

Commission Énergie  
André Merlin, président du groupe 4  
Aude Bodiguel, rapporteur

# **> Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050**

---

## **Rapport d'orientation**

**« Orientations européennes »**

Avril 2007





# Sommaire

<b>RAPPORT.....</b>	<b>5</b>
<b>1 L'ABSENCE EN 2007 D'UNE VERITABLE POLITIQUE EUROPEENNE DE L'ENERGIE.....</b>	<b>5</b>
1.1 De Rome à Maastricht : une absence de base légale claire pour une politique énergétique commune	5
1.1.1 Les questions énergétiques sont à l'origine de la Communauté économique européenne	5
1.1.2 Mais le traité CEE ne comporte pas de chapitres spécifiques à l'énergie.....	6
1.2 L'absence de politique européenne de l'énergie .....	7
1.2.1 L'absence de politique extérieure .....	7
1.2.2 L'absence de politique intérieure .....	9
1.3 Diverses politiques européennes couvrent le secteur de l'énergie .....	9
1.3.1 Marché intérieur et politique de la concurrence .....	9
1.3.2 La protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique.....	10
1.3.2.1 Des objectifs incitatifs .....	10
1.3.2.2 Des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs .....	11
1.3.2.3 Des instruments normatifs .....	11
1.3.3 Politique de la recherche et 7 <sup>e</sup> PCRD .....	12
1.4 Une politique européenne de l'énergie de fait, à travers trois leviers, pas toujours cohérents. ....	13
<b>2 Le nouveau « paquet Énergie » de la Commission Européenne - présentation du 10 janvier 2007.....</b>	<b>16</b>
2.1 Lutter contre le réchauffement climatique.....	16
2.1.1 La clef de voûte des propositions du nouveau « paquet énergie » : s'engager à réduire de 20 % les émissions de GES dans l'UE d'ici 2020 .....	16
2.1.2 Proposition d'objectif engageant : porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen et à 10 % la part des biocarburants dans les transports.....	18
2.1.3 Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020.....	20
2.1.4 Développer les technologies de captation et séquestration du CO <sub>2</sub> .....	21
2.1.5 Reconnaître l'intérêt de la filière nucléaire .....	21
2.1.6 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007.....	22
2.2 Renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie .....	22
2.2.1 Limiter la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz .....	23
2.2.2 Renforcer la sécurité intérieure.....	24
2.2.2.1 Renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise .....	24
2.2.2.2 Bilans prévisionnels .....	24
2.2.2.3 Plan prioritaire d'interconnexion des réseaux d'électricité et de gaz.....	24
2.2.2.4 Harmonisation des règles de sécurité.....	25
2.2.3 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007.....	25
2.3 Assurer la compétitivité de l'économie européenne.....	25
2.3.1 Renforcer la séparation entre réseaux et production fourniture dans l'électricité et le gaz .....	26
2.3.2 Renforcer l'efficacité de la régulation.....	26
2.3.3 Renforcer la transparence des marchés.....	27
2.3.4 Améliorer la protection des consommateurs.....	27
2.3.5 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007.....	28
<b>3 Éléments d'analyse.....</b>	<b>29</b>
3.1 Un défi à relever : réduire de 20 % les émissions européennes de gaz à effet de serre d'ici 2020, par rapport à leur niveau de 1990.....	29
3.1.1 Quelle évaluation coût/bénéfice des mesures proposées pour la réduction des émissions de GES par rapport au coût de l'inaction ? .....	31
3.1.2 Objectif unilatéral de réduction des émissions de GES et compétitivité .....	33
3.1.3 Le renforcement et l'amélioration du mécanisme européen actuel d'allocation des quotas d'émissions au sein de l'UE .....	34
3.1.3.1 Uniformiser les règles nationales d'allocation de quotas aux entreprises fortement émettrices de CO <sub>2</sub> pour éviter des distorsions de concurrence entre Etats membres .....	34
3.1.3.2 Développer de manière progressive l'attribution payante des permis d'émission.....	35
3.1.3.3 Autoriser le report des permis CO <sub>2</sub> inutilisés d'une période de régulation à la suivante .....	35
3.1.3.4 Elargir le dispositif de quotas CO <sub>2</sub> au secteur des transports, notamment aériens .....	36

3.1.4 La recherche de mesures adaptées à la réduction des émissions de CO <sub>2</sub> dans le secteur des transports routiers.....	37
3.1.5 Porter à 20 % du bilan énergétique global la part des énergies d'origine renouvelable en 2020..	39
3.1.5.1 Un objectif ambitieux au regard de la production actuelle d'énergies renouvelables dans l'Union.....	39
3.1.5.2 Un gisement limité pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables .....	40
3.1.5.3 Une priorité doit être donnée au développement des renouvelables thermiques .....	42
3.1.6 Porter à 10 % en 2020 la part des biocarburants dans la consommation totale de carburants ....	44
3.1.6.1 Un objectif ambitieux .....	44
3.1.6.2 Un bilan énergétique et écologique modeste mais positif.....	45
3.1.6.3 Des capacités de production limitées .....	46
3.1.6.4 Un coût important pour les finances publiques et une attractivité limitée pour le consommateur .....	47
3.1.7 Objectif + 20 % d'efficacité énergétique en 2020.....	47
3.1.7.1 Un objectif consensuel, nécessitant l'évolution des comportements individuels.....	48
3.1.7.2 De gros efforts de normalisation, de réglementation et d'éducation .....	48
3.1.7.3 Un accord international sur l'efficacité énergétique pouvant aller jusqu'à interdire la commercialisation de produits énergétiquement inefficaces doit être conclu .....	49
3.1.8 En conclusion sur l'objectif principal de réduction des émissions de GES et les objectifs qui lui sont liés .....	49
3.2 Renforcer la sécurité d'approvisionnement.....	50
3.2.1 Des propositions intéressantes, mais qui méritent d'être précisées .....	51
3.2.1.1 La politique énergétique extérieure.....	51
3.2.1.2 Les mécanismes de solidarité relatifs aux stocks de pétrole .....	51
3.2.1.3 Les possibilités d'accroître les stockages de gaz naturel .....	53
3.2.2 L'importance de bilans prévisionnels nationaux consolidés au niveau européen .....	54
3.2.3 Importance du développement des réseaux pour renforcer la sécurité d'approvisionnement .....	55
3.2.4 Préciser les dispositifs destinés à garantir la sécurité des réseaux d'électricité .....	55
3.3 Renforcer la compétitivité du marché intérieur de l'énergie .....	56
3.3.1 Vers un marché intérieur efficace et la fin programmée des tarifs réglementés ? .....	56
3.3.2 La promotion d'une séparation régulée des gestionnaires de réseaux.....	57
3.3.3 La nécessaire prise en compte des spécificités sectorielles pour le choix des solutions de séparation des réseaux .....	58
3.3.4 Aller plus loin dans l'évaluation des prix de revient des différentes filières de production d'électricité.....	60
3.3.5 Mieux prendre en compte la contribution de l'énergie nucléaire à la compétitivité européenne ...	62
<b>ANNEXE .....</b>	<b>63</b>
<i>Membres du groupe.....</i>	<i>63</i>

# Rapport

## 1 L'ABSENCE EN 2007 D'UNE VERITABLE POLITIQUE EUROPEENNE DE L'ENERGIE

### 1.1 De Rome à Maastricht : une absence de base légale claire pour une politique énergétique commune

#### 1.1.1 Les questions énergétiques sont à l'origine de la Communauté économique européenne

Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, l'idée européenne prospère dans l'espoir de créer les conditions d'une paix durable.

Dans une Europe dévastée, les industries lourdes du charbon et de l'acier, symboles de l'industrie de l'armement, constituent une des principales richesses pour soutenir la reconstruction.

Robert Schuman, ministre des affaires étrangères, reprenant une idée de Jean Monnet, commissaire général au plan, chargé de la reconstruction, propose, le 9 mai 1950, de transformer les matériaux de la guerre en instruments de la réconciliation et de mettre en commun la production de charbon et d'acier de la France et de l'Allemagne sous l'autorité d'une administration supranationale.

Cette initiative économique franco-allemande annonce la création de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), première pierre de la construction européenne, avec la signature du Traité de Paris, le 18 avril 1951<sup>1</sup>, par la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays Bas, le Luxembourg et l'Italie.

Malgré ce succès, les Français rejettent, trois années plus tard, un grand traité européen par un «non» retentissant : la Communauté européenne de Défense.

Dans ce contexte, Gaetano Martino, ministre italien des affaires étrangères, prend l'initiative d'organiser une conférence interministérielle à Messine, du 1er au 3 juin 1955, pour relancer la construction européenne.

La Conférence de Messine est un succès. La déclaration finale annonce la nécessité de « *poursuivre l'établissement d'une Europe unie par le développement d'institutions communes, la fusion progressive des économies nationales, la création d'un marché commun et l'harmonisation progressive de leur politique sociale* ».

---

<sup>1</sup> Le traité a expiré le 23 juillet 2002.

Par ailleurs, alors que l'énergie est, toujours, un produit rare en Europe, la déclaration de Messine fixe un objectif clair : « *La mise à la disposition des économies européennes d'énergie plus abondante à meilleur marché constitue un élément fondamental de progrès économique.* »

La Conférence donne lieu à la création du Comité Spaak chargé des travaux préparatoires à un nouveau traité, qui débouche, finalement, sur deux textes signés à Rome, le 25 mars 1957, par les six Etats membres de la CECA :

- la Communauté économique européenne (CEE) dont l'objectif est d'assurer la libre circulation des personnes, des marchandises et des services entre les États membres ;
- la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom) dont la mission est de « *contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapide des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres et au développement des échanges avec les autres pays* » et d'assurer l'indépendance énergétique de l'Europe. Le traité Euratom constitue une agence<sup>2</sup> dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, placée sous le contrôle de la Commission, qui lui donne ses directives et dispose d'un droit de veto sur ses décisions. Elle est chargée d'assurer un approvisionnement en minerais et combustibles nucléaires, régulier et équitable entre les utilisateurs européens.

### **1.1.2 Mais le traité CEE ne comporte pas de chapitres spécifiques à l'énergie.**

Les traités CECA et Euratom organisent la gestion et la coopération pour la promotion de certaines sources d'énergies en Europe. Toutefois, ils ne fondent pas, au niveau européen, une politique de l'énergie qui demeure de la stricte compétence des Etats membres. Le traité CEE ne stipule, pour sa part, aucune disposition particulière concernant l'énergie.

Si l'énergie est ainsi un secteur fondateur de la construction européenne, une véritable politique européenne de l'énergie n'est pas abordée par les Traités de Rome, ni dans les traités suivants, y compris l'Acte unique.

Cette situation évolue un peu lors de la négociation du traité sur l'Union européenne, signé à Maastricht le 7 février 1992.

En effet, l'article 3 du traité prévoit l'extension des missions générales de l'Union : « *l'action de la Communauté comporte (...) des mesures dans les domaines de l'énergie* ».

Par ailleurs, un nouveau chapitre XII relatif aux réseaux transeuropéens est adopté. L'article 129 B du Traité prévoit que « *la Communauté contribue à l'établissement et au développement de réseaux transeuropéens dans les secteurs des infrastructures du transport, des télécommunications et de l'énergie* ».

L'article 129 C prévoit que « *Les États membres coordonnent entre eux, en liaison avec la Commission, les politiques menées au niveau national qui peuvent avoir un impact significatif sur la réalisation des objectifs visés à l'article 129 B. La Commission peut prendre, en étroite collaboration avec les États membres, toute initiative utile pour promouvoir cette coordination.* »

---

<sup>2</sup> Agence d'approvisionnement d'Euratom

Ainsi, le traité de Maastricht communautarise, pour la première fois, des éléments de politique énergétique.

Depuis lors, les traités successifs n'ont pas concerné la politique énergétique. Le projet de Traité instituant une constitution européenne, rejeté par la France et les Pays-Bas, prévoit dans son article III. 157 : « *la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise à:*

- a) assurer le fonctionnement du marché de l'énergie,*
- b) assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union, et*
- c) promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables. »*

## **1.2 L'absence de politique européenne de l'énergie**

### **1.2.1 L'absence de politique extérieure**

L'énergie est un élément essentiel de la sécurité géopolitique, de la stabilité et du développement économique et social des Etats. C'est pourquoi la plupart des grandes puissances développent une politique de l'énergie qui constitue souvent un axe prioritaire de leur politique étrangère et de sécurité.

Les pays producteurs, tels les Emirats arabes unis, la Russie, l'Iran ou le Venezuela ont donc intégré les hydrocarbures dans leur diplomatie. La gestion de la crise entre la Russie et l'Ukraine puis la Biélorussie a, par exemple, bien eu lieu entre les autorités politiques des Etats et non, directement, entre les entreprises concernées par le différent commercial relatif aux prix de fourniture et de transit du gaz.

Les Etats grands consommateurs, tels les Etats-Unis, la Chine ou l'Inde ont également intégré l'énergie dans leurs éléments de négociation diplomatique afin de soutenir la sécurité de leurs approvisionnements aux meilleurs coûts. L'Inde et la Chine, pays rivaux, ont ainsi pu se regrouper pour protéger leurs intérêts de consommateurs et autoriser Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) et China National Petroleum Corporation (CNPC) à acquérir ensemble, en Syrie, les actifs cédés par Petro-Canada, groupe pétrolier et gazier canadien<sup>3</sup>.

Face à cela, que fait l'UE ?

Deuxième plus gros consommateur d'énergie dans le monde<sup>4</sup>, deuxième importateur d'énergie du monde, juste après le Japon, l'UE est un acteur majeur du secteur de l'énergie dont la dépendance pétrolière et gazière à l'égard de pays producteurs extra européens augmente chaque année.

Or, les insuffisances de la politique extérieure commune de l'UE constituent un réel handicap pour élaborer et garantir une approche coordonnée de ses besoins en matière énergétique et peser de son poids dans les négociations avec la Russie, l'Iran ou l'Algérie par exemple.

En effet, malgré quelques avancées pour promouvoir une politique extérieure commune, notamment vis-à-vis de certains pays comme la Russie, la Chine, les pays méditerranéens

---

<sup>3</sup> « Quel politique de l'énergie pour l'Union européenne », Institut Montaigne, mars 2007.

<sup>4</sup> EU energy policy data, Commission staff working document, 10 janvier 2007 p. 6. En 2004 :14,4 % de l'énergie produite dans le monde est consommée par l'UE 15 et 20,9 % par les Etats-Unis. 50 % de la consommation d'énergie de l'UE15 est importée et 82,66 % de celle du Japon.

ou le Kazakhstan, les Etats membres privilégient toujours les relations bilatérales qu'ils entretiennent avec les Etats producteurs pour bâtir des relations politiques solides.

La principale initiative pour construire les bases d'une « diplomatie européenne de l'énergie » a été lancée par le Premier ministre des Pays-Bas, lors du Conseil européen de Dublin en juin 1990 : il s'agissait d'instaurer une Charte de l'énergie entre l'UE et les pays de l'ancien « bloc de l'Est », dans la perspective de stimuler leur redressement économique et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie de la Communauté.

La négociation de cette Charte a débuté à Bruxelles en juillet 1991, pour s'achever par la signature d'un document de clôture à La Haye, le 17 décembre 1991.

Les 51 signataires de la Charte européenne de l'énergie se sont engagés à poursuivre les objectifs et à respecter les principes de la Charte. Leur coopération est mise en œuvre dans le cadre d'un accord juridiquement contraignant, devenu le traité sur la Charte de l'énergie, destiné à promouvoir la coopération industrielle est-ouest avec des garanties juridiques dans des domaines tels que les investissements, le transit et le commerce.

Le traité sur la Charte de l'énergie, complété par un protocole sur l'efficacité énergétique et les aspects environnementaux connexes, ont été signés le 17 décembre 1994 à Lisbonne par l'ensemble des signataires de la Charte de 1991, excepté les États-Unis et le Canada. L'Union européenne et les États membres sont signataires du traité et du protocole qui ont été ratifiés par la décision de la Commission européenne du 23 septembre 1997. La Russie a signé la Charte de l'énergie mais ne l'a pas ratifiée, insatisfaite de certaines dispositions sur les tarifs de transit ainsi que des dispositions relatives à l'accès des tiers aux réseaux. La Norvège et l'Australie s'interrogent également sur l'opportunité de ratifier la Charte.

Par ailleurs, la Commission européenne a publié le 12 octobre 2006 une communication relative « *aux relations extérieures dans le domaine de l'énergie – des principes à l'action* » dans le cadre de la préparation du Conseil informel de Lathi, Finlande, qui s'est tenu les 20 et 21 octobre 2006.

Dans ce document, la Commission souligne notamment :

- la nécessité de mettre en cohérence la politique intérieure et extérieure de l'Union en mettant notamment en œuvre le marché intérieur ;
- la nécessité d'établir un réseau de correspondants en matière de sécurité énergétique afin d'assurer un suivi et une cohérence efficaces dans la poursuite des initiatives et des processus externes de l'UE en matière énergétique ;
- le caractère indispensable de la coopération avec la Russie pour assurer la sécurité énergétique sur le continent européen ;
- la priorité absolue qui doit être donnée à la coopération énergétique de l'UE avec les pays tiers indépendamment des négociations avec la Russie.



## 1.2.2 L'absence de politique intérieure

La définition d'une politique de l'énergie intérieure à l'UE n'a pas eu plus de succès. Elle pourrait conduire en effet à influencer, plus ou moins précisément, le « *mix énergétique* » des Etats membres et, ainsi, à remettre en question leur souveraineté sur ce point.

La question du « *mix énergétique* » est d'autant plus sensible qu'elle touche à des choix fondamentaux, tels que la place du nucléaire ou les intérêts stratégiques extérieurs.

Ainsi, la proposition d'un « *mix énergétique* » européen qui soutiendrait la filière nucléaire aurait les faveurs de la France, de la Finlande ou du Royaume-Unis mais serait rejetée par d'autres pays aux choix antagonistes tels que l'Autriche, l'Irlande, l'Allemagne ou l'Italie.

De même, les intérêts stratégiques des pays producteurs de pétrole et de gaz ou de ceux disposant de sociétés pétrolières de dimension mondiale ne rejoignent pas nécessairement les intérêts des pays simplement consommateurs.

Toutefois, l'absence de base légale et de stratégie énergétique commune n'a pas empêché la Communauté Economique Européenne, puis l'Union, d'esquisser peu à peu les contours d'une politique européenne de l'énergie en s'appuyant sur d'autres politiques européennes : le marché intérieur et la concurrence, l'environnement et la R&D.

## 1.3 Diverses politiques européennes couvrent le secteur de l'énergie

### 1.3.1 Marché intérieur et politique de la concurrence

La CEE a longtemps ignoré le secteur de l'énergie, considérant qu'il relevait davantage de la compétence exclusive des Etats membres en dehors de quelques missions.

Cette situation a évolué avec la signature de l'Acte Unique européen, le 17 février 1986, et le projet de créer un marché intérieur sans frontière pour tous les produits et services.

La Commission européenne a alors commencé par recenser, de 1986 à 1990, les obstacles à la création du marché unique de l'électricité et du gaz. Les directives relatives au transit d'électricité<sup>5</sup> et de gaz<sup>6</sup> ont ensuite été adoptées. Par ailleurs, la Cour de Justice des Communautés européennes a considéré l'électricité comme une marchandise sur laquelle le droit de la concurrence devait s'appliquer pleinement.

Dès lors, si certains en doutaient encore, le secteur de l'énergie relevait bien du droit commun de la CEE, puis de l'UE.

La Commission a alors proposé de libéraliser les marchés de l'électricité et du gaz, d'abolir les monopoles d'importation et d'exportation et de garantir un accès des tiers aux réseaux. Après de longues négociations avec les Etats membres et particulièrement avec l'Allemagne et la France, les premières directives d'ouverture des marchés de l'électricité<sup>7</sup> et du gaz<sup>8</sup> ont

---

<sup>5</sup> Directive 90/547 du 29 octobre 1990 relative au transit d'électricité sur les grands réseaux.

<sup>6</sup> Directive 91/296 du 31 mai 1991 relative au transit de gaz sur les grands réseaux.

<sup>7</sup> Directive 96/92 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

<sup>8</sup> Directive 98/30 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

été adoptées. Elles ont été abrogées par deux directives du 26 juin 2003<sup>9</sup>, toujours en vigueur, concernant la création d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Par ailleurs, la Commission a soutenu le développement des échanges au travers des interconnexions des réseaux d'électricité et de gaz des Etats membres avec le règlement<sup>10</sup> du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et le règlement<sup>11</sup> du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En outre, les dispositions du droit de la concurrence relatives au contrôle des concentrations (Areva/Urenco/ETC<sup>12</sup>, EDF/EnBW<sup>13</sup>, TotalFina/Elf<sup>14</sup>, Gaz de France/Suez<sup>15</sup>...), aux aides d'Etats (pour le charbon par exemple), et à la lutte contre les ententes et les abus de position dominante ont fortement fait évoluer les structures des marchés en limitant notamment certaines restrictions commerciales (interdiction des clauses de destination et des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz).

