionnement des réseaux interconnectés seraient normalisées et harmonisées, et l'action des gestionnaires régulée.

Elle est cependant bien consciente de l'**hétérogénéité de la position des Etats membres** en la matière. Qu'il s'agisse du **mix électrique** - avec la problématique récurrente du nucléaire et de la confiance mise dans la rapidité, voire simplement la capacité, qu'auraient les énergies renouvelables à s'y substituer -, de l'importance accordée ou non à la **notion d'indépendance nationale** - que soulignent en particulier tant la question de l'approvisionnement en gaz naturel ou celle des importations d'électricité que les différends portant sur l'*unbundling* ou certaines opérations de concentration capitalistique transnationales -, de l'**organisation du marché électrique**, de la **structuration des réseaux**, et surtout du **rôle de l'Etat** ou, à tout le moins, de la **régulation**, tout semble séparer les Européens dans le domaine électrique. Dans ce contexte, on ne peut manquer de s'interroger, sinon de s'inquiéter, sur la possibilité, voire l'intérêt, qu'il y aurait, à la faveur de la renégociation du Traité européen, d'**introduire l'énergie dans les fondements de la politique commune de l'Union européenne**.

Certes, dans l'immédiat, cette diversité peut constituer un **avantage tactique** car elle ouvre des marges de manœuvre pour la négociation sur le troisième paquet énergie. Par exemple, votre mission est convaincue que, pour sécuriser l'approvisionnement en électricité de la France, il est essentiel de normaliser et d'harmoniser les règles de fonctionnement des réseaux interconnectés, et de coordonner et de réguler l'action de leurs gestionnaires. Si ces préconisations étaient portées à Bruxelles par les autorités françaises, on pourrait imaginer qu'en contrepartie d'un accord qui leur soit conforme (y compris le maintien du statut actuel de RTE), la France accepte une

application souple des obligations prévues par la « *Stratégie climat* » du Conseil européen¹. Cette manifestation de solidarité avec les pays qui éprouveront des difficultés à les respecter, tels la Pologne et d'autres récents entrants mais également bien des Etats membres « historiques », pourrait être de nature à favoriser leur adhésion à la position française.

A plus long terme, cependant, la perspective d'une politique intégrée de l'énergie semble être, dans le domaine électrique tout au moins, et au regard de la sécurité d'approvisionnement, une idée qu'il convient de manier avec prudence.

Oui, mais pas sans maîtrise publique affirmée...

Tout d'abord, fondamentalement, **tous les Etats membres ne semblent pas encore convaincus de la dimension stratégique de l'indépendance énergétique**. Le « tour d'Europe » effectué par votre mission lui a permis d'en faire le constat. Or, elle considère de manière unanime que **l'autosuffisance électrique est un des piliers de l'indépendance politique : le pouvoir électrique est un pouvoir politique**. S'il n'était qu'une seule recommandation pour sécuriser l'approvisionnement électrique du pays que la mission devait conserver, ce serait celle-ci : **maintenir intact le « fil rouge » de l'indépendance qui structure la politique électrique menée depuis trente ans par tous les gouvernements successifs**.

Que cette indépendance électrique soit nationale est essentiel. Mais qu'elle soit communautaire serait évidemment préférable. Aussi est-il heureux que ses entretiens menés à l'étranger aient également permis à votre mission de relever que la situation actuelle n'était pas nécessairement définitive. Il semble bien que dans un proche avenir, confrontées aux enjeux grandissants de l'énergie dans les relations internationales, les opinions publiques européennes puissent reconsidérer leur perception de la filière nucléaire et les gouvernements, même les plus convaincus des vertus théoriques du marché, admettre qu'en matière électrique, une forte régulation et une maîtrise publique sont indispensables. S'il est vrai que l'Europe adopte souvent, avec quelques années de retard, des principes et des règles de fonctionnement venus des Etats-Unis, alors peut-on manifester quelque optimisme : **les effets dévastateurs de la dérégulation des marchés américains de l'électricité** sur le niveau des investissements productifs, sur l'état des réseaux de transport et de distribution, et sur les coûts de l'électricité pour les consommateurs industriels et particuliers, ont conduit ces dernières années un grand nombre d'Etats, en particulier la Californie, à adopter des législations rétablissant une **maîtrise publique sur l'organisation de leurs systèmes électriques**.

¹ *Les objectifs de réduction de 20 % des émissions de GES, de progression à 20 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire et de réalisation de 20 % d'économies d'énergie seraient globalement fixés au niveau communautaire et non pour chacun des Etats membres : ainsi, ceux d'entre eux qui disposent « d'avantages comparatifs » naturels ou d'une avance dans le domaine énergétique pourraient se voir demander, sur tel ou tel objectif, un effort plus significatif que les autres.*

Pour que vive l'Europe de l'électricité, pour qu'une politique communautaire en la matière soit efficace et garantisse la sécurité d'approvisionnement, **votre mission commune d'information souhaite que cette notion de maîtrise publique s'impose sans passer par l'étape funeste de la crise électrique.** Aussi ne peut-elle recommander que la France soutienne une organisation communautaire qui ne respecterait pas ce principe fondamental de régulation.

...ni sans une réelle et forte régulation communautaire

Cette affirmation conduit au second obstacle qui, selon la mission, se dresse aujourd'hui contre l'adhésion sans réserve de la France à une totale intégration communautaire dans le domaine de l'électricité : **la vision qu'a la Commission européenne non pas seulement des instruments à utiliser pour y parvenir, mais des objectifs mêmes de cette intégration.** Certes, la Commission n'est pas un monstre froid incontrôlable qui dicterait sa loi aux Etats membres : ceux-ci sont aussi comptables, au travers du Conseil, des décisions prises « par Bruxelles ». Et désormais, le Parlement européen joue également un rôle qui s'affirme chaque jour un peu plus. Aussi, ni le président et les rapporteurs de votre mission, ni ses membres ne sont de ceux qui prétendent que toutes les responsabilités dans les difficultés, voire les ratés, de la construction européenne incombent à la Commission.

Quelle que soit leur appartenance politique, la plupart d'entre eux sont profondément « européens », c'est-à-dire convaincus que pour assurer son avenir, **la France a tout à gagner à poursuivre l'aventure communautaire.** Mais si, sur bien des voies que suit cette aventure, il leur arrive de diverger, c'est de **manière unanime** qu'ils se retrouvent pour considérer que **la Commission**, soutenue par un certain nombre d'Etats membres, fait depuis quelques années **fausse route** en estimant que le **secteur électrique doit**, comme n'importe quel autre secteur économique, **satisfaire strictement et uniquement au credo de la concurrence.** Ce principe ne saurait être à lui seul l'*alpha* et l'*omega* d'une politique dont l'un des piliers essentiels est, ainsi que l'a réaffirmé le Conseil en mars 2007, la préservation de la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne.

Pour votre mission, la libéralisation totale n'est ni le moyen adéquat, ni l'objectif souhaitable dans un domaine aussi essentiel et complexe que celui de l'électricité, compte tenu des singularités de ce bien. **Aussi recommande-t-elle au Gouvernement de s'appuyer sur la qualité globale du système électrique français pour témoigner par l'exemple à ses partenaires que la foi absolue de l'actuelle Commission dans les vertus du marché doit, dans ce secteur particulier, connaître des tempéraments.** C'est dans cet esprit qu'elle a proposé, aux divers chapitres du présent rapport, les **mesures de régulation** lui paraissant indispensables pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique de la France dans une Europe interconnectée.

*

* *

Il a été souligné, dans le préambule, que la réflexion menée pendant six mois par la mission s'inscrivait parfaitement dans les préoccupations communautaires actuelles. Le Conseil européen des 21-23 juin 2007 en a tout récemment apporté, s'il en était besoin, un témoignage supplémentaire.

Dans ses conclusions, le Conseil a en effet souligné la nécessité de mettre en œuvre « *de manière effective et rapide* » l'ensemble du plan global d'action dans le domaine de l'énergie adopté trois mois plus tôt, en vue de faire progresser la politique énergétique de l'Europe, clairement appelée à être « communautarisée ».

Il a surtout décidé d'**enrichir le mandat de négociation de la Conférence intergouvernementale (CIG)¹ afin qu'elle prenne en compte la sécurité des approvisionnements énergétiques dans le nouveau Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne** qu'elle est chargée d'élaborer pour remplacer la défunte Constitution européenne. Ainsi seront ajoutées aux dispositions déjà agréées par la précédente CIG de 2004 une clause faisant référence à « *l'esprit de solidarité entre les Etats membres* » et au cas particulier de l'énergie pour ce qui concerne les difficultés dans l'approvisionnement, ainsi qu'une mention de promotion de l'interconnexion des réseaux énergétiques.

Dans ce contexte, votre mission forme le vœu que ses analyses et propositions relevant de l'échelon communautaire puissent être utiles à la réflexion des membres de la CIG comme aux représentants de la France dans les diverses instances européennes pour faire avancer la notion de « *Pôle européen de l'énergie* ». Elle souligne aussi qu'il n'est pas nécessaire d'attendre que tous les Etats se décident à y souscrire ensemble et au même moment, un nombre retreint de pays pouvant, dès lors qu'ils sont déterminés à réussir, trouver les compromis pour engager le mouvement.

*

* *

¹ Cette Conférence, sous présidence portugaise, doit commencer ses travaux le 23 juillet 2007 à Bruxelles. Le calendrier adopté par les chefs d'Etats et de gouvernements prévoit que le nouveau traité sur le fonctionnement de l'Union européenne proposé par la CIG serait adopté lors du Conseil informel des 18 et 19 octobre à Lisbonne, soumis à la ratification des 27 Etats membres au cours de l'année 2008 et mis en œuvre avant les élections pour le renouvellement du Parlement européen, qui se dérouleront entre le 11 et le 13 juin 2009.

Avant de conclure, il convient d'indiquer que votre mission commune d'information a souhaité elle aussi contribuer, de manière certes modeste mais à titre symbolique, à la **maîtrise de la demande d'électricité** en s'imposant une sorte d'« effacement ». Traditionnellement, le rapport d'une mission d'information comporte un tome I, qui constitue le rapport lui-même, et un tome II composé d'annexes, dont notamment les comptes rendus des auditions et des synthèses d'entretiens. En raison du nombre des auditions organisées en France et des entretiens menés à l'étranger par la mission, le second tome du présent rapport compte près de 500 pages.

Dès lors que son contenu est aisément et gratuitement accessible sur Internet dans sa totalité¹, **votre mission a décidé de ne pas éditer ce tome II sous forme « papier »**, à l'exception des impressions légales et réglementaires. Un tel « effacement » de **1 000 volumes de 500 pages** permet, selon les estimations fournies par l'imprimeur du Sénat, une **économie directe d'électricité d'environ 200 kWh** à laquelle devraient être à tout le moins ajoutées les **économies électriques réalisées par l'absence de fabrication du papier et des encres correspondants**.

Cette décision, qui ne porte pas à conséquence sur l'accès du lecteur à toutes les informations dont il pourrait souhaiter disposer sur les travaux de la mission², n'est pas un « clin d'œil » ou un « coup » médiatique. Elle veut seulement témoigner qu'en plus des grandes options stratégiques et des économies d'énergie industrielle, immédiatement perceptibles du fait de leur étendue, chacun - institution, entreprise, citoyen - peut toujours trouver un moyen, aussi limité puisse-t-il paraître, pour **contenir, par de nouveaux comportements, sa consommation électrique à ce qui est nécessaire**. Et aucun geste n'est dérisoire lorsqu'il peut être multiplié par cent, par mille, par un million ou davantage, car c'est précisément dans cette multiplication que réside l'une des voies les plus prometteuses pour garantir à long terme la sécurité de l'approvisionnement électrique.

Réunie le mercredi 27 juin 2007 sous la présidence de **M. Bruno Sido, président**, la **mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver** a, sur proposition de **MM. Michel Billout, Marcel Deneux et Jean-Marc Pastor, rapporteurs**, **adopté le présent rapport d'information**, les membres du groupe Communiste Républicain et Citoyen et rattachés, du groupe Union centriste - UDF, du groupe du Rassemblement Démocratique et Social Européen et rattaché, du groupe Socialiste et apparentés, du groupe Union pour un Mouvement populaire, apparentés et rattachés, ainsi que de la réunion administrative des sénateurs ne figurant sur la liste d'aucun groupe votant pour, Mme Dominique Voynet votant contre.

¹ Aux adresses suivantes : <http://www.senat.fr/rap/r06-357-2/r06-357-2.html> pour la version html, et <http://www.senat.fr/rap/r06-357-2/r06-357-21.pdf> pour la version pdf.

² Dont il trouvera l'intégralité sur le site Internet du Sénat, à l'adresse suivante : <http://www.senat.fr/commission/missions/Electricite/index.html>.

ANNEXES

LES 40 PROPOSITIONS DE LA MISSION

*« L'électricité n'étant pas un bien comme les autres, la mission commune d'information considère que la sécurité de son approvisionnement nécessite une **forte maîtrise publique** du système électrique et impose une **régulation**, y compris au niveau communautaire dans le cadre d'un **Pôle européen de l'énergie** »*

POUR PRODUIRE L'ÉLECTRICITÉ DONT L'EUROPE ET LA FRANCE ONT BESOIN

1. Rendre obligatoire l'élaboration par chaque Etat membre de l'Union européenne d'un document prospectif indiquant comment est garantie la satisfaction des besoins en électricité à un horizon de dix ans (bâti sur le modèle de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique), la Commission européenne étant chargée par le Conseil d'en effectuer la synthèse au plan communautaire.

