

# Livre blanc sur les énergies

Présentation par  
Nicole Fontaine  
ministre déléguée à l'Industrie

7 N O V E M B R E 2 0 0 3



## L'OFFRE D'ENERGIE

### Situation de la France

De 1960 à 1976, la production d'énergie primaire nationale a continuellement décliné, de 54 à 40 Mtep. La mise en service des centrales nucléaires, programmées au lendemain de la crise de 1973, a permis d'inverser la tendance : 52 Mtep en 1980, 94 Mtep en 1985, 135 Mtep en 2002. La part du nucléaire dans la production nationale atteint ainsi 84 % en 2002, contre 30 % en 1980 et moins de 10 % jusqu'en 1974. Cette montée en puissance du nucléaire a contribué à accroître très fortement le taux d'indépendance énergétique de la France depuis 1980.

Dans le même temps, la production de charbon a décliné régulièrement : avec 1,2 Mtep en 2002, elle ne représente plus que 0,8 % de la production nationale d'énergie primaire, contre 50 % en 1970 et 66 % en 1960. L'arrêt de toute production est prévu en 2004.

De même avec l'épuisement du gisement de Lacq, l'extraction de gaz naturel a amorcé un retrait surtout sensible depuis 1980 : le gaz naturel ne contribue, en 2002, que pour 1,1 % à la production nationale d'énergie primaire, contre un maximum de 15 % atteint au milieu des années 70.

La production pétrolière, qui atteignait 3 millions de tonnes au début des années 70 a stagné ensuite autour de 2 millions de tonnes jusqu'en 1980. Des efforts de prospection sur le territoire national ont permis une remontée au-dessus de 3 millions de tonnes entre 1985 et 1995. Depuis, la tendance est de nouveau à la baisse et la contribution à la production nationale n'atteint en 2002 que 1,6 million de tonnes, soit 1,2 % de la production primaire.

### Comparaisons internationales.

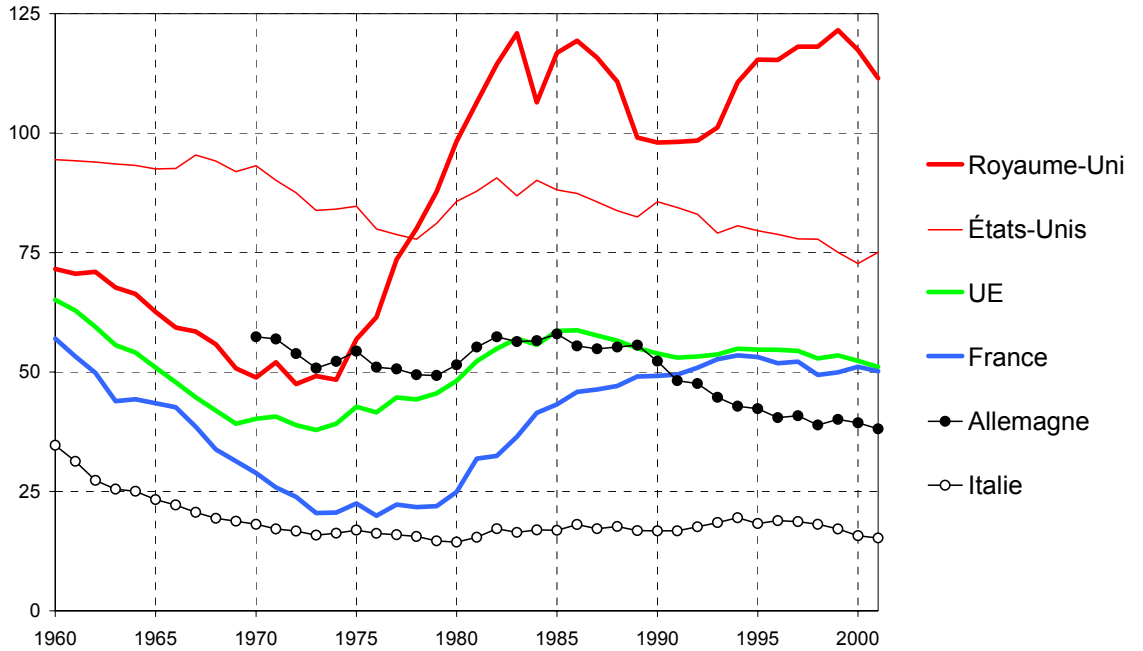
Les politiques énergétiques nationales et les différences géologiques sont les principaux responsables d'un important contraste entre les taux d'indépendance énergétique des principaux pays de l'OCDE. Ces taux ont par ailleurs connu de profonds changements au cours des quarante dernières années en fonction des différences de politique énergétique. Dans l'ensemble, on constate toutefois une amélioration globale par rapport au début des années 1970 : l'indépendance énergétique est remontée, pour l'UE, de 40 % à 51 % (source AIE) en 2001 et, pour l'Europe de l'Ouest, de 48 % à 64 %, grâce à l'exploitation de gisements d'hydrocarbures en Mer du Nord, au recours à l'électricité nucléaire et au développement des énergies renouvelables. Cette augmentation masque néanmoins sur longue période une tendance à la baisse qui frappe de nombreux pays, à l'exception de la Norvège, du Royaume Uni, des Pays-Bas, du Danemark, de la France et de la Suède. Cette tendance s'accélère d'ailleurs depuis le contre-choc pétrolier de 1986, avec une dépendance croissante vis-à-vis du pétrole et du gaz importés du Moyen-Orient et de Russie. La baisse programmée de la production de pétrole et de gaz en Mer du Nord, à partir de 2015, devrait par ailleurs réduire le taux d'indépendance de ces pays.