Ainsi, les marchés européens de l'électricité et du gaz ont profondément évolué sous l'influence des dispositions des traités européens relatives au marché intérieur et à l'harmonisation des législations des Etats membres.

### **1.3.2 La protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique**

L'adoption par l'Union européenne de nombreuses dispositions en matière environnementale ont fortement influencé les politiques énergétiques nationales. Ces dispositions peuvent être distinguées selon le degré de contraintes qu'elles exercent sur les acteurs.

#### *1.3.2.1 Des objectifs incitatifs*

Afin de lutter contre la pollution de l'air et le réchauffement climatique, l'UE a soutenu le développement des énergies renouvelables (EnR) et fixé des objectifs non contraignants de production d'électricité à partir d'EnR. Leur réalisation dépend de la volonté politique et de la mobilisation des Etats membres.

Ainsi, par exemple, la directive<sup>16</sup> du 27 septembre 2001 propose, d'ici 2010, de porter à 21 %<sup>17</sup> la part d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation d'électricité de l'UE25 et de porter à 12 % la part des renouvelables dans la consommation totale d'énergie de l'UE15.

---

<sup>9</sup> Directives 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>10</sup> Règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

<sup>11</sup> Règlement 1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

<sup>12</sup> Affaire COMP/M.3099.

<sup>13</sup> Affaire COMP/M.1853.

<sup>14</sup> Affaire COMP/M.1628.

<sup>15</sup> Affaire COMP/M.4180.

<sup>16</sup> Directive 2001/77 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.

<sup>17</sup> La part des EnR dans la production d'électricité de l'UE 15 est de 13.9% en 1997, selon l'annexe de la directive 2001/77.

Cet objectif a été repris par la France dans la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique<sup>18</sup>.

Par ailleurs, l'UE encourage les économies d'énergie.

Ainsi, la directive du 5 avril 2006<sup>19</sup> a pour objet de renforcer l'efficacité énergétique dans les utilisations finales, notamment en « *établissant des objectifs indicatifs ainsi que les mécanismes, les mesures d'encouragement et les cadres institutionnels, financier et juridique nécessaires pour éliminer les barrières commerciales et les imperfections du marché qui empêchent une utilisation finale efficace de l'énergie* ».

#### 1.3.2.2 Des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs

L'UE a adopté des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs pour mettre en œuvre efficacement sa politique de lutte contre le changement climatique en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, principalement le CO<sub>2</sub>.

Ainsi, par exemple, la directive du 13 octobre 2003<sup>20</sup> établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.

Le dispositif mis en place est normatif car chaque Etat membre fixe un plan national d'allocation de quotas contraignants (sous peine de pénalités) aux gros consommateurs d'énergie, sous le contrôle de la Commission européenne.

Il est également incitatif car les entreprises ont la possibilité de s'échanger les permis sur un marché libre, ce qui favorise une allocation économique plus efficace des droits d'émission, plusieurs marchés organisés coexistant en Europe (par exemple Powernext Carbon).

#### 1.3.2.3 Des instruments normatifs

L'UE a également adopté de nombreuses dispositions pour durcir des normes environnementales applicables, notamment, au secteur de l'énergie.

Ainsi, par exemple, l'UE a renforcé les normes d'émissions de polluants dans l'air en fixant les plafonds d'émission nationaux<sup>21</sup> pour certains polluants atmosphériques<sup>22</sup>, quelles que soient leurs sources (à l'exception du transport maritime international et des aéronefs), en limitant la valeur maximum du dioxyde d'azote présent dans l'atmosphère<sup>23</sup> (hors bâtiments), ou encore la teneur en soufre de certains combustibles liquides<sup>24</sup>, tels que les fiouls lourds et le gazole<sup>25</sup>.

---

<sup>18</sup> Article 4 de la loi.

<sup>19</sup> Directive 2006/32 du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques.

<sup>20</sup> Directive n° 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.

<sup>21</sup> Directive 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques.

<sup>22</sup> Le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les composés organiques volatils (COV) et l'ammoniaque (NH<sub>3</sub>).

<sup>23</sup> Directive 85/203 du 7 mars 1985 concernant les normes de qualité de l'air pour le dioxyde d'azote.

<sup>24</sup> Directive 93/12 du 22 mars 1993 concernant la teneur en soufre de certains combustibles liquides.

<sup>25</sup> Sont exclus du champ d'application : le gazole à usage maritime utilisé par des navires traversant une frontière entre un pays tiers et un Etat membre (jusqu'au 1er janvier 2010, lorsque la directive 2005/33/CE entrera en vigueur) ; les combustibles destinés à être traités avant leur combustion définitive ; les combustibles destinés à être traités dans les raffineries ; les combustibles destinés à être utilisés à des fins de recherche et d'essais ; les

L'UE a également réglementé les émissions dans l'eau grâce à l'adoption, notamment, de la directive cadre sur l'eau<sup>26</sup> qui prévoit la réalisation, d'ici 2015, d'objectifs qualitatifs et quantitatifs sur le bon état écologique de l'eau. Les dispositions de cette directive cadre, et des directives qui lui sont associées, génèrent des contraintes importantes pour la production d'électricité, notamment dans le cas de l'hydroélectricité. Elles peuvent donc rendre plus difficiles la réalisation des objectifs de la Commission relatifs à la part de production d'électricité à partir d'EnR (hydroélectricité) ou de production non émettrice de CO<sub>2</sub> (nucléaire).

L'UE a par ailleurs renforcé l'efficacité énergétique de certains produits en durcissant les normes utilisées dans l'habitat. Ainsi, par exemple, une directive du 16 décembre 2002<sup>27</sup> fixe le cadre général de calcul de la performance énergétique intégrée des bâtiments, les exigences minimales en matière de performance énergétique pour les bâtiments neufs et de certification de la performance énergétique des bâtiments.

L'UE est devenue la principale source de normalisation et de réglementation de la consommation d'énergie des produits européens. Le renforcement de l'efficacité énergétique et la diminution des émissions de polluants par ces instruments normatifs impliquent donc une action concertée avec nos partenaires européens.

### 1.3.3 Politique de la recherche et 7<sup>e</sup> PCRD

La politique européenne de la recherche, mise en œuvre à travers des programmes cadres pluriannuels, influence le développement technologique de certaines filières à travers le financement de projets de recherche. L'agenda de Lisbonne, confirmé dans les conclusions du conseil des 8 et 9 mars 2007, affiche un objectif de 3 % du PIB consacré à la R&D, d'ici 2010, dans lequel s'inscrivent les fonds européens consacrés à la recherche.

Le 7<sup>e</sup> programme-cadre pour la recherche et le développement technologique en Europe est entré en vigueur le 1er janvier 2007.

Prévu pour 7 ans, il est doté d'un budget d'environ 73 Mds € dont 2,3 Mds € sont consacrés à des projets liés à l'énergie, 2,7 Mds € pour Euratom et 1,8 Mds € pour l'environnement et le développement durable.

La ventilation des crédits dans le 7<sup>e</sup> PCRD est remarquablement différente de celle du 6e PCRD (2000-2006) dans lequel le montant des crédits alloués aux projets liés à l'énergie, à l'environnement et au réchauffement climatique y étaient substantiellement moins importants.

En outre, l'énergie ne constituait pas, alors, un objectif prioritaire et 2,1 Mds € étaient consacrés au développement durable. Il est vrai que ce 6e PCRD a été négocié en 1998/1999, à une époque où le prix du baril de pétrole était historiquement bas.

---

combustibles utilisés et mis sur le marché dans les régions ultrapériphériques de la Communauté, sous certaines réserves ; les combustibles utilisés par les navires affectés à des fins militaires, ainsi que par tous les navires pour assurer leur sécurité ou pour sauver des vies humaines en mer, et en cas d'avarie.

<sup>26</sup> Directive 2000/60/CE du 23 octobre 2000, établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau.

<sup>27</sup> Directive 2002/91 du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments.

#### **1.4 Une politique européenne de l'énergie de fait, à travers trois leviers, pas toujours cohérents.**

L'Union européenne a donc pesé sur l'évolution des politiques énergétiques nationales en se fondant sur les dispositions des Traités relatives notamment à l'environnement et à la création d'un marché intérieur concurrentiel, ainsi que, plus modestement, au travers d'un financement commun de la recherche.

Afin de définir des orientations stratégiques pour l'avenir, et sous l'impulsion notamment du Mémoire français de janvier 2006, la Commission européenne, dans son Livre vert sur la sécurité d'approvisionnement en Europe<sup>28</sup>, a identifié les 3 objectifs de l'UE en matière de politique énergétique : garantir le développement durable, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'Union européenne.

La cohérence de la mise en œuvre de ces objectifs suppose, en particulier, un cadre institutionnel adapté autour du Conseil énergie, alors que les instances décisionnelles sont multiples (Conseils européens énergie, environnement, transport, ECOFIN, concurrence....) et aux priorités divergentes, voire contradictoires.

Dans le cadre existant, on peut observer que ces objectifs ne sont pas nécessairement cohérents.

En effet, la réalisation d'un marché unique de l'électricité et du gaz, dans lequel la concurrence s'exerce de manière libre et non faussée, suppose, par exemple, la suppression des clauses de destination dans les contrats d'importation de gaz. Or, la suppression de ces mécanismes peut rendre plus difficile la réalisation d'objectifs de sécurité d'approvisionnement ou la négociation de contrats d'importation de gaz au meilleur prix.

Toutefois, cette discussion mérite des approfondissements sur les aménagements et les nouveaux mécanismes à prévoir pour concilier les objectifs.

En effet, la transition vers un marché intérieur de l'énergie de dimension européenne ou celle vers une société moins émettrice de gaz à effet de serre est complexe. Elle crée autant de risques que d'opportunités. Deux exemples dans le secteur de l'électricité suffisent à le montrer.

Avant même la création d'un marché intérieur de l'électricité européen, les échanges transfrontaliers ont eu un impact positif sur notre « mix énergétique ».

Les exportations d'électricité vers nos partenaires européens (Suisse compris), qui ont représenté jusqu'à 15 % de la production nationale (73 000 GWh), nous ont en effet permis de valoriser la production d'électricité excédant la consommation nationale, compte tenu, notamment, du dimensionnement du parc nucléaire.

Réciproquement, les importations participent à notre alimentation en électricité en période de pointe de consommation. Les échanges d'électricité en Europe, au travers des interconnexions, permettent d'établir des mécanismes de solidarité efficaces, même si, comme on l'a vu lors de la panne européenne du 4 novembre 2006, cette solidarité a parfois un coût.

---

<sup>28</sup> Livre vert « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable », Commission européenne, publié le 8 mars 2006.

La création d'un vaste marché intérieur européen de l'énergie permet ainsi un moindre surdimensionnement du parc de production, diminuant le nombre d'installations de secours nécessaires pour couvrir les baisses de production et les pointes de consommation.

Toutefois, la création d'un marché intérieur s'accompagne inévitablement d'une convergence des prix de marché, à condition qu'il n'y ait pas de congestions aux frontières et que la concurrence soit libre et non faussée entre les opérateurs.

Dans son principe, cette convergence n'est pas favorable aux consommateurs qui ont exercé leur éligibilité dans les marchés nationaux initialement les moins chers, comme le marché français, mais elle constitue sans doute, aussi, le prix de la constitution d'un marché unique de dimension véritablement européenne.

A ce jour, même si une relative convergence des prix entre marchés de gros de l'électricité (notamment français et allemand) peut-être observée, le processus d'intégration du marché intérieur est loin d'être achevé. La Commission européenne estime, au terme de son enquête sectorielle, que les caractéristiques des marchés de gros de l'électricité dans les Etats membres (notamment en termes de concentration, d'effets verticaux et de transparence) rendent possible l'exercice d'un pouvoir de marché par les opérateurs, susceptible de contribuer au maintien de niveaux de prix élevés sur les marchés nationaux.

A ces différents phénomènes, se sont ajoutées la hausse mondiale des prix des énergies fossiles, ainsi que la résorption des excédents de capacités de production en Europe.

Les prix élevés sur les marchés de l'électricité se sont avérés défavorables pour les consommateurs industriels qui ont exercé leur éligibilité. Cette situation a conduit le gouvernement français à rechercher des mesures d'accompagnement tel que l'engagement des producteurs à ne pas répercuter dans les prix de vente la composante du prix du CO<sub>2</sub>, le maintien des tarifs réglementés pour la fourniture d'électricité, la possibilité de retourner au tarif pour ceux ayant fait jouer leur éligibilité, ou encore le regroupement des grands consommateurs pour négocier des contrats de fourniture à long terme ou le plafonnement temporaire des prix de fourniture.

La Commission européenne conteste l'existence de certains de ces dispositifs et notamment la possibilité de maintenir les tarifs réglementés de fourniture d'électricité et de gaz pour les clients éligibles<sup>29</sup>. Elle considère en effet que le maintien de ces tarifs est un obstacle à l'entrée de nouveaux opérateurs et n'est pas compatible avec l'objectif d'ouverture des marchés à la concurrence et de libre choix du fournisseur fixé par les directives du 26 juin 2003 précitées. Elle a donc ouvert une procédure d'infraction contre certains Etats membres, dont la France, pour ne pas avoir correctement transposé les directives concernant la création du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Les exemples évoqués, à la fois favorables (organisation complémentaire des parcs de production ; interconnexion des réseaux d'électricité) et défavorables (parc de production surdimensionné ; convergence des prix du marché à la hausse), mériteraient des approfondissements qui dépassent le cadre du présent rapport. Ils soulignent que l'impact de la dimension européenne sur des éléments de notre politique énergétique ne peut être ignoré.

Il apparaît donc utile d'examiner les nouvelles orientations de long terme proposées par la Commission européenne dans le cadre du nouveau « paquet énergie », présenté le 10 janvier 2007.

---

<sup>29</sup> Tous les consommateurs professionnels sont éligibles depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 et tous les consommateurs domestiques seront éligibles à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Ces propositions ont pour objectif de répondre aux enjeux actuels de la politique énergétique et de fonder durablement une véritable politique énergétique européenne axée plus particulièrement sur la lutte contre le réchauffement climatique. Ces propositions sont rappelées dans la partie suivante du rapport. Par ailleurs, dans une troisième et dernière partie, les principales propositions de la Commission sont commentées et quelques recommandations sont formulées.

## 2 Le nouveau « paquet Énergie » de la Commission Européenne - présentation du 10 janvier 2007

La Commission européenne a présenté le 10 janvier 2007 ses propositions pour une politique de l'énergie pour l'Europe<sup>30</sup> construite à partir des trois axes majeurs que sont : la lutte contre le réchauffement climatique, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la protection de la compétitivité de l'industrie européenne. Les orientations formulées sont actuellement en discussion avec les Etats membres et devraient donner lieu à des propositions législatives avant la fin de 2007.

Le Conseil énergie du 15 février 2007 et le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 ont examiné les propositions de la Commission. En particulier, ils ont accepté d'engager l'Union sur la voie de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de lutte contre le réchauffement climatique.

### 2.1 Lutter contre le réchauffement climatique

#### 2.1.1 La clef de voûte des propositions du nouveau « paquet énergie » : s'engager à réduire de 20 % les émissions de GES dans l'UE d'ici 2020

La Commission européenne propose de réduire suffisamment **les émissions de gaz à effet de serre (GES) en Europe, dont le CO<sub>2</sub>, pour limiter la hausse des températures à 2°C en 2050**. Elle souhaite pour cela « *transformer l'Europe en une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de CO<sub>2</sub>, en favorisant une nouvelle révolution industrielle* ».

En effet, si l'énergie est essentielle à la survie, au fonctionnement et au développement de l'Europe, elle représente également 80 % de toutes ses émissions de GES (en tenant compte des consommations de carburants dans les transports), qui sont à l'origine du changement climatique.

Or, si aucune mesure n'est adoptée dans l'UE, les émissions de GES augmenteront, par rapport au niveau atteint en 1990, d'au moins 5 % d'ici 2030, et de 55 % dans le monde.

---

<sup>30</sup> Communication : une politique énergétique pour l'Europe  
Communication : une « feuille de route » pour les EnR,  
Communication : plan d'interconnexions prioritaires,  
Communication : panorama de l'industrie nucléaire de l'Union,  
Communication : production d'électricité à partir d'hydrocarbures sans émission de CO<sub>2</sub>,  
Communication : plan stratégique pour le développement de nouvelles technologies,  
Rapport sur la mise en oeuvre de la directive EnR,  
Rapport sur la mise en oeuvre de la directive « biocarburants »,  
Rapport DG énergie sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz,  
Enquête DG concurrence sur les secteurs de l'électricité et du gaz.



Dans ces conditions, la Commission européenne souligne que les politiques énergétiques actuelles des Etats membres ne sauraient être compatibles avec les objectifs de développement durable.

La lutte contre le changement climatique, et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> qui doit en résulter sont la clé de voûte de l'ensemble des propositions du « *paquet énergie* » de la Commission européenne.

L'Union européenne s'est d'ailleurs déjà engagée, dans le cadre du protocole de Kyoto, à contribuer à hauteur de 8 % à l'horizon 2012 à l'objectif de réduction des émissions de GES répartis entre chaque Etat membre par des engagements distincts. La Commission souhaite toutefois aller plus loin.

Elle propose aux Etats membres de s'engager unilatéralement à réduire leurs émissions de GES d'au moins 20 % d'ici 2020, à porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen (elle est actuellement de 7 %) et à 10 % la part des biocarburants dans les transports, aujourd'hui quasiment nulle.

La Commission propose, par ailleurs, de défendre, dans les négociations internationales, une réduction de 30 % des émissions des GES des pays industrialisés, d'ici à 2020, par rapport à leur niveau de 1990.

Elle propose enfin d'autres objectifs, incitatifs :

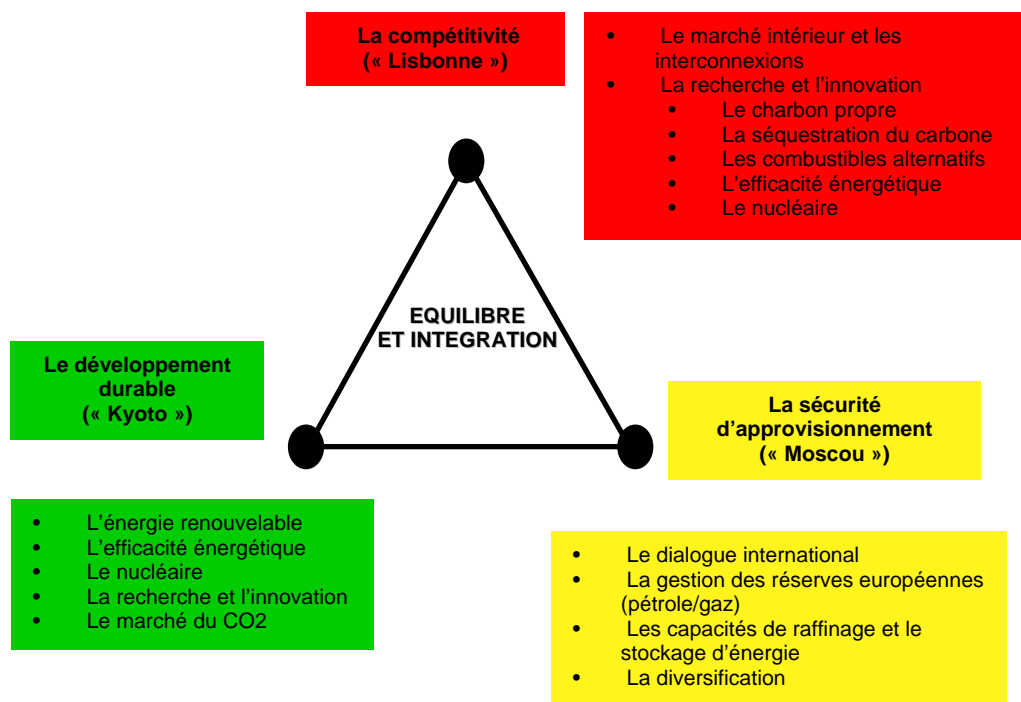
- atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020 ;
- accroître l'effort de recherche, grâce à l'élaboration en 2007 d'un plan stratégique européen de R&D sur l'énergie ;
- développer les technologies de captation et stockage CO<sub>2</sub>.

Elle reconnaît la contribution du nucléaire à la lutte contre le réchauffement climatique.

Pour sa part, la France a adopté le 22 juillet 2004 un plan national climat afin de contrôler et de baisser ses émissions de CO<sub>2</sub> et soutenu, dans la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, « *la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés* ».

Par ailleurs, si l'objectif de réduction des émissions de GES est central dans le nouveau « *paquet énergie* » de la Commission, sa réalisation contribue à d'autres objectifs aussi positifs tels que la réduction de la consommation d'hydrocarbures et, ainsi, celle de la dépendance énergétique de l'UE à l'égard d'Etats hors de l'Union européenne. C'est en outre l'occasion de lutter contre les gaspillages, d'augmenter l'efficacité énergétique de l'économie de l'UE et, ainsi, à terme, d'améliorer la performance économique européenne.