2. Instaurer des normes minimales de production afin que chaque Etat de l'UE soit en mesure de produire globalement l'électricité qu'il consomme.

3. Synchroniser les rythmes d'élaboration de la PPI et du bilan prévisionnel offre/demande de RTE.

4. Donner à RTE des prérogatives plus claires pour lui permettre de prévenir tout risque de déséquilibre entre l'offre et la demande au niveau régional.

5. Maintenir l'option nucléaire ouverte en France et assurer les conditions du remplacement du parc actuel par les technologies nucléaires les plus avancées.

6. Favoriser la réalisation de partenariats industriels entre EDF et d'autres électriciens pour construire de nouvelles capacités de production.

7. Afin de conforter le potentiel hydroélectrique français, tenir compte des équilibres définis par le législateur dans le cadre de la loi sur l'eau pour l'élaboration des décrets, réduire le montant du tarif d'utilisation des réseaux publics (TURP) dont sont redevables les ouvrages STEP et réfléchir à la création d'une procédure de « concession de vallée » pour les ouvrages nécessitant une gestion coordonnée.

8. De manière plus générale, promouvoir une diversification plus importante du bouquet énergétique français en développant les énergies renouvelables afin de rééquilibrer les origines de la production électrique en France.

9. L'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité garantissant la protection des consommateurs, obtenir que les termes de la directive « électricité » autorisent explicitement le maintien d'un système tarifaire respectant le principe de couverture des coûts.

10. Favoriser le développement de contrats d'approvisionnement à long terme pour répondre aux besoins spécifiques des consommateurs professionnels.

11. Assurer une surveillance au niveau européen, par les régulateurs, des transactions d'électricité sur les marchés de gros.

POUR ACHEMINER L'ÉLECTRICITÉ AUX CONSOMMATEURS DE FAÇON FIABLE

12. Confirmer l'opposition de la France à la forme actuelle du projet de séparation patrimoniale entre producteurs d'électricité et gestionnaires de réseaux de transport (GRT).

13. Promouvoir une directive ou tout autre texte européen juridiquement contraignant établissant des règles de sûreté et d'information communes entre GRT en Europe.

14. A cette fin, encourager les GRT à se réunir en un groupe formel, partie intégrante de la comitologie européenne, apte à définir des règles, à vérifier leur application et à imposer des sanctions en cas de manquement.

15. Créer un centre européen de coordination de l'électricité susceptible de détecter en amont les risques de déséquilibres et de coordonner l'action des différents centres nationaux.

16. Promouvoir en Europe l'exemple français de régulation du marché de l'électricité, qui garantit le droit d'accès aux réseaux publics ainsi que l'indépendance des gestionnaires de réseaux (la CRE approuvant, en particulier, le plan d'investissements de RTE).

17. Encourager la création d'un « ERGEG + », émanation du groupement des régulateur nationaux, compétent pour réguler les échanges internationaux d'électricité.

18. Compléter le maillage du réseau de transport français (notamment en Bretagne et en Côte-d'Azur) et étudier les moyens d'accélérer les procédures préalables à la construction de nouveaux ouvrages.

19. Développer les interconnexions internationales aux endroits où elles apparaissent nécessaires à une amélioration de la sûreté des réseaux. A cette fin, mise à l'étude de la création d'une procédure de déclaration d'utilité publique européenne pour de grandes infrastructures intégrées d'intérêt supérieur européen.

20. Augmenter les investissements dans les réseaux de distribution, en particulier afin d'accentuer le mouvement d'enfouissement des lignes à moyenne et basse tension.

21. Accroître la dimension du parc français d'éoliennes, sans toutefois risquer de déséquilibrer les réseaux, soit une puissance maximale installée ne dépassant pas 10 GW.

22. Durcir les normes de construction et de connexion des moyens de production décentralisés d'électricité, de sorte que ces installations ne se déconnectent pas instantanément en cas de perturbations sur le réseau.

23. Réviser les procédures de communication et les plans de sauvetage entre GRT et gestionnaires de réseaux de distribution en prenant en compte la montée en puissance de la production décentralisée.

POUR MAÎTRISER LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

24. Favoriser, dans les bâtiments nouveaux, l'installation de systèmes de chauffage alternatifs aux convecteurs électriques.

25. Établir un plan national de la formation des professionnels de la performance énergétique du bâtiment.

26. Inciter le PREBAT à étudier les facteurs socio-économiques de la sous-utilisation des technologies d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments.

27. Modifier l'assiette et certains taux du crédit d'impôt dédié aux économies d'énergie.

28. Moduler les droits de mutation pesant sur les bâtiments disposant du label « haute performance énergétique » (HPE) et « haute qualité environnementale » (HQE).

29. Ouvrir un prêt à taux zéro pour les dépenses réalisées sur des bâtiments existants ayant pour objet de réduire la consommation d'énergie.

30. Créer un fonds de déclenchement des investissements immobiliers efficaces en énergie pour les bâtiments publics.

31. Imposer l'utilisation de la démarche HQE ou du label HPE pour toutes les constructions ou rénovations de bâtiments appartenant à l'État.

32. Soutenir auprès de l'Union européenne le projet d'une TVA réduite sur les produits ecolabellisés.

33. Porter le projet auprès de l'Union européenne d'un étiquetage relatif à la consommation électrique sur les produits blancs et d'une limitation de la puissance des veilles des appareils « blancs » et « bruns » à 1 W.

34. Interdire la vente d'ampoules à incandescence sur le territoire national en 2010.

35. Encourager l'écoconditionnalité des aides aux entreprises.

36. Apposer des affichettes rappelant les principales recommandations en matière d'économies d'énergie dans les administrations et les établissements recevant du public, ainsi que sur les espaces d'information attribués au personnel dans les entreprises.

37. Inscrire dans le cahier des charges de France Télévisions et de Radio France l'obligation de diffuser des émissions consacrées à la maîtrise de la consommation énergétique.

38. Imposer la pose de compteurs intelligents à une échéance donnée.

39. Revoir à la hausse les objectifs des certificats d'économie d'énergie en 2009.

40. Allonger la période d'heure d'été ?

CARACTÉRISTIQUES DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DES SIX ÉTATS VISITÉS PAR LA MISSION

Allemagne

L'Allemagne dispose d'un parc installé d'une puissance de 122 GW (20,5 GW de nucléaire, 68 GW de thermique, 9,1 GW d'hydraulique, 24,8 GW d'autres énergies renouvelables dont 21,2 GW d'éolien). Quatre grands électriciens, qui opèrent chacun sur la base d'un « découpage régional du pays », exercent leurs activités en Allemagne : EO.N, Vattenfall, EnBW et RWE. La production nette totale d'électricité en 2006 a atteint 587,8 TWh, pour une consommation de 559 TWh. Le charbon et le lignite représentent 50 % de la production d'électricité, contre 27 % pour le nucléaire et 12 % pour les ENR. La puissance éolienne installée en Allemagne est considérable, ce qui constitue un défi majeur pour la gestion du réseau en raison du caractère aléatoire de cette production.

La législation allemande ne comporte pas de dispositif comparable à celui de la PPI. Dans ce cadre, ce sont les opérateurs qui décident librement de leurs investissements, le gouvernement ayant la possibilité, selon l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*), d'engager des poursuites en cas de carence des entreprises électriques privées. Au demeurant, le vice-président de cette agence s'est, lors de son entretien avec les membres de la délégation, déclaré réticent à la formule de la PPI, estimant contestable d'imposer une décision publique d'investissement à des entreprises privées et jugeant que faire relever la sécurité d'approvisionnement de la responsabilité des entreprises n'était pas contradictoire avec sa garantie sur le long terme. Il a néanmoins précisé qu'une loi sur le secteur énergétique, publiée en 2005, prévoyait un *monitoring* assuré par le ministère de l'économie (*BMWi*) au travers d'un rapport annuel confrontant les capacités de production aux prévisions de consommation. Dans ce cadre, est prévue, d'ici 2012, la construction de 37 nouvelles unités d'une puissance de 30 GW. D'ici 2020, 55 autres centrales sont envisagées pour une puissance de 41 GW. La réalisation de ces projets est d'autant plus nécessaire que la marge de sécurité, constituée par les capacités excédentaires de production par rapport à la demande de pointe, est tombée à 5 %.

Sur le nucléaire, deux grandes options s'affrontent en Allemagne. Le ministère fédéral de l'environnement est favorable à l'application stricte de la loi de sortie du nucléaire, votée en 2001, et se déclare fermement opposé à la filière nucléaire pour plusieurs types de raisons (sûreté, danger terroriste et gestion des déchets). Dès lors, il défend une stratégie tendant à porter, d'ici 2020, la part des ENR de 12 à 28 % dans le bouquet électrique, et à améliorer l'efficacité énergétique et les économies d'énergie. La fédération des exploitants de réseaux partage cette vision et estime qu'il est possible de renoncer au nucléaire en développant des sources alternatives, sans remettre en cause la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la fédération de l'industrie allemande fait valoir que, si les objectifs du gouvernement en matière de développement des ENR peuvent être atteints en 2010 et devraient pouvoir l'être en 2020, cette politique extrêmement onéreuse (environ 6 milliards d'euros par an) a poussé à la hausse le prix de l'électricité qui, en Allemagne, est l'un des plus élevés d'Europe, ce qui pénalise fortement l'industrie nationale. En revanche, le ministère fédéral de l'économie considère que la sortie du nucléaire obligera l'Allemagne à remplacer 30 % de son électricité par de nouveaux modes de production et estime impossible, au plan économique, de substituer totalement des ENR au nucléaire. Dès lors, il doute que les objectifs de réduction des émissions de CO₂ soient atteints si le démantèlement du parc nucléaire est confirmé.

Pologne

La Pologne dispose d'une puissance électrique installée de 32,4 GW (29,8 GW de thermique -charbon à 97 %- et de 2,3 GW d'hydraulique). En 2006, la production électrique nette s'est élevée à 148,85 TWh, 96 % provenant donc du charbon (25 % pour la moyenne européenne), et la consommation à 136,5 TWh. Toutes les personnalités rencontrées par la délégation (membres du groupe parlementaire sur l'énergie, ministère de l'énergie, régulateur, gestionnaire du réseau de transport...) ont insisté sur l'ampleur des besoins d'investissements de la Pologne d'ici 2020, pour reconstituer le parc de production (40 % des installations ont plus de 30 ans et 34 % ont entre 20 et 30 ans), moderniser les réseaux de transports et de distribution et adapter l'offre d'électricité à une demande dont la croissance est estimée à 3 % par an en moyenne sur la période 2007-2020. Au total, la consommation électrique en Pologne, actuellement deux fois moins élevée que la moyenne européenne, devrait doubler d'ici 2020. Pour répondre à ces besoins, une croissance des capacités de production est indispensable, la Pologne devant installer chaque année entre 0,8 et 1,5 GW avant 2025, soit un montant total d'investissements compris entre 6 et 9 milliards d'euros.

La plupart des intervenants ont indiqué que les obligations communautaires en matière de réduction des émissions de CO₂ pourraient gravement obérer le développement économique du pays. La prépondérance du charbon dans la production d'électricité, en raison de son abondance en Pologne, rend l'évolution du secteur très dépendante des progrès réalisables dans le domaine de la captation et du stockage du CO₂ à des coûts raisonnables. Par ailleurs, le pays ne peut guère parier sur les énergies renouvelables car il est plat, peu venteux et peu ensoleillé.

Le ministère de l'énergie élabore tous les quatre ans un plan de développement des capacités énergétiques, les opérateurs devant réaliser chaque année un plan de satisfaction de la demande. En cas de carence de l'initiative privée, l'autorité de régulation peut organiser des appels d'offres pour rééquilibrer le marché.

Royaume-Uni

En matière d'électricité, la capacité installée du Royaume-Uni est de l'ordre de 76 GW, dont 25 GW devront être renouvelés au cours des vingt prochaines années. La production d'électricité s'est élevée, en 2006, à 350 TWh. Environ 20 % de l'électricité du Royaume-Uni est produite à partir d'un parc de centrales nucléaires en fin de vie, le reste de la production étant réparti à parts égales entre des centrales à charbon (36 %) et à gaz (40 %). Les énergies renouvelables représentent environ 4 % du total et devraient atteindre, selon les objectifs du Gouvernement qui entend en assurer la promotion grâce à un mécanisme de soutien, 10 % en 2010 et 20 % en 2020.

Le secteur électrique britannique, tout comme le secteur gazier, a été l'un des premiers en Europe à être libéralisé au début des années 1990. L'OFGEM, le régulateur, estime que cette voie a été choisie avec succès puisqu'elle aurait permis le remplacement des centrales à charbon par des centrales à gaz, le maintien d'un prix moyen de l'électricité très bas, de hauts niveaux d'investissement et le développement d'une large gamme de produits adaptés aux besoins des industriels et des consommateurs. Le régulateur a le pouvoir d'imposer ou de suivre un plan pluriannuel d'investissement, notamment par l'émission des licences d'exploitation. Toutefois, l'autorité a renoncé à exercer cette compétence de manière délibérée, pariant sur le fait que le marché permettrait d'orienter les acteurs à faire les choix les plus efficaces, y compris en ce qui concerne les investissements dans les capacités de pointe. Dans ce contexte, son rôle se borne à informer les acteurs du marché avec la publication de rapports prospectifs.