### Des bilans énergétiques très dissemblables

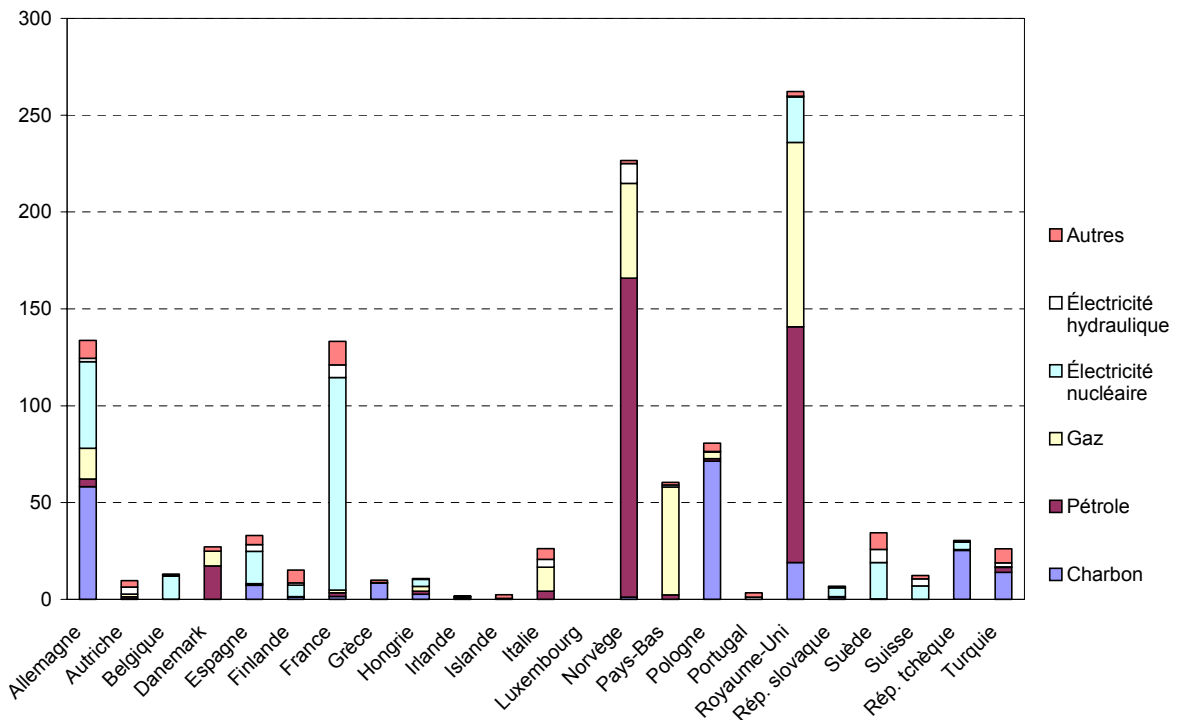
Sur un total de **production d'énergie primaire** égal à 1 160 Mtep en 2001 pour l'ensemble de l'Europe de l'Ouest, seuls six pays y contribuent à hauteur d'au moins 50 Mtep chacun par an :

- € Royaume-Uni (262 Mtep), grâce au pétrole et au gaz,
- € Norvège (227 Mtep), grâce au pétrole et au gaz,
- € Allemagne (134 Mtep), grâce au charbon et au nucléaire,
- € France (133 Mtep), essentiellement grâce au nucléaire,
- € Pologne (81 Mtep), grâce au charbon,
- € Pays-Bas (61 Mtep), grâce au gaz.

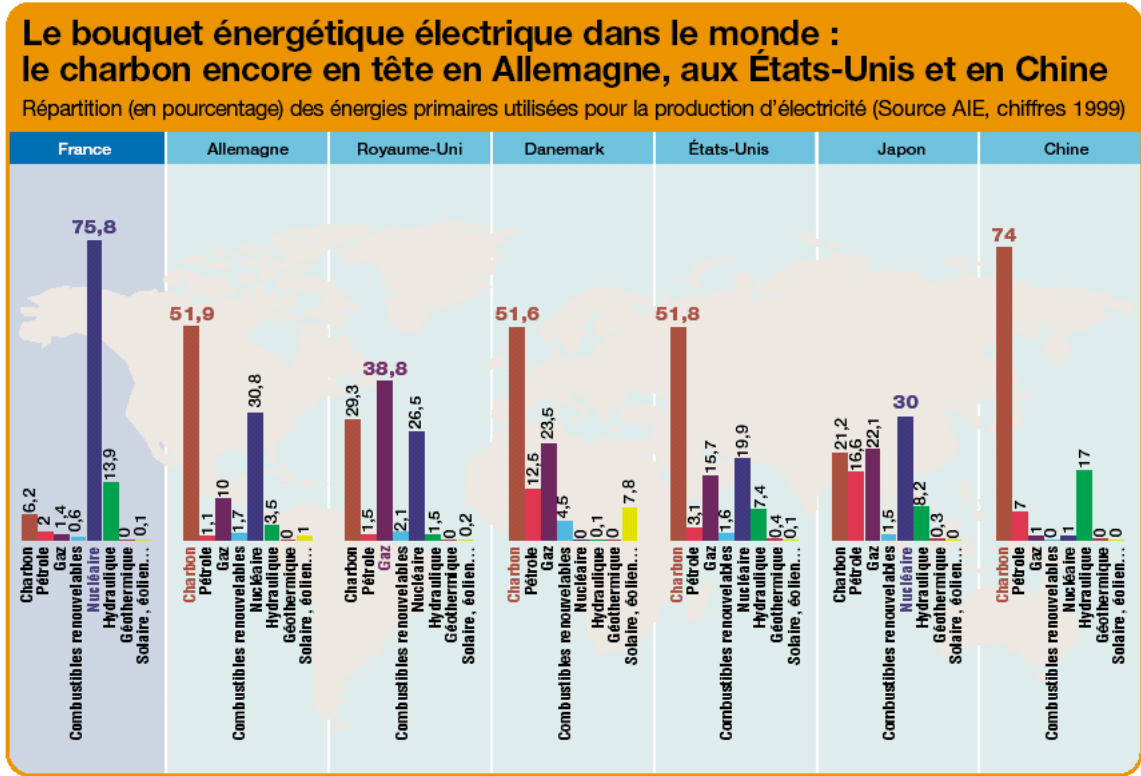
**Taux d'indépendance énergétique de quelques pays de l'UE et des Etats-Unis**  
(source AIE)



**Production d'énergie primaire en Europe de l'Ouest en 2001 par énergies (Mtep)**  
(source AIE)



S'agissant de la **production d'électricité dans l'Union européenne**, soit 2 649 TWh au total en 2001, six pays (sur quinze) y contribuent pour plus de 100 TWh avec une structure très variable, à la fois d'un pays à l'autre et dans le temps (notamment du fait des aléas climatiques). En moyenne, le nucléaire est utilisé pour 34 %, le charbon 27 %, le gaz 18 % et l'hydraulique 13 %.



**Comment relever le défi de l'effet de serre ?****Le phénomène**

L'effet de serre est un phénomène naturel d'ailleurs indispensable à la vie sur Terre. C'est grâce à lui que notre atmosphère se maintient à une température de + 15° C en moyenne et non de - 18° C. L'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et surtout la vitesse de ce phénomène, risquent néanmoins d'entraîner des déséquilibres conduisant à un réchauffement climatique de la planète. Si des changements climatiques ont bien existé par le passé, le phénomène actuel semble en effet plus rapide et d'une plus grande ampleur (selon les experts, la température moyenne sur terre pourrait augmenter de 1,5° C à 6° C d'ici la fin du siècle). Des conséquences importantes peuvent en découler : une élévation du niveau de la mer, l'accélération de l'avancée des déserts et du recul des glaciers, une plus grande différenciation des saisons (épisodes caniculaires et froids plus intenses), des phénomènes climatiques extrêmes (inondations, tempêtes, ...) plus fréquents et plus intenses, des bouleversements écologiques.

Les gaz à effet de serre sont multiples. Il s'agit du gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), du méthane (CH<sub>4</sub>), du protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), de l'hexafluore de soufre (SF<sub>6</sub>), des gaz fluorés (HFC) et les hydrocarbures perfluorés (PFC).