Graphique n° 1



Toutefois, après avoir présenté un champ d'actions à mener pour le moins ambitieux et avoir appelé à une nouvelle révolution industrielle, la Commission n'envisage pas d'évaluation précise des mesures proposées (cf. 3<sup>e</sup> partie).

Le Conseil environnement, qui s'est tenu le 20 février 2007, a soutenu l'adoption d'un objectif unilatéral de réduction de 20 % des émissions de GES en Europe à l'horizon 2020 par rapport à 1990 et un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES dans le cadre d'un éventuel accord multilatéral qui serait issu des négociations « *post Kyoto* ». Il a, d'ores et déjà, demandé à la Commission d'étudier les modalités de réalisation de l'objectif de 20 % et donc les critères de partage de cet objectif entre les Etats membres.

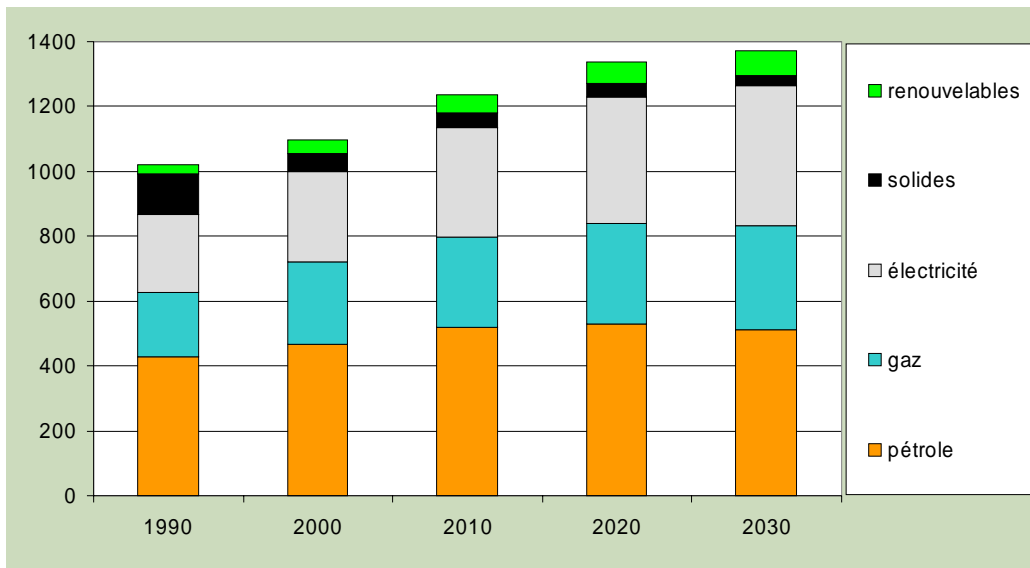
### 2.1.2 Proposition d'objectif engageant : porter à 20 % en 2020 la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen et à 10 % la part des biocarburants dans les transports

La part des énergies renouvelables (EnR) dans le bilan énergétique européen était de 6 % en 2003 (soit +0,3 % par rapport à 2002) dans l'UE15. Cette contribution des EnR au bilan énergétique européen reste ainsi éloignée de l'objectif fixé en 1997 de 12 % en 2010<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> Communication de la Commission – « *Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables - Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaire* », novembre 1997.

Graphique n° 2 : Demande énergétique finale par combustible  
(EU-25)

En Mtep



Source : Commission européenne, DG TREN

L'objectif de 20 % d'EnR dans le bilan énergétique global de l'Union ne pourrait d'ailleurs pas être atteint avant 2030 selon le scénario de base<sup>32</sup> du rapport de la Commission « *European energy and transport: trends to 2030* »<sup>33</sup>, c'est-à-dire sans mesures de soutien supplémentaires pour le développement des EnR.

La Commission européenne considère que la principale difficulté pour développer les EnR, outre les raisons de leurs coûts de production et d'insertion dans le système énergétique existant, est l'absence d'un cadre stratégique cohérent, efficace et de long terme dans l'ensemble de l'Union. Elle soutient que cette absence n'a pas permis d'atteindre la masse critique nécessaire à la généralisation de la production d'énergie à partir d'EnR.

La Commission propose donc d'aller plus loin en portant à 20 % la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen dès 2020. Elle estime<sup>34</sup> que cet objectif doit être engageant et qu'il est réaliste car :

- l'intégration des coûts du changement climatique dans les prix des hydrocarbures comble l'écart de coût de production avec l'utilisation de sources d'EnR ;
- le coût des EnR peut être réduit grâce aux économies d'échelle, à la condition que l'on procède à des investissements de grande ampleur dès maintenant.

La Commission précise que la réalisation de cet objectif, engageant et ambitieux, implique l'adoption d'objectifs adaptés au potentiel et aux priorités spécifiques de chaque Etat membre<sup>35</sup>. Elle propose donc que chaque Etat membre fixe ses objectifs pour chaque filière d'EnR, et qu'elle s'assure, par la suite, de la réalisation de l'objectif global.

<sup>32</sup> Hypothèses de ce scénario : tendances actuelles, en l'absence de mesures nouvelles pour soutenir le développement des EnR (« *business as usual* »).

<sup>33</sup> Scénario de base - Scenarios on energy efficiency and renewables, DG TREN, juillet 2006

<sup>34</sup> Communication « *Actions à la suite du livre vert - Rapport sur les progrès réalisés dans le domaine de l'électricité d'origine renouvelable* », présentée le 10 janvier 2007.

<sup>35</sup> L'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique de la politique énergétique fixe un objectif de 10 % d'EnR en 2010.

Par ailleurs, elle considère que la réalisation de cet objectif implique la croissance massive des EnR dans trois secteurs : la production d'électricité, les biocarburants, le chauffage et le refroidissement.

La Commission estime, de manière ambitieuse, que les EnR produisant de l'électricité ont le potentiel pour fournir environ un tiers de l'électricité de l'UE d'ici 2020 compte tenu des niveaux atteints par les énergies éoliennes au Danemark, en Espagne ou en Allemagne et de perspectives de baisse des coûts de production des autres EnR.

Elle estime également que les biocarburants constituent le seul instrument disponible, outre l'innovation technologique, pour réduire la consommation de pétrole dans les transports routiers. La Commission propose de fixer un objectif minimal contraignant pour les biocarburants, qui devraient représenter 10 % de carburants destinés aux véhicules routiers, d'ici 2020, et être compatible avec les objectifs de développement durable, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Union.

Elle souligne enfin que des progrès technologiques sont attendus en estimant que 50 % du chauffage et du refroidissement de l'UE pourrait être d'origine renouvelable en 2020 si tous les Etats membres atteignaient les mêmes niveaux d'utilisation des pompes à chaleur que la Suède ou du chauffage solaire en Allemagne et en Autriche.

La Commission évalue la réalisation de l'objectif de 20 % d'EnR en 2020 à un coût annuel moyen supplémentaire d'environ 18 Mds €, soit une augmentation de la facture annuelle totale des importations d'énergie de 6 % d'ici 2020 avec un baril de pétrole à 48 \$. Ce surcoût annuel moyen tomberait à 10,6 Mds € avec un baril à 78 \$ et le prix d'une tonne de carbone à plus de 20 €.

Lors du Conseil énergie qui s'est tenu à Bruxelles, le 15 février 2007, un large accord s'est dégagé parmi les délégations des Etats membres sur le niveau de ces objectifs.

### **2.1.3 Atteindre 20 % d'économies d'énergie en 2020**

La Commission européenne estime que l'amélioration de l'efficacité énergétique apporterait une contribution immédiate et décisive au développement durable tout en renforçant la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et la réduction des émissions de GES.

Elle prévoit que la mise en œuvre de son Plan d'action pour l'efficacité énergétique, adopté le 19 octobre 2006, permettrait d'économiser d'ici 2020 13 % de l'énergie consommée et, chaque année, 100 Mds<sup>36</sup>, 390 Mtep et 780 millions de tonnes CO<sub>2</sub>, soit une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> plus de deux fois plus importante que celle à laquelle l'Union s'est engagée dans le cadre du protocole de Kyoto.

Le Plan d'action pour l'efficacité énergétique identifie 75 mesures spécifiques dans dix domaines prioritaires à mettre en œuvre sur une période de six ans, dont les principales sont les suivantes :

- soutenir le développement des transports publics et des véhicules consommant moins de carburants ;
- assurer que les consommateurs supportent les coûts réels des transports individuels ;

---

<sup>36</sup> Estimation sur la base d'un prix du pétrole fixé à 48 dollars US le baril, net de taxes.

- renforcer les normes de consommation et l'étiquetage des appareils et équipements ;
- améliorer la performance des bâtiments existants et prévoir des normes « très basse énergie » pour la construction de nouveaux bâtiments ;
- améliorer l'efficacité de la production, du transport et de la distribution de chaleur et d'électricité ;
- conclure un nouvel accord international sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'OCDE afin de restreindre l'utilisation de produits qui ne satisfont pas à des normes minimales.

Lors des conclusions du Conseil Energie du 23 novembre 2006, les ministres européens de l'énergie ont, globalement, soutenu le plan d'action de la Commission mais ont insisté pour que toute nouvelle proposition de la Commission fasse l'objet d'une analyse d'impact complète et examine « *de manière équilibrée les dimensions sociales, environnementale et économique du développement durable, en tenant compte de la dimension extérieure du développement durable et du coût de l'inaction.* ».

On peut noter que l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'Union de 20 % à l'horizon 2020 apparaît compatible avec celui de la France<sup>37</sup> tel qu'il a été fixé dans la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

#### 2.1.4 Développer les technologies de captation et séquestration du CO<sub>2</sub>

La production d'électricité est assurée, en Europe, à 50 % par le charbon et le gaz. Compte tenu des réserves existant en Europe et dans le monde, l'AIE estime que la part du charbon dans la production d'électricité devrait doubler d'ici 2030. Dans ces conditions, le recours à de nouvelles technologies pour capter et stocker le CO<sub>2</sub> est fondamental pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions des GES.

La Commission considère que l'Union doit jouer un rôle de premier plan dans ce domaine. Elle souhaite donc engager dès 2007 l'étude d'un plan stratégique européen de R&D sur l'énergie, en vue notamment de construire et d'exploiter d'ici 2015 10 à 12 centrales thermiques de démonstration avec captation et séquestration du carbone (CSC) et de voir ainsi à quel horizon ces systèmes pourront être généralisés.

#### 2.1.5 Reconnaître l'intérêt de la filière nucléaire

La Commission européenne constate qu'un tiers de l'électricité et 15 % de l'énergie consommée dans l'Union provient du nucléaire et que la filière électronucléaire est, de ce fait, un instrument efficace de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Elle rappelle, toutefois, que le choix du mix énergétique appartient aux Etats membres. Elle souligne, dans le même temps, qu'une éventuelle baisse de la part de l'électronucléaire dans l'Union supposerait l'introduction concomitante d'autres sources d'énergie aussi peu émettrices de CO<sub>2</sub> afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Par ailleurs, la Commission souhaite intégrer les questions relatives à la gestion des déchets et au démantèlement des installations dans ses prochains travaux. Elle propose donc de

<sup>37</sup> Taux d'amélioration de l'intensité énergétique de 2% par d'ici 2015 et de 2,5% par an d'ici 2030.

créer un groupe de haut niveau sur la sécurité et la sûreté nucléaire chargé de proposer des règles communes en Europe.

### 2.1.6 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Les propositions de la Commission en matière de lutte contre l'effet de serre ont été examinées par le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007. Les conclusions du Conseil valident :

- l'objectif unilatéral et engageant de réduction de 20 % des émissions de GES en Europe, à l'horizon 2020, par rapport à 1990 et un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES dans le cadre d'un éventuel accord multilatéral qui serait issu des négociations « *post Kyoto* » ; le Conseil a invité la Commission à étudier les critères de partage de cet objectif entre les États membres, équitables et transparents et qui prennent en compte les particularités nationales ;
- l'objectif engageant de porter à 20 %, d'ici 2020, la part des EnR dans la consommation totale d'énergie de l'UE ; le Conseil a précisé que des objectifs globaux différenciés devraient être élaborés au niveau national, qui tiennent compte des situations de départ différentes et du potentiel de chaque État membre, y compris du niveau actuel des énergies renouvelables et des bouquets énergétiques existants ; les États membres fixeront des objectifs nationaux pour chaque secteur spécifique concerné par les énergies renouvelables;
- l'objectif engageant de porter à 10 %, d'ici 2020, la part des biocarburants dans la consommation totale d'essence et de diesel de chaque État membre, pour autant que la production ait un caractère durable et que des biocarburants de deuxième génération soient mis sur le marché ;
- l'objectif de 20 % d'économie d'énergie à l'horizon 2020, accompagné de certaines mesures prévues par le Plan d'action pour l'efficacité énergétique présenté par la Commission le 19 octobre 2006, ainsi que le renforcement, d'ici 2008, des exigences en matière d'efficacité énergétique en ce qui concerne l'éclairage des bureaux et des rues, et, d'ici 2009, pour les ampoules à filament et autres formes d'éclairage dans les ménages.

Par ailleurs, le Conseil a pris acte des orientations proposées par la Commission européenne en faveur de la filière nucléaire, ainsi que pour la recherche et le développement de la captation et de la séquestration du CO<sub>2</sub>.

## 2.2 Renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie

Selon la Commission européenne<sup>38</sup>, les importations d'énergie primaire de l'UE devraient passer de 50 % à 65 % d'ici 2030, si aucune action n'était engagée. Celles de pétrole devraient passer de 82 à 93 % et celle de gaz, de 57 à 84 %. La demande en pétrole devrait augmenter de 41 %, et celle en électricité de près 50 %.

Si les conséquences d'une telle augmentation de la demande de pétrole ne sont pas quantifiées, elles nécessitent pour faire face à l'augmentation de la consommation

---

<sup>38</sup> Communication de la Commission « *Une politique énergétique pour l'Europe* », p. 4.

d'électricité de lourds investissements dans la production d'électricité d'ici 2030, évalués à 900 Mds €.

En outre, la Commission estime à 220 Mds € les besoins d'investissements pour le renouvellement et le développement des infrastructures gazières.

Elle conclut, donc, que la deuxième priorité, après la réduction de GES, est de renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie de l'Union européenne.

### **2.2.1 Limiter la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz**

Compte tenu de l'augmentation de la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en pétrole et en gaz et de la situation particulière de certains Etats membres qui ne dépendent que d'un seul fournisseur de gaz, la Commission propose, notamment :

- d'adopter une politique énergétique internationale qui défende activement les intérêts de l'Europe,
- d'approfondir le dialogue avec les pays producteurs et les pays de transit,
- de coordonner efficacement les objectifs des Etats membres afin de parler « *d'une seule voix* »,
- de mettre en œuvre un véritable partenariat stratégique dans l'énergie entre l'Europe et les régions voisines,
- de diversifier les approvisionnements et les routes d'acheminement,
- de développer de nouvelles infrastructures énergétiques (infrastructures de transport d'électricité et de gaz, stockages stratégiques, infrastructures GNL....),
- de renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise, grâce notamment au réseau de « *correspondants énergie* » et au groupe de coordination pour le gaz, prévu par la directive relative à la sécurité d'approvisionnement dans le gaz,
- mettre à l'étude la création de stocks stratégiques pour le gaz.

## 2.2.2 Renforcer la sécurité intérieure

Les cycles d'investissements dans l'énergie sont particulièrement longs. Par ailleurs, des investissements très importants dans les secteurs de l'électricité et du gaz seront nécessaires, en Europe, d'ici 2030, comme indiqué précédemment.

### 2.2.2.1 Renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise

La Commission européenne observe que le marché intérieur accroît l'interdépendance des Etats membres en matière d'approvisionnement en énergie et que, sans percée technologique majeure, la sécurité d'approvisionnement en pétrole et en gaz restera primordiale pour l'économie de l'UE.

Elle propose donc de renforcer les mécanismes de solidarité en cas de crise et notamment d'améliorer la gestion des stocks stratégiques européens de pétrole coordonnés avec ceux des autres pays de l'OCDE dans le cadre de l'AIE, de créer des stocks stratégiques de gaz, et de mieux coordonner au sein de l'UE la gestion des stocks stratégiques de gaz au sein de l'Union.

### 2.2.2.2 Bilans prévisionnels

La Commission souligne la nécessité d'améliorer les conditions de prévisibilité de l'équilibre offre/demande d'électricité en Europe pour assurer l'anticipation des pénuries et construire à temps les nouvelles infrastructures de production, de transport et de stockage.

L'article 5 de la directive du 18 janvier 2006<sup>39</sup> prévoit déjà que les Etats membres « exigent des gestionnaires des réseaux de transport qu'ils veillent à ce qu'un niveau approprié de capacité de production de réserve soit maintenu à des fins d'équilibrage et/ou qu'ils prennent des mesures équivalentes fondées sur le marché ». Toutefois, ce dispositif n'apparaît pas suffisamment harmonisé pour permettre d'évaluer de manière satisfaisante les besoins d'investissement dans les activités de production et de transport d'énergie pour répondre aux perspectives d'évolution de la consommation et des échanges en Europe.

La Commission suggère donc d'aller plus loin avec la création d'un observatoire de l'énergie au sein de la DGTREN chargé d'« accroître la transparence concernant les besoins d'investissements futurs dans l'UE pour les infrastructures et les installations de production d'électricité et de gaz et, dans le cadre d'exercices d'étalonnage et de l'échange de meilleures pratiques, les réussites des Etats membres dans leurs efforts pour faire évoluer leur bouquet énergétique d'une manière qui contribue efficacement à la réalisation des objectifs énergétiques de l'Union européenne. »

### 2.2.2.3 Plan prioritaire d'interconnexion des réseaux d'électricité et de gaz

La Commission propose l'adoption d'un plan d'interconnexion prioritaire afin notamment de répertorier les infrastructures manquantes, de nommer des coordinateurs européens pour contribuer à la progression des projets d'interconnexion d'intérêt européen en difficulté, et d'encadrer les délais des procédures pour réaliser de tels projets.

---

<sup>39</sup> Directive 2005/89, du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.



#### 2.2.2.4 Harmonisation des règles de sécurité

A la suite des *black-out* qui ont frappé l'Europe en 2003, plongeant, successivement, dans le noir une partie de la ville de Londres (28 août), les régions du sud de la Scandinavie (23 septembre) ainsi que l'Italie (28 septembre), l'harmonisation des règles techniques d'exploitation des réseaux électriques est apparue indispensable pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité à l'échelle européenne, tout en permettant le développement des échanges transfrontaliers et celui de nouvelles filières de production d'électricité (notamment à partir d'énergie éolienne).

La Commission propose donc la création d'une structure européenne des gestionnaires de réseaux de transport, chargée de proposer des règles de sécurité communes à toute l'Union, opposables après avoir été approuvées dans le cadre de la comitologie européenne<sup>40</sup>, et de mieux coordonner la gestion des réseaux.

#### 2.2.3 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a, globalement, validé les propositions de la Commission européenne dans le domaine de la sécurité des approvisionnements et, notamment :

- l'objectif de diversification des sources d'approvisionnement en gaz et en pétrole ;
- l'amélioration des mécanismes de réaction aux crises d'approvisionnement, fondés sur la coopération et articulés autour des mécanismes existants ; le Conseil rappelle que ces mécanismes restent au premier chef de la responsabilité des Etats membres ;
- l'amélioration de la transparence des données sur les produits pétroliers et un réexamen des infrastructures d'approvisionnement et de stockage de pétrole, en vue de compléter le mécanisme de crise mis en place par l'AIE ;
- la nécessité d'analyser plus précisément la disponibilité et le coût des stockages de gaz dans l'UE ;
- l'évaluation de l'incidence sur la sécurité de l'approvisionnement de chaque État membre des importations d'énergie actuelles et prévisibles et de la situation des réseaux concernés ;
- l'établissement d'un observatoire de l'énergie au sein de la Commission.

### 2.3 Assurer la compétitivité de l'économie européenne

La Commission européenne constate une augmentation des prix de l'énergie sur les marchés ainsi que de leur volatilité. Elle estime que la création d'un marché intérieur de l'énergie, plus intégré et concurrentiel, apporte une réponse pertinente en favorisant l'établissement de prix de l'énergie compétitifs tout en incitant à la réalisation d'économies d'énergie et d'investissements plus importants.

---

<sup>40</sup> Mise en place par l'article 30 de la directive 2003/55 du 26 juin 2003 concernant la création d'un marché intérieur du gaz naturel et l'article 13 du règlement 1228/2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité.

Elle constate que toutes les conditions pour un fonctionnement satisfaisant du marché intérieur de l'énergie ne sont pas encore réunies. Elle formule donc des propositions d'amélioration.

### **2.3.1 Renforcer la séparation entre réseaux et production fourniture dans l'électricité et le gaz**

La Commission estime qu'il est plus difficile de garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux lorsque les opérateurs historiques intégrés contrôlent à la fois les réseaux d'énergie et la production ou la vente, car ils détiennent alors les moyens de faire obstacle à la concurrence, en protégeant leurs positions historiques dans les frontières de marchés nationaux.