Le principal défi du secteur électrique britannique est lié à l'épuisement des ressources en gaz naturel de la mer du Nord. Avec un parc thermique à gaz en pleine croissance, l'arrêt programmé des centrales à charbon et la fermeture des centrales nucléaires à partir de 2017 font courir au pays des risques majeurs pesant sur près du tiers de ses capacités de production. Pour ces raisons, le Gouvernement entend donner aux investisseurs les signaux les incitant à engager un programme, notamment nucléaire, afin d'éviter que, dans les années 2020, 70 % de la production britannique d'électricité soit assurée par du gaz importé. En effet, selon les estimations les plus récentes, 80 % de l'électricité du royaume aurait une origine gazière en 2050, 90 % du gaz devant, à cette date, être importé. Même si les autorités britanniques souhaitent s'appuyer sur le marché et les opérateurs privés pour relancer le parc de production nucléaire, il s'agit avant tout d'un choix politique qui nécessite un travail important de pédagogie auprès d'une opinion publique majoritairement opposée au nucléaire. Ainsi, le Gouvernement a publié à la mi-mai 2007 un Livre blanc exprimant ses grandes orientations stratégiques en matière d'énergie. Ce document évoque la relance du nucléaire, qui fait actuellement l'objet de consultations afin d'aboutir à une décision définitive à l'automne 2007.

Italie

Avec une puissance installée de 90,3 GW (20,9 GW d'hydraulique, 64,5 GW de thermique et 4,9 GW d'ENR dont 3,2 GW d'éolien) ayant permis en 2006 une production nette de 302 TWh, l'Italie est fortement déficitaire en moyens de production pour répondre à ses besoins électriques qui se sont élevés à 338 TWh. Pour combler ce déficit, le pays a importé 46 TWh, ce qui, malgré une diminution de 7,8 % par rapport à 2005, représente encore 13,6 % des besoins domestiques. Le gaz contribue à hauteur de 48 % à la production électrique italienne, le charbon 15 % et le pétrole 12 %, soit une production provenant aux trois quarts de combustibles fossiles fortement émetteurs de CO₂. Le nucléaire a été abandonné en 1987 à la suite d'un référendum, plus un seul électron ne provenant désormais des centrales nucléaires. Même si des efforts de modernisation ont été engagés ces dernières années, la structure de production en Italie reste vétuste et coûteuse. En conséquence, les Italiens payent leur électricité 30 % plus cher que la moyenne européenne.

Avec la libéralisation, l'opérateur historique, ENEL, a été contraint de céder un grand nombre de ses actifs de production, ce qui a conduit l'entreprise à prendre des positions à l'étranger, en France mais aussi en Espagne, plus particulièrement au cours du premier semestre 2007 avec son projet de rachat de l'électricien espagnol Endesa.

Après le gigantesque black-out qui a frappé l'Italie le 28 septembre 2003, une prise de conscience générale a eu lieu puisque 20 GW supplémentaires ont été autorisés depuis cette date, dont 9,5 GW sont d'ores et déjà entrés en service. L'Italie mise essentiellement sur le développement de la filière des cycles combinés à gaz : de ce fait, l'emploi du gaz dans la production électrique a progressé de 14,7 % entre 2004 et 2005. En conséquence, la sécurité d'approvisionnement électrique passe, en Italie, par une sécurisation des filières d'approvisionnement en gaz et par une diversification de ses fournisseurs, ce qui est un chantier difficile à mettre en œuvre dans le pays, eu égard aux oppositions locales s'étant levées face aux projets de construction de terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL). Certains électriciens italiens estiment néanmoins qu'à terme, l'Italie devra envisager avec sérieux le retour au nucléaire, compte tenu des incertitudes qui planent sur la fourniture de gaz (les interruptions dans les livraisons gazières intervenues en 2006 ont conduit les électriciens à remettre en fonctionnement de vieilles centrales à fioul).

En ce qui concerne l'anticipation des capacités de production, les autorités italiennes font valoir que la production d'électricité est une activité libéralisée. En conséquence, tout projet de construction de centrale fait uniquement l'objet d'une autorisation administrative, laquelle ne porte pas sur la localisation de l'investissement. Le seul signal d'orientation des investissements est donc celui des prix de marché.

Suisse

La Suisse dispose d'une capacité de production installée totale de 17,5 GW (13,4 GW d'hydraulique, 3,2 GW de nucléaire, 0,7 GW de thermique). En 2006, sur une production totale d'électricité de 62,1 TWh, 52,5 % provenaient de l'hydraulique et 42 % des centrales nucléaires, pour une consommation nationale de 63,22 TWh (pour la première fois en 2006, la Suisse s'est trouvée en situation de léger déficit). Ce pays dispose donc d'un *mix* énergétique particulièrement performant au regard des émissions de CO₂ puisque plus de 90 % de moyens de production sont très peu émetteurs de gaz à effet de serre.

Selon les interlocuteurs rencontrés par la délégation, le pays constitue une véritable « plaque tournante » de l'électricité au service du réseau européen. Alors qu'elle consomme seulement 2,6 % de l'électricité des pays membres de l'UCTE, la Suisse possède 10 % des interconnexions utilisables de la zone UCTE. En outre, de nombreux moyens de production nationaux étant directement raccordés aux réseaux à moyenne tension, la Suisse présente d'importantes surcapacités de transport permettant à ces infrastructures de jouer un rôle de réserve de puissance. Ses échanges d'électricité avec les pays voisins sont structurants à plusieurs égards : elle importe de l'électricité pendant la nuit, notamment depuis la France, pour recharger les bassins supérieurs des STEP et alimente l'Allemagne quand l'électricité éolienne y fait défaut.

La loi sur l'approvisionnement électrique, adoptée au cours de l'année 2006, a arrêté plusieurs orientations déterminantes pour l'avenir du secteur électrique. Elle a procédé à la libéralisation du marché de la fourniture, dans un premier temps au seul bénéfice des plus gros consommateurs, et créé une autorité de régulation ainsi qu'un gestionnaire unique du réseau de transport (sur le modèle ISO).

Anticipant un déficit de capacités, qui pourrait apparaître dès 2020, pour couvrir les besoins à l'horizon 2030 (en l'absence de décisions prochaines, le pays serait dans l'incapacité de couvrir la moitié de sa consommation en 2050), les autorités helvétiques souhaitent relancer un programme électronucléaire, seul moyen crédible de couvrir les besoins, même si le soutien de l'opinion publique reste à conquérir. En effet, la loi de 2006 a instauré une obligation de compenser totalement toute nouvelle émission de CO₂ liée à la production électrique, ce qui obère fortement toute possibilité d'accroissement du parc thermique. Par ailleurs, les cours d'eau suisses sont déjà largement équipés en centrales hydrauliques et tout développement doit tenir compte des contraintes environnementales tenant à la gestion de la ressource en eau et à la préservation des milieux aquatiques.

Espagne

La puissance électrique installée en Espagne s'élève à 76,4 GW (18,5 GW d'hydraulique, 7,5 GW de nucléaire, 37,5 GW de thermique et 12,9 GW d'ENR dont 11,5 GW d'éolien). En 2006, la production de la péninsule ibérique a atteint 268,1 TWh, 57 % provenant des combustibles fossiles et 20 % d'énergies renouvelables, et la consommation 259,6 TWh.

Les énergies renouvelables sont en pleine croissance dans ce pays, plus particulièrement l'éolien qui a produit plus de 22,5 TWh en 2006 (11 500 aérogénérateurs installés dans plus de 400 parcs). Des objectifs élevés sont fixés pour 2010 puisque l'Espagne ambitionne de disposer, à cette date, de 20,1 GW d'éolien. Depuis le changement de majorité en 2003, le nucléaire a fait l'objet d'un moratoire et aucune relance du programme électronucléaire n'est aujourd'hui à prévoir. L'Espagne fonde l'essentiel du développement de ses capacités de production sur la filière des CCG, notamment pour remplacer les centrales à charbon. Comme en Italie, les sécurités d'approvisionnement en électricité et en gaz sont intimement liées. Toutefois, le ministère de l'énergie fait valoir que l'Espagne, qui, en Europe, dispose du plus large éventail d'approvisionnement gazier avec dix pays fournisseurs, poursuit ses efforts en matière de diversification, une nouvelle usine de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) devant venir s'ajouter prochainement aux six unités existantes.

Même s'il n'existe pas en Espagne de mécanisme comparable à celui de la PPI, le ministère de l'énergie souligne qu'il dispose d'outils de planification, notamment des systèmes de primes et de garanties de prix, permettant d'orienter les décisions d'investissement dans les capacités de production et les technologies utilisées. En réalité, ce dispositif concerne essentiellement le mécanisme de promotion des énergies renouvelables. Le Gouvernement a d'ailleurs récemment annoncé la diminution des aides en faveur de l'éolien, au regard de la rentabilité désormais acquise de la filière, et l'augmentation des aides en direction des autres sources d'ENR. En revanche, contrairement à la France, aucune procédure n'est définie pour programmer le développement des capacités de production : dans ce secteur, le système de fixation des prix par les marchés est considéré comme suffisant pour assurer la réalisation des investissements nécessaires.

Le système électrique espagnol est confronté à deux défis majeurs :

- le premier a trait à la maîtrise de l'énergie éolienne, qui, en raison de son intermittence, doit être prise en compte dans la gestion de l'équilibre offre/demande. A ce titre, la mise en service d'un centre de contrôle des énergies renouvelables par le transporteur (*REE*) a permis de remédier aux inconvénients liés à l'intermittence des capacités éoliennes et autorise une augmentation de ces capacités.

- le second est lié à la hausse de la demande en électricité, notamment de pointe. Pour répondre à cette évolution et assurer la sécurité d'approvisionnement, les autorités espagnoles jugent primordial le développement des interconnexions. Les liaisons entre l'Espagne et le Portugal ont ainsi été renforcées au cours des trois dernières années (les deux pays ont d'ailleurs constitué un marché commun de l'électricité, le MIBEL), mais la péninsule ibérique restera une « île électrique » tant que la nouvelle interconnexion projetée avec la France ne sera pas réalisée. En effet, les capacités d'interconnexions entre la France et l'Espagne sont aujourd'hui limitées à 1,2 GW dans le sens France – Espagne et à 500 MW dans l'autre sens. Tous les interlocuteurs rencontrés par la délégation ont insisté sur la nécessité de voir ce projet aboutir dans un avenir proche, saluant la décision de la Commission européenne de nommer un coordonnateur indépendant chargé de faire avancer le projet.

TEXTES STRUCTURANT LE SECTEUR ÉLECTRIQUE

Directives européennes

Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité

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 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE

Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil

Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE

Directive 2004/101/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 octobre 2004 modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto

Directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures

Lois françaises

Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie

Loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique

Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz

Loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs

Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire

Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques

En application de l'article 109 de la loi POPE du 13 juillet 2005, le gouvernement est habilité à élaborer par ordonnance un **code de l'énergie** regroupant et organisant les dispositions législatives relatives au domaine énergétique. Cette ordonnance doit être prise avant le 13 juillet 2008.

GLOSSAIRE

Accès aux réseaux¹

Droit reconnu à tout producteur, distributeur ou client éligible d'utiliser un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès. Cet accès peut être négocié, au cas par cas, entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché, ou régulé : les tarifs d'utilisations sont alors proposés par le régulateur et les conditions d'accès sont transparentes et non-discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité confie au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, la mission de réaliser, tous les deux ans et sous le contrôle de l'État, un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Ce document, portant sur les quinze années suivant la date à laquelle il est rendu public, a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de la France et l'électricité disponible pour les satisfaire. Le bilan comporte une étude détaillée, mise à jour annuellement, couvrant les cinq années suivant sa publication. Le bilan prévisionnel s'appuie, d'une part, sur des prévisions de consommation intérieure d'électricité en fonction de différents scénarios (économie plus ou moins consommatrice d'électricité) et, d'autre part, sur les fermetures d'unités de production existantes et les projets de mise en service de nouvelles capacités. Sur ces bases, RTE évalue les besoins en puissance permettant de maintenir le risque de défaillance (possibilité théorique pour un consommateur d'être délesté en raison d'une insuffisance de puissance) sous un seuil déterminé par arrêté ministériel (actuellement, le risque de défaillance est fixé à 3 heures par an). En identifiant ainsi les risques de déséquilibres, la publication du bilan prévisionnel donne aux acteurs du marché des éléments d'appréciation sur la situation de l'offre d'électricité en France et permet d'orienter et de favoriser la réalisation des investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Biomasse

Fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. Brûlée pour produire de la chaleur ou de l'électricité, la biomasse peut aussi générer du biogaz, lui-même brûlé, ou des biocarburants pour les véhicules.

Bloc d'électricité

Quantité d'énergie électrique transitant par le réseau à un niveau de puissance constant (exemple : un « bloc » de 24 heures correspond à un « produit base »).

Bouquet énergétique (ou *mix* énergétique)

Combinaison des différentes sources d'énergies primaires (nucléaire, charbon, pétrole, gaz, hydroélectricité, biomasse, éolien, solaire et géothermie) utilisées pour la production d'électricité.

¹ Plusieurs des définitions de ce glossaire sont reprises de celui du Rapport d'activité de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) de juin 2006.