**Le protocole de Kyoto**

Après une prise de conscience au sommet de Rio en 1992 où 179 États se sont engagés à réaliser des inventaires nationaux des émissions des gaz à effet de serre, le protocole de Kyoto a engagé en 1997 les pays industrialisés à réduire leurs émissions en 2010 de 5,2 % en moyenne par rapport au niveau de 1990. Les pays en développement sont en revanche exemptés d'engagements chiffrés afin de ne pas remettre en cause leur développement. La France et l'Union européenne ont ratifié le protocole de Kyoto en 2002. Cependant, le protocole n'entrera en vigueur qu'à la double condition qu'il ait été ratifié par un nombre suffisant de pays (au moins 55) et que les émissions des pays industrialisés l'ayant ratifié représentent 55 % des émissions de ces pays.

Aujourd'hui, 117 États ont ratifié le protocole de Kyoto, même si les États-Unis (responsables du quart des émissions mondiales de gaz à effet de serre) et la Russie (environ 15 % des émissions mondiales) s'y refusent toujours. Avec ces ratifications, le protocole couvre 44,2 % des émissions de gaz à effet de serre des pays s'étant engagés sur des objectifs de limitation de leurs émissions.

**Les mesures concrètes**

Les États européens ont mis en place, aux niveaux national et communautaire, des outils qui faciliteront le respect de leurs engagements individuels et collectifs. Ces « outils de flexibilité » sont nécessaires pour minimiser le coût de réduction des émissions et maintenir la compétitivité de nos entreprises.

A l'échelon communautaire, une directive instaurant à partir de 2005 un mécanisme de quotas et un marché d'échanges de permis d'émissions entre les entreprises les plus intensives en énergie et donc en carbone, a fait l'objet en décembre 2002 d'un accord politique unanime. Elle devrait être définitivement adoptée en 2003. Aux termes de ce projet, chaque entreprise recevra un quota d'émissions en fonction de ses émissions passées et des objectifs propres à son secteur et à son pays. Si cette entreprise émet moins que ce quota, elle pourra vendre la différence sur un marché et en retire un bénéfice. Si elle émet plus que ce quota, elle devra acheter la différence sur ce marché et en supporter le coût. Grâce à cet instrument, les investissements se

feront là où les coûts de réduction par tonne de carbone seront les plus faibles. Après une première période 2005-2007 de mise en œuvre « à la carte », le mécanisme s'imposera de façon harmonisée à toutes les installations éligibles.

Pour accroître l'efficacité de cette directive, la Commission doit dans le courant de l'année 2003 faire une nouvelle proposition visant à reconnaître l'utilisation de crédits issus de projets réalisés dans le cadre du protocole de Kyoto – projets dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) ou dans les pays d'Europe de l'Est (mise en œuvre conjointe) – ou dans un cadre communautaire et national dans le domaine du transport, du résidentiel, du traitement des déchets. Ces crédits sont délivrés lorsque des investissements additionnels permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre au-delà de ce que la réglementation, l'équilibre financier, la disponibilité des ressources ou des techniques auraient imposé.

La France, quant à elle, s'est dotée d'un programme national de lutte contre le changement climatique validé par la Commission Interministérielle de l'Effet de Serre le 19 janvier 2000, couvrant la période 2000-2010. Le programme vise à la fois à sauvegarder la compétitivité de l'économie française et les grands équilibres écologiques. Trois ans après son adoption, le dernier bilan du PNLCC réalisé en novembre 2002 montre une légère réduction des émissions en 2001, dissimulant une réalité contrastée dans la mise en œuvre des mesures et une grande disparité dans l'évolution des différents secteurs, le résidentiel-tertiaire et les transports enregistrant des hausses préoccupantes. Le Gouvernement adoptera prochainement un nouveau plan climat, compte tenu du manque d'efficacité du PLNCC actuel.

Les chiffres suivants illustrent les différences d'évolution entre 1990 et 2001 :

- Transports :	+26,2 Mte CO <sub>2</sub>	(+22 %) <sup>5</sup>
- Résidentiel-tertiaire :	+12,6 Mte CO <sub>2</sub>	(+14 %)
- Industrie :	-25,7 Mte CO <sub>2</sub>	(-18 %)
- Production d'énergie :	-21,6 Mte CO <sub>2</sub>	(-28 %)
- Agriculture :	-4 Mte CO <sub>2</sub>	(-4 %)
- Traitement des déchets :	-3 Mte CO <sub>2</sub>	(-14 %)
- Soit au total :	-15,5 Mte CO <sub>2</sub>	(-2,7 %)

Enfin, au niveau national, après une concertation approfondie, le Gouvernement a approuvé en juillet dernier la signature par les entreprises d'engagements volontaires de réduction de leurs émissions. Ainsi, à l'été 2003, 33 entreprises et 4 fédérations professionnelles qui couvrent les deux-tiers des émissions de gaz à effet de serre du secteur industrie/énergie s'étaient regroupées au sein de l'Association des Entreprises pour la Réduction de l'Effet de Serre (AERES), qui validera les engagements qu'elles doivent prendre d'ici juin prochain et s'assurera de leur réalisation. Pour remplir leurs engagements, sous peine de sanctions en cas de dépassement, les entreprises pourront, en plus des investissements qu'elles prévoient, recourir à des échanges de permis et aux crédits « projet » sus-mentionnés. Ce dispositif doit permettre de préparer progressivement l'économie nationale aux échéances de la directive quotas et permis d'émissions et constituera la majeure partie de la contribution du secteur industriel pour satisfaire l'objectif national.

Sur le plan technologique, des recherches intensives sont menées actuellement pour réduire le CO<sub>2</sub> émis et portent sur deux volets : le premier, en amont, vise la diminution des besoins en énergie, le deuxième sur l'aval, lors de la création du CO<sub>2</sub>, avec des recherches consacrées à la capture, au transport et au stockage du CO<sub>2</sub>.