Elle propose donc de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux selon deux options :

- la séparation de propriété entre les entreprises de réseaux et les entreprises de production et de commercialisation ;
- en cas d'impossibilité de séparer la propriété des réseaux, la création d'un opérateur de réseau indépendant (*Indépendant System Operator* ou modèle ISO), l'opérateur intégré ne conservant que la propriété des actifs du réseau mais n'assurant ni leur exploitation, ni leur entretien, ni leur développement<sup>41</sup>.

La Commission privilégie la première option qu'elle considère la plus favorable aux investissements et à la sécurité de fonctionnement des réseaux.

Enfin, elle propose de réexaminer la pertinence du seuil des 100 000 clients conduisant à la séparation juridique des activités de distribution.

Le Conseil énergie qui s'est tenu à Bruxelles le 15 février 2007 n'a pas repris les propositions de la Commission et l'a invitée à proposer l'adoption de nouvelles mesures pour renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux, fondées sur une régulation appropriée.

### **2.3.2 Renforcer l'efficacité de la régulation**

La Commission constate que les divergences des missions et des pouvoirs des autorités de régulation nationales sont un obstacle au bon développement du marché intérieur de l'énergie. Elle considère que les niveaux de pouvoir et d'indépendance des régulateurs de l'énergie doivent être harmonisés sur la base du plus grand dénominateur commun, et non du plus petit. Par ailleurs, les objectifs de régulation ne doivent pas être limités au bon fonctionnement des marchés nationaux, mais s'étendre à la promotion des échanges européens.

Elle observe que l'ERGEG, groupe européen des régulateurs nationaux des secteurs de l'électricité et du gaz, n'a pas permis de mettre en place la gouvernance européenne nécessaire au bon fonctionnement des échanges transfrontaliers.

Elle propose donc trois options de réforme :

---

<sup>41</sup> Communication de la Commission du 10 janvier 2007 « Une politique de l'énergie pour l'Europe », paragraphe 3.1.1., p.8.

- le renforcement de la coopération entre les régulateurs nationaux, l'extension de leur mission à certains objectifs communautaires et l'introduction d'un mécanisme d'approbation, par la Commission européenne, des mesures ayant un impact sur le marché intérieur de l'énergie ;
- le renforcement des compétences de l'ERGEG qui aurait le pouvoir d'encadrer les décisions relatives aux échanges transfrontaliers des régulateurs nationaux et des acteurs des marchés (option dite « *ERGEG+* ») ;
- la création d'un régulateur européen ayant le pouvoir de réglementer tous les mécanismes afférents aux échanges transfrontaliers.

La Commission estime que la première approche ne serait pas suffisante pour accomplir les progrès nécessaires, en raison des divergences d'intérêt des régulateurs nationaux. Elle propose donc à minima la seconde option « *ERGEG+* ».

### **2.3.3 Renforcer la transparence des marchés**

La Commission estime que la transparence de l'accès aux informations est essentielle pour garantir le bon fonctionnement d'un marché libre. Or, elle constate que les gestionnaires de réseaux et les producteurs des Etats membres ne publient pas tous les mêmes informations sur leur marché, ce qui rend l'entrée de nouveaux opérateurs plus ou moins facile selon les Etats.

Dans ces conditions, la Commission propose d'établir la liste minimale des informations qui devraient être publiées.

### **2.3.4 Améliorer la protection des consommateurs**

La Commission rappelle que l'énergie est un bien essentiel pour tous les européens et, qu'à ce titre, il faut garantir l'accès de tous à l'énergie. Elle propose ainsi l'élaboration d'une charte de l'énergie poursuivant 4 objectifs :

- établir un système d'aide qui assure aux citoyens de l'UE les plus vulnérables l'accès à l'énergie malgré l'augmentation des prix,
- améliorer le niveau minimal d'information des consommateurs pour les aider à choisir leur fournisseur,
- réduire les formalités pour changer de fournisseur,
- protéger les clients des pratiques de vente déloyales.

### 2.3.5 Conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007

Pour ce qui concerne le marché intérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a pris position en faveur :

- de la mise en œuvre intégrale de la législation existante sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, prenant acte qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de marché européen de l'énergie véritablement concurrentiel ;
- de l'élaboration de mesures pour créer un cadre favorable aux investissements indispensables ; des projections à moyen et à long terme concernant l'offre et la demande d'électricité et de gaz seront réalisées en collaboration avec les Etats membres, afin de déterminer quels investissements sont nécessaires pour répondre aux besoins stratégiques de l'UE ;
- le Conseil invite la Commission à déposer des propositions visant à rationaliser les procédures d'approbation des projets d'interconnexion d'intérêt européen et soutien, par ailleurs, la désignation de coordinateurs européens afin de faire avancer les projets les plus critiques ;
- de la séparation effective des activités de gestion des réseaux, sur la base de systèmes de gestion de réseaux indépendants et régulés de façon appropriée, qui garantissent l'égalité et la liberté d'accès aux infrastructures de transport, ainsi que l'indépendance des décisions en matière d'investissement en infrastructures ; le Conseil ne s'est, toutefois, pas prononcé sur les options proposées par la Commission en matière de séparation de la gestion des réseaux ;
- une plus grande harmonisation des pouvoirs et le renforcement de l'indépendance des autorités de régulation nationales ; le Conseil ne se prononce pas sur les différentes modalités évoquées par la Commission ; il soutient la mise en œuvre d'un mécanisme de coopération entre autorités de régulation, pour améliorer la prise de décision sur des questions transfrontières importantes ;
- la création d'un nouveau mécanisme communautaire pour les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, afin de mieux coordonner le fonctionnement des réseaux et leur sécurité, en s'inspirant des pratiques existantes en matière de coordination ;
- une meilleure protection des consommateurs d'énergie, notamment grâce à l'élaboration d'une charte.

Le Conseil a invité la Commission européenne à lui fournir des éléments de clarification de ses propositions avant le Conseil prévu pour le mois de juin.

### 3 Éléments d'analyse

Les principales mesures proposées par la Commission européenne pour construire une politique européenne de l'énergie sont ambitieuses. C'est en particulier le cas de l'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en vue de limiter les conséquences négatives du réchauffement climatique. Cette mesure conduit à envisager une modification en profondeur de notre modèle économique ainsi que de nos comportements individuels.

#### **3.1 Un défi à relever : réduire de 20 % les émissions européennes de gaz à effet de serre d'ici 2020, par rapport à leur niveau de 1990**

La proposition de la Commission européenne d'engager l'Union à réduire de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2020, par rapport à leur niveau de 1990, prend la mesure des risques de changement climatique à long terme.

L'objectif de limitation du réchauffement moyen à 2°C à l'horizon 2050, par la stabilisation des concentrations de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, conduit même à se fixer un objectif encore plus ambitieux de réduction des émissions à plus long terme, celui de parvenir dans les pays développés à une division par 4 des émissions de GES (objectif dit du « *facteur 4* »), c'est-à-dire, plus précisément, à une réduction de 60 % à 80 % d'ici 2050.

Il convient de mesurer l'ampleur de la tâche au regard des premiers efforts réalisés dans l'UE et liés à l'application du protocole de Kyoto. Pour mémoire l'Union européenne s'est engagée, dans le cadre de ce protocole, à diminuer ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 8 %, d'ici 2012, par rapport à leur niveau de 1990.

### Rappels sur le Protocole de Kyoto

Le Sommet de la Terre, réuni à Rio du 3 au 14 juin 1992, a marqué la prise de conscience internationale du risque de changement climatique en adoptant une convention très ambitieuse sur le fond, la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques, malgré les hésitations de certains scientifiques sur la réalité du phénomène de l'effet de serre et sur son origine anthropique.

En effet, les participants au Sommet ont reconnu leur responsabilité historique dans l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et pris deux engagements importants :

- ❑ stabiliser en 2000 leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau qu'elles ont atteint en 1990 ;
- ❑ apporter un soutien à la fois technique et financier aux pays en développement pour les aider à contrôler l'augmentation des émissions liée à leur développement.

La Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique a été ouverte à ratification en 1992. Elle est entrée en vigueur le 21 mars 1994 et a été ratifiée à ce jour par 189 pays dont les États-Unis et l'Australie.

Les Etats parties à la Convention ont, dès 1995, souligné la nécessité d'aller plus loin et de négocier des mesures de réduction des émissions dans les pays industrialisés pour la période postérieure à l'an 2000. Ils ont donc adopté le 11 décembre 1997, à Kyoto, un protocole qui les engage juridiquement sur des objectifs quantitatifs.

Les pays signataires ont accepté globalement de réduire de 5,5 % leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau atteint en 1990. Parmi ces pays, le Japon a accepté une réduction de 6 % sur cette période et l'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de 8 %<sup>42</sup>.

Pour faciliter la réalisation de ces objectifs, le protocole de Kyoto prévoit la possibilité de recourir à des mécanismes dits de « flexibilité » en complément des politiques et mesures mis en œuvre par les Etats. Ces mécanismes sont au nombre de trois :

- ❑ les « permis d'émission », qui permettent de vendre ou d'acheter des droits à émettre entre pays industrialisés ;
- ❑ la « mise en œuvre conjointe » (MOC) qui permet, entre pays développés de procéder à des investissements visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre en dehors de leur territoire national et de bénéficier des crédits d'émission générés par les réductions ainsi obtenues ;
- ❑ le « mécanisme de développement propre » (MDP), proche du dispositif précédent, à la différence que les investissements sont effectués par un pays développé, dans un pays en développement.

Le protocole de Kyoto a été ouvert à ratification le 16 mars 1998. Il est entré en vigueur en février 2005 et a été ratifié à ce jour par 156 pays à l'exception notable des États-Unis et de l'Australie. La Chine et l'Inde l'ont ratifié au mois d'août 2002 et la Russie l'a ratifié le 18 novembre 2004.

Le rapport de l'Agence européenne de l'environnement<sup>43</sup> relatif à l'inventaire annuel des émissions de gaz à effet de serre indique que ces émissions au sein de l'UE 25 ont diminué de 4,9 %, entre 1990 et 2004. Néanmoins, les émissions de l'UE 15 ont, sur cette même période, seulement diminué de 0,8 %. Elles ont même augmenté de 0,3 % entre 2003 et 2004.

Compte tenu des résultats obtenus dans les pays de l'UE 15, pour le moment assez décevants, la baisse de 4,9 % des émissions dans l'UE 25 s'explique davantage par la baisse de production de l'appareil industriel des Etats membres d'Europe centrale et

<sup>42</sup> Décision 2002/358/CE du Conseil du 25 avril 2002 relative à l'approbation, au nom de la Communauté européenne, du protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et l'exécution conjointe des engagements qui en découlent.

<sup>43</sup> The European Community's initial report under the Kyoto Protocol, publié le 2 février 2007, annexe 1.

orientale que par la mise en œuvre d'actions efficaces en faveur de la réduction de nos émissions.

La proposition d'engagement de l'UE à réduire d'au moins 20 % ses émissions de GES d'ici 2020 (ou 30 % en cas d'accord multilatéral), par rapport à leur niveau de 1990, constitue à cet égard un défi. Cet engagement ne constituerait, pour autant, qu'une étape vers l'objectif « *facteur 4* ».

Au-delà de l'affichage d'un objectif engageant ambitieux, de nature à mobiliser les esprits, deux questions essentielles se posent :

- quel est le coût des mesures permettant d'atteindre l'objectif de réduction des émissions par comparaison à celui de l'inaction ?
- comment remédier aux conséquences découlant d'un engagement unilatéral de l'Union européenne de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> si d'autres grandes zones géographiques ne produisent pas d'efforts comparables ?

### 3.1.1 Quelle évaluation coût/bénéfice des mesures proposées pour la réduction des émissions de GES par rapport au coût de l'inaction ?

Les propositions de la Commission européenne esquissent un ensemble de mesures et d'engagements globaux pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES, tout en prenant soin de renvoyer, autant que possible, à la subsidiarité.

Dans un premier temps, il est utile de rappeler les évaluations qui sont avancées sur le coût de l'inaction par la Commission européenne et par Sir Nicholas Stern dans son rapport « *The economics of climate change* »<sup>44</sup>.

De son côté, la Commission souligne que ces évaluations demeurent très partielles<sup>45</sup> et que les méthodes scientifiques et les données retenues ne permettent pas une évaluation économique claire et précise des coûts induits par l'inaction face au réchauffement climatique<sup>46</sup>.

Le rapport de Nicholas Stern propose une évaluation globale du coût du réchauffement climatique qui a été fortement médiatisée. Cette évaluation estime qu'un réchauffement du climat de 5-6°C pourrait coûter entre 5 et 10 % du PNB par comparaison à un scénario de températures stabilisées grâce à des mesures de lutte contre les gaz à effet de serre.

---

<sup>44</sup> Publié le 30 octobre 2006.

<sup>45</sup> L'évaluation est menée à partir de deux scénarios, sélectionnés parmi ceux utilisés dans le rapport du panel intergouvernemental sur le changement climatique (IPCC) :

- le scénario A2 est fondé, notamment, sur l'hypothèse d'un triplement d'ici la fin du siècle de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère comparée à la période préindustrielle, une augmentation de la température de 3°C en 2071-2100 par rapport à la période 1961-1990 ;
- le scénario B2 est fondé, notamment, sur l'hypothèse d'un doublement d'ici la fin du siècle de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère comparée à la période préindustrielle, une augmentation de la température de 2.2°C en 2071-2100 par rapport à la période 1961-1990.

<sup>46</sup> La Commission, dans sa communication « *Limiter le réchauffement de la planète à 2 degrés Celsius : route à suivre à l'horizon 2020 et au-delà* », publiée le 10 janvier 2007 présente les résultats préliminaires d'une étude dont l'objet est d'évaluer l'impact physique du changement climatique en Europe et, accessoirement, les coûts potentiels de l'inaction sur les périodes 2011-2040 et 2071-2100. L'étude préliminaire est réalisée dans le cadre du projet PESETA : "Projections of Economic impacts of climate change in Sectors of Europe based on bottom up Analysis.", dont les premiers résultats sont disponibles à l'adresse suivante : <http://peseta.jrc.es/>

Toutefois, les hypothèses utilisées dans les modèles économiques qui la sous-tendent ne font l'objet d'aucun consensus scientifique, les évaluations étant le plus souvent globales, sans analyse détaillée.

Le coût de la lutte contre le changement climatique par l'intermédiaire des investissements dans les technologies à faibles émissions de GES fait également l'objet de tentatives d'évaluations. La Commission<sup>47</sup> estime que « *l'investissement dans une économie à faible intensité de carbone coûtera environ 0,5 % du PIB mondial total sur la période 2013-2030. La croissance du PIB de la planète ne diminuerait que de 0,19 % par an jusqu'en 2030, ce qui ne représente qu'une petite fraction du taux de croissance annuel escompté du PIB (2,8 %)* ». Le rapport Stern estime, pour sa part, le coût de ces investissements à environ 1 % du PNB mondial.

Ces évaluations très imprécises confortent l'idée, soutenue notamment par l'AIE, que les efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique constituent le gisement de réduction des GES le plus intéressant sur le plan économique.

Toutefois, ces évaluations sont incomplètes. Elles devraient être précisées et, notamment, prendre en considération d'autres facteurs tel que :

- l'efficacité globale de la politique climatique, mesurée grâce au « taux de fuite » du carbone, c'est-à-dire la part des réductions d'émission de CO<sub>2</sub> d'une région (par exemple l'UE) sur la part d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans le reste du monde ;
- les contraintes technologiques pour le développement de produits consommant moins d'énergie ou émettant moins de GES ;
- la difficulté de renouveler rapidement les produits émettant beaucoup de GES au profit de technologies plus économes en carbone pour des raisons économiques ou d'acceptabilité sociale ;
- la diversité des situations actuelles des Etats membres quant au mix énergétique de leur production d'électricité [cf. tableau n°1]. En effet, les investissements à consentir pour modifier les parcs de production d'électricité diffèrent fortement d'un Etat membre à un autre car ils dépendent de la part actuelle des combustibles fossiles dans leur production d'électricité.

---

<sup>47</sup> Communication de la Commission européenne « *Limiter le réchauffement de la planète à 2 degrés Celsius : route à suivre à l'horizon 2020 et au-delà* », publiée le 10 janvier 2007



Tableau n° 1 : Part des combustibles fossiles dans la production d'électricité

2005 <sup>(e)</sup> en %	charbon	pétrole	gaz naturel	total
Pologne	92,4	1,7	2,3	96,3
Australie	79,3	0,7	12,9	93,0
Italie	16,9	16,0	44,0	76,9
Royaume-Uni	34,6	1,4	38,8	74,9
Etats-Unis	50,4	3,3	18,1	71,9
Espagne	27,0	8,6	26,8	62,4
Allemagne	49,4	1,7	10,4	61,5
Belgique	12,4	1,9	26,1	40,4
France	5,3	1,3	3,8	10,4
Norvège	0,07	0,01	0,25	0,33

(e) = estimé

Source : AIE/OCDE

### 3.1.2 Objectif unilatéral de réduction des émissions de GES et compétitivité

Les mesures de réduction des émissions de GES conduisent les entreprises à « internaliser », au moins en partie, les coûts de pollutions jusqu'ici pris en charge par la collectivité.

Les secteurs industriels soumis à la concurrence internationale peuvent redouter l'effet sur leur compétitivité d'une internalisation des coûts des émissions de GES, que cette internalisation résulte du dispositif de quotas de CO<sub>2</sub> ou de tout autre dispositif fiscal ou réglementaire dont l'effet serait équivalent.

Le risque de dégradation de compétitivité n'affecte pas de manière uniforme les secteurs économiques : les secteurs faiblement soumis à la concurrence internationale sont, en principe, en mesure de répercuter leurs coûts dans leurs prix. A l'inverse, les secteurs fortement soumis aux échanges internationaux n'ont pas cette possibilité si les concurrents situés à l'extérieur de l'Union ne se voient pas imposer les mêmes obligations.

Par conséquent, l'articulation de dispositifs contraignant les entreprises à intégrer les coûts de leurs émissions de GES liée à l'exigence de compétitivité sur des marchés de dimension mondiale devrait être analysée avec soin, secteur par secteur. Deux mesures devraient, en particulier, être envisagées :

- étendre au plus grand nombre de pays possibles, et au minimum à tous les pays industrialisés, le dispositif de quotas d'émissions CO<sub>2</sub> ou tout autre dispositif équivalent (sous réserve d'améliorations utiles, notamment pour améliorer la prévisibilité de la contrainte au-delà de quelques années et pour rendre les pénalités libératoires afin d'assurer une visibilité suffisante pour les acteurs économiques) afin que tous les Etats soient soumis à la même contrainte ;
- introduire un dispositif fiscal (taxe ou droit de douane), ou des mesures de sauvegarde, compatibles avec les règles de l'OMC, visant à compenser, pour les secteurs impliqués dans les échanges internationaux, les surcoûts assumés par les entreprises européennes et liés aux engagements de lutte contre l'effet de serre.

Ce dispositif aurait pour assiette les produits provenant des pays qui n'appliquent pas de dispositif de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> ou tout autre dispositif fiscal ou réglementaire équivalent pour « *internaliser* » le coût des émissions de GES.

Le coût de la réduction des émissions de gaz à effet de serre est, en dépit des estimations globales présentées plus haut, probablement très élevé.

Dans ces conditions, la France ne peut se singulariser par rapport à ses partenaires européens, et l'UE ne peut se singulariser par rapport au reste du monde en s'engageant seule dans un dispositif trop contraignant pour son économie.

L'adoption de mesures unilatérales trop ambitieuses, en France ou en Europe, pourrait entraîner la délocalisation des moyens de production d'industries fortement émetteurs de CO<sub>2</sub> et ainsi un simple transfert, voire un accroissement, des émissions de polluants dans des pays extra européens, sans contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Il est donc essentiel de mobiliser le plus grand nombre d'Etats possibles pour atteindre des objectifs environnementaux ambitieux sans faire disparaître l'industrie française ou européenne, au bénéfice notamment de pays sans engagement international en matière environnementale où les conditions de production seront très dégradées par rapport à l'UE.

### **3.1.3 Le renforcement et l'amélioration du mécanisme européen actuel d'allocation des quotas d'émissions au sein de l'UE**

La réalisation de l'objectif de réduction de 20 % des émissions de GES implique le renforcement du mécanisme actuel d'allocation des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>, qui a certes le mérite de couvrir environ 50 % des émissions européennes, mais dont l'efficacité devra être renforcée.

#### *3.1.3.1 Uniformiser les règles nationales d'allocation de quotas aux entreprises fortement émettrices de CO<sub>2</sub> pour éviter des distorsions de concurrence entre Etats membres*

La réalité de la contrainte carbone imposée aux industriels est fondée à la fois sur le mode d'allocation et la quantité de permis alloués<sup>48</sup>.

Les règles d'allocation des permis d'émission de CO<sub>2</sub> et les quantités de permis allouées diffèrent largement d'un Etat membre à l'autre.