Capture et séquestration du dioxyde de carbone (CO₂)

Afin de limiter les émissions de CO₂ liées à la combustion des énergies fossiles, des recherches sont menées pour tenter de capturer et de séquestrer ce gaz sur longue période. Schématiquement, il s'agit de capter le CO₂ provenant d'une source émettrice importante (fumées industrielles ou gaz naturel brut riche en CO₂ en sortie de gisement), de le concentrer et de le transporter vers un site géologique adéquat pour son stockage. Plusieurs techniques de capture sont aujourd'hui étudiées (capture en phase de post-combustion ou de précombustion, ou par oxycombustion). Une fois capturé, le CO₂ pourrait être injecté dans des réceptacles afin de l'emprisonner, pour des périodes plus ou moins longues, dans des stockages géologiques (anciennes mines de sel hermétiquement closes, gisements épuisés de pétrole ou de gaz naturel, veines de houille non exploitées, nappes aquifères salines profondes) ou sous les océans.

Centrale à cogénération

Centrale produisant simultanément de l'énergie mécanique et de la chaleur. L'énergie mécanique sert généralement à faire tourner un alternateur pour produire de l'électricité. La chaleur est récupérée sous forme d'eau chaude ou de vapeur.

Centrale thermique « à flamme »

Centrale produisant de l'électricité à partir de la combustion d'énergies fossiles (charbon, gaz, fioul). Certaines unités utilisent également, en complément des énergies fossiles, des produits issus de la biomasse (cas d'une centrale située dans les Antilles utilisant de la bagasse et du charbon) ou des déchets ménagers. Ces installations présentent l'avantage de démarrer rapidement et leur puissance est aisément modulable : en conséquence, elles sont utilisées pour assurer la satisfaction de la demande d'électricité en « semi base » ou en « pointe ».

Centrale thermique à cycles combinés gaz (CCG)

Centrale thermique fonctionnant avec des turbo-générateurs à gaz dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : d'abord, par la combustion du gaz dans les turbines, ensuite par l'utilisation de l'énergie des produits de la combustion du gaz dans des chaudières alimentant des turbo-générateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques plus élevés que ceux des centrales thermiques classiques : 55 à 60 % contre seulement 33 à 35 %.

Centrale marémotrice

Centrale électrique tirant son énergie de la force de la marée (qui doit être importante : de l'ordre de 10 à 15 mètres). L'usine de la Rance, en Ile-et-Vilaine, est la première usine marémotrice au monde et la principale source d'électricité de la Bretagne, (environ 600 GWh, soit 55 % de l'électricité fournie par la région).

Centrale nucléaire

Centrale utilisant la fission de l'uranium pour produire de la chaleur, dont une partie sert à générer de l'électricité. La différence essentielle avec une centrale thermique réside dans le remplacement par un réacteur nucléaire des chaudières brûlant les combustibles, fossiles ou autres. Une centrale nucléaire est constituée d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires, ou tranches (voir *infra*), dont la puissance électrique, identique ou non selon les tranches, varie de 40 MW à plus de 1450 MW (le futur réacteur EPR aura une puissance de 1600 MW).

Certificats d'économies d'énergie

Pour contribuer au respect des engagements internationaux de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et relancer la dynamique en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie, la loi POPE du 13 juillet 2005 a créé un dispositif de certificats d'économies d'énergie (CEE). En vertu de ce mécanisme, qui s'inspire du système anglais des certificats blancs, les principaux fournisseurs vendant de l'électricité, du gaz, du fioul domestique, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals sont tenus de faire réaliser à leurs clients des économies d'énergie d'un volume total de 54 TWh d'énergie finale entre le 1^{er} juillet 2006 et le 30 juin 2009. Chaque fournisseur se voit attribuer un montant d'économies d'énergie à réaliser, dont l'ampleur dépend du volume de ses ventes. Ceux d'entre eux qui ne parviendraient pas à remplir leurs obligations peuvent soit acquérir des CEE sur le marché, soit s'acquitter d'une pénalité libératoire à verser au Trésor public et dont le montant est fixé à 2 c€/kWh. Les fournisseurs sont libres de choisir les actions d'économies d'énergie qu'ils souhaitent promouvoir auprès de leurs clients pour respecter leurs obligations (prime pour l'acquisition d'un équipement, aides aux travaux, service de préfinancement, diagnostic gratuit et même remplacement d'une source d'énergie fossile pour une source d'énergie renouvelable). En contrepartie du constat des investissements effectués par les consommateurs grâce à ces actions, les fournisseurs d'énergie reçoivent des certificats sur la base de forfaits en kWh calculés par type d'action. En outre, les personnes qui ne sont pas soumises aux obligations d'économies d'énergie mais dont l'action, additionnelle par rapport à leur activité habituelle, permet la réalisation d'économies d'énergie d'un volume supérieur à un seuil, peuvent obtenir des CEE. L'objectif escompté est la constitution d'un marché des CEE, certains fournisseurs soumis aux obligations pouvant notamment préférer acquérir des certificats sur le marché plutôt que de faire réaliser directement les économies d'énergie.

Charges du service public de l'électricité (CSPE)

En application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, les charges du service public de l'électricité concernent :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, biomasse, cogénération...);
- les surcoûts de production dans les ZNI (voir *infra*);
- les coûts résultant de la mise en œuvre du tarif social électrique;
- une partie des coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité;
- une partie des charges supportées par les fournisseurs qui alimentent des consommateurs au TaRTAM (voir *infra*);
- le budget du médiateur national de l'énergie.

Ces charges ouvrent droit à une compensation au bénéfice de l'opérateur qui les supporte. Elles sont financées par un prélèvement sur la facture d'électricité dont sont redevables les consommateurs finals (particuliers et professionnels).

Client éligible

Consommateur autorisé à changer de fournisseur d'électricité ou de gaz pour alimenter son ou ses sites de consommation.

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Autorité administrative indépendante créée par la loi du 10 février 2000 pour réguler le secteur de l'électricité, dont le champ de compétences a été élargi à celui du gaz par la loi du 3 janvier 2003, la Commission de régulation de l'énergie est chargée de veiller, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. La loi du 7 décembre 2006 a profondément réformé l'organisation interne de la CRE, qui se compose désormais de deux organes : le collège et le comité de règlement des différends et des sanctions. Le collège, composé de neuf membres, comprend un président, deux vice-présidents, quatre membres nommés en raison de leurs compétences dans les domaines juridique, économique et technique et deux représentants des consommateurs. Le comité, dont le président est nommé parmi les membres, comprend deux conseillers d'Etat et deux membres de la Cour de cassation. Le collège est chargé des attributions réglementaires et de surveillance de la CRE. Le comité est chargé d'arbitrer les différends qui pourraient opposer les différents acteurs du secteur en matière d'utilisation des réseaux et de délivrer les sanctions. De manière générale, la CRE a pour mission de veiller à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence (pratiques discriminatoires) et elle définit les tarifs d'utilisation des réseaux. Elle surveille les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure enfin de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.

Congestion

Etat de saturation d'une ligne électrique ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Consommation d'électricité

La consommation d'électricité s'exprime en wattheure, soit une unité équivalente à 3 600 joules. Un wattheure correspond à l'énergie consommée ou délivrée par un système d'une puissance de un watt pendant une heure. On l'utilise le plus souvent avec des multiples exprimés en kWh (kilowattheure), en MWh (mégawattheure ; 1 MWh = 1 000 kWh), en GWh (gigawattheure ; 1 GWh = 1 million de kWh) ou TWh (térawattheure ; 1 TWh = 1 milliard de kWh).

Courant continu - alternatif

Le courant continu est un courant électrique unidirectionnel, le déplacement des électrons se faisant à chaque instant dans le même sens, produit par des générateurs délivrant des tensions également continues. Le courant alternatif est un courant électrique qui change de sens, qui est qualifié de « périodique » s'il change régulièrement de sens. Un courant alternatif périodique se caractérise par sa fréquence (voir définition *infra*). La forme la plus utilisée de courant alternatif, essentiellement pour la distribution commerciale de l'énergie électrique, est le courant sinusoïdal.

Déchets nucléaires ou radioactifs

Contenant des substances dépassant le niveau de radioactivité habituellement présent dans l'environnement - soit, en pratique, supérieur à 10 béquerels (Bq) -, les déchets nucléaires émettent différents rayonnements dits ionisants (X, alpha, bêta et gamma) pouvant être dangereux pour la santé. Ils sont issus pour 85 % de l'industrie

électronucléaire (du combustible lui-même aux gants et blouses en passant par les matériaux et matériels), le restant provenant des hôpitaux, des universités et organismes de recherche, de la production et de l'entretien de l'armement nucléaire ou d'industries non nucléaires (par exemple, la fabrication des engrais phosphatés).

Ces déchets peuvent être classés au regard de deux critères combinés : leur niveau de radioactivité et leur durée de vie, c'est-à-dire la période pendant laquelle leur radioactivité est supérieure à celle rencontrée à l'état naturel. On distingue ainsi :

- les déchets très faiblement radioactifs (TFA), principalement issus du démantèlement des installations nucléaires ou des sites industriels utilisant, dans le cadre de leur production, des substances faiblement radioactives (bétons, gravats, plastiques, ferrailles), et dont la radioactivité moyenne est voisine de celle rencontrée dans la nature (quelques dizaines de Bq par gramme) ;

- les déchets faiblement ou moyennement actifs et à vie courte, dits de type A, dont le niveau de radioactivité est compris entre 1.000 et 100.000 Bq par gramme et la durée de vie inférieure à 30 ans (*i.e.* ils retrouvent après cette période un niveau équivalent à celui de la radioactivité naturelle) et qui, représentant près de 90 % des déchets radioactifs, proviennent pour l'essentiel du fonctionnement courant des installations nucléaires (objets contaminés, gants, filtres, résines) ou des laboratoires de recherche ;

- les déchets faiblement actifs à durée et à vie longue, dits de type B, dont la durée de vie est de plusieurs milliers d'années et qui sont pour l'essentiel, soit des déchets minéraux (dits radifères) issus principalement du traitement du minerai d'uranium ainsi que du démontage et de la récupération d'objets contenant du radium, soit les « chemises » de graphite qui entouraient les réacteurs nucléaires français de la première génération, dits « uranium naturel-graphite-gaz » ;

- les déchets moyennement et hautement actifs et à vie longue, dits de type C, provenant des usines de fabrication des combustibles nucléaires, des centres de recherche et des usines de traitement, et des combustibles usés issus des centrales nucléaires. Cette catégorie comporte elle-même les déchets à haute activité et à vie longue, dits « HA-VL », qui ne représentent que 0,2 % du volume des déchets nucléaires mais concentrent plus de 90 % de la radioactivité.

Le combustible nucléaire irradié peut, sous certaines conditions, être valorisé et faire l'objet d'une réutilisation après un recyclage partiel des isotopes fissiles. Mais si elle ne peut être réutilisée ou retraitée dans les conditions techniques et économiques du moment, la matière radioactive est alors considérée comme un déchet dit « ultime ». Pour gérer ces déchets dans une perspective de responsabilité vis-à-vis des générations futures, la loi a fixé trois axes de recherche complémentaires :

- l'axe 1 : la séparation poussée et la transmutation visant à réduire leur nocivité en extrayant les éléments les plus dangereux et à durée de vie longue - les actinides mineurs - afin de les transformer en éléments radioactifs à durée de vie plus courte ;

- l'axe 2 : leur stockage en formations géologiques profondes permettant de les confiner dans un milieu géologique aux propriétés favorables et resté stable pendant des millions d'années ;

- l'axe 3 : leur conditionnement et leur entreposage de longue durée en surface, cette conservation en sécurité étant assurée pendant une période nécessairement limitée.

Délestage

Opération, décidée par RTE, consistant à interrompre volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs d'électricité pour rétablir rapidement l'équilibre entre production et consommation sur le réseau. Cette mesure de sauvegarde vise à éviter les risques de chute de fréquence et d'effondrement de tension

car, dans ces deux cas, le réseau devient instable et la production raccordée au réseau finit par se déconnecter, ce qui entraîne la coupure de la totalité d'une zone géographique. Le délestage peut être un besoin national ou régional : la situation électrique de certaines régions excentrées les rend plus sensibles à des risques locaux. Il peut également intervenir à des horizons temporels variables, allant du temps réel (délestage fréquence-métrique) à un délestage relativement programmé (déséquilibre production-consommation prévu en J-1). En application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestages sur les réseaux électriques, lorsque des délestages sont nécessaires, la satisfaction des besoins essentiels de la Nation doit être assurée par le maintien d'un service prioritaire devant permettre l'alimentation électrique d'usagers identifiés dans chaque département et appartenant notamment aux catégories suivantes : hôpitaux, cliniques et laboratoires, installations de signalisation et d'éclairage de la voie publique, installations industrielles et/ou qui intéressent la défense nationale... Pour cela, les préfets, sur proposition des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement, dressent dans chaque département une liste d'usagers prioritaires. Pour les autres, et dans la mesure du possible, les distributeurs procèdent à une rotation entre départs délestés afin de maintenir les interruptions de chaque client en-deçà de deux heures consécutives. A partir de ces critères, le distributeur élabore un plan de délestage répartissant l'ensemble de ses départs HTA entre différents échelons et définissant l'ordre dans lequel ils seront délestés en cas de besoin.