<sup>5</sup> MteCO<sub>2</sub> = millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> (1 MteCO<sub>2</sub> représente 0,273 MteC - million de tonnes équivalent carbone)

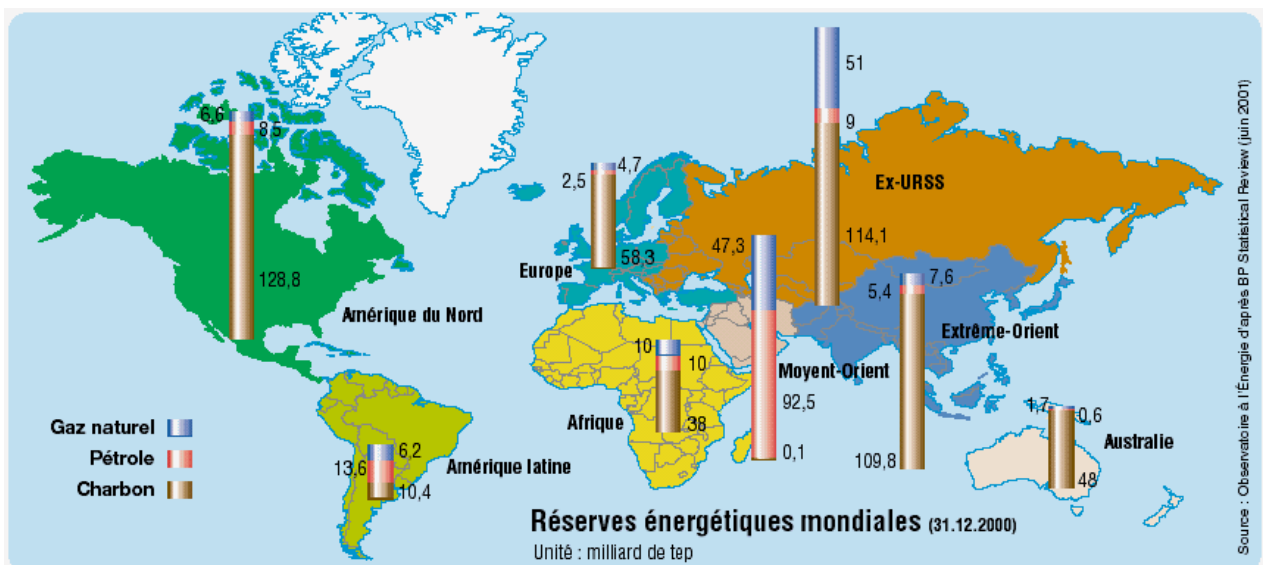
## Des réserves disponibles et sûres jusqu'à quand ?

### L'état actuel des réserves de charbon, de pétrole et de gaz

Les estimations des différents experts convergent pour estimer les réserves prouvées de pétrole restantes à environ 140 Gtep (milliards de tonnes équivalent pétrole), alors que la consommation de brut depuis le début de l'ère pétrolière s'est élevée à environ 120 Gtep. Les réserves prouvées de gaz peuvent être estimées à environ 135 Gtep. La consommation gazière jusqu'à l'époque actuelle s'est élevée à seulement 55 Gtep, ce qui traduit l'essor plus récent de l'industrie du gaz naturel. Les réserves mondiales de charbon sont estimées à 510 Gtep (hors nouvelles découvertes). Elles sont abondantes et géographiquement bien réparties.

Une notion couramment utilisée pour évaluer les réserves est le ratio entre celles-ci et la consommation d'une année donnée. Sur cette base, les réserves sont de :

- environ 50 ans pour le pétrole,
- environ 65 ans pour le gaz,
- et environ 260 ans pour le charbon.



Toutefois cette notion de durée de vie des réserves ne tient pas compte des perspectives d'augmentation de la consommation. Ainsi selon le scénario tendanciel de l'AIE (*Agence Internationale de l'Énergie, World Energy Outlook 2003*), les consommations de charbon devraient croître en moyenne d'environ 1,4 % par an jusqu'en 2030, les consommations de pétrole d'environ 1,6 %, les consommations de gaz d'environ 2,4 %. La prise en compte de ces perspectives d'augmentation réduit naturellement la durée de vie des réserves. Celles-ci ne seraient plus que d'environ 30 ans pour le pétrole et 40 ans pour le gaz en tenant compte des perspectives de croissance du scénario tendanciel de l'AIE (*voir graphiques en 3<sup>ème</sup> partie*). En contrepartie, les compagnies pétrolières estiment que l'exploitation des nouvelles découvertes, la meilleure valorisation des gisements actuels ou l'exploitation de gisement jugés actuellement non économiques devraient permettre de prolonger jusqu'à la fin du siècle le recours au pétrole et au gaz.

En revanche, tous s'accordent pour considérer que cette production devrait atteindre un maximum dans les prochaines années et se stabiliser, alors que la demande potentielle devrait pour sa part continuer à croître notamment du fait de la demande en provenance des pays en plein développement. Cette confrontation entre une offre plafonnée et une demande toujours croissante devrait ainsi se traduire par une augmentation des prix des hydrocarbures, d'autant que ces ressources se concentreront au fur et à mesure dans un nombre limité de pays.

Les réserves d'énergies fossiles sont en effet caractérisées par une répartition géographique inégale pour le pétrole et le gaz, à l'inverse du charbon :

- € Pour le pétrole, l'essentiel des réserves (65 %) est au Moyen-Orient, une concentration que les récentes découvertes de pétrole dans de nouvelles zones (offshore profond du Golfe de Guinée ou du Golfe du Mexique notamment) n'ont pas remis en cause de façon significative.
- € Les réserves gazières sont elles aussi marquées par une concentration géographique dans deux grandes régions, qui regroupent chacune environ 35 % des ressources : le Moyen-Orient et la CEI (ex-URSS).
- € Les réserves de charbon sont assez équitablement réparties sur les différents continents (28 % pour l'Amérique du Nord, 12 % en Europe, 23 % en ex-URSS, 6,2 % en Afrique et 30 % en Asie).

Hormis le charbon, l'Europe est quant à elle particulièrement dépourvue en matières premières énergétiques.

### Les réserves d'uranium

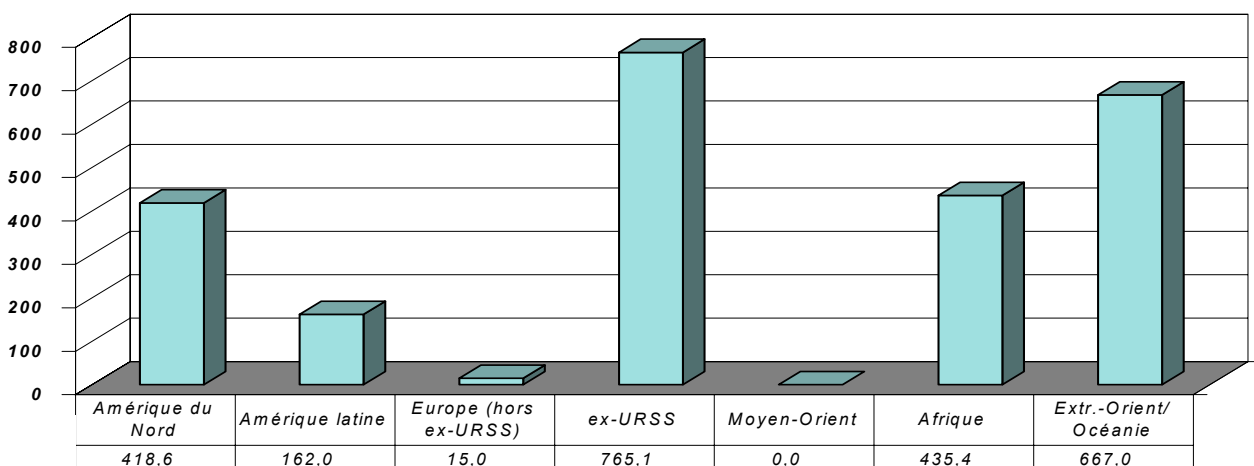
L'utilisation du nucléaire suppose quant à elle de s'assurer un approvisionnement en uranium fiable. A cet égard, les réserves d'uranium sont largement réparties au niveau mondial. L'évolution de son prix n'a par ailleurs pas du tout le même impact que dans le cas du pétrole puisqu'il représente moins de 5% de la valeur ajoutée de la filière nucléaire.