Par exemple, l'Allemagne a alloué trois fois plus de permis à ses gros industriels que la France sans que les émissions de CO<sub>2</sub> soient en proportion<sup>49</sup>. Elle a également alloué gratuitement, sur une plus longue durée, des quotas aux nouvelles installations industrielles, ce qui n'est pas le cas en France.

Ces différences dans les modalités d'allocation constituent une sorte de subvention à l'investissement dans des moyens de productions installées en Allemagne, telles que des centrales électriques par exemple, pouvant les rendre artificiellement plus compétitives que les installations françaises.

---

<sup>48</sup> Plus le nombre de permis alloués est faible, plus la contrainte de rareté sur les opérateurs est forte et plus le prix de marché des permis est élevé.

<sup>49</sup> <http://www.industrie.gouv.fr/energie/developp/serre/textes/pnaq1.htm>

Par ailleurs, compte tenu des conditions de l'allocation, sur la période du PNAQ1<sup>50</sup>, 2005-2007, la contrainte carbone subie par certains gros émetteurs de CO<sub>2</sub> s'est avérée nulle ou très faible.

Remarquons que l'absence de contrainte carbone pour les gros émetteurs explique la chute du prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub> en 2006, intervenue dès que les Etats membres ont publié les premiers résultats des émissions de CO<sub>2</sub>, observés en année pleine (2005)<sup>51</sup>.

Selon le premier bilan de la Commission, publié le 15 mai 2006, les émissions totales pour 2005 des installations intégrées dans les plans nationaux d'allocation des quotas (PNAQ) des 21 Etats membres concernés, validées par des vérificateurs indépendants, s'élèvent à environ 1 785 Mt CO<sub>2</sub> alors que les 21 Etats membres ont alloué à ces mêmes installations en moyenne annuelle 1 830 M de quotas (1 quota = 1 t CO<sub>2</sub>). Les émissions de CO<sub>2</sub> déclarées et rapportées pour 2005 sont donc inférieures de 2,4 % à la quantité de quotas (en moyenne annuelle) qui leur a été allouée par les Etats membres, pour la période 2005-2007.

A l'inverse, la contrainte devrait se renforcer avec un objectif plus contraignant de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> au sein de l'Union. Dans le même temps, si l'hétérogénéité des règles d'allocation entre Etats Membres subsiste, elle sera source de distorsions, notamment pour la localisation des investissements industriels (particulièrement pour les nouvelles centrales de production d'électricité).

Il est donc impératif de prévoir une harmonisation au sein de l'Union européenne des règles d'attribution des quotas d'émission de CO<sub>2</sub>.

### 3.1.3.2 Développer de manière progressive l'attribution payante des permis d'émission

L'attribution gratuite de permis d'émission de CO<sub>2</sub> constitue la source d'effets d'aubaine (*windfall profits*) pour les entreprises bénéficiaires, au moins dans le secteur de l'énergie, et ce d'autant plus que l'entreprise est polluante et que les allocations sont fonction des émissions passées (« *grand fathering* »).

Même si l'aménagement d'une période de transition et d'adaptation économique des acteurs peut s'avérer nécessaire, l'attribution payante des permis d'émission de CO<sub>2</sub>, est essentielle pour éviter l'apparition de telles imperfections de marché.

En outre, l'allocation payante des quotas CO<sub>2</sub> devrait avoir lieu à travers des mécanismes d'enchères, mécanismes les plus adaptés aux exigences d'un marché. Les règles d'enchères devraient être harmonisées, au niveau européen voire international, afin de limiter, autant que possible, d'éventuelles distorsions de concurrence.

### 3.1.3.3 Autoriser le report des permis CO<sub>2</sub> inutilisés d'une période de régulation à la suivante

Les permis CO<sub>2</sub> sont alloués pour une période de temps prédéterminée. Le report des quotas inutilisés sur une première période (par exemple 2005-2007), sur la période suivante (2008-2012), est autorisé dans son principe (mécanisme dit de « *bancabilité* » ou *banking*), mais soumis à de telles conditions qu'il est difficilement praticable.

---

<sup>50</sup> Plan national d'allocation des quotas 1 pour 2005-2007.

<sup>51</sup> L'absence de contrainte CO<sub>2</sub> et la chute du prix des permis d'émission en 2006 n'expliquent pas l'observation de la corrélation, à certains moments, entre les prix des quotas et les prix de l'électricité. Cette corrélation peut apparaître artificielle compte tenu de la gratuité de la très grande majorité des quotas CO<sub>2</sub>, mais elle a soutenu l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité.

Or, pour qu'un industriel puisse intégrer la valeur du carbone dans ses futurs choix d'investissements, la durée totale de détention du permis doit être aussi longue que possible.

Par ailleurs, un dispositif incitatif doit permettre aux acteurs vertueux d'engranger un bénéfice lorsqu'ils font mieux que l'objectif. En l'état actuel du dispositif, un industriel prévoyant une croissance de son activité et de ses émissions de CO<sub>2</sub> n'a pas intérêt à réduire ses émissions lors d'une première période de régulation, de peur de subir une diminution encore plus importante de quotas, lors de leur allocation pour la période suivante.

Par conséquent, les obstacles à la « *bancabilité* » des quotas entre les périodes de régulation diminuent la prévisibilité des cours et l'émergence d'un signal prix de long terme, favorable aux investissements.

Les conditions de cette bancabilité devraient donc être assouplies dans le cadre de la négociation du PNAQ III, à partir de 2012, pour résoudre ces difficultés et inciter les entreprises à dépasser leurs objectifs.

#### *3.1.3.4 Elargir le dispositif de quotas CO<sub>2</sub> au secteur des transports, notamment aériens*

La directive du 13 octobre 2003<sup>52</sup> établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté exclut de son champ d'application certains secteurs économiques fortement émetteurs, tel que le secteur des transports<sup>53</sup>.

Or, les transports représentent 70 % de la consommation totale de pétrole de l'Union européenne et 20 % des émissions de gaz à effet de serre, celles-ci étant fortement orientées à la hausse.

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées aux transports aériens augmentent plus rapidement encore que celles des autres secteurs (+ 73 % entre 1990 à 2003 pour les vols internationaux). Si aucune mesure n'était adoptée, cette augmentation devrait atteindre 150 % d'ici à 2012 et annulerait plus d'un quart de la réduction de 8 % de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre que l'UE doit réaliser entre 1990 et 2012.

Sous réserve d'une réflexion plus approfondie sur des modalités d'attribution de quotas adaptées aux caractéristiques des transports aériens (liaisons aériennes internes à l'Union européenne, liaisons avec des pays tiers, etc.), l'intégration de ce secteur dans le système de quotas d'émission constitue une mesure incitative au renouvellement de la flotte des compagnies aériennes et à la maîtrise des émissions de CO<sub>2</sub> dans le secteur des transports.

La Commission européenne a d'ailleurs soutenu cette approche<sup>54</sup> et proposé, le 20 décembre 2006, une directive afin d'intégrer les activités aériennes dans le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Le Conseil des ministres de l'environnement, le 20 février 2007, ainsi que le Conseil européen, qui s'est tenu à Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, ont indiqué soutenir cette proposition de la Commission.

---

<sup>52</sup> Directive 2003/87 du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

<sup>53</sup> Annexe 1.

<sup>54</sup> Dans sa Communication du 27 septembre 2005, intitulée : « *Réduction de l'impact de l'aviation sur le changement climatique* ».

Toutefois, les modalités proposées par la Commission sont susceptibles d'alourdir la contrainte pesant sur les autres secteurs industriels participant au dispositif. Il conviendra donc de veiller à une juste répartition de la charge entre les secteurs industriels.

L'extension éventuelle du dispositif de quotas CO<sub>2</sub> aux transports routiers mérite, également, d'être évoquée. Toutefois, le mécanisme actuel de quotas et de permis négociables est adapté à des acteurs de tailles importantes, capables de négocier les permis sur un « *marché de gros* ». L'extension du mécanisme à des acteurs plus nombreux et de plus petites tailles soulève des questions sur l'efficacité et le coût du dispositif par comparaison à un dispositif fiscal plus classique.

### 3.1.4 La recherche de mesures adaptées à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le secteur des transports routiers

Le secteur des transports dépend à 98 % du pétrole et représente 71 % de la consommation de pétrole en Europe, dont 60 % pour le seul transport routier. Il est également le secteur qui rejette le plus de GES, après l'énergie, avec 21 % des émissions de l'UE<sup>55</sup>, dont 12 % pour les voitures des particuliers. Les émissions de ce secteur sont, en outre, en forte croissance (+ 26 % entre 1990 et 2004).

Parallèlement aux orientations proposées par la Commission européenne dans le « *paquet énergie* », la stratégie actuelle de l'Union en matière de transports routiers soutient une politique de mobilité « *durable* » tendant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à diminuer la dépendance du secteur au pétrole. Cette stratégie repose sur trois volets :

- des engagements volontaires des constructeurs automobiles ;
- l'information des consommateurs (étiquetage des voitures) ;
- des mesures fiscales destinées à favoriser l'achat des véhicules plus économes en carburant.

Le volet des engagements volontaires des constructeurs automobiles repose sur un accord, signé en 1998, entre la Commission européenne et l'ACEA (Association des constructeurs européens d'automobiles). Les constructeurs se sont engagés à ramener les émissions moyennes des véhicules neufs de la catégorie M1<sup>56</sup> à 140 g CO<sub>2</sub>/km d'ici 2008, puis à 120 g CO<sub>2</sub>/km en 2012.

Toutefois, cette stratégie n'a eu que des progrès limités : entre 1995 et 2004, les émissions moyennes des voitures neuves, vendues dans l'UE 15, sont passées de 186 à 163 g CO<sub>2</sub>/km, soit une baisse de 13 %, essentiellement due à l'amélioration technologique des véhicules.

L'objectif de 140 g CO<sub>2</sub>/km demeure donc encore lointain. Il semble désormais acquis qu'il ne sera pas atteint, et ce, malgré le développement important de véhicules émettant moins de 120 g CO<sub>2</sub>/km, notamment par des constructeurs français, tels que PSA Peugeot-Citroën, qui détient 38 % des parts de ce marché en Europe.

---

<sup>55</sup> « *Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne et ses États membres entre 1990 et 1999 : une synthèse* », Agence européenne de l'environnement, 2001.

<sup>56</sup> Catégorie M1 : véhicules utilisés pour le transport de voyageurs avec moins de 8 sièges en plus de celui du conducteur.

Les efforts demandés en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ne peuvent toutefois être entièrement fondés sur les avancées technologiques sans peser sur les prix des véhicules et la compétitivité de l'industrie automobile européenne. En effet, selon une étude indépendante, menée par l'institut scientifique TNO dans le cadre des travaux de l'ECPP2 (*European Climate Change Programme*), si la réduction des émissions de 140 à 120 g CO<sub>2</sub>/km devait reposer sur les seules améliorations technologiques des nouveaux véhicules, cela rehausserait leur prix de détail de 2 400 € par voiture.

Les deux autres volets de la politique soutenue par la Commission ont obtenu encore peu de résultats.

La directive du 13 décembre 1999<sup>57</sup> destinée à améliorer la transparence des informations sur les carburants et les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules a été transposée, en 2006, dans le cadre du plan climat. Une étiquette énergie/ CO<sub>2</sub> est désormais obligatoire, en France, pour la vente de véhicules neufs aux particuliers afin de sensibiliser le consommateur et l'inciter à choisir des véhicules moins polluants. Sur le modèle des étiquettes-énergie des appareils électroménagers, un code couleur a été attribué à des fourchettes d'émissions<sup>58</sup>.

Toutefois, l'efficacité de cet étiquetage est limitée. En effet, il est différent selon les Etats membres et obligatoire uniquement dans les lieux de ventes des véhicules. Il aura donc des difficultés à contrebalancer l'omniprésence publicitaire et tous les instruments de promotion des véhicules où l'avantage écologique est rarement mis en avant.

Enfin, constatant à la fois la très grande disparité des dispositifs fiscaux<sup>59</sup> et l'absence d'orientation environnementale, la Commission a proposé<sup>60</sup>, le 5 juillet 2005, un projet de directive concernant les taxes sur les voitures des particuliers et destinée, notamment, à harmoniser la structure de la taxe annuelle de circulation (les Etats membres conservant le libre choix de son niveau) et à faire reposer, à l'horizon 2008, 25 % des recettes des taxes d'immatriculation et de circulation sur des critères environnementaux. A terme, dans un délai minimal de dix ans, le projet de directive envisage la disparition de la taxe d'immatriculation et la détermination d'au moins 50 % des recettes des taxes de circulation selon des critères environnementaux.

Ce projet de directive fiscale n'est toujours pas adopté.

Un rééquilibrage de la fiscalité au profit de mesures environnementales applicables aux véhicules et à la consommation de carburants, à travers, par exemple, une taxe annuelle minimale et progressive sur les émissions en CO<sub>2</sub> des véhicules des particuliers (« *vignette verte* ») ou la suppression des dérogations possibles à certaines taxes sur la consommation constituerait pour la France un moyen efficace d'harmoniser ses efforts avec ceux des autres Etats membres en vue de réaliser des objectifs communs.

Dans l'attente, la Commission européenne a décidé, le 7 février 2007, de renforcer sa stratégie et de :

---

<sup>57</sup> Directive 1999/94 du 13 décembre 1999 concernant la disponibilité d'informations sur la consommation de carburant et les émissions de CO<sub>2</sub> à l'intention des consommateurs lors de la commercialisation des voitures particulières neuves.

<sup>58</sup> De la classe A, verte foncée, pour des véhicules qui émettent moins de 100gCO<sub>2</sub>/km à la classe G, rouge, pour des véhicules qui émettent plus de 250g de CO<sub>2</sub>/km.

<sup>59</sup> La Commission européenne constate les grandes différences existant d'un Etat membre à l'autre en matière de fiscalité des voitures particulières :

- le montant des taxes d'immatriculation (TI) varie, d'un Etat membre à l'autre, entre 0 % et 180 % du prix hors taxe de la voiture (soit, en moyenne, en 1999, entre 267 € et 15 659 €) ;
- le niveau moyen des taxes annuelles de circulation (TAC) acquittée en 1999, varie, d'un Etat membre à l'autre, de 30 à 463 € par véhicule.

<sup>60</sup> COM(2005) 261 final - juillet 2005.

- proposer, fin 2007/début 2008, un cadre législatif destiné à assurer la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des voitures et camionnettes neuves, à laisser à l'industrie automobile un délai d'exécution suffisant et à garantir une certaine prévisibilité sur l'évolution de la réglementation ;
- porter le taux d'émissions maximum des voitures neuves vendues dans l'Union à 120 g CO<sub>2</sub>/km d'ici 2012 (soit une réduction de 25 % par rapport au niveau actuel) et celui des camionnettes neuves à 175 g de CO<sub>2</sub>/km en 2012 (à comparer avec des émissions moyennes de 201 g CO<sub>2</sub>/km en 2002) ;

Pour atteindre ce taux, la Commission estime que les innovations technologiques devraient permettre de diminuer la consommation des voitures à 130g de CO<sub>2</sub>/km<sup>61</sup>. Elle entend d'ailleurs soutenir les efforts de recherche destinés à parvenir à une moyenne de 95g de CO<sub>2</sub>/km, d'ici 2020, pour les véhicules neufs.

- encourager l'achat de véhicules économes en carburant, grâce notamment à l'harmonisation et l'amélioration de l'étiquetage des véhicules et à des dispositions incitant les Etats membres qui prélèvent des taxes automobiles à calculer ces taxes en fonction des émissions de CO<sub>2</sub> ;
- adopter un code européen de bonnes pratiques commerciales et publicitaires afin d'inciter les constructeurs automobiles à se livrer concurrence sur le terrain du rendement énergétique plutôt que sur celui de la taille ou de la puissance des voitures.

Par ailleurs, si les progrès technologiques ont permis de réduire considérablement, depuis trente ans, le niveau des émissions de polluants des véhicules<sup>62</sup>, l'âge moyen des véhicules est autour de 16 ans. Il est donc nécessaire de favoriser tous les aspects de l'environnement automobile, notamment :

- le développement de carburants de substitution (biocarburants) ; le développement de l'utilisation des biocarburants, avec l'objectif d'atteindre 10 % des consommations de carburants de l'Union à l'horizon 2020, est abordé par la suite (cf. point 1.6 ci-après),
- les comportements économes en carburant (« *ecodriving* », qualité et pression des pneus, etc.),
- l'utilisation des transports urbains (des propositions sont attendues à la suite d'une consultation qui sera menée sur le fondement d'un livre vert sur les transports urbains, prévue à l'automne 2007),
- et l'utilisation de l'outil fiscal pour accélérer le renouvellement du parc.

### **3.1.5 Porter à 20 % du bilan énergétique global la part des énergies d'origine renouvelable en 2020**

#### *3.1.5.1 Un objectif ambitieux au regard de la production actuelle d'énergies renouvelables dans l'Union*

<sup>61</sup> En outre, « à dire d'expert », le recours à de nouveaux carburants à plus faible émission de CO<sub>2</sub> (biocarburants) pourrait permettre d'obtenir une réduction d'environ 5 g CO<sub>2</sub>/km. L'amélioration de l'efficacité des équipements automobiles (pneus, systèmes de climatisation, etc.) pourrait également conduire à une réduction d'environ 5 g CO<sub>2</sub>/km pour atteindre l'objectif.

<sup>62</sup> 20 nouvelles voitures d'aujourd'hui rejettent le même niveau d'émissions qu'une voiture des années 70.

La directive<sup>63</sup> relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (EnR) sur le marché intérieur de l'électricité a fixé à 12 % l'objectif indicatif de consommation d'énergie brute à partir de sources d'énergies renouvelables, d'ici 2010, et à 21 % celui de la part des renouvelables dans la production d'électricité.

La Commission propose<sup>64</sup> de porter cet objectif à 20 %, en 2020, du bilan énergétique global de l'UE, en le transformant par ailleurs en un engagement contraignant pour l'Union. Le Conseil européen, qui s'est tenu à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007, a confirmé le caractère engageant de cet objectif au niveau de l'Union, la contrainte pour chaque Etat membre devant être calculée de manière juste et équilibrée, en tenant compte de situations de départ différentes, du potentiel de chaque Etat membre et des bouquets énergétiques existants.

A l'image de la proposition d'engagement de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, cette proposition d'engagement apparaît très ambitieuse au regard de la situation actuelle.

En effet, en 2004, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique de l'UE15 était inférieure à 7 %. Pour l'avenir, selon le scénario de base du rapport de la Commission européenne « *European energy and transport : trends to 2030* »<sup>65</sup>, c'est-à-dire sans mesures nouvelles, l'objectif de 20 % d'EnR dans le mix énergétique global de l'Union ne serait pas réalisé avant 2030.

Enfin, sur le plan économique, la Commission européenne évalue<sup>66</sup> qu'« *en supposant des prix de l'énergie fondés sur le baril de pétrole à 48 dollars, les énergies renouvelables utilisées dans le scénario "statu quo" devraient coûter, en 2020, 13 milliards d'euros par an de plus que les énergies conventionnelles. Pour une part de 20 % d'énergies renouvelables, le surcoût serait de 24 à 31 milliards d'euros. Ces surcoûts seraient cependant presque entièrement contrebalancés avec un pétrole plus cher, à 78 dollars le baril, et si les émissions de CO<sub>2</sub> étaient évaluées à 25 euros la tonne.* »

La Commission propose de fixer un objectif engageant pour l'ensemble de l'Union, chaque Etat membre devant déterminer les mesures qu'il entend mettre en œuvre pour atteindre l'objectif qui sera le sien.

Rappelons que dans le cas de la France, l'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique prévoit de satisfaire 10 % de nos besoins énergétiques à partir de sources d'énergie renouvelable en 2010. La loi ne prévoit de déterminer l'objectif pour 2020 qu'en 2010.

Pour aller plus loin dans l'analyse, il convient de distinguer les différents usages possibles des EnR afin d'évaluer les contributions possibles au bilan énergétique national.

### 3.1.5.2 Un gisement limité pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

La contribution des EnR dans le domaine de la production d'électricité est l'axe de développement qui a été privilégié au niveau européen<sup>67</sup>.

<sup>63</sup> Directive 2001/77 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.

<sup>64</sup> Communication de la Commission « *une politique de l'énergie pour l'Europe* », publiée le 10 janvier 2007.

<sup>65</sup> Scénario de base - Scenarios on energy efficiency and renewables, DG TREN, juillet 2006.

<sup>66</sup> Document de travail des services de la Commission, « *Feuille de route sur les énergies renouvelables* », publié le 10 janvier 2007.

<sup>67</sup> Directive 2001/77 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.



Pour la France, la programmation pluriannuelle des investissements 2005-2015<sup>68</sup> (PPI) précise un objectif à l'horizon 2015 et propose des scénarios de développement des EnR à l'horizon 2010 (cf. tableau ci-dessous).