Dissociation comptable

Obligation faite aux entreprises intégrées de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production, de transport, de distribution et autres. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs (voir *infra* : séparation patrimoniale).

Distributeur non nationalisé (DNN)

Voir *infra* : entreprise locale de distribution (ELD).

Effacement

Lorsque le coût de production de l'électricité dépasse un seuil marginal fixé par un producteur, celui-ci peut chercher à le diminuer en proposant à certains de ses clients « d'effacer » leur consommation, c'est-à-dire de renoncer à consommer de l'électricité pendant un moment en contrepartie d'une tarification adaptée et incitative : tel est par exemple le principe du tarif EJP (effacement jour de pointe) proposé par EDF. La multiplication des incitations à effacer la consommation électrique peut rendre plus difficile la prévision du soutirage.

Efficacité énergétique

Techniques et pratiques destinées à réduire la consommation d'énergie pour obtenir un résultat identique ou supérieur (dans le bâtiment, pour les processus industriels, pour la consommation des ménages...). S'agissant des appareils électroménagers, leur consommation électrique est évaluée par des classes d'efficacité énergétique notées de A (rendement optimum) à G (classe la moins efficace), indiquées sur l'étiquette d'énergie normalisée à l'attention des consommateurs. Dans certaines catégories, par exemple les réfrigérateurs et les congélateurs, une partie significative des appareils répondant désormais aux prescriptions de la classe A, celle-ci a été subdivisée en A, A+ et A++, les appareils de cette dernière classe pouvant être jusqu'à 40 % plus efficaces que ceux de classe A.

Eligibilité

Possibilité pour un consommateur de choisir librement son ou ses fournisseurs d'énergie. En application des directives européennes relatives à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, les seuils d'éligibilité ont progressivement été abaissés afin d'ouvrir plus largement le marché à la concurrence : le seuil d'éligibilité a ainsi été fixé à 100 GWh de consommation annuelle en 1999 (par application directe de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996), à 16 GWh en 2000 (décret n° 2000-456 du 29 mai 2000) et à 7 GWh en 2003 (décret n° 2003-100 du 5 février 2003). Le 1^{er} juillet 2004, tous les consommateurs professionnels ont été rendus éligibles (décret n° 2004-597 du 23 juin 2004) et le 1^{er} juillet 2007, l'ensemble du marché a été ouvert à la concurrence.

Energie éolienne

L'énergie éolienne consiste en l'utilisation de la force du vent pour produire de l'électricité. Elle est exploitée grâce un aérogénérateur, qui se compose de pâles, installées au sommet d'un mât, tournant sous l'effet mécanique du vent. La rotation des pâles actionne alors un alternateur convertissant cette énergie en électricité. L'énergie mécanique du vent peut être exploitée aussi bien par des éoliennes terrestres (dites *on-shore*) que par des éoliennes marines (qualifiées d'*off-shore*).

Energies fossiles

Appellation regroupant les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) et le charbon. Les hydrocarbures proviennent de la décomposition d'organismes vivants, au cours des temps géologiques, sous l'action de la température, de la pression, et de certaines bactéries. Contrairement aux énergies renouvelables, les ressources mondiales d'énergies fossiles s'épuisent avec leur exploitation.

Energie géothermique

L'énergie géothermique provient de l'utilisation de la chaleur du sous-sol. La chaleur de la terre se propage vers la surface et chauffe des nappes d'eau. La chaleur de ces nappes d'eau, appelées « gisements géothermiques », est exploitée pour produire, suivant la température de l'eau chaude, du chauffage ou de l'électricité.

Energie hydroélectrique

L'hydroélectricité est obtenue en utilisant la force hydraulique des différents flux d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau...). D'origine renouvelable, elle fournit près de 15 % de l'électricité consommée en Europe. Il est d'usage de distinguer plusieurs types d'ouvrages de production d'hydroélectricité :

- les ouvrages dits « au fil de l'eau » qui produisent de l'électricité pour la consommation en base ;
- les ouvrages « de lac », situés généralement en haute montagne et ayant un fonctionnement annuel. La retenue d'eau se remplit au cours du printemps et de l'été avec la fonte des neiges et ces ouvrages sont mobilisés pendant l'hiver pour répondre aux pics de consommation hivernaux ;
- les ouvrages « d'éclusées », qui comportent une retenue d'eau artificielle et sont mis en service plus régulièrement pour passer les pointes de consommation quotidiennes ;
- les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) (voir définition *infra*).

Energie solaire

L'énergie solaire est exploitée par deux techniques différentes :

- au moyen de cellules photovoltaïques qui convertissent dans un semi-conducteur (le silicium) la lumière du soleil en électricité ;
- au moyen de panneaux solaires thermiques qui utilisent la lumière du soleil et la transforment en chaleur (au moyen d'un circuit à eau ou à air).

Enfouissement des lignes

Devant les difficultés de plus en plus grandes pour édifier de nouvelles lignes électriques aériennes (en France, le délai de construction d'une ligne haute tension, de l'origine du projet à son achèvement, est passé d'environ quatre ans dans les années 80 à au moins sept aujourd'hui), l'enfouissement des lignes est régulièrement proposé. Si cette technique trouve des justifications tenant à la protection de l'environnement, à la santé des populations et à la sécurité des réseaux électriques, le coût de ces ouvrages souterrains et les contraintes techniques sur longue distance constituent encore des obstacles majeurs. En outre, les lignes enterrées sont parfois plus vulnérables que les ouvrages aériens à certains aléas climatiques, comme les inondations, et sont moins facilement accessibles pour la maintenance ou la réparation.

Entreprises locales de distribution (ELD)

Assurant la distribution d'électricité sur un territoire déterminé (et pouvant, pour certaines, produire également de l'électricité), les ELD (ou DNN) n'ont pas été nationalisées par la loi du 8 avril 1946 : aujourd'hui au nombre de 160 environ, elles assurent 5 % du total de la distribution d'énergie électrique, couvrant 2 500 communes. Connaissant des statuts très divers - régies municipales, sociétés d'économie mixte, sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), voire société anonyme (cas notamment de Gaz de Strasbourg) -, elles sont en majorité fédérées au sein de l'Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG), association qui regroupe, afin d'en être le porte-parole, l'Association nationale des régies de service public et des organismes constitués (ANROC, qui regroupe 115 membres) et la Fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (FNSICAE, qui regroupe les 12 SICAE). Par ailleurs, une vingtaine d'autres ELD sont fédérées au sein du syndicat professionnel Entreprises locales d'énergie (ELE).

Entreprise verticalement intégrée

Entreprise assurant au moins deux fonctions au sein de la chaîne électrique parmi celles de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité.

EPR (*European Pressurized Reactor*)

Réacteur nucléaire de troisième génération, conçu et développé par Areva NP, société commune appartenant à Areva et à Siemens AG. Par rapport aux générations précédentes, le réacteur EPR présente un rendement énergétique supérieur (36 % contre 33 %) ainsi qu'une puissance électrique plus élevée (1 600 MW), consomme 15 % de moins de combustible nucléaire et peut fonctionner avec une proportion importante de mélange d'oxyde (MOX). En outre, l'EPR intègre des améliorations notables en termes de sûreté (meilleure résistance aux séismes et prévention renforcée des risques de fusion du cœur).

ETSO (*European Transmission System Operators*)

Association, créée en juillet 1999 et regroupant les gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité de l'UCTE (voir définition *infra*), les GRT britanniques et l'association des GRT scandinaves (NORDEL), chargée d'élaborer les modalités économiques et juridiques des transits internationaux d'électricité.

Exeltium

Consortium d'achat d'électricité à long terme regroupant des consommateurs industriels électro-intensifs. Exeltium, dont la création a été autorisée par la loi de finances rectificative pour 2005, s'est constitué en mai 2006 et a été fondé par sept groupes (Air Liquide, Arkema, Solvay, Alcan, Rhodia, Arcelor et UPM). Afin d'assurer l'alimentation électrique de ses membres, Exeltium a lancé un appel d'offres auprès des électriciens européens sur la base des besoins de ces sept groupes, mais également de tous ceux qui sont éligibles au dispositif au terme de la LFR pour 2005. A l'issue de cet appel d'offres, Exeltium a signé un protocole d'accord avec EDF. Cet accord vise à permettre à ces industriels de participer au financement de capacités de production nucléaires moyennant un prix de fourniture basé sur un prix compatible avec leurs contraintes économiques. Ces engagements portent sur des durées allant de 15 à 24 ans et des volumes atteignant un maximum, à l'horizon de 2012, de 18 TWh. Le montage définitif de cette opération est subordonné à l'accord de la Commission européenne.

Fournisseur d'électricité

Personne morale déclarée auprès des pouvoirs publics, qui alimente au moins un consommateur final avec de l'électricité qu'elle a soit elle-même produite (producteur), soit achetée (négociant).

Fourniture d'électricité

On distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation : la fourniture électrique de « base » (ou « ruban »), produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; la fourniture de « semi base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargée de l'année ; la fourniture en « dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de ruban.

Fréquence

Lorsque le courant électrique est alternatif, la polarité (+ ou -) des bornes est inversée plusieurs fois par seconde. Le hertz (Hz) est l'unité de mesure des fréquences équivalente à une oscillation par seconde : ainsi, une fréquence de 50 Hz signifie cent changements par seconde, chaque borne étant positive cinquante fois et négative cinquante fois. La fréquence du courant électrique distribué aux particuliers par le réseau interconnecté européen est de 50 Hz, alors qu'elle est de 60 Hz en Amérique du Nord. Lorsque la fréquence constatée s'écarte du niveau normal et risque d'entraîner un décrochage du réseau, le GRT doit agir pour rétablir l'équilibre : injecter davantage lorsque la fréquence diminue (le soutirage étant supérieur à l'injection), réduire l'injection lorsque la fréquence augmente (la consommation électrique étant en cours de diminution).

Gaz à effet de serre (GES) et dioxyde de carbone (CO₂)

Présents naturellement (à l'exception des fluorocarbones) en faible quantité dans l'atmosphère (moins de 1 %), les gaz à effet de serre sont des composés chimiques

qui emprisonnent la chaleur solaire. L'activité humaine augmente la concentration de ces gaz, principalement du dioxyde de carbone (CO₂), émis lors de la combustion des énergies fossiles (une tonne de charbon brûlé laisse échapper 3,7 tonnes de CO₂) et certains processus industriels (cimenteries).

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel condensé à l'état liquide par refroidissement à - 163° C. La liquéfaction du gaz naturel permet de réduire 600 fois son volume, ce qui facilite son transport sur de grandes distances par navire méthanier.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT)

Responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport (voir *infra* la définition du réseau), du développement des interconnexions ainsi que de l'équilibre des flux entre l'offre et la demande d'électricité. En France, la gestion du réseau de transport assurée est Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

Responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de la maintenance et de la maîtrise d'oeuvre des travaux des ouvrages de distribution, de la définition et de la mise en oeuvre des politiques d'investissement et de développement des réseaux. Le GRD est également chargé de conclure et de gérer les contrats de concession (les réseaux de distribution appartiennent en France aux collectivités territoriales qui en concèdent la gestion), d'assurer l'accès à ces réseaux, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, de fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace et d'exercer les activités de comptage. En France, 95 % du réseau de distribution est concédé à EDF, les 5 % restant étant concédés aux entreprises locales de distribution.

Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG)

Créé le 11 novembre 2003 par décision de la Commission européenne, l'ERGEG regroupe les dirigeants des vingt-sept autorités de régulation de l'Union européenne. Autorité consultative indépendante placée auprès de la Commission européenne, elle est chargée de la conseiller et de l'assister dans son action visant à consolider le marché intérieur de l'énergie. Le groupe a également pour tâche de faciliter la consultation des autorités de régulation nationales et la coordination et la coopération entre ces autorités en contribuant à l'application uniforme, dans tous les États membres, des dispositions des directives ouvrant les marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence, ainsi que des éventuelles futures dispositions législatives communautaires dans le domaine de l'électricité et du gaz.

Industries électro-intensives

Industries dont les processus de production sont fortement consommateurs d'électricité (chimie, cimenterie, sidérurgie, papeterie notamment) et pour lesquelles cette énergie peut même être considérée comme une matière première. Pour ces activités, le prix de l'électricité est un critère majeur de localisation. Aussi l'article 238 *bis* HW du code général des impôts ouvre-t-il le bénéfice de l'adhésion au consortium *Exeltium* aux entreprises électro-intensives pour lesquelles le rapport entre la quantité consommée d'électricité et la valeur ajoutée produite est supérieur à 2,5 kWh par euro.

Injection

Alimentation en électricité du réseau de transport.

Interconnexions

Equipements utilisés pour relier deux réseaux électriques étrangers. Un réseau interconnecté est un réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité reliés entre eux, notamment par-delà les frontières. L'interconnexion électrique sous-marine entre la France et l'Angleterre, d'une puissance de 2 000 MW en courant continu, est dénommée IFA 2000.

Intermittence

Caractère irrégulier d'une production électrique, lié en particulier aux variations de la force du vent ou des périodes d'ensoleillement.