### Réserves mondiales prouvées d'uranium

(au 1<sup>er</sup> janvier 2001)

(ressources raisonnablement assurées récupérables à moins de 80\$/kg U)

(Unité : millier de tonnes)



**Total monde : 2 530 milliers de tonnes (hors Chili et Chine)**

## Quelle place pour les énergies renouvelables ?

Les énergies renouvelables occupent une place non négligeable dans le bouquet énergétique mondial. Outre l'usage fréquent du bois, leur part représente également 18,4 % de la production mondiale d'électricité en 2001, principalement grâce à l'exploitation du potentiel hydraulique. Quant aux filières les plus dynamiques, il s'agit de l'éolien et du solaire photovoltaïque avec des taux de croissance respectivement de 28,56 % et de 19,76 %/an en 2001 et également de la géothermie.

### Les énergies renouvelables thermiques

#### **4,5 % de l'énergie consommée en France est d'origine renouvelable thermique.**

Ces énergies renouvelables thermiques représentent deux-tiers de la consommation nationale d'énergies renouvelables. Les contributions relatives des différentes filières de production d'énergie primaire d'origine renouvelable thermique s'établissent en 2001 à :

- € 76 % - bois et déchets de bois : chauffage domestique ou collectif, cogénérations industrielles
- € 15 % - déchets urbains solides (UIOM).
- € 3 % - biocarburants
- € 2 % - biogaz : captation du méthane dans les décharges, méthanisations des déchets.
- € 1 % - géothermie : la géothermie moyenne température est utilisée en Ile de France (130 000 équivalents logements).
- € 3 % - autres : solaire thermique (chauffe-eau solaires, systèmes solaires combinés), résidus de récoltes, pompes à chaleur, etc.

La filière bois-énergie représente la contribution la plus importante au bilan des énergies renouvelables thermiques. La France est le leader européen de cette filière.

### **Objectifs de développement des EnR thermiques**

La filière thermique présente souvent l'avantage de se substituer à d'autres énergies émettrices nettes de gaz à effet de serre. Leur développement permet donc de lutter efficacement contre le changement climatique. A ce stade, il n'existe néanmoins pas d'objectifs chiffrés de développement au niveau européen.

Des objectifs nationaux sont fixés dans le contrat de Plan État-ADEME, avec 2006 pour horizon :

- € Solaire thermique en métropole : + 550 000 m<sup>2</sup> de capteurs en métropole (soit l'équivalent de 27 ktep). Fin 2002, 62 926 m<sup>2</sup> ont été installés et 2 300 adhérents ont adhéré à la charte de qualité Qualisol
- € Solaire thermique dans les DOM-TOM et la Corse : + 80 000 m<sup>2</sup> installés (soit l'équivalent de 5 ktep). Fin 2002, 64 660 m<sup>2</sup> ont été installés.
- € Bois-énergie : + 300 ktep par an substituées. Aides à l'investissement dans les secteurs collectif / tertiaire / industriel. Fin 2002, + 143 ktep par an substituées.
- € Biogaz : + 150 ktep par an. Un plan biogaz est en préparation.
- € Géothermie : maintien de la contribution actuelle.

Ces objectifs tiennent compte des degrés respectifs de maturité des filières et des potentiels techniques et économiques.

## Les modes de soutien des énergies renouvelables thermiques

Ils sont variés :

- € Aides à l'investissement de l'ADEME pour le bois combustible et le solaire thermique (20 M€ d'euros en 2002). Ces aides peuvent être complétées par des aides allouées par les conseils régionaux et l'Union européenne (FEDER).
- € Incitations fiscales : crédit d'impôt sur le revenu de 15 %, TVA à taux réduit.
- € Fonds d'investissement (FIDEME).
- € Aides à la R&D, les aides octroyées par l'ADEME en faveur de la totalité des énergies renouvelables en 2002 s'élèvent à 14 M€.
- € Aides à la décision, communication et sensibilisation.

Le coût pour la collectivité dépend fortement de la filière de production d'énergies renouvelables thermiques. Ainsi pour une filière mature comme le bois-énergie, les subventions se montent à environ 280 € / tep substitué (ou bien 28 €/tep par an si l'on considère que l'investissement réalisé génère des économies pendant 10 ans) soit encore 110 € / tCO<sub>2</sub> (11 €/tCO<sub>2</sub> par an sur dix ans). Pour une filière en devenir comme le solaire thermique en métropole, le coût est multiplié par 15 (mais devrait baisser au fur et à mesure de l'évolution des technologies).

Le développement des énergies renouvelables est particulièrement pertinent dans les DOM où il se substitue à une énergie plus chère. C'est tout particulièrement vrai pour les usages qui viennent en substitution de l'électricité, notamment les chauffe-eau solaire, qui sont au nombre de 50 000.

### Au niveau européen

C'est la biomasse qui représente aujourd'hui la majeure partie des énergies renouvelables thermiques au niveau européen. On doit également noter le grand dynamisme de la filière solaire thermique : fin 2001, la surface totale des capteurs thermiques de l'Union européenne se montait à plus de 13,8 millions de m<sup>2</sup>. Plus de 900 000 m<sup>2</sup> supplémentaires ont été installés en Allemagne en 2001. La croissance du parc européen a été de 7 % entre 2001 et 2002 (15 % en Allemagne).

## Les énergies renouvelables pour la production d'électricité

Les énergies renouvelables électriques contribuent à la sécurité d'approvisionnement et, par substitution, à la réduction des impacts environnementaux du parc de production. La contribution des énergies renouvelables à la consommation d'électricité fait l'objet de la directive du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001. Elle donne à la France un objectif indicatif de consommation d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % en 2010, contre 15 % en 1997. Cet objectif est très ambitieux et nécessite l'exploitation rationnelle de toutes nos ressources. Si aujourd'hui la France est le premier producteur d'électricité d'origine renouvelable au sein de l'Union européenne grâce à l'hydroélectricité, elle n'en doit pas moins intensifier l'exploitation de ce potentiel hydraulique et développer de nouvelles sources, notamment l'éolien et la biomasse, pour atteindre ses objectifs.

### La situation en Europe

En Europe la consommation d'électricité était en 2001 à 17 % d'origine renouvelable :

- € La France et la Suède sont les plus importants producteurs d'électricité d'origine renouvelable avec respectivement 77 et 83 TWh du fait de leurs forts potentiels hydrauliques.
- € La production allemande atteint 50 TWh (8,7 % de la consommation) avec une forte contribution de l'éolien.