Tableau n° 2 : Scenarios de la PPI

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

*Scénarios de production électrique d'origine renouvelable de la PPI*

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

Le scénario haut conduit en 2010 à une production d'EnR de 105,5 TWh, soit environ 20 % de la prévision de consommation intérieure brute d'électricité<sup>69</sup>.

Tout en s'appuyant sur la filière hydroélectrique, dont les possibilités de développement sont limitées, la croissance de la production d'électricité à partir d'EnR repose, principalement, sur le potentiel de développement de l'éolien et dans une moindre mesure sur la biomasse.

En effet, selon les prévisions de la PPI, « *Tout accroissement significatif de la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute passe par l'éolien : hors développement de l'éolien, la somme de l'ensemble des objectifs hauts pour les autres filières en 2010 conduit à une fraction inférieure à 15,5 % dans tous les scénarios de demande. Il n'y a donc pas d'alternative à l'éolien, en France et d'ici 2015, pour un développement significatif des énergies renouvelables dans la production électrique. Il est donc essentiel de parvenir à surmonter les problèmes liés à l'acceptabilité locale des projets éoliens.* ».

L'annexe de l'arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité prévoit donc l'installation de 13 500 MW d'éolien de plus d'ici 2010 et 17 500 MW en 2015 pour répondre aux objectifs de production fixés par la PPI.

Toutefois, ces objectifs ne sont pas sans conséquence : la production éolienne induit des contraintes non négligeables sur le système électrique, liée à son caractère intermittent et difficilement prévisible à plus de 6 heures, en raison des contraintes de prévisions météorologiques des vents.

<sup>68</sup> PPI – rapport au Parlement, 9 juin 2006, p. 50.

<sup>69</sup> Hypothèses du scénario médian du Bilan prévisionnel 2005 de l'équilibre offre/demande d'électricité en France réalisé par RTE (consommation intérieure de l'ordre de 508 TWh en 2010).

Ainsi, à puissance installée égale, la production d'électricité d'un champ d'éoliennes atteint approximativement, en moyenne, 30 % de la production d'une centrale thermique classique.

L'installation de capacités de substitution, rapidement mobilisables (centrales hydroélectriques, mais aussi centrales thermiques émettrices de CO<sub>2</sub>) est donc essentielle pour maintenir la fiabilité et la sécurité du réseau<sup>70</sup>.

L'installation des champs d'éoliennes sur le territoire nécessite, par ailleurs, une adaptation et des investissements dans les réseaux d'électricité.

Les contraintes liées au développement de l'éolien rendent peu réalistes les objectifs de la PPI aux échéances 2010 et 2015. Dans ces conditions, il paraît difficile d'envisager l'atteinte dans les délais, voire le dépassement d'une production d'origine renouvelable qui soit supérieure à 20 % de la consommation d'électricité dans un Etat membre comme la France.

L'ambition affichée par la Commission européenne d'atteindre, en 2020, une part de 34 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation globale de l'Union (à comparer avec l'objectif de 21 % en 2010) apparaît également excessivement élevée et peu réaliste.

Le gisement de renouvelables pour la production d'électricité ne sera pas en mesure de couvrir plus de 3 à 4 % des consommations finales d'énergies, ce qui correspond à une part encore inférieure du bilan énergétique global, tenant compte des consommations d'énergie intermédiaires.

Pour atteindre l'objectif de développement de la part des renouvelables dans le bilan énergétique global, il convient donc de soutenir le développement des autres usages possibles d'EnR, et, notamment, l'usage thermique. L'atteinte de l'objectif principal, qui est la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, nécessite également de soutenir l'ensemble des filières de production d'énergie non émettrices de CO<sub>2</sub>, telles que la filière nucléaire et, demain, celle du « *charbon propre* » avec captation et séquestration du CO<sub>2</sub>.

### 3.1.5.3 Une priorité doit être donnée au développement des renouvelables thermiques

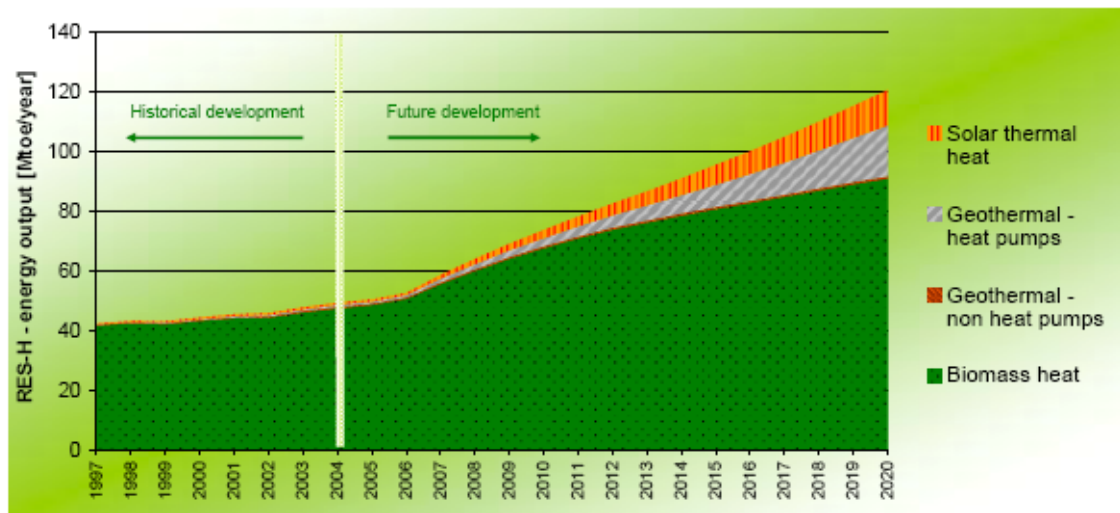
L'utilisation des EnR pour des usages thermiques tels que le chauffage des bâtiments et la climatisation doit jouer un rôle important dans la réduction de nos émissions de GES car c'est l'utilisation la plus rationnelle de l'énergie solaire et d'une bonne partie de la biomasse.

La Commission européenne appelle de ses vœux un fort développement des EnR thermiques et souligne que « *dans le secteur du chauffage et du refroidissement, des progrès sont attendus de plusieurs technologies. La Suède, par exemple, possède un parc de plus de 185 000 pompes à chaleur géothermique installées. L'Allemagne et l'Autriche ont été des pionniers du chauffage à l'énergie solaire. Si les autres États membres atteignaient les mêmes niveaux d'utilisation, la part de sources d'énergie renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement augmenterait de 50 %* »<sup>71</sup>.

Graphique n° 3 : Développement des EnR : projection à 2020 pour le chauffage et le refroidissement

<sup>70</sup> Cette intermittence est d'autant plus difficile à gérer que la bonne disponibilité des éoliennes en période climatique extrême, c'est-à-dire à des périodes de forte consommation d'électricité, n'est pas établie. Cette question doit encore être approfondie en collaboration avec Météo France.

<sup>71</sup> Communication de la commission publiée le 10 janvier 2007 relative aux données de l'énergie (p.28) et Communication de la Commission « Une politique de l'énergie pour l'Europe », publiée le 10 janvier 2007.



Source : Commission européenne, Renewables Roadmap

En France, l'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 précitée souligne que les EnR « *thermiques se substituant en très large partie aux énergies fossiles et permettant donc de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre, leur développement constitue une priorité essentielle et doit permettre, d'ici à 2010, une augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable.* »

Trois filières sont appelées à jouer un rôle non négligeable : la biomasse, le solaire et la géothermie<sup>72</sup> :

- La biomasse et notamment le bois

La combustion du bois de chauffage a produit, en 2002, 8,15 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) ce qui en fait la principale énergie renouvelable en France. Outre les chauffages des particuliers et certaines chaufferies industrielles, le marché des chaufferies collectives, alimentant notamment des réseaux de chaleur, consomme environ un million de m<sup>3</sup> de bois par an. L'ADEME souligne que ce secteur croît au rythme d'environ 20 % par an.

- Le solaire thermique

Le bon ensoleillement du territoire, y compris dans le nord du pays, permettrait de couvrir de 40 à 70 % des besoins cumulés en eau chaude sanitaire et en chauffage. Or, l'eau chaude sanitaire et le chauffage sont responsables de 80 % de la consommation d'énergie du secteur résidentiel qui est à l'origine de 19 % des émissions françaises de CO<sub>2</sub>.

Ainsi, en théorie, la seule filière solaire thermique pourrait permettre de réduire de 6 à 10 % nos émissions de CO<sub>2</sub>.

Par ailleurs, le potentiel de développement de cette filière est considérable. En effet, la production d'énergie par la filière solaire thermique est<sup>73</sup>, en France, quatre fois inférieure à celle de l'Autriche, 7,5 fois inférieure à celle de l'Allemagne et environ quarante fois inférieure à celle du Japon. En termes de surface installée, le retard de la France (670 000 m<sup>2</sup> fin 2002) est également important par rapport aux pays européens les plus avancés comme

<sup>72</sup> Rapport d'information sur la politique de soutien au développement des énergies renouvelables de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, Serge Poignant, publié le 21 octobre 2003.

<sup>73</sup> Selon l'AIE.

l'Allemagne (4,7 millions de m<sup>2</sup> fin 2002), la Grèce (2,8 millions de m<sup>2</sup>) et l'Autriche (2,5 millions de m<sup>2</sup>).

- La géothermie

La France a été, à partir de la fin des années 1970, à la pointe de l'utilisation de la géothermie avec de nombreuses installations réalisées dans le Bassin parisien. Celles-ci ont rencontré des difficultés techniques (liées, notamment, à des problèmes de corrosion) et économiques. De nouveaux projets pilotes sont en voie de développement. Le potentiel exploitable de cette filière est compris<sup>74</sup> entre 100 à 135 TWh/an en France pour un coût estimé à 60 €/le MWh.

De nouveaux équipements, telles que les pompes à chaleur géothermiques par exemple, pourraient être largement déployés.

En effet, cette technologie, qui consiste à récupérer de l'énergie solaire stockée quotidiennement sous forme de calories dans le sol, présente des performances énergétiques intéressantes puisque, pour un kWh d'énergie électrique consommé, elle restitue trois à quatre kWh de chaleur pour un logement. Certains modèles permettent, également, la production d'eau chaude sanitaire, ou la production de froid en été (pompes réversibles).

### **3.1.6 Porter à 10 % en 2020 la part des biocarburants dans la consommation totale de carburants**

#### *3.1.6.1 Un objectif ambitieux*

La Commission européenne propose de porter à 10 % la part des biocarburants, seuls substitués au pétrole immédiatement disponibles<sup>75</sup>, dans la consommation totale de carburant, avec l'objectif affiché de diminuer à la fois les émissions de GES et la dépendance au pétrole.

Parmi les différentes filières d'énergies renouvelables, les biocarburants sont les seuls à ce jour qui ont donné lieu à des objectifs quantifiés engageants.

En effet, la directive du 8 mai 2003 concernant les biocarburants<sup>76</sup> prévoit que « *les États membres veillent à ce que, le 31 décembre 2005 au plus tard, la part minimale des biocarburants vendus sur leur marché atteigne un pourcentage de 2 % et de 5,75 % d'ici à décembre 2010. Tout État membre qui fixe des objectifs moins élevés devra le justifier à l'aide de critères objectifs* ». En France, cet objectif est repris à l'article 4 de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

Le rapport de la Commission européenne sur les progrès accomplis en matière de biocarburants<sup>77</sup> fait un bilan très mitigé de l'action déjà entreprise, la Commission estimant qu'il est peu probable que les États membres atteignent l'objectif de 5,75 % fixé pour 2010.

---

<sup>74</sup> Selon l'ADEME.

<sup>75</sup> Cf. travaux du groupe 3 sur les autres substitués possibles, tels l'hydrogène.

<sup>76</sup> Directive 2003/30 du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports.

<sup>77</sup> Rapport de la Commission, du 10 janvier 2007, sur les biocarburants - Rapport sur les progrès accomplis en matière de biocarburants et d'autres carburants renouvelables dans les États membres de l'Union européenne.

Toutefois, dans ce même rapport, la Commission considère qu'il est nécessaire d'aller plus loin et de fixer un objectif contraignant, applicable à l'ensemble de l'UE, de 10 % de biocarburants pour 2020.

### 3.1.6.2 Un bilan énergétique et écologique modeste mais positif

Il existe deux grandes familles de biocarburants susceptibles de se substituer aux carburants fossiles :

- le bioéthanol, mélangé à l'essence, est obtenu à partir d'alcool produit avec des plantes contenant du sucre (betterave, canne à sucre) ou de l'amidon (céréales) ;
- le diester, ou biodiesel, mélangé au gazole, est issu de plantes oléagineuses contenant de l'huile (colza, tournesol, palme).

L'intérêt de la promotion des biocarburants pour contribuer aux objectifs du « *paquet énergie* » s'analyse, principalement, en terme de réduction des émissions de GES et de réduction de la dépendance énergétique (pétrole).

Cependant, le bilan énergétique des biocarburants produits en France est difficile à établir car il n'existe pas de consensus scientifique sur la méthode de calcul à retenir.

Le bilan énergétique, évalué selon plusieurs méthodes<sup>78</sup>, consiste à évaluer l'énergie restituée par un litre de biocarburant, par rapport à l'énergie non renouvelable consommée pour le produire.

Le bilan énergétique « *énergie restituée / énergie consommée* » permet le calcul d'un ratio qui, lorsqu'il est supérieur à 1, indique que l'économie en énergie non renouvelable l'emporte sur la dépense.

Les évaluations disponibles conduisent à des ratios supérieurs à 1 et, donc, à des bilans énergétiques positifs.

Il convient de noter que le bilan du biodiesel<sup>79</sup> est nettement meilleur que celui de l'éthanol<sup>80</sup> et que l'éthanol produit à partir de cannes à sucre (comme au Brésil) présente un rendement énergétique bien supérieur en raison d'étapes de transformation plus simple et plus économe d'énergie.

Le bilan écologique des biocarburants, en terme d'émissions de gaz à effet de serre, est, en moyenne, positif<sup>81</sup>, c'est à dire qu'il conduit à leur diminution.

Les biocarburants ne sauraient toutefois résoudre, par eux-mêmes, le défi que représente la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le secteur des transports. Ils ne devraient, en effet, contribuer « *à dire d'expert* » qu'à hauteur de 5 g CO<sub>2</sub>/km à la réduction des émissions moyennes des véhicules neufs commercialisés.

---

<sup>78</sup> Cf. notamment ADEME/DIREM (septembre 2002), *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France*, note de synthèse d'après les travaux d'Ecobilan Price Waterhouse Coopers et J-C. Sourie, D. Tréguer et S. Rozakis, *L'ambivalence des filières biocarburants*, INRA Sciences Sociales, n°2 décembre 2005.

<sup>79</sup> Produit en France à partir de colza.

<sup>80</sup> Produit en France à partir de céréales (blé) et de betteraves.

<sup>81</sup> Source ADEME.

Cette contribution positive demeurerait donc modeste par rapport aux objectifs de réduction souhaitables (par rapport au niveau actuel des émissions moyennes des nouveaux véhicules commercialisés) : environ 20 g CO<sub>2</sub>/km dans le cadre de l'accord volontaire de 1998 entre la Commission européenne et l'ACAE et plus de 40 g CO<sub>2</sub>/km, d'ici 2012, selon l'objectif souhaité par la Commission européenne dans le cadre du contrôle des émissions des véhicules routiers.

En tout état de cause, la réalisation de l'objectif contraignant de 10 % ne sera possible à moindre coût qu'avec le développement des biocarburants dits « *de seconde génération* » pour la production desquels l'ensemble du végétal (et non uniquement la graine)<sup>82</sup> sera utilisé, générant une importante amélioration des performances énergétiques et environnementales de cette filière.

Enfin, le développement de la filière des biocarburants doit tenir compte de certaines difficultés, notamment des capacités de production limitées en France et en Europe, ainsi qu'un coût non négligeable pour les finances publiques dans le cadre actuel.

### 3.1.6.3 Des capacités de production limitées

Le développement de la production de biocarburants en France doit tenir compte des surfaces disponibles et de l'arbitrage économique qui peut être fait par les agriculteurs entre la production de biocarburants et les cultures alimentaires<sup>83</sup>.

L'arbitrage entre cultures à finalités alimentaires et énergétiques est fonction du niveau de rémunération de chaque filière, et ce d'autant plus qu'un taux de corrélation positif entre l'évolution des prix du pétrole et les prix du sucre a déjà été constaté.

Cette concurrence se manifeste principalement entre les colzas (à usages alimentaires et non alimentaires) et, dans une moindre mesure, entre colza et céréales. Il devrait en résulter des tensions sur les prix des denrées alimentaires<sup>84</sup>.

Par ailleurs, le développement de nouvelles cultures soulève la question du partage des ressources en eau, de la protection de sa qualité, de l'épuisement des sols et de la déforestation, qui n'est aujourd'hui plus négligeable, notamment au Brésil.

Il convient d'ajouter que, si les terres arables disponibles en Europe ne suffisaient pas à la réalisation de l'objectif d'une part de 10 % de biocarburants dans la consommation totale de carburants en Europe, l'objectif pourrait être atteint en ayant recours, au moins partiellement, aux importations en provenance de pays producteurs de cannes à sucre, et donc de biocarburants à faible coût (Brésil) ou en provenance de pays partenaires (Russie, Ukraine, etc.).

Dans ces conditions, la promotion des biocarburants pourrait substituer aux risques liés à la géopolitique du pétrole ceux d'une géopolitique alimentaire ou climatique dont il n'est pas certain qu'elle soit, à terme, beaucoup plus stable.

---

<sup>82</sup> Pour une description plus détaillée, cf. chapitre 10 « Biomasse » du rapport du groupe 3 sur les innovations technologiques.

<sup>83</sup> La production de biocarburants a commencé progressivement en France en 1992, avec la possibilité offerte aux agriculteurs d'affecter une partie de leurs terres à des cultures non-alimentaires, compte tenu des mises en jachère imposées dans le cadre de la politique agricole commune. Les jachères représentent, en France, actuellement, 1,5 million d'ha. Or, selon l'INRA (2005), la réalisation des objectifs fixés par la directive et par la loi implique l'utilisation d'une surface bien plus importante.

<sup>84</sup> Jean-Claude Sourie, David Tréguer, Stelios Rozakis, INRA sciences sociales, n° 2, décembre 2005.

#### 3.1.6.4 Un coût important pour les finances publiques et une attractivité limitée pour le consommateur

Le plan de soutien à la filière biocarburants en France vise à la multiplication par sept de la consommation de biocarburants d'ici 2010, pouvant se traduire par l'utilisation du dixième des terres labourables françaises à des fins énergétiques. Les mesures de soutien reposent sur deux outils, la défiscalisation et le prélèvement de la TGAP.

Pour soutenir la production de biocarburant, le gouvernement accorde, depuis 1992, une réduction de TIPP<sup>85</sup> ainsi que :

- des aides agricoles, accordées dans le cadre de la PAC : aide publique de 45 €/ha de terre de culture alimentaire convertie en culture énergétique (dans la limite de 1,5 millions d'hectares pour toute l'Europe) ;
- des mesures destinées à soutenir l'utilisation de biocarburants (amortissement exceptionnel sur 12 mois en cas d'achat d'un véhicule neuf par les sociétés avant le 1er janvier 2010, exonération pendant 8 trimestres de la taxe annuelle sur les véhicules de société, exonération possible de la taxe sur les certificats d'immatriculation et exonération de la taxe sur les véhicules les plus polluants à hauteur de 50 %).

A l'inverse, la TGAP<sup>86</sup>, introduit en 2005, sanctionne financièrement le non-respect par les distributeurs de carburants de leurs obligations en matière de biocarburants.

Le « coût », pour les finances publiques, de la réduction de la TIPP pour les biocarburants a été évalué par le ministère des finances à 610 millions d'euros et celui des mesures fiscales en faveur de l'E85 à 20 millions d'euros pour 2007.<sup>87</sup>

Par ailleurs, la valeur énergétique des biocarburants est inférieure à celle des produits pétroliers<sup>88</sup>, notamment pour l'éthanol, ce qui entraîne une augmentation de la consommation des mélanges. Ainsi, par exemple, le pouvoir énergétique de l'E85 étant inférieur de 30 % à celui de l'essence et de 36 % à celui du gazole, il faut ajouter au prix d'un litre d'E95 à la pompe, compris entre 0,80 et 0,85 €, pour un déplacement dans des conditions équivalentes, près de 0,25 € de surconsommation par rapport au SP 95 et environ 0,30 € par rapport au gazole.

Le développement des biocarburants pourrait donc présenter des avantages à condition de cibler les soutiens sur les filières de production les plus efficaces sur le plan environnemental et sur le plan économique. Les externalités environnementales positives et le coût important des dispositifs pour les finances publiques doivent être évalués finement pour assurer que les biocarburants contribueront efficacement au volet transports de la politique énergétique.

#### 3.1.7 Objectif + 20 % d'efficacité énergétique en 2020

---

<sup>85</sup> Taxe intérieure sur les produits pétroliers.

<sup>86</sup> Taxe générale sur les activités polluantes.