Isolation thermique

Concerne les murs, les canalisations, les toits, les portes et fenêtres ainsi que les planchers des bâtiments, l'isolation thermique permet de réduire les pertes caloriques liées au chauffage ou à la climatisation. Elle fait l'objet d'une réglementation *ad hoc*, l'isolation des nouveaux logements étant obligatoire depuis 1974. Par exemple, la résistance thermique d'une paroi dépendant de son épaisseur et de la conductivité thermique du matériau utilisé, l'usage d'isolants modernes (laine de verre, polystyrène, mousse de polyuréthane...) permet des résultats appréciables à la fois au plan thermique et au plan architectural : ainsi, 1 centimètre de laine de verre garantit la même isolation thermique qu'un mur de pierres de 70 centimètres d'épaisseur.

Libéralisation des marchés

La libéralisation du marché de l'électricité a été initiée en Europe avec l'adoption de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 qui, en France, a été transposée par la loi du 10 février 2000. Avant cette évolution, la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité relevaient de la compétence d'opérateurs en situation de monopole. Le principal opérateur, EDF, alimentait 95 % du territoire national, le reste l'étant par des entreprises locales de distribution (ELD). Désormais, les activités de transport et de distribution doivent être exercées par des personnes morales dotées de l'indépendance juridique et financière par rapport aux producteurs et aux fournisseurs. L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité est un processus progressif qui, ayant débuté en 1996, s'achève le 1^{er} juillet 2007 avec l'ouverture à la concurrence du marché des particuliers.

Lignes à basse/moyenne/haute tension

Les normes européennes définissent le domaine de la basse tension (BT) comme les tensions comprises entre 50 et 1 000 volts (V) en régime de tension alternative (et entre 120 et 1 500 V en régime de tension continue). Les lignes à haute tension (HT) sont les lignes principales des réseaux de transport et de distribution d'électricité et peuvent être aériennes, souterraines ou sous-marines. On distingue la haute tension du domaine A (HTA), dont la tension est comprise entre 1 000 et 50 000 V, la haute tension du domaine B (HTB), dont la tension est comprise entre 50 et 150 kV (en France, 63 000, 90 000 ou 150 000 volts), et la très haute tension (THT), dont la tension est supérieure à 150 kV (en France, 225 000 et 400 000 V). Les lignes THT servent au transport de l'électricité sur de longues distances ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques étrangers.

Marché spot

Marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité livrables le lendemain. Pour constituer un marché fiable et des références de prix crédibles pour les intervenants, un tel marché doit répondre à une double exigence de transparence (publication des données en temps réel) et de liquidités (aucun intervenant ne doit être susceptible d'influer sur le marché en raison d'une position dominante).

Mécanisme d'ajustement

Mécanisme permettant à un GRT d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir (capacités mobilisables) ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer (effacement).

Méthanier

Navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

Monopole naturel

Secteur d'activité économique se caractérisant par des rendements croissants (*i.e.* le coût de la dernière unité produite est inférieur à celui de toutes les précédentes) et, par conséquent, des coûts moyens strictement décroissants (*i.e.* le coût moyen diminue avec le volume produit). Dans ces conditions, un opérateur unique est nécessairement plus performant que plusieurs opérateurs, sous réserve qu'il soit empêché d'abuser de sa situation monopolistique. Les secteurs concernés sont généralement ceux dans lesquels les coûts fixes (investissements) sont si élevés qu'il ne serait pas justifié de les multiplier pour permettre le jeu de la concurrence : tel est en particulier le cas du réseau de transport d'électricité.

Mélange d'oxyde ou *mixed oxide* (MOX)

Combustible nucléaire, mélange d'oxyde d'uranium et d'oxyde de plutonium, fabriqué à partir du plutonium provenant de la fission de l'uranium et isolé lors du processus de retraitement nucléaire des combustibles irradiés.

Négociant d'électricité

Fournisseur qui achète de l'électricité auprès d'un autre fournisseur ou d'un producteur afin de la revendre à des clients finaux ou à d'autres négociants.

Nordel

Réseau interconnecté synchrone des pays du nord de l'Europe : Danemark, Finlande, Norvège et Suède.

Obligation d'achat

Dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production d'énergies électriques (en particulier renouvelables) à des conditions, notamment tarifaires, définies par arrêté ministériel.

Off shore - on shore

Capacité de production éolienne implantée en mer (*off shore*) ou sur terre (*on shore*).

Plaque continentale

Ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Benelux, France et Suisse) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

Permis d'émissions

Le système européen d'échange de quotas d'émissions des gaz à effet de serre (GES) a été mis en place en 2005 avec la directive 2004/101/CE. Instrument devant contribuer aux engagements pris par l'Union européenne pour réduire les émissions de GES, ce marché d'échanges, qui ne couvre actuellement que les émissions de CO₂, concerne plus de 12 000 installations émettrices situées dans les Etats membres. Au début de chaque période pluriannuelle de fonctionnement (2005-2007 puis 2008-2012), chaque Etat a l'obligation, dans le cadre d'un plan national d'allocation des quotas, d'allouer aux différents secteurs couverts par la directive un quota d'émissions. Au début de chaque année suivante, les installations doivent déclarer la quantité de GES émis durant l'année écoulée et rendre aux pouvoirs publics, au plus tard le 30 avril, un nombre de quotas correspondant. Les entreprises qui ramènent leurs émissions en deçà de leur dotation initiale peuvent revendre leurs quotas excédentaires à d'autres acteurs ou les conserver pour un usage ultérieur. À l'inverse, celles qui dépassent leurs quotas doivent acheter sur le marché le supplément de quotas nécessaire, puis éventuellement investir dans des technologies de réduction des émissions.

Pertes en ligne

Malgré les techniques et matériaux utilisés pour limiter la résistance des câbles, le transport et la distribution de l'électricité engendrent des pertes d'énergie importantes, principalement par échauffement des lignes (« effet joule »). Pour le réseau de transport d'électricité en France, ces pertes sont estimées en moyenne à 3 % de la consommation globale, soit 13 TWh par an, et celles sur le réseau de distribution à 5 %, soit plus de 20 TWh.

Poste source

Installation où l'électricité acheminée à très haute ou haute tension par RTE est transformée en moyenne tension pour pouvoir transiter dans les réseaux de distribution.

Producteur d'électricité

Personne morale ou physique produisant de l'électricité et qui la fournit.

Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)

Instaurée par la loi du 10 février 2000, la PPI, arrêtée et rendue publique par le ministre de l'énergie, fixe les objectifs pour la France en matière de développement et de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. A ce titre, elle identifie les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique. Ce dispositif donne au ministre de l'énergie la possibilité d'intervenir, si les objectifs fixés par la PPI ne sont pas atteints, au moyen d'appels d'offres.

Puissance électrique

La puissance est le transfert d'énergie par unité de temps, exprimé en watt (W) et ses multiples (kilowatt (kW) = 1 000 W - mégawatt (MW = 1 000 kW), gigawatt

(GW) = un million de kW, térawatt (TW) = un milliard de kW) Un générateur ayant une puissance nominale d'un MW signifie qu'il produit un mégawattheure (MWh) d'électricité par heure lorsqu'il fonctionne à sa performance maximale. Le chauffage électrique d'une maison de taille moyenne nécessite une puissance d'environ 28 kW.

Pylône électrique

Support vertical portant les conducteurs d'une ligne électrique, réalisé généralement en treillis d'acier (lignes THT et HTB), en métal béton (lignes HT) ou en bois (le plus souvent les lignes BT). Sa fonction est de supporter et de maintenir les lignes à une distance suffisante du sol et des obstacles afin de garantir la sécurité et l'isolement par rapport à la terre, les câbles étant nus (non isolés), pour en limiter le poids et le coût, sur tout le réseau de transport et sur la majeure partie du réseau de distribution.

Qualité de la fourniture

Appréciation de l'électricité livrée au regard de sa fréquence et du nombre et de la durée des coupures longues et brèves.

Raccordement

Action permettant de relier physiquement un utilisateur (producteur, distributeur ou consommateur) au réseau.

Réglementation thermique (RT)

Afin de respecter les engagements pris pour lutter contre le changement climatique, une réglementation définissant les exigences énergétiques que doivent satisfaire les bâtiments neufs des secteurs résidentiel et non-résidentiel pour réduire la consommation d'énergie et limiter l'inconfort d'été dans les bâtiments non climatisés a été instituée en 2000 (RT 2000). La RT 2005, applicable depuis le 1^{er} septembre 2006, a renforcé globalement de 15 % les exigences par rapport à cette première réglementation. La RT sera modifiée tous les cinq ans afin de parvenir en 2020 à une consommation d'énergie des bâtiments neufs de 40 % inférieure à la consommation maximale fixée par la RT 2000.

Réseau de transport et de distribution d'électricité

Réseau assurant le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques assurant les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes constitués de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux : le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 000 et 225 000 volts, de grandes quantités d'électricité sur de longues distances avec un faible niveau de perte ; les réseaux régionaux de répartition qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 000, 150 000, 90 000 et 63 000 volts ; et les réseaux de distribution à 20 000 et 400 volts, qui desservent les consommateurs finaux en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire et petite industrie).

Réseau interconnecté

Réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Réseau synchrone

Réseau de transport dont l'ensemble des ouvrages est interconnecté par des liaisons à courant alternatif et où la fréquence est la même en tout point. En Europe, les principaux réseaux synchrones sont : UCTE, Nordel (Danemark, Norvège, Suède, Finlande) et les réseaux insulaires (Irlande, Grande-Bretagne).

Réserve de puissance

L'électricité n'étant pas stockable, il est nécessaire d'équilibrer en permanence sa production et sa consommation. Si la baisse de la consommation est facilement palliée par une réduction de la production (ou injection au réseau) demandée aux centrales, une hausse de la consommation (ou soutirage du réseau) doit pouvoir également être satisfaite : pour cela, une réserve de puissance de production doit être disponible en permanence.

Responsable d'équilibre

Tout opérateur s'engageant contractuellement à financer, auprès de RTE, le coût des écarts constatés *a posteriori*, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel, entre électricité injectée (par des producteurs du périmètre) et électricité soutirée (par des consommateurs du périmètre).

Séparation patrimoniale ou « *ownership unbundling* »

Afin de garantir l'accès non discriminatoire et transparent de tout producteur aux infrastructures de transport, ainsi que l'indépendance des décisions en matière d'investissement dans les réseaux, la directive 96/92 CE a imposé la séparation comptable et managériale des activités de production et de transport d'électricité, et la création de GRT indépendants des producteurs. La directive 2003/54 CE a ultérieurement imposé la séparation juridique entre producteurs et GRT (ainsi qu'avec les GRD desservant plus de 100 000 clients). La séparation patrimoniale, considérée par la Commission européenne comme l'ultime et indispensable étape pour achever le processus visant à l'impartialité des GRT, conduirait à interdire leur filialisation (par exemple, RTE est actuellement une filiale à 100 % d'EDF).

Soutirage

Action de prélever de l'électricité sur le réseau en un point de connexion.

Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Installations hydroélectriques puisant aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude) dont le contenu peut être turbiné aux heures pleines et en période de pointe. Consommatrices d'énergie pour remonter l'eau, les STEP ne sont pas considérées comme productrices d'énergie renouvelable. En France, elles ont été sollicitées, ces dernières années, pour moduler 3 TWh par an environ.

Stockage d'électricité

L'état actuel de la technique ne permet pas de stocker l'électricité produite par les moyens centralisés ou décentralisés reliés à un réseau. Les seules capacités de stockage aujourd'hui utilisables sont les piles ou les batteries, qui fonctionnent sur le principe d'une réaction chimique : elles stockent non pas de l'électricité, mais des produits chimiques qui vont réagir et produire de l'électricité à la demande. Ces technologies présentent toutefois, pour le moment, des inconvénients majeurs qui

limitent leur utilisation : leur poids, leur coût, leur faible productivité et, dans certains cas, la dangerosité des composants ou leur aspect polluant (acides, plomb).

Tarif d'utilisation des réseaux publics (TURP)

En vertu de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution, dont sont redevables les utilisateurs de ces réseaux, sont calculés de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public. Ils couvrent également une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires des réseaux (mise en service des installations, déplacement pour coupure suite à un impayé, etc.). Depuis l'adoption de la loi du 13 juillet 2005, la CRE est chargée de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TURP. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission. Les tarifs sont alors publiés au *Journal officiel* par les ministres.

Tarif réglementé

Tarif de vente d'électricité dont bénéficient les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité. En France, le tarif réglementé est intégré, c'est-à-dire qu'il correspond à l'abonnement, à la part « fourniture » (prix de l'énergie et coûts de commercialisation) et à la part « acheminement » (transport et distribution). L'article 4 de la loi du 10 février 2000 précise qu'ils sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures et en fonction des coûts liés à ces fournitures. Leur niveau et leurs évolutions sont arrêtés conjointement par les ministres de l'économie et de l'énergie, sur avis simple de la CRE. Trois types de tarifs existent : le tarif bleu (puissance souscrite comprise entre 3 et 36 kilovoltampères - kVA -), jaune (puissance souscrite comprise entre 36 et 250 kVA) ou vert (puissance souscrite supérieure à 250 kVA). Les offres tarifaires diffèrent selon les profils de consommation (puissance souscrite, capacités d'effacement etc.).

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Créé par la loi du 7 décembre 2006, le TaRTAM bénéficie à tout consommateur final d'électricité ayant exercé son éligibilité qui en fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif s'applique de plein droit aux contrats en cours à compter de la date à laquelle la demande est formulée. Il s'applique également aux contrats conclus postérieurement à cette demande écrite, y compris avec un autre fournisseur. Dans tous les cas, la durée de fourniture au niveau du TaRTAM ne peut excéder deux ans à compter de la date de la première demande d'accès à ce tarif.