Les filières de production ont des croissances très différenciées. Les filières à forte croissance sont l'éolien (30 %), le solaire photovoltaïque (9 %) et la biomasse (4 %). L'hydraulique est stable.

En 2002, le parc éolien européen a ainsi augmenté de près de 6 000 MW pour atteindre 23 000 MW, avec une forte croissance en Allemagne et en Espagne. Ces progressions impressionnantes en puissance doivent être pondérées en énergie, puisque du fait de l'intermittence de son fonctionnement (environ 2200 heures par an), un MW éolien produit environ trois fois moins d'électricité qu'un MWe d'une centrale à biomasse (environ 6500 h/an). De ce point de vue, la filière biomasse apparaît comme particulièrement intéressante. Son développement se heurtera cependant aux limites de l'approvisionnement en ressources énergétiques.

À partir d'une très forte puissance installée, l'intermittence peut également compliquer la gestion du réseau, l'écoulement de l'électricité produite et l'équilibrage entre l'offre et la demande sur le réseau. Cela explique que le contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité substituée par l'éolien - même s'il est significatif - ne soit pas chiffrable de façon univoque puisque des moyens spécifiques d'ajustement, d'origine fossile, et des importations devraient être dédiés au traitement des intermittences.

De ce point de vue, les perspectives de l'éolien en mer sont intéressantes puisque les vents y sont plus réguliers et plus prévisibles. Les premiers parcs construits au Danemark montrent des durées de fonctionnement significativement supérieures à celles qui sont observées à terre et une plus grande régularité. Le coût en est néanmoins encore élevé.

### La situation en France

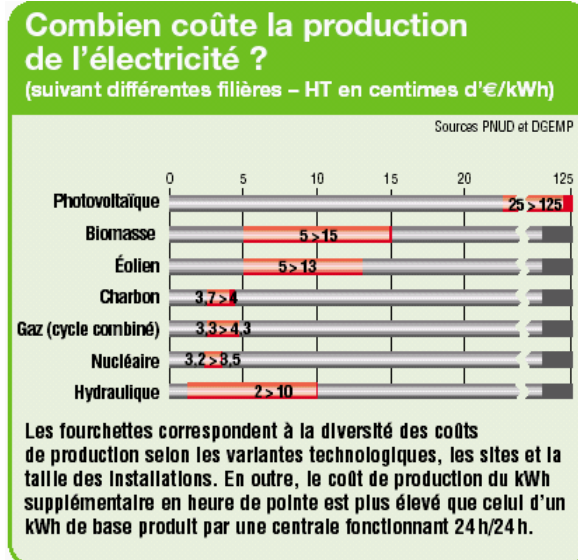
La production d'électricité d'origine renouvelable (hors DOM) s'est élevée à 77 TWh en 2001 répartis de façon très inégale entre les différentes filières :

1. hydraulique = 73 TWh (hors pompage)
2. déchets urbains solides = 2,3 TWh
3. bois et déchets de bois = 1,3 TWh
4. biogaz de décharge et de méthanisation = 0,35 TWh
5. éolien = 0,1 TWh
6. solaire photovoltaïque = 0,001 TWh

Il faut noter que certaines contributions peuvent être obtenues par cogénération d'électricité et de chaleur (ordures ménagères, biomasse). La part de la consommation d'électricité d'origine renouvelable, variable suivant la pluviométrie, a été de 16 % en 2001. Hors grande hydraulique, cette part de consommation d'origine renouvelable est seulement de 1 %.

En 2002, le parc éolien français est passé de 90 MW à 143 MW, dont 8 MW dans les DOM TOM. Plusieurs centaines de MW sont néanmoins en projet et devraient être raccordés au réseau en 2004 et 2005.

En France, le parc hydraulique stagne, voire décroît du fait de mesures législatives restrictives qui ont abouti à limiter le « productible ». En effet, comme l'indiquait le rapport au Parlement sur la programmation pluriannuelle des investissements, la loi Pêche de 1984 (codifiée dans l'article L. 432-5 du code de l'environnement) a prévu le passage du débit réservé à un minimum égal au 40<sup>ème</sup> du débit moyen interannuel (module) et a ainsi conduit à une perte de 1,2 TWh de productible. La loi prévoit également le passage au 10<sup>ème</sup> du module au fur et à mesure des renouvellements des titres administratifs des aménagements, soit une perte à long terme de 4TWh sur les 69,8TWh restants.



(Source : *Energies, comprendre pour choisir*, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2003)  
ces prix ne prennent pas en compte les externalités liées aux émissions de gaz à effet de serre.

L'objectif de la France à l'horizon 2010 peut être atteint par des mesures de réduction de la demande d'électricité complétées par des mesures d'augmentation de la production. Avec une politique ambitieuse de maîtrise de la demande, la consommation totale d'électricité pourrait être de 511 TWh en 2010. La nécessaire augmentation de la consommation d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2010 serait au moins de l'ordre de 33 TWh. Un arrêté sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité du 7 mars 2003 définit des objectifs de puissance installée au 1<sup>er</sup> janvier 2007 qui doivent permettre d'atteindre les objectifs ambitieux de 2010 :

- € Éolien : 2000-6000 MW dont 500-1500 MW en mer.
- € Hydraulique : 200-1000 MW.
- € Biomasse : 300-600 MW.
- € Biogaz : 50-100 MW.
- € Solaire photovoltaïque : 1-50 MW.

## Les dispositifs français de soutien aux énergies renouvelables électriques

### Mesures économiques

- € Des mesures d'obligation d'achat de l'électricité produite, prévues au titre l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, ont été mises en place. Tous les décrets d'application et les arrêtés tarifaires ont été pris. Ces mesures s'appliquent aux installations de puissance inférieure à 12 MW. Le coût de ce soutien représente à ce stade 200 M€ actuellement répartis entre les différents consommateurs. Ces 200 M€ concernent essentiellement l'hydraulique et l'incinération des ordures ménagères. L'éolien devrait représenter de l'ordre de 15 % de ce montant. Il pourrait atteindre 350 M€ en 2007 si les objectifs moyens sont atteints
- € La même loi prévoit que des appels d'offres peuvent être lancés par les Pouvoirs Publics après la parution d'un arrêté sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPI). Ces appels d'offre visent à dynamiser les filières. Des appels d'offres sur la biomasse (200 MW), le biogaz (50 MW), l'éolien en mer (500 MW) et l'éolien terrestre (1000 MW) sont en cours de lancement. Ces appels d'offre s'appliquent pour des installations de puissance supérieure à 12 MW.

- € Diverses dispositions au titre des lois de finances pour 2000, 2001, 2002 et 2003 (crédit d'impôt, amortissement exceptionnel) sont destinées à soutenir la production et la consommation d'électricité d'origine renouvelable.