<sup>87</sup> Le rapport de mission du Conseil général des mines, du Conseil général du génie rural des eaux et forêts et de l'Inspection générale des finances, du 20 septembre 2005, sur *l'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants* évalue que le plan de soutien à la filière conduirait à une dépense fiscale de l'ordre de 3,7 milliards d'euros à l'horizon 2010. La mission a formulé un certain nombre de recommandations pour une révision significative du dispositif de soutien avec trois objectifs centraux : l'offre aux producteurs de biocarburants des perspectives crédibles et diversifiées d'écoulement de la production, la fluidisation du marché et la baisse de la charge supportée par le consommateur – contribuable pour financer le développement des biocarburants.

<sup>88</sup> La mesure de leur contenu énergétique est donnée par le pouvoir calorifique.

### 3.1.7.1 Un objectif consensuel, nécessitant l'évolution des comportements individuels

La réduction de nos consommations d'énergie par des mesures de maîtrise de la demande et d'amélioration de l'efficacité énergétique est une priorité majeure pour réduire nos émissions de CO<sub>2</sub> et souvent pour un coût faible, voire des gains nets pour les consommateurs lorsqu'il s'agit, pour partie, de réduire les gaspillages.

A l'appui de son Plan d'action pour l'efficacité énergétique, dévoilé le 9 novembre 2006, la Commission estime que les mesures envisagées permettraient une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> double de celle prévue dans le cadre des engagements de Kyoto.

En France, l'article 3 de la loi du 13 juillet 2005 précitée souligne que « *le premier axe de la politique énergétique est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % d'ici à 2015 et à 2,5 % de 2015 à 2030.* »

La réalisation de ces objectifs nécessite des mesures volontaristes pour la modification des comportements individuels. L'ensemble des instruments de politiques publiques doit être mobilisé, notamment la réglementation relative à l'efficacité énergétique des équipements et aux déchets, la fiscalité, la sensibilisation du public, l'éducation, l'information des consommateurs, etc.

L'encouragement des consommateurs à adopter des comportements individuels « *vertueux* » est indispensable pour réduire, rapidement, les gaspillages (éteindre les lumières inutiles, baisser le chauffage la nuit, etc.) ou pour susciter des utilisations économiquement plus rationnelles (ne pas prendre sa voiture pour de très courts trajets, adopter un mode de conduite favorable aux économies de carburants...).

En tout état de cause, la sensibilisation des consommateurs est le préalable à toute action pour obtenir une plus grande acceptation des mesures voire l'adoption de comportements spontanés en faveur des économies d'énergie.

Il est également essentiel d'aller plus loin et de s'assurer que l'organisation des modes de vie, et, notamment, le transport entre le domicile et le lieu de travail, ne génère pas des consommations supplémentaires d'énergie trop importantes (par exemple: l'éloignement habitat/travail peut justifier l'achat d'une seconde voiture, etc.). Par conséquent, la maîtrise des besoins énergétiques, pour être efficace, doit être coordonnée avec d'autres politiques publiques, notamment de l'urbanisme ou de l'aménagement du territoire.

### 3.1.7.2 De gros efforts de normalisation, de réglementation et d'éducation

Dans le domaine de la normalisation, de l'étiquetage et de la réglementation, domaines où l'action de l'Union européenne est incontournable, trois secteurs se distinguent par leur potentiel d'économies d'énergie :

- les équipements domestiques, avec le renforcement des programmes de certification ou de normalisation relatifs à l'efficacité énergétique (étiquetage de la consommation d'énergie des appareils, ampoules basse consommation, interdiction des appareils trop fortement consommateurs, notamment en veille, etc.) ;
- l'habitat (résidentiel-tertiaire) avec le renforcement périodique des normes de construction (isolation, double vitrage, éclairage basse consommation, réfrigération, chauffage central, systèmes de conditionnement d'air, généralisation des pompes à chaleur, etc.) et, dans



l'habitat ancien, avec l'obligation de réaliser des travaux de rénovation dès lors que l'immeuble a des déperditions d'énergie supérieures à un certain niveau ;

- le transport routier, le secteur des transports étant celui dont la consommation d'énergie augmente le plus. Il est essentiel d'utiliser la normalisation et la réglementation européenne pour s'assurer que tous les constructeurs européens d'automobiles améliorent, progressivement, l'efficacité énergétique des véhicules (rendement énergétique des moteurs, dispositifs d'aide à la conduite, etc.). En effet, la limitation de la vitesse maximale des nouveaux véhicules pourrait réduire, rapidement et significativement, les émissions de CO<sub>2</sub> de ce secteur<sup>89</sup>.

Les actions en faveur de l'efficacité énergétique produisent des effets progressifs, qui ne sont mesurables que sur plusieurs années. Pour être efficace, l'action publique doit donc privilégier des mesures aux effets durables. Le coût des instruments publics mobilisés et la simplicité du contrôle doit également être pris en compte, ainsi que le soutien nécessaire pour les personnes les plus défavorisées.

### *3.1.7.3 Un accord international sur l'efficacité énergétique pouvant aller jusqu'à interdire la commercialisation de produits énergétiquement inefficaces doit être conclu*

La priorité des pays en voie d'industrialisation est de développer et d'investir dans de nouveaux équipements de production, d'assurer une meilleure utilisation des capacités existantes et d'améliorer le niveau de vie et donc de consommation des habitants.

Trop souvent, ce n'est qu'une fois un certain niveau de développement atteint, que la question de l'amélioration de l'efficacité énergétique se pose avec acuité, notamment lorsqu'elle devient indissociable de la modernisation de l'appareil de production et des exigences de la compétitivité internationale.

La France, dans le cadre de l'UE et/ou de l'OCDE, doit donc soutenir la conclusion d'un accord international relatif à la promotion de l'efficacité énergétique, impliquant en particulier les grands pays émergents.

Cet accord aurait pour objet d'aider à la diffusion de technologies économes en énergie et à l'adoption de « *bonnes pratiques* ». Pour être pleinement efficace, il devrait aller jusqu'à interdire la commercialisation de produits particulièrement inefficaces sur le plan énergétique dans les Etats parties à l'accord.

### **3.1.8 En conclusion sur l'objectif principal de réduction des émissions de GES et les objectifs qui lui sont liés**

La proposition de la Commission pour un engagement de réduction de 20 % des émissions de GES à l'horizon de 2020 s'accompagne d'un certain nombre de mesures pour atteindre cet objectif.

Toutefois, la Commission n'évalue pas précisément le coût des mesures esquissées en comparaison du coût de l'inaction. Ces évaluations devraient être précisées pour permettre de mieux négocier avec les Etats membres leurs engagements respectifs et de choisir les mesures les plus appropriées pour les respecter.

---

<sup>89</sup> Une étude de l'INRETS (Institut national de recherche sur les transports et leur sécurité) constate que plus une voiture est capable de rouler vite, plus ses émissions de polluants sont importantes, même à faible allure.

Parmi la série de mesures envisagées par la Commission, les actions relatives aux énergies renouvelables thermiques et à l'efficacité énergétique méritent une attention prioritaire, compte tenu de leur faisabilité et de l'impact significatif sur les réductions d'émission de GES à un coût maîtrisé pour la collectivité.

Il n'en reste pas moins qu'un objectif global de réduction de 20 % des émissions de GES de l'Union à l'horizon 2020 par rapport à leur niveau de 1990 est ambitieux. Le caractère unilatéral de la proposition d'engagement soulève, par ailleurs, des questions sur l'attitude de nos partenaires et sur les conséquences en termes de compétitivité européenne, si aucune mesure n'est adoptée pour s'assurer que tous les acteurs sont traités de manière égale.

Un engagement réaliste à l'échelle de l'Union européenne pour la réduction des émissions de GES aura plus de chance d'être atteint s'il laisse aux Etats membres les souplesses nécessaires pour choisir les politiques et les instruments adaptés à leurs situations très diverses, tant en ce qui concerne les habitudes de consommation, la géographie, qu'en ce qui concerne le potentiel national de réduction des émissions dans les secteurs économiques clefs en tenant compte des efforts déjà réalisés par chaque Etat membre en terme de mix énergétique.

Le Conseil européen qui s'est tenu à Bruxelles les 8 et 9 mars 2007 a confirmé, outre l'objectif engageant de réduction des émissions de GES de 20 % d'ici 2020, les autres objectifs engageants, tout aussi ambitieux, de 20 % de la part des EnR dans la consommation totale d'énergie de l'UE et de 10 % de la part des biocarburants dans la consommation d'essence et de diesel de chaque Etat membre d'ici 2020.

Les conclusions du Conseil indiquent que la répartition de l'objectif global de 20 % d'EnR entre les Etats membres tiendra compte des efforts déjà entrepris, du potentiel de chaque Etat membre et de leur mix énergétique.

Toutefois, ces marges de manœuvre seront-elles suffisantes pour prendre en considération les efforts d'investissements et les choix du bouquet énergétique français, faiblement émetteur de gaz à effet de serre par rapport à d'autres Etats membres ?

Deux voies alternatives pourraient être envisagées : retenir pour seul objectif engageant la réduction globale des émissions de GES de l'UE de 20 % en 2020 par rapport au niveau de 1990 (les autres objectifs n'étant qu'indicatifs, en laissant le soin à chaque Etat membre le choix des mesures efficaces pour ce qui le concerne), ou bien s'inscrire dans le cadre d'un objectif plus général de production d'énergie faiblement carbonée, estimé à une réduction de 40 % environ des émissions de GES à un horizon un peu plus lointain que 2020 (comme la Commission l'avait envisagé dans son Livre vert de mars 2006), laissant chaque Etat membre libre d'adopter les mesures (efficacité énergétique, énergies renouvelables, nucléaire, captage et stockage de CO<sub>2</sub>) les plus efficaces pour l'atteindre compte tenu de sa situation et de ses choix.

### **3.2 Renforcer la sécurité d'approvisionnement**

En 2004, 44 % du gaz importé dans l'UE provenait, par ordre décroissant, de Russie, d'Algérie, du Nigeria ou du Qatar et 51 % du pétrole importé provenait de Russie, d'Arabie Saoudite, de Libye, d'Iran et d'Algérie.

Cette dépendance énergétique de l'Union européenne à l'égard d'un faible nombre de pays devrait s'aggraver sous le triple effet de l'augmentation constante de nos besoins, de l'épuisement des réserves en mer du Nord et d'une concentration accrue de nos fournisseurs.

Les crises entre la Russie et l'Ukraine, début 2006, et la Biélorussie, début 2007, soulignent la fragilité des approvisionnements européens en gaz et en pétrole et la tentation de certains fournisseurs d'utiliser leur pouvoir de marché pour mieux contrôler leurs relations commerciales.

C'est pourquoi, la Commission européenne a formulé des propositions pour renforcer la sécurité des approvisionnements de l'Union, principalement en gaz et en pétrole<sup>90</sup>.

### **3.2.1 Des propositions intéressantes, mais qui méritent d'être précisées**

#### *3.2.1.1 La politique énergétique extérieure*

Les propositions de la Commission consistant à promouvoir la négociation d'accords internationaux concernant le changement climatique, l'extension des droits d'émission à de nouveaux pays, le renforcement de la politique extérieure européenne avec les régions voisines dans le domaine de l'énergie, le développement des infrastructures énergétiques stratégiques en dehors de l'Union, l'amélioration des relations avec les pays producteurs (avec la Russie en particulier) et avec les pays de transit sont positives pour le renforcement de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne

Toutefois, la politique énergétique extérieure de l'Union souffre d'un manque de coordination entre des Etats membres incapables de s'exprimer d'une seule voix sur les questions énergétiques. Cette absence d'harmonisation des positions des Etats membres réduit considérablement la force de négociation de l'Union dans ses relations avec les pays tiers.

Des mesures fortes et concrètes pourraient être envisagées pour renforcer la coordination européenne. Le gouvernement français a par exemple proposé la nomination d'un représentant spécial pour défendre les intérêts stratégiques de l'UE dans le domaine de l'énergie vis-à-vis des pays tiers, à l'image de ce qui existe déjà avec les adjoints du haut représentant pour la politique étrangère et de sécurité commune, Javier Solana.

#### *3.2.1.2 Les mécanismes de solidarité relatifs aux stocks de pétrole*

Conformément à l'Accord sur un programme international de l'énergie, signé le 18 novembre 1974, l'Agence Internationale de l'Energie a pour mission :

- de gérer certains stocks de pétrole de ses membres, au moins équivalent à 90 jours des importations net de pétrole,
- de demander à ses membres, en cas de grave rupture d'approvisionnement, la libération des stocks, la restriction de la demande, l'augmentation de la production nationale (quand c'est possible) ou l'effacement de la consommation de certains consommateurs au profit d'autres sources d'énergie.

---

<sup>90</sup> Cf. partie II. B du rapport et la Communication de la Commission « *une politique de l'énergie pour l'Europe* ».

Les Etats membres de l'Union européenne sont, à l'exception de certains pays d'Europe centrale, membres de l'AIE. L'Union européenne n'est pas membre de l'AIE mais participe à ses travaux.

Parallèlement, l'UE a instauré une obligation, pour les Etats membres, de stockage de pétrole brut et/ou de produits pétroliers correspondant à 90 jours de consommation intérieure mais ne dispose pas de mécanisme de réaction rapide en cas de crise.

La Commission souhaite donc améliorer l'efficacité de ce dispositif de solidarité, notamment en réexaminant les exigences imposées aux États membres : « *la suffisance des stocks devrait être analysée plus en détail, et une meilleure coordination devrait être assurée au cas où l'AIE préconiserait la libération des stocks.* »

Cette proposition devrait être examinée plus précisément. En effet, l'objectif étant de maintenir la capacité de réaction rapide de l'organisation en cas de crise, il est essentiel, avant l'adoption de toute nouvelle mesure de mutualisation, d'améliorer la transparence des informations sur le niveau des stocks pétroliers européens à travers une publication régulière de leur niveau, à l'instar des procédures en vigueur aux Etats-Unis.

### 3.2.1.3 Les possibilités d'accroître les stockages de gaz naturel

L'importance du gaz dans le mix énergétique européen et les conflits entre la Russie et plusieurs pays de transit soulignent l'importance de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Union en gaz naturel.

L'article 3 de la directive<sup>91</sup> du 26 avril 2004 concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel prévoit l'obligation pour les Etats membres de définir les rôles et responsabilités des différents acteurs sur le marché du gaz pour la mise en œuvre de politiques de sécurité d'approvisionnement et d'indiquer les normes minimales adéquates auxquelles ces acteurs doivent se soumettre. Il prévoit également que cette obligation ne doit pas représenter « *une charge déraisonnable et disproportionnée pour les acteurs* ». Cette absence de contrainte et de clarté de la directive sur les normes minimales applicables aux opérateurs n'a pas permis d'obtenir la mise en œuvre de mesures efficaces et harmonisées entre les Etats membres. De nouvelles mesures sont donc nécessaires pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union.

L'encouragement à la diversification, autant que possible, des sources d'approvisionnement en gaz naturel (en particulier grâce au développement de la filière GNL), de manière à atténuer la dépendance vis-à-vis d'un petit nombre de grands fournisseurs, constitue un moyen important d'atténuer l'exposition de l'Union au risque de rupture d'approvisionnement ou à celui de l'exercice de pouvoir de marché par un ou plusieurs fournisseurs dominants.

Les stockages de gaz naturel contribuent également avec les autres outils de modulation des approvisionnements gaziers, à la sécurité des approvisionnements en cas de crise (outre le rôle des stockages pour la gestion de l'équilibre du système gazier et des saisonnalités). Il est donc intéressant de veiller à leur développement dans l'Union.

Il convient, en effet, de noter que certains Etats membres, par exemple les Etats baltes, disposent de sites géologiques favorables à la constitution de stockages de gaz, sans que ces sites ne répondent à ce jour à des débouchés commerciaux. Il pourrait donc être opportun d'examiner, au niveau de l'Union, comment surmonter les obstacles au développement commercial de tels sites de stockage, proches de grandes voies d'approvisionnement gazier.

Par ailleurs, la Commission propose d'examiner la création de sites de stockages stratégiques de gaz. Le Conseil européen, les 8 et 9 mars 2007, lui demande de préciser son analyse sur ce point pour le Conseil prévu au mois de juin 2007.

L'éventualité de stockage stratégique de gaz doit être examinée avec prudence car la création et l'entretien de stockages stratégiques dénués de débouchés commerciaux seraient particulièrement coûteux, pour une utilisation réservée aux situations de crise majeure.

L'utilisation, en cas de crise, des réserves naturelles de gaz des Etats membres offre un outil de gestion de crise moins coûteux. En effet, la possibilité d'accéder prioritairement, dans certaines situations d'urgence, aux sites de production de gaz au sein de l'UE, conduirait à limiter rapidement et efficacement les ruptures d'approvisionnement en gaz des Etats membres.

---

<sup>91</sup> Directive 2004/67 du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

Sans aller jusqu'à envisager d'éventuels stockages de gaz stratégiques, la transparence des informations relatives à l'état des stocks et réserves naturelles de gaz disponibles dans l'Union pourrait être utilement renforcée.

Le groupe de coordination du gaz, prévu à l'article 7 de la directive du 26 avril 2004, est compétent pour examiner ces propositions.

### 3.2.2 L'importance de bilans prévisionnels nationaux consolidés au niveau européen

La sécurité d'approvisionnement repose sur des investissements de long terme de montants très importants : production d'électricité, terminaux méthaniers et stockages de gaz naturel et de pétrole, infrastructures de réseaux.

Ces investissements de long terme dépendent de la visibilité des investisseurs sur la rentabilité qui peut être espérée, tant pour les investissements dans les infrastructures des activités régulées que pour ceux destinés aux activités soumises au jeu de la concurrence.

L'augmentation constante de la demande, les caractéristiques économiques particulières des investissements dans le secteur de l'énergie qui sont soumis à des cycles longs, et les besoins de nouveaux investissements dans les moyens de production et de transport d'électricité et de gaz impliquent que le déclenchement des investissements se fasse « *au bon endroit et au bon moment* ».

Les prix de marché ne délivrent pas de signaux à suffisamment long terme pour assurer ce déclenchement.

Dans ces conditions, des bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande d'électricité et de gaz doivent être élaborés dans chaque Etat membre, pour jouer pleinement un rôle d'alerte en faveur des investissements nécessaires dans les infrastructures de production, de transport et de stockage<sup>92</sup>.

Ce dispositif de bilan prévisionnel, rendu obligatoire dans chaque Etat membre à l'horizon de 5 à 15 ans, devrait permettre d'anticiper les pénuries et donner aux acteurs du marché des signaux utiles pour construire à temps de nouvelles infrastructures énergétiques.

Les bilans nationaux devraient ensuite être consolidés au niveau européen, pour déterminer des capacités d'échanges en fonction des marges de sécurité disponibles dans chaque système énergétique national.

Remarquons enfin que l'établissement des bilans prévisionnels pour la production d'électricité doit reposer sur des hypothèses économiques crédibles, ce qui suppose une évaluation approfondie des prix de revient des différentes filières de production. Cette question est abordée dans le chapitre 3 relatif à la compétitivité du marché intérieur de l'énergie (cf. 3.3).

---

<sup>92</sup> En France, ce mécanisme existe : RTE établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pour le système électrique français. Les pouvoirs publics utilisent ces informations pour orienter les décisions en cohérence avec la politique énergétique dans le cadre de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI). La directive 2005/89 sur la sécurité des approvisionnements en électricité généralise le dispositif de bilan prévisionnel à l'ensemble des Etats membres, sans toutefois prévoir d'harmonisation des méthodologies choisies pour ces derniers. Le groupe pentalatéral sur l'énergie (France, Allemagne, Benelux) travaille à l'établissement de bilans prévisionnels nationaux coordonnés, en relation avec les gestionnaires de réseaux de transport concernés. L'association européenne des gestionnaires des réseaux de transport établit, par ailleurs, un rapport annuel intitulé « *generation adequacy report* » pour évaluer les besoins d'investissements ou de production à l'horizon de 10 ans ([www.etsa-net.org](http://www.etsa-net.org)).

### 3.2.3 Importance du développement des réseaux pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

Le développement des interconnexions électriques et gazières entre les Etats membres et avec les régions voisines est indispensable pour garantir leur sécurité d'approvisionnement.

Les interconnexions entre Etats membres permettent, en effet, d'échanger à tout moment de l'électricité et du gaz et ainsi de mieux faire face aux pointes de consommation en mobilisant les réserves disponibles nécessaires.

Les interconnexions gazières avec les régions voisines permettent de diversifier les sources d'approvisionnement et les routes d'acheminement indispensables à l'obtention d'une plus grande sécurité globale d'approvisionnement de l'Union.

C'est pourquoi la Commission souligne l'importance de promouvoir le développement de nos infrastructures transfrontalières dans le cadre d'un plan d'actions prioritaires.

Ce plan propose notamment la nomination de coordonnateurs européens pour faire avancer les projets d'interconnexion prioritaires parmi les plus importants (notamment entre la France et l'Espagne) et l'encadrement des délais administratifs d'examen des projets définis comme étant « *d'intérêt européen* » dans le cadre des orientations de la décision RTE-E<sup>93</sup>.