La loi ayant précisé que le niveau du TaRTAM ne pouvait être supérieur de 25 % au niveau du tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, l'arrêté du 3 janvier 2007 fixe les taux de majoration dans une fourchette allant de 10 à 23 % par rapport aux « tarifs classiques » : il en résulte un prix de vente de l'électricité se situant à mi-chemin entre les tarifs réglementés et les prix de marché.

Pour l'application de ce mécanisme, les fournisseurs qui alimentent leurs clients au niveau du TaRTAM et établissent qu'ils ne peuvent produire ou acquérir les quantités d'électricité correspondantes à un prix inférieur à la part correspondant à la fourniture de ces tarifs bénéficient d'une compensation couvrant la différence entre le

coût de revient de leur production ou le prix auquel ils se fournissent et les recettes correspondant à la fourniture de ces tarifs. Cette compensation est financée par une contribution (qui ne peut excéder 1,3 euros par MWh) prélevée sur les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW et assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, et, pour le solde, par la CSPE.

La loi prévoit que le Gouvernement est tenu de présenter au Parlement, avant le 31 décembre 2008, un rapport sur la formation des prix sur le marché de l'électricité et dressant le bilan d'application du TaRTAM. Ce rapport doit analyser les effets de ce dispositif et envisager, s'il y a lieu, sa prolongation.

Terminal méthanier

Installation assurant la réception et le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que, après sa regazéification, son expédition vers le réseau de transport principal.

Tranche nucléaire

En France, une tranche nucléaire comprend généralement :

- le bâtiment réacteur, enceinte étanche contenant le réacteur nucléaire, les générateurs de vapeur (trois ou quatre selon la génération), un pressuriseur, une partie du circuit d'eau secondaire et le circuit d'eau primaire dont le rôle principal est d'assurer le transfert thermique entre le cœur du réacteur et les générateurs de vapeur ;
- le bâtiment salle des machines, qui contient une ligne d'arbres comprenant les différents étages de la turbine à vapeur et l'alternateur, ainsi que le condenseur ;
- des bâtiments annexes abritant notamment des installations diverses de circuits auxiliaires nécessaires au fonctionnement et à la maintenance du réacteur nucléaire, les tableaux électriques alimentant tous les auxiliaires, ainsi que les générateurs diesel de secours ;
- un aéroréfrigérant atmosphérique ou une station de pompage pour les tranches dont le refroidissement utilise l'eau de mer ou d'un fleuve.

Transits purs

Flux traversant une zone de réglage sans y être injectés ou soutirés (exemple : un flux d'électricité allant de Belgique en Espagne est un flux de transit en France).

Turbines à combustion (TAC)

Centrales de production d'électricité fonctionnant quelques dizaines d'heures par an afin de répondre aux besoins « d'extrême-pointe » et pouvant être démarrées très rapidement à pleine puissance (douze minutes en cas d'urgence). Une turbine à combustion fonctionne selon les mêmes principes que les réacteurs d'avion. Dans la chambre de combustion, du fioul, injecté à de l'air fortement comprimé, s'enflamme et produit l'énergie nécessaire pour faire tourner une turbine reliée à un alternateur.

Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE)

Association qui définit et coordonne les règles d'exploitation et de développement des interconnexions des réseaux de transport entre pays européens. Elle favorise une exploitation sûre des réseaux européens interconnectés, principalement par l'adoption de règles communes concernant la conduite en temps réel des systèmes électriques ou les dispositifs de protection. L'UCTE regroupe les gestionnaires de réseaux des vingt-quatre pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Bosnie-Herzégovine,

Bulgarie, Croatie, Danemark ouest, Espagne, France, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Macédoine, Monténégro, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Roumanie, Serbie, Slovaquie, Slovénie et Suisse.

Zones de développement de l'éolien (ZDE)

Créées par la loi du 13 juillet 2005, les ZDE sont définies par le préfet en fonction de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Le périmètre de ces zones est établi sur proposition des communes et établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre dont tout ou partie du territoire est compris dans le périmètre proposé. Les communes et EPCI doivent, dans le cadre de leurs propositions de ZDE, définir la puissance installée minimale et maximale des installations éoliennes pouvant bénéficier de l'obligation d'achat. En outre, la loi a confié au préfet la mission de veiller à la cohérence départementale des ZDE et au regroupement des installations afin de protéger les paysages. A compter du 14 juillet 2007, seules les éoliennes situées dans une ZDE pourront bénéficier de l'obligation d'achat.

Zone de réglage

Zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire. En France, il existe une seule zone de réglage, gérée par RTE, mais certains pays peuvent en compter plusieurs : l'Allemagne en connaît ainsi quatre.

Zones non interconnectées (ZNI)

Zones du territoire national qui ne sont pas reliées par des lignes électriques au réseau métropolitain continental. Outre les collectivités et départements d'outre-mer, sont également concernées la Corse et les îles de Molène et d'Ouessant.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages et rapports parlementaires

Les conditions d'élaboration de la politique énergétique de la France et les conséquences économiques, sociales et financières des choix effectués – **Jacques Valade** et **Henri Revol** – Commission d'enquête du Sénat – Rapport n° 439 (1997-1998) – Mai 1998.

L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables – **Claude Birraux** et **Jean-Yves Le Déaut** – Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) – Rapport d'information n° 94 (2001-2002) – Novembre 2001.

L'apport des nouvelles technologies dans l'enfouissement des lignes électriques à haute et très haute tension – **Christian Klert** – OPECST – Rapport d'information n° 154 (2001-2002) – Décembre 2001.

L'ampleur des changements climatiques, de leurs causes et de leur impact possible sur la géographie de la France à l'horizon 2005, 2050 et 2100 – **Marcel Deneux** – OPECST – Rapport d'information n° 224 (2001-2002) – Février 2002.

La sécurité d'approvisionnement en énergie de l'Union européenne – **Henri Revol** et **Jacques Valade** – Commission des affaires économiques du Sénat – Rapport d'information n° 218 (2000-2001) – Février 2001.

Achèvement du marché intérieur de l'énergie – **Aymeri de Montesquiou** – Délégation du Sénat pour l'Union européenne – Rapport d'information n° 187 (2001-2002) – Janvier 2002.

Actes du Colloque "Le marché européen de l'énergie : enjeux et conséquences de l'ouverture" organisé par le Sénat le 12 décembre 2001 – **Henri Revol** – Commission des affaires économiques du Sénat – Rapport d'information n° 305 (2001-2002) – Mai 2002.

Proposition de loi relative à l'implantation des éoliennes et à la protection de l'environnement – **Jean-François Le Grand** – Commission des affaires économiques du Sénat – Rapport n° 360 (2001-2002) – Juillet 2002.

Energie : Quelle politique française pour la prochaine législature ? – **Gérard Larcher** et **Henri Revol** – Commission des affaires économiques du Sénat – Rapport d'information n° 79 (2002-2003) – Novembre 2002.

La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs – **Christian Bataille** et **Claude Birraux** – OPECST – Rapport d'information n° 290 (2002-2003) – Mai 2003.

Energies renouvelables – **Serge Poignant** – Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale – Rapport d'information n° 1153 – Octobre 2003.

Politique européenne de l'énergie – **Aymeri de Montesquiou** – Délégation du Sénat pour l'Union européenne – Rapport d'information n° 259 (2005-2006) – Mars 2006.

Changement climatique et transition énergétique : dépasser la crise – **Pierre Laffitte** et **Claude Saunier** – OPECST – Rapport d'information n° 426 (2006-2007) – Juin 2006.

Energies renouvelables et développement local : l'intelligence territoriale en action – **Claude Belot** et **Jean-Marc Juillard** – Délégation du Sénat à l'aménagement et au développement durable du territoire – Rapport d'information n° 436 (2005-2006) – Juin 2006.

Projet de loi relatif au secteur de l'énergie – **Ladislav Poniatowski** – Commission des affaires économiques du Sénat – Rapport n° 6 (2006-2007) – Octobre 2006.

Energie et géopolitique – **Jean-Jacques Guillet** – Mission d'information de la commission des affaires étrangères de l'Assemblée nationale – Rapport d'information n° 3468 – Novembre 2006.

Changement climatique et transition énergétique : dépasser la crise. Actes du colloque du 29 juin 2006 – **Pierre Laffitte** et **Claude Saunier** – OPECST – Rapport d'information n° 56 (2006-2007) – Novembre 2006.

Géopolitique de l'énergie : besoins, ressources, échanges mondiaux – **Jean-Pierre Favennec** – Préface de Jean-Marie Chevalier – Editions Technip (IFP Publications) – Janvier 2007.

C'est vert et ça marche ! – **Jean-Marie Pelt** – Fayard – Février 2007.

Energie et environnement : les risques et les enjeux d'une crise annoncée – **Bernard Durand** – EDP sciences – Avril 2007.

L'énergie en 21 questions – **Pierre Bacher** – Odile Jacob – Avril 2007.

Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle – **Christophe Bouneau**, **Michel Derdevet** et **Jacques Percebois** – Préface de Andris Piebalgs, commissaire européen à l'énergie – Timée-Éditions – Mai 2007.

Rapports et études

DILEMMA STUDY : Study of the Contribution of Nuclear Power to the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Electricity Generation – **ERM Energy** pour le compte de la Direction générale de l'énergie et des transports (DG XVII) de la Commission européenne – Juillet 1999.

La sécurisation du système électrique français - Rapport de mission – **Renaud Abord de Chatillon**, **Gérard Piketti** et **Claude Trink** – Conseil général des mines – Mai 2000.

Schéma de services collectifs de l'énergie – Document soumis à la consultation – Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale (DATAR) – Automne 2000.

Coûts de référence de la production électrique – Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) et Direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) – Décembre 2003.

20 ans de chauffage dans les résidences principales en France de 1982 à 2002 – Observatoire de l'énergie – Octobre 2004.

Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs – Rapport public particulier de la Cour des comptes – Les éditions des Journaux officiels – Janvier 2005.

Recherche et développement sur les économies d'énergie et les substitutions entre énergies dans les bâtiments – **Jean Orselli** – Conseil général des ponts et chaussées – Juin 2005.

La déréglementation des réseaux électriques européens. Quels enjeux géographiques ? – **Antoine Beyer** – 16^{ème} Festival international de géographie de Saint-Dié-des-Vosges – Septembre 2005.

L'organisation du transport aux Etats-Unis – Fiche de synthèse – Réseau de transport d'électricité (RTE) – Septembre 2005.

Statistiques de l'énergie électrique en France - 2006 – Réseau de transport d'électricité (RTE) – Octobre 2005.

Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité – Communication de la commission au Conseil et au Parlement européen – COM(2005) 568 final – 15 novembre 2005.

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France - Edition 2005 – RTE – Novembre 2005.

Plan énergétique de la Corse 2005-2020 – Collectivité territoriale de Corse – 24 novembre 2005.

Rapport les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France – **Fabrice Dambrine** – Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Mars 2006.

Rapport d'activité 2006 – Commission de régulation de l'énergie (CRE) – Juin 2006.

Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) - Période 2005-2015 – Rapport au Parlement – Juin 2006.

Bilan prévisionnel 2005 de l'équilibre offre demande d'électricité en France - Actualisation à l'horizon 2010 – RTE – Juin 2006.

Chardon propre : mythe ou réalité ? – Groupe de travail sur le charbon du Délégué interministériel au développement durable – Août 2006.

World Energy Outlook 2006 - Résumé et conclusions – Agence internationale de l'énergie (AIE) – Novembre 2006.

Statistiques de l'énergie électrique en France 2005 – RTE – Octobre 2006.

Electricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen – Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) et Observatoire de l'énergie – in *Energie et matières premières* Novembre 2006.

Rapport préliminaire de l'ERGEG sur les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 en Europe – Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) – 20 décembre 2006.

Energies & matières premières – La Lettre de la Direction générale de l'énergie et des matières premières – N° 28 – Janvier 2007.

Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz - Période 2006-2015 – Rapport au Parlement – Janvier 2007.

Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat – **Maxence Langlois-Berthelot** et **Thomas Revial**, sous la supervision de **Philippe Dumas**, et **Jean-Michel Biren** – Inspection générale des finances et Conseil général des mines – Janvier 2007.

UCTE System Adequacy Forecast 2007-2020 – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) – Janvier 2007.

Positions et propositions en faveur du chauffage durable – Fiches thématiques d'*Energies et Avenir* (Association des professionnels pour le chauffage durable).

Rapport sur la crise électrique du samedi 4 novembre 2006 – **Jean-Pierre Leteurtois** – Conseil général des mines – Janvier 2007.

Résultats techniques du secteur électrique en France - Valeurs provisoires 2006 – Réseau de transport d'électricité (RTE) – Février 2007.

Les certificats d'économie d'énergie : le dispositif français – Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Février 2007.

The Role of Electricity - A New Path to Secure, Competitive Energy in a Carbon-Constrained World – Union of the Electricity Industry (EURELECTRIC) – Mars 2007.

Conseil européen de Bruxelles 8-9 mars 2007 : Conclusions de la Présidence – Conseil de l'Union européenne – 9 mars 2007.

La fusion nucléaire: de la recherche fondamentale à la production d'énergie ? – Sous la direction de **Guy Laval** – Académie des sciences – EDP Sciences – Mars 2007.

Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? – Institut Montaigne – Avril 2007.