**Mesures réglementaires**

- € La loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie a permis de clarifier l'instruction des dossiers d'implantation des éoliennes en les soumettant pour la plupart à permis de construire, étude d'impact et enquête publique.
- € Une circulaire interministérielle sur l'éolien terrestre a été adressée aux Préfets en septembre 2003. Elle contribuera à la transparence des procédures et à une meilleure acceptation locale de l'implantation de parcs éoliens.

## La situation de l'énergie nucléaire en France

La forte croissance de l'économie française et la faiblesse de ses ressources énergétiques ont incité les pouvoirs publics à définir une politique énergétique où le nucléaire a pris une place croissante. Après une phase intense d'investissements liée au choc pétrolier des années 70, le nucléaire occupe désormais une place importante dans le paysage énergétique français.

### La place du nucléaire en France

Le parc nucléaire français a représenté un investissement global de 70 Md€. Il compte 58 réacteurs à eau pressurisée qui ont produit près de 440 milliards de kWh en 2002. Il contribue à hauteur de 78,2 % de la production totale d'électricité.

L'évolution de ce parc depuis 1960 est représentée par le tableau suivant :

	1960	1970	1980	1990	2000	2002
Production totale brute d'électricité (TWh)	72,12	146,79	245,71	420,13	540,2	558,8
dont nucléaire	0,13	5,71	57,95	297,7	415,2	436,8
Capacité totale installée (GWe)	21,85	36,22	62,71	103,41	109,5	109,5
dont nucléaire	0,10	1,65	14,39	55,92	62,95	63,27
Part du nucléaire dans la production brute (%)		4	24	74	77	78

### Les avantages du choix du nucléaire

#### *L'indépendance nationale*

En 1973, la France importait 76,1 % de ses ressources énergétiques et la décroissance de la production nationale de charbon était prévisible. Grâce en grande partie au nucléaire, cette part est tombée à 49,3 % en 2002. L'économie réalisée sur les importations d'énergie fossile a pu être estimée à 22 Md€ en 2002 en référence à un parc électrique (virtuel) qui serait construit aujourd'hui sur la base des meilleures technologies à combustible fossile (cycle combiné à gaz).

Par ailleurs, l'essentiel de la valeur ajoutée de la production nucléaire est réalisée en France. C'est ainsi que le combustible nucléaire ne représente que 20 % des coûts de la filière (contre 60 à 75 % pour le gaz) dont environ 5 % nous font dépendre de l'étranger (correspondant aux importations de minerai d'uranium). Le nucléaire voit en outre l'essentiel des emplois créés localisés en France. Les entreprises du secteur (incluant les exploitants nucléaires et leurs sous-traitants mais sans les fournisseurs plus difficiles à décompter) emploient directement environ 100 000 personnes.

### *Une production d'énergie faiblement émettrice de CO<sub>2</sub>*

La France est aujourd'hui l'un des pays d'Europe qui émet le moins de gaz à effet de serre par habitant, en grande partie grâce à la prépondérance de l'électricité d'origine nucléaire<sup>6</sup>. En effet, sur l'ensemble du cycle de production, tenant compte à la fois des rejets liés à la construction de la centrale puis à son exploitation, la production d'1 kWh d'origine nucléaire génère moins de 6 g de CO<sub>2</sub> (lié au carbone rejeté pour la construction de la centrale et au transport des combustibles car il n'y a aucune émission pour l'exploitation proprement dite) alors qu'elle en génère 430 g pour le gaz (cycle combiné) et entre 800 g et 1 050 g pour le charbon.

A l'inverse, de nombreux pays continuent d'utiliser le charbon pour produire de l'électricité comme les Etats-Unis, l'Allemagne ou la Chine et sont donc fortement émetteurs de CO<sub>2</sub>. Si ces pays adoptaient le bouquet énergétique de la France, ils diminueraient leurs émissions totales de gaz à effet de serre de 30 %.

### *Un prix de l'électricité compétitif*

Les coûts de production du nucléaire, intégrant les dépenses futures liées au traitement des déchets et au démantèlement des centrales, font de cette énergie une énergie très compétitive, d'autant que le parc est amorti à plus de 50 %. Du fait de l'attractivité de ces tarifs, la France a pu dégager en 2002 un solde exportateur de 76,9 TWh.

Sur le plan économique, la compétitivité de l'électricité nucléaire permet d'améliorer la compétitivité des entreprises françaises et joue ainsi un rôle indirect non négligeable sur l'emploi. Ainsi si la facture énergétique nationale s'élevait à 5 % du produit intérieur brut au début des années 80, elle ne s'est élevée qu'à hauteur de 1,44 % en 2002.

### **Des risques et des inconvénients pris en compte et maîtrisés**

L'énergie d'origine nucléaire génère légitimement beaucoup de questions et d'appréhensions, qu'il s'agisse des risques associés à ses utilisations civiles (que ce soit à des fins énergétique ou médicale), à de potentielles utilisations non civiles (à des fins militaires, voire terroristes) ou à la gestion des déchets radioactifs. La question de la maîtrise des risques et de l'information associée apparaît donc centrale lorsque l'on aborde cette énergie.

Face à ces différentes problématiques, les Pouvoirs publics sont entrés dans une démarche d'amélioration constante des modalités de contrôle et d'information relatives à cette source d'énergie. Ainsi, l'année 2002 a été caractérisée par la mise en œuvre d'une refonte du système de contrôle et d'expertise dans le domaine, avec la création de la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) ainsi que de l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN).

Par ailleurs, des dispositions législatives relatives à la sécurité et à la transparence nucléaire seront intégrées au projet de loi d'orientation sur les énergies. Elles consacrent le droit à l'information et modernisent le contrôle du domaine, en donnant un cadre législatif à l'information en matière nucléaire et au régime d'autorisation et de contrôle des grandes installations nucléaires.

De leur côté, suivant l'application des meilleures technologies disponibles à un coût économique acceptable, les pratiques industrielles en matière de sûreté et de radioprotection réduisent les impacts sanitaires et environnementaux de façon continue.

<sup>6</sup> Émissions de CO<sub>2</sub> (en tonnes par habitant) dues à l'énergie en 1998 : 6 en France - 7,3 en Italie - 9 au Royaume-Uni - 10 en Allemagne. Il faut à cet égard préciser que la production d'électricité nationale, à 75 % nucléaire, n'est à l'origine que de 10 % des émissions françaises de gaz à effet de serre, contre 40 % au niveau mondial.

Enfin, en matière de déchets radioactifs, la France dispose en effet d'une solution industrielle pour les déchets à vie courte et de faible ou moyenne activité (90 % des volumes produits) : le stockage définitif sur les centres de la Manche - passé en phase de surveillance - et celui, en exploitation, de l'Aube, gérés par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), établissement public de l'Etat.