Ces mesures sont positives. Elles devraient permettre de mieux faire prévaloir l'intérêt général européen de ces projets.

Le développement de terminaux GNL constitue un moyen privilégié de renforcer cette diversification en permettant l'importation de gaz de régions de production plus éloignées. Pour la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union, il convient, donc, de veiller, dans les mêmes conditions, au développement des installations de gaz naturel liquéfié.

### 3.2.4 Préciser les dispositifs destinés à garantir la sécurité des réseaux d'électricité

La Commission propose<sup>94</sup> « *d'établir un nouveau mécanisme et une nouvelle structure communautaires pour les gestionnaires de réseaux de transport responsables de la planification coordonnée des réseaux* » dont la mission serait de « *renforcer la fiabilité du réseau électrique de l'UE et de prévenir les pannes de secteur généralisées [grâce à l'établissement] de normes de sécurité communes minimales et contraignantes pour les réseaux dans l'Union européenne* ».

Cette proposition est positive mais elle doit être mieux précisée. La panne d'électricité qui a frappé une partie de l'Europe, le 4 novembre 2006, a en effet confirmé le besoin d'harmoniser les normes européennes de sécurité des réseaux électriques et de renforcer la coordination de ces réseaux. Il est donc nécessaire de créer explicitement :

- un Groupe formel des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité chargé de proposer des règles harmonisées et contraignantes pour la sécurité des systèmes électriques ; pour devenir contraignantes, ces règles seraient approuvées par les autorités de régulation, les Etats membres et la Commission européenne dans le cadre

<sup>93</sup> Communication de la Commission « *Priority interconnection plan* », p13.

<sup>94</sup> Communication de la Commission « *Pour une politique de l'énergie européenne* », p. 11.

de la comitologie existante ; le Groupe serait ensuite chargé du contrôle du respect des règles et de la proposition de sanctions en cas de non-respect ;

- un Centre européen de coordination du transport de l'électricité pour limiter au maximum les risques d'incident majeur et de black out ; ce centre aurait vocation à sécuriser les échanges d'électricité entre les Etats membres de l'Union, en veillant à la bonne coordination de la gestion des réseaux interconnectés ; l'intérêt de ce centre est renforcé par le fort développement prévu des productions renouvelables à caractère intermittent comme l'éolien.

### 3.3 Renforcer la compétitivité du marché intérieur de l'énergie

La Commission estime que « avec les bons cadres politiques et législatifs en place, le marché intérieur de l'énergie favoriserait l'établissement de prix de l'énergie équitables et concurrentiels, la réalisation d'économies d'énergie, et la réalisation d'investissements plus importants. Cependant, toutes les conditions pour y arriver n'existent pas encore.<sup>95</sup> ».

Elle propose donc des mesures pour approfondir la construction du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

#### 3.3.1 Vers un marché intérieur efficace et la fin programmée des tarifs réglementés ?

La Commission européenne considère que la création du marché intérieur de l'énergie et notamment l'obligation, pour les Etats membres, de veiller à ce que les entreprises d'électricité et de gaz se conforment aux principes des directives<sup>96</sup> en vue d'un fonctionnement concurrentiel, sûr et durable<sup>97</sup> des marchés, n'est pas compatible avec le maintien de tarifs réglementés de fourniture (aux clients éligibles, lorsque ces tarifs réglementés sont substantiellement inférieurs et dénués de tout lien avec les prix de marché).

La Commission a engagé une procédure d'infraction contre la France en 2006, qui pourrait aboutir à la saisine de la Cour de Justice des Communautés Européennes afin d'obtenir la suppression des tarifs réglementés de fourniture d'électricité et de gaz.

Le gouvernement français conteste cette interprétation des directives, en observant que les tarifs réglementés de fourniture n'empêchent pas les investissements de capacités nécessaires, dès lors qu'ils sont fixés à des niveaux permettant la couverture des coûts de production et de commercialisation tout en protégeant les consommateurs contre la volatilité des marchés. Il estime par conséquent que les tarifs réglementés ne constituent pas, en France, un obstacle pour l'entrée de nouveaux opérateurs disposant d'outils de production et de commercialisation aussi efficaces que ceux des opérateurs historiques<sup>98</sup>.

A ce jour, le fonctionnement des marchés de l'électricité demeure imparfait, avec une évolution des prix défavorables pour les consommateurs français (cf. partie I, chapitre 4).

<sup>95</sup> Communication de la Commission « pour une politique de l'énergie européenne », 10 janvier 2007, p. 4.

<sup>96</sup> 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003.

<sup>97</sup> Article 3.1 de la directive 2003/54 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

<sup>98</sup> Le Conseil constitutionnel, dans sa décision du 30 novembre 2006 sur la loi relative au secteur de l'énergie a considéré que l'imposition « aux opérateurs historiques du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public (...) [méconnaissait] l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz naturel fixé par les directives ».



Néanmoins, dans la perspective d'un fonctionnement efficace et concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz, et hors obligations spécifiques de service public, le maintien de tarifs réglementés de fourniture apparaîtra superflu.

Les consommateurs d'électricité doivent donc être informés de la fin, à moyen terme, des tarifs réglementés, même si cette fin pourrait avoir comme conséquences l'augmentation moyenne du prix de l'électricité et la saisonnalisation des tarifs, qui seront plus élevés en hiver qu'en été.

### 3.3.2 La promotion d'une séparation régulée des gestionnaires de réseaux

La Commission européenne considère que la séparation de propriété des réseaux électriques ou gaziers, détenus par des opérateurs intégrés exerçant des activités concurrentielles de production ou de fourniture, est un élément clef pour le fonctionnement satisfaisant des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz.

Elle estime que l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux n'est pas, suffisamment, garanti dans certains Etats membres. Au-delà de la séparation juridique des gestionnaires de réseaux prévue par les Directives existantes, elle propose donc de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux, qui se situent aujourd'hui dans les groupes intégrés, en imposant soit :

- l'indépendance patrimoniale des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) à l'égard des autres activités des opérateurs historiques (le GRT est propriétaire de ses actifs et gestionnaire des flux d'électricité – modèle TSO) ; ou
- l'indépendance de l'opérateur de gestion des flux d'électricité (ISO), l'opérateur historique ne conservant que la propriété des actifs du réseau mais n'assurant ni leur exploitation, ni leur entretien, ni leur développement.

La Commission européenne privilégie la première solution car elle estime qu'elle permet de mieux garantir la concurrence et d'éviter les abus de position dominante.

Toutefois, le gouvernement français considère que ces propositions ne sont pas justifiées dans le cas français. Il fait valoir que la filialisation des gestionnaires de réseaux assortie de garanties légales d'indépendance de gestion et d'un contrôle vigilant des régulateurs permet d'atteindre l'objectif d'indépendance des gestionnaires de réseaux. Il considère, en outre, que l'indépendance patrimoniale n'offrirait pas plus de garanties pour la réduction des coûts et pour un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux.

En outre, l'intégration progressive des marchés nationaux suppose des autorités de régulation nationales (ARN) aux compétences fortes et harmonisées dans les Etats membres.

Le gouvernement soutient donc le maintien du dispositif français actuel de « *séparation régulée* », dans lequel les gestionnaires de réseaux de transport sont des filiales des opérateurs historiques, dotées de moyens juridiques dérogatoires au droit commun des sociétés, leur permettant d'assurer leur indépendance vis-à-vis de la direction de ces opérateurs.

Les compétences des ARN divergent, largement, d'un Etat membre à l'autre. Même si la création d'un régulateur européen apparaît encore prématurée, les réseaux et les marchés nationaux de l'électricité et du gaz n'étant pas encore suffisamment intégrés en Europe, certaines des compétences des ARN devraient être harmonisées, voire communautarisées

au sein d'une instance européenne telle que l'ERGEG lorsqu'elles concernent les échanges transfrontaliers d'électricité et de gaz.

### 3.3.3 La nécessaire prise en compte des spécificités sectorielles pour le choix des solutions de séparation des réseaux

Dans ses recommandations pour une séparation accrue des gestionnaires de réseaux des autres activités des entreprises intégrées, la Commission ne propose pas de distinction entre les réseaux d'électricité et de gaz, ni entre les réseaux de transport et de distribution.

La pertinence des modalités de séparation des réseaux et de leur gestion, lorsqu'ils sont détenus par un opérateur intégré, dépend pourtant des caractéristiques de l'activité considérée. Les caractéristiques des réseaux de gaz ne sont pas celles des réseaux d'électricité. Les activités du gestionnaire d'un réseau de transport ne se confondent pas avec celles du gestionnaire d'un réseau de distribution.

Les propositions de la Commission n'opèrent pas cette distinction. Elles introduisent, en outre, en soutenant le modèle dit « ISO » des risques spécifiques pour la gestion des réseaux de transport d'électricité (cf. encadré suivant).

#### **Les spécificités du réseau de transport d'électricité et les risques induits par le modèle ISO pour la gestion de ce réseau**

Au sein du système électrique, le réseau de transport à haute et très haute tension et son gestionnaire détiennent une responsabilité particulière pour le maintien de l'équilibre et de la sûreté de l'ensemble du système électrique.

Le modèle d'organisation majoritairement retenu en Europe pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT) est le modèle dit « TSO » qui intègre la gestion des flux et la gestion des infrastructures (exploitation, maintenance et développement) au sein d'une même entité.

En revanche, le modèle alternatif « ISO », développé aux Etats-Unis ne se rencontre en Europe qu'en Grèce, en Irlande et en Ecosse<sup>99</sup>.

Dans ce modèle, l'opérateur indépendant du système électrique (ISO) veille à l'équilibre de la production et de la consommation et gère les flux sur le réseau du transport. Il est indépendant du propriétaire des infrastructures (appelé AO ou Asset Owners, filiale, en général, de l'opérateur historique intégré), chargé de développer et de maintenir les réseaux selon les instructions de l'ISO.

Le modèle ISO présente cependant trois faiblesses majeures pour la gestion du réseau de transport d'électricité :

- L'ISO n'apporte pas de garantie suffisante pour un accès au réseau non discriminatoire.

Le propriétaire des infrastructures des réseaux conserve la possibilité d'organiser les activités liées à ces infrastructures à l'avantage des autres activités de l'entreprise intégrée.

<sup>99</sup> L'Italie y a renoncé et a adopté le modèle TSO en fusionnant GRTn et Terna après le black-out intervenu sur son réseau en 2003.

En effet, les programmes de maintenance et les politiques d'investissement peuvent aisément être biaisées pour favoriser les activités concurrentielles de l'entreprise intégrée.

Par ailleurs, un problème d'asymétrie de l'information demeure : les informations relatives aux plans de maintenance des producteurs ou aux projets de raccordements sont connues par le propriétaire des infrastructures (AO) et donc par l'entreprise intégrée et non par ses concurrents.

Le raccordement au réseau d'un producteur concurrent de l'opérateur intégré ou d'un nouveau client industriel soulève des problèmes de confidentialité, de facturation équitable des prestations réalisées et de diligence dans le traitement de la demande de raccordement qui sont impossibles à bien contrôler par l'ISO.

□ L'ISO affaiblit l'efficacité d'exploitation et fragilise la sécurité du système électrique.

La séparation des décisions relatives à l'exploitation du système électrique (ISO) et celles relatives à la gestion patrimoniale des actifs (AO) rend plus difficile, à long terme, la poursuite d'objectifs partagés entre ces deux activités et augmente les risques pour la sécurité du système électrique, lorsque le réseau doit être exploité à ses limites.

En effet, la politique de maintenance de l'AO doit réaliser des objectifs de productivité fixés par l'entreprise intégrée. Ces objectifs ne tiennent pas compte, forcément et complètement, des impératifs de sécurité et d'efficacité de gestion du système dont une entité séparée (ISO) a la responsabilité.

Par ailleurs, l'ISO peut difficilement contrôler le respect scrupuleux des politiques de maintenance du gestionnaire de l'infrastructure (AO). Ainsi, par exemple, le black-out d'août 2003 dans le Nord-Est des Etats-Unis et du Canada a été causé par un défaut d'élagage de la végétation à proximité d'une ligne à très haute tension.

Enfin, la télécommande des ouvrages sur le réseau de transport est largement développée. Il permet à l'opérateur du système électrique d'agir directement et rapidement en cas de besoin sur les ouvrages du propriétaire du réseau. Dans ces conditions, le partage des responsabilités entre les parties, en cas d'accident sur les personnes ou les biens, sera difficile à déterminer, sauf à mettre en place des procédures de décisions longues et inappropriées pour garantir cette sécurité.

□ L'ISO diminue les garanties d'un développement adéquat du réseau et des raccordements à ces réseaux.

En matière d'investissements sur le réseau, l'ISO conserve la responsabilité des décisions pour garantir la sécurité d'approvisionnement et l'accès non discriminatoire des utilisateurs à ce réseau.

Toutefois, le concours efficace de l'AO peut ne pas être assuré, dès lors que les investissements sont contraires aux intérêts commerciaux de l'entreprise intégrée ; le manque d'investissements dans les réseaux de transport d'électricité aux Etats-Unis peut, au moins partiellement, être imputé aux difficultés pour les ISO de convaincre les propriétaires des réseaux de réaliser les investissements nécessaires.

Par ailleurs, la difficulté croissante de développement de nouvelles lignes liées aux contraintes environnementales conduit à la recherche de solutions techniques pour optimiser les ouvrages existants (câbles à plus forte capacité, mise en place de transformateurs déphaseurs). La mise en œuvre de telles solutions nécessite une très forte collaboration entre gestionnaires de flux (ISO) et gestionnaire d'infrastructure (AO) beaucoup plus difficile

à réaliser s'il s'agit d'entreprises complètement séparées.

En conclusion, comparé au modèle « TSO », le modèle « ISO » introduit :

- ❑ des risques de discrimination au quotidien dans l'accès aux réseaux ;
- ❑ un manque d'efficacité dans la mise en œuvre des opérations à court terme qui peut mettre en cause la sécurité de fonctionnement des réseaux et accroître fortement les risques de black-out ;
- ❑ des difficultés à décider les investissements les plus pertinents, source de discrimination future dans l'accès au réseau.

Ainsi, l'option « ISO » sur le modèle élaboré aux Etats-Unis n'offre pas de solution satisfaisante pour l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Elle constituerait une régression par rapport à la situation française actuelle.

### 3.3.4 Aller plus loin dans l'évaluation des prix de revient des différentes filières de production d'électricité

L'annexe 2 de la communication de la Commission présente un tableau intitulé : « *Avantages et inconvénients des différentes sources d'énergie électrique* ». Ce tableau expose, notamment, les coûts de production d'électricité par filières, estimés par la Commission en 2005 et en 2030 ainsi que le montant de leurs émissions de CO<sub>2</sub>.

Il faut saluer le grand intérêt de cette démarche qui mériterait toutefois d'être améliorée sur deux points :

- expliciter les hypothèses qui ont servi de base à l'élaboration des coûts, en distinguant bien les coûts actuels et les coûts prospectifs

En effet, la validité du modèle PRIMES, utilisé par la DG TREN pour réaliser ses évaluations économiques, est contestée par certains experts compte tenu de la prévalence de certaines des hypothèses du modèle, considérées comme optimistes quant au développement des énergies renouvelables par exemple.

Il serait, donc utile que la Commission européenne détaille, plus précisément, les hypothèses retenues pour réaliser ses calculs et approfondisse son analyse des coûts des différentes sources d'énergies, en s'efforçant de réduire certaines fourchettes qui peuvent aller du simple au quintuple comme dans le cas de l'éolien terrestre par exemple (fourchette allant de 35 €/MWh à 175 €/MWh).

- intégrer le coût des émissions de CO<sub>2</sub>

Afin de pouvoir réellement comparer les coûts de production d'électricité par filières, un calcul de coût complet serait plus pertinent économiquement. Ce coût complet intégrerait toutes les externalités de chaque filière, notamment le coût des émissions de CO<sub>2</sub> dans le cas des filières émettrices et de leur séquestration, mais, également, le coût des dispositifs de soutien et les autres types d'externalité qui peuvent bénéficier aux EnR par exemple.

Ainsi, par exemple, le bois-énergie est très diversement émetteur de CO<sub>2</sub> selon qu'il est utilisé à feu ouvert ou en cheminées-inserts (dont le rendement est, par ailleurs, bien supérieur). De même, l'intermittence de la production éolienne nécessite la disponibilité en parallèle de capacités de production thermique dont le bilan CO<sub>2</sub> n'est pas neutre.

Cette évaluation du coût complet de chaque filière énergétique permettrait de mieux situer la compétitivité actuelle et future de chacune d'elles.

Les avantages et désavantages des différentes sources d'énergie électrique (source Commission européenne)

Energy sources	Technology considered for the cost estimate	2005 Cost (€/MWh)	Projected Cost 2030 (€/MWh with €20-30/tCO <sub>2</sub> )	GHG emissions (Kg CO <sub>2</sub> eq/MWh)	EU-27 Import dependency		Efficiency	Fuel price sensitivity	Proven reserves / Annual production
		Source IEA			2005	2030			
Natural gas	Open cycle gas turbine	45 – 70	55 - 85	440	57%	84%	40%	Very high	64 years
	CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)	35 - 45	40 - 55	400			50%	Very high	
Oil	Diesel engine	70 - 80	80 - 95	550	82%	93%	30%	Very high	42 years
Coal	PF (Pulverised Fuel with flue gas desulphurisation)	30 - 40	45 - 60	800	39%	59%	40-45%	medium	155 years
	CFBC (Circulating fluidized bed combustion)	35 - 45	50 - 65	800			40-45%	medium	
	IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)	40 - 50	55 - 70	750			48%	medium	
Nuclear	Light water reactor	40 - 45	40 - 45	15	Almost 100% for uranium ore		33%	low	Reasonable reserves: 85 years
Biomass	Biomass generation plant	25 - 85	25 - 75	30	nil		30 - 60%	medium	Renewable
Wind	On shore	35 - 175	28 - 170	30			95-98%	nil	
		35 - 110	28 - 80				95-98%		
Off shore	50 - 170	50 - 150	10	95-98%					
	60 - 150	40 - 120		95-98%					
Hydro	Large	25 - 95	25 - 90	20	95-98%				
	Small (<10MW)	45 - 90	40 - 80	5	95-98%				
Solar	Photovoltaic	140 - 430	55 - 260	100	/				

### 3.3.5 Mieux prendre en compte la contribution de l'énergie nucléaire à la compétitivité européenne

La Commission européenne constate la contribution de l'énergie nucléaire aux trois objectifs de la politique énergétique européenne : « *L'électronucléaire est moins vulnérable aux fluctuations du prix du combustible que la production d'électricité à partir du charbon ou du gaz (l'uranium représentant une petite partie du coût total de la production). Les sources d'approvisionnement en uranium sont en outre suffisantes pour de nombreuses décennies, et largement réparties sur l'ensemble de la planète. [...] le nucléaire est une des sources à faible teneur en carbone les moins coûteuses actuellement disponibles dans l'Union européenne, et ses coûts sont relativement stables. La prochaine génération de réacteurs nucléaires devrait encore réduire ces coûts.* »

La Commission lève, donc, un tabou européen sur les éléments positifs que peuvent apporter le nucléaire à la compétitivité de l'Union, à la sécurité de ses approvisionnements et à la production d'énergie sans émission de gaz à effet de serre. On peut constater que l'UE suit, en cela, l'exemple de l'Agence internationale de l'énergie.

Toutefois, dans le prolongement de l'évaluation des coûts des différentes filières de production d'électricité, il serait souhaitable de mieux expliciter la contribution que pourrait apporter la filière nucléaire à la compétitivité de l'Union européenne.

Enfin, la proposition de création d'un groupe européen de haut niveau pour la sûreté et la sécurité nucléaire, en collaboration avec Euratom afin d'harmoniser les règles applicables au développement, à la gestion et à la maintenance des centrales, doit bien évidemment être soutenue.

# Annexe

## Membres du groupe

Président : André Merlin

Rapporteur Centre d'analyse stratégique : Aude Bodiguel

<b>Membres titulaires</b>		<b>Suppléants</b>
Daniel Raoul	Sénateur de Maine-et-Loire	
Jean-Louis Beffa	président du conseil de surveillance de l'A.I.I., PDG du groupe Saint-Gobain	Guillaume Texier
Dominique Dron	Professeur ENSMP	
CFDT	François Chereque (sec. général)	Jean-Pierre Bompard
CFTC	Jacques Voisin (président)	Pierre-Jean Coulon
FNSEA	Jean-Michel Lemetayer (président)	Pierre Cuypers
Poweo	Charles Beigbeder (PDG)	
Suez	Gérard Mestrallet (PDG)	Guy Nossent
SGAE	Pascale Andreani (sec. générale)	Raymond Cointe
DPPR	Laurent Michel(directeur)	Odile Gauthier

Les représentants du Directeur général de l'énergie et des matières premières et du Directeur général de l'énergie et des transports de la Commission européenne ont été associés aux travaux du groupe.