Bilan énergétique de l'année 2006 de la France – Observatoire de l'énergie – Avril 2007.

Le transport d'électricité en Région Bretagne - Bilan 2006 et perspectives 2007 – Dossier de presse – Avril 2007.

Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050. Rapport d'orientation. Synthèse – **Jean Syrota**, président de la Commission « Energie », **Jean Bergougnoux**, synthèse, **Thierry Tuot**, rapporteur général, **Philippe Hirtzman**, coordinateur – Centre d'analyse stratégique (CAS) – Avril 2007.

La valeur économique de la tonne de CO₂ : quel référentiel pour l'action publique ? – **Luc Baumstark** – La note de veille n° 56 du CAS – 30 avril 2007.

Dirty Thirty - Ranking of the most polluting power stations in Europe – World Wildlife Fund (WWF) – Mai 2007.

La nature juridique de l'électricité et les conséquences qui en résultent quant à sa fourniture – **Pierre Sablière** – Petites affiches n° 113 – 6 juin 2007.

Risques et avantages de l'énergie nucléaire – Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation pour la coopération et le développement économique – OCDE – Juin 2007.

Articles, notes et opinions

Marchés de gros et bourses de l'électricité en Europe et aux Etats-Unis : où en sommes-nous ? – **Jean-Paul Bouttes** et **Jean-Michel Trochet** – Présentation pour la Conférence Jules Dupuit – Décembre 2002.

Troisième table ronde : Bureautique, éclairage, électroménager, comment optimiser leur usage ? – Minutes du débat national sur les énergies – Strasbourg – 3 avril 2003.

La France, l'Allemagne et l'enjeu nucléaire – **Frédéric Turkish** – in *Visions franco-allemandes* n° 2 – Comité d'études des relations frano-allemandes (Cerfa) – Institut français des relations internationales (IFRI) – Novembre 2004.

L'Europe, la Russie et la sécurité énergétique – Dossier in *Sentinel* n° 33/34 – Janvier-Février 2006.

Energie nucléaire : a-t-on vraiment le choix ? – **Emmanuel Thévenon** – in *Le Journal du CNRS* n° 195 – Avril 2006.

Les défis du pétrole et du gaz et Les géopolitiques des hydrocarbures – **Philippe Sébille-Lopez** – in *Images économiques du monde* 2007 – Armand Colin – Septembre 2006.

Les énergies de demain – in *Interface* (Revue des associations des ingénieurs des INSA) n° 94 – 4^{ème} trimestre 2006.

Pour une nouvelle culture de l'énergie – Groupe de prospective sur l'énergie – Programme Science & Débats organisé par AREVA – Octobre 2006.

Les leçons d'une panne – Point de vue de **Jacques Percebois**, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN) – La Tribune – 22 novembre 2006.

Concilier tarifs régulés et concurrence – Point de vue de **Michel Bazex**, avocat associé SELARL Flécheux et associés – La Tribune – 14 décembre 2006.

Le gaz carbonique en détention surveillée – **Yan de Kerorguen** – La Tribune – 20 décembre 2006.

Europe de l'électricité : l'urgence d'un retour vers les fondamentaux – Point de vue d'**Armand Bufin**, président du comité énergie du Medef – Le Monde – 21 décembre 2006.

Energie : comment réduire la facture ? – Dossier in L'éleveur laitier n° 142 – Décembre 2006.

L'enjeu de l'énergie – Dossier in Rue Saint-Guillaume n° 145 – Décembre 2006.

Edition spéciale « Paquet Energie » 2007 – Dossier in Europolitique – Supplément au n° 3223 – 11 janvier 2007.

Quel prix pour l'électricité ? – Point de vue de **François Lévêque**, professeur d'économie à l'Ecole des mines de Paris – Le Monde – 13 janvier 2007.

La libéralisation communautaire des marchés de l'électricité et du gaz : une reconfiguration des obligations de service public – **Marie-Laure Basilien-Gainche** – in L'Actualité Juridique Droit Administratif (AJDA) n° 3/2007 – 15 janvier 2007.

2006-2007 : un éventail de mesures pour renforcer l'efficacité énergétique des bâtiments – Information presse ADEME – 25 janvier 2007.

Competition in Gas and Electricity : Companies Profit Consumers Pay – **Philip Wright** – in Consumer Policy Review Volume 17 n° 1 – Janvier-février 2007.

Climat, énergie et marchés de quotas échangeables – **Richard Baron** et **Cédric Philibert** – in Revue de l'Energie n° 575 – Janvier-février 2007.

Parvenir au facteur 4 : le secteur des bâtiments existants – **Pierre Hérant**, chef de département Bâtiments et Collectivités à l'ADEME – Forum des entreprises et du développement durable – Paris – 31 janvier 2007.

Jouer pleinement des atouts de la France pour satisfaire durablement ses besoins en énergie – **Bernard Bigot** – Février 2007.

Gaz et électricité : vive la concurrence ? – **Benjamin Douriez** – in 60 millions de consommateurs n° 413 – Février 2007.

Evaluation prospective de la consommation d'électricité dans le résidentiel-tertiaire à l'horizon 2020 – Note de l'ADEME – 22 février 2007.

Dossier Electricité – Ecopolis, la revue de la gouvernance environnementale n° 1 – 1^{er} trimestre 2007.

Que signifie relancer la politique énergétique européenne ? – **Jean Lamy** – in Revue du Marché commun et de l'Union européenne n° 506 – Mars 2007.

The Failure of Electricity Deregulation: History, Status and Needed Reforms – **Tyson Slocum** – in Public Citizen's Energy Program – Mars 2007.

Gazprom - Partenaire stratégique de l'Union européenne – **Romain Yakemtchouk** – in Revue du Marché commun et de l'Union européenne n° 506 – Mars 2007.

Energie : doper le renouvelable et trancher sur le nucléaire – Dossier in *Le Moniteur* – 23 mars 2007.

CO₂ : « Il reste la moitié du chemin à faire » – Interview de **Philippe Quirion**, économiste et membre du Réseau action climat France – in *Libération* – 27 mars 2007.

Le grand soir de l'ampoule – Dossier in *Libération* – 31 mars/1^{er} avril 2007.

Les enjeux européens du gaz naturel – **Mathias Reymond** – in *Revue de l'Energie* n° 576 – Mars-avril 2007.

Gaz et électricité : l'intérêt de la vérité des prix – Point de vue de **Marc Benayoun**, directeur du centre d'expertise énergie au bureau de Paris du Boston Consulting Group – *La Tribune* – 12 avril 2007.

L'Europe face aux défis de l'énergie – Dossier in *Petites affiches* n° 84 – 26 avril 2007.

Des labels pour les bâtiments basse énergie – Dossier in *Le Moniteur* – 20 avril 2007.

Une OPEP du gaz : vraie ou fausse menace ? – Point de vue de **Jacques Percebois**, directeur du CREDEN – *La Tribune* – 26 avril 2007.

Croissance verte, c'est possible – Dossier in *Enjeux Les Echos* n° 234 – Avril 2007.

Pompes à chaleur : le marché croît de 70 % l'an – Dossier in *Le Moniteur* – 4 mai 2007.

Energie. Pirater les vagues – Dossier in *Libération* – 5/6 mai 2007.

Informatique : objectif basse consommation – Dossier in *L'Usine nouvelle* n° 3055 – 10 mai 2007.

Taxes vertes françaises : parmi les moins élevées d'Europe – Dossier in *ADEME & vous - Stratégie & études* n° 2 – 11 mai 2007.

Energie. La tentation du renouvelable – Dossier in *Revue des collectivités locales* n° 382 – Mai 2007.

Le marché du solaire photovoltaïque en France et dans le monde – Dossier in *ADEME & vous - Stratégie & études* n° 3 – 12 juin 2007.

SOMMAIRE DU TOME II

	<u>Pages</u>
AUDITIONS	5
AUTORITÉS ET ÉTABLISSEMENTS PUBLICS	5
<i>M. François Loos, ministre délégué à l'industrie - 24 janvier</i>	5
Commission de régulation de l'énergie (CRE) - 1^{er} février	
<i>M. Philippe de Ladoucette, président</i>	23
Commissariat à l'énergie atomique (CEA) - 11 avril	
<i>M. Alain Bugat, président du conseil d'administration et administrateur général</i>	33
Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) - 9 mai	
<i>Mme Michèle Pappalardo, présidente</i>	45
Autorité de sûreté nucléaire (ASN) - 22 juin	
<i>Courrier de M. André-Claude Lacoste, président</i>	59
PRODUCTEURS ET ENTREPRISES DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE	63
Union française de l'électricité (UFE) - 14 mars	
<i>M. Pierre Bart, président</i>	63
Electricité de France (EDF) - 8 février	
<i>M. Pierre Gadonneix, président directeur général</i>	71
SUEZ - 28 mars	
<i>Gérard Mestrallet, président-directeur général</i>	87
ENDESA France - 22 février	
<i>M. Alberto Martin Rivals, directeur général</i>	101
Gaz de France (GDF) - 9 mai	
<i>M. Olivier Lecointe, directeur Electricité</i>	113
Total - 21 mars	
<i>M. Philippe Sauquet, directeur Stratégie Gaz Electricité</i>	123
Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE) - 18 avril	
<i>Mme Anne Penalba, présidente, et M. Hugues Albanel, vice-président</i>	135
Syndicat des énergies renouvelables (SER) - 15 février	
<i>M. Jean-Yves Grandidier, vice-président</i>	147
AREVA - 2 mai	
<i>M. Bertrand Barré, conseiller scientifique auprès de Mme Anne Lauvergeon, présidente</i>	165
TRANSPORTEUR ET DISTRIBUTEURS	177
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - 1^{er} février	
<i>M. André Merlin, président du directoire</i>	177
Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) - 11 avril	
<i>M. Xavier Pintat, président</i>	193
Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG) - 16 mai	
<i>M. Gérard Vincent, président, et M. Gérard Lefranc, vice-président de la Fédération nationale des SICAE (FNSICAE)</i>	205
INTERMÉDIAIRES ET FOURNISSEURS	217
Association nationale des opérateurs détaillants en électricité (ANODE) - 22 février	
<i>M. Fabien Choné, président</i>	217
Bourse de l'électricité Powernext - 1^{er} février	
<i>M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général</i>	233
CONSOUMMATEURS	241
Mouvement des entreprises de France (MEDEF) - 11 avril	
<i>M. Philippe Rosier, président du groupe Stratégies énergétiques et compétitivité</i>	241
Confédération générale des petites et moyennes entreprises (CGPME) - 28 mars	
<i>M. Jean-François Roubaud, président</i>	253

	<u>Pages</u>
Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) - 14 mars	
<i>M. Laurent Chabannes, président</i>	263
Comité de liaison des entreprises (CLEE) - 16 mai	
<i>M. Franck Roubanovitch, président, et M. Roland Gérard, vice-président</i>	279
ARKEMA - 14 mars	
<i>M. Nicolas de Warren, directeur des relations institutionnelles</i>	291
Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV) - 21 mars	
<i>Mme Reine-Claude Mader, présidente</i>	303
EXPERTS ET UNIVERSITAIRES	315
<i>M. Jean-Michel Glachant, professeur en sciences économiques à l'université Paris XI - 16 mai</i>	315
<i>M. Bernard Laponche, ancien directeur général de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (ADEME), expert en politique de l'énergie - 28 mars</i>	327
<i>M. Henri Prévot inspecteur général des mines et auteur du livre « Trop de pétrole ! Energie fossiles et réchauffement climatique » - 22 février</i>	337
<i>M. Pierre Radanne, auteur du livre « Energies de ton siècle ! Des crises à la mutation » - 8 février</i>	351
<i>M. Jean-Luc Thomas, professeur titulaire de la chaire d'électrotechnique au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM) - 21 mars</i>	361
PERSONNALITÉS DIVERSES	375
Fédération nationale des mines et de l'énergie de la Confédération générale du travail (CGT) - 2 mai	
<i>M. Jean-Pierre Sotura, responsable des questions économiques et industrielles</i>	375
Compagnie européenne d'intelligence stratégique (CEIS) - 2 mai	
<i>M. Olivier Darrason, président</i>	385
Electricité de France (EDF) - 16 mai	
<i>M. Yves Bamberger, directeur de la recherche et du développement</i>	391
ENTRETIENS À L'ÉTRANGER	403
Bruxelles - 5 et 6 mars	403
Allemagne - 2 au 4 avril	417
Pologne - 4 au 6 avril	431
Royaume-Uni - 18 et 19 avril	443
Italie - 23 et 24 avril	455
Suisse - 25 avril	471
Espagne - 26 et 27 avril	479
VISITES DE SITES EN FRANCE	491
Centre national d'exploitation du système (CNES) de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) à Saint-Denis - 2 mai	491
Centre de recherche et de développement d'Electricité de France (EDF) à Chatou - 3 mai	491
Centrale à cycle combiné à gaz DK6 de Gaz de France (GDF) à Dunkerque - 9 mai ..	492
Ferme éolienne de Total à Mardyck - 10 mai	492
Centre nucléaire de production d'électricité (CPNE) d'Electricité de France (EDF) à Gravelines - 10 mai	492

Le tome II du rapport peut être consulté sur le site Internet du Sénat, aux adresses suivantes :

- <http://www.senat.fr/rap/r06-357-2/r06-357-2.html> pour la version html ;

- <http://www.senat.fr/rap/r06-357-2/r06-357-21.pdf> pour la version pdf.