Un centre vient en outre d'ouvrir pour le stockage des déchets de très faible activité qui seront essentiellement issus des opérations d'assainissement et de démantèlement d'anciennes installations nucléaires. Ce choix représente une stratégie unique en Europe, dans la mesure où les Pouvoirs publics français ont souhaité éviter toute possibilité de recyclage de matériaux (même très faiblement radioactifs) dans des filières conventionnelles.

Il reste désormais à compléter ces solutions pour l'ensemble des déchets existants et notamment pour les déchets de haute activité à vie longue, qui font actuellement l'objet d'un entreposage sûr, mais par nature provisoire.

A cet effet, la loi du 30 décembre 1991, dite loi BATAILLE du nom de son rapporteur, a défini un cadre pour les recherches sur la gestion des déchets radioactifs à vie longue et de haute activité suivant trois axes, qui constituent trois modes de gestion complémentaires dans leur principe et dans la durée. Une commission nationale d'évaluation des recherches menées sur les déchets rend compte annuellement et en toute indépendance au Parlement de l'avancement de ces travaux. Il est prévu que le Parlement prenne une décision en 2006 quant aux solutions à retenir, au vu des résultats obtenus. Plusieurs solutions sont en effet possibles et certaines sont déjà ou sont en cours de mise en œuvre, dans des pays comme les Etats-Unis ou la Finlande. La France se doit de les examiner pour son propre cas.

Il convient de souligner que la gestion des déchets ne pose pas de problème de sûreté immédiat, leur effet radioactif étant arrêté par des barrières telles que le béton ou même l'eau, mais qu'il convient de mettre en œuvre des solutions pérennes.

## Quelle place pour l'énergie nucléaire demain ?

### La question de la durée de vie des centrales nucléaires actuelles

EDF a engagé dès le début des années 90 des études visant à confirmer ses prévisions d'une durée de vie de 40 ans pour ses tranches nucléaires et à examiner la faisabilité d'un allongement. L'ambition de prolonger la durée de vie des centrales actuelles au-delà de leur durée de vie initialement prévue passe par une connaissance fine des phénomènes de vieillissement et de leurs conséquences sur la sûreté nucléaire des installations.

Dans l'état actuel des connaissances, l'objectif d'une durée de vie de 40 années paraît atteignable. Mais il est encore difficile de se prononcer sur la faisabilité d'un accroissement au-delà de cette durée (cet objectif semblant plus facilement atteignable pour les réacteurs les plus récents). En 2002, la Direction générale de la sûreté nucléaire (DGSNR) a indiqué à EDF son « feu vert » pour la poursuite de l'exploitation des réacteurs les plus anciens du parc jusqu'à 30 ans. Par ailleurs, la DGSNR a averti que l'exploitation au-delà d'une durée de 30 ans ferait l'objet d'autorisations données au cas par cas.

### La question de l'évolution du bouquet énergétique se pose pour l'horizon 2020

La mise à l'arrêt des centrales électronucléaires actuellement en exploitation pourrait donc vraisemblablement intervenir à l'horizon 2020, en supposant une durée de vie voisine de 40 ans pour les installations les plus anciennes. La composition du bouquet électrique à cette échéance devra tenir compte des éléments suivants pour ce qui concerne la production en base, c'est-à-dire de façon continue pendant la plus grande partie de l'année :

- La capacité technique et économique de développement des énergies renouvelables ;
- le risque sur le prix du combustible pour le développement de centrales fonctionnant au gaz naturel ;
- les risques liés aux coûts et aux délais de construction d'une installation nucléaire puis aux conditions associées de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs ;
- les facteurs environnementaux et les mécanismes de marché (incitations fiscales ou contraintes réglementaires) qui seront mis en œuvre pour limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- les risques de marché dans un secteur devenu concurrentiel.

La contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre sera particulièrement importante. À l'horizon 2015-2020, les différents scénarios de demande électrique tablent, selon qu'ils sont plus ou moins volontaristes en matière d'économies d'énergie, sur une demande nationale située entre la stabilité (450 TWh) et 600 TWh. Parallèlement, les objectifs affichés dans le plan national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) conduisent à une émission maximale annuelle à hauteur de 9,1 millions de tonnes de carbone contenu pour la production électrique d'ici à 2010. Un tel niveau maintenu en 2020 serait compatible avec un développement de cycles combinés fonctionnant au gaz naturel à hauteur de 87 TWh. Dans ces conditions, 300 TWh à minima devraient être fournis par d'autres sources d'énergie non émettrices en gaz à effet de serre.

### Quelle période considérer pour le renouvellement du parc de production ?

Le parc nucléaire actuel représente une puissance de 63 000 MWe répartis en 58 unités. Intervenant dans un contexte de crise énergétique, sa mise en service a été effectuée dans un délai très court : 50 000 MWe en 10 ans environ (1977-1990) puis 10 000 MWe au cours de la période 1990-2000. Un remplacement au fur et à mesure du retrait des réacteurs au bout d'une durée de vie de 40 ans conduirait à la même marche forcée, c'est-à-dire à remplacer 13 réacteurs d'ici fin 2020 puis 24 supplémentaires d'ici fin 2025 (soit 35 GWe en tout). Ce rythme paraît difficilement soutenable à la fois pour des raisons financières, stratégiques (un parc électrique plus diversifié sera sans doute recherché) et industrielles (éviter à l'outil industriel nucléaire un tel mouvement formé de 15 années d'activités intenses suivies de 20 à 25 ans de période creuse). C'est pourquoi un lissage de la période de renouvellement sur 20 ou 30 ans paraît probable.

### Quelles technologies nucléaires sont candidates pour le renouvellement éventuel du parc ?

Outre un scénario de sortie du nucléaire, quatre scénarios sont aujourd'hui envisageables :

- reporter le renouvellement du parc à l'horizon 2035-2055, en espérant une durée de vie moyenne du parc au moins égale à 55 ans et en ayant recours aux réacteurs de conception totalement nouvelle, dits de quatrième génération et aux centrales à gaz avant 2040. Il doit en effet être souligné que la génération IV ne sera pas disponible pour un déploiement industriel avant 2040 compte tenu des délais de développement d'une filière qui n'est encore qu'à l'état de concept.
- procéder au début du renouvellement opérationnel du parc entre 2020 et 2035, en ayant recours à des réacteurs de troisième génération suivant trois possibilités :
  - \* la construction d'un premier EPR comme démonstrateur, opérationnel pour 2010, des centrales qui entreront en service industriellement à partir de 2020 ;
  - \* la construction directe d'une série industrielle, sur la base de la technologie EPR, à partir de 2015, pour une mise en service à partir de 2020 ;
  - \* le recours à une technologie étrangère, sans doute américaine, si les compétences n'ont pu être gardées au sein d'AREVA et d'EDF.

Le choix des investissements futurs sera par ailleurs mesuré à l'aune de deux éléments de contexte, facteurs d'incertitude dans un avenir de 10 à 20 ans. Il s'agit tout d'abord du prix des combustibles fossiles et notamment du prix du gaz naturel. Dans la mesure où le prix du gaz est une partie importante du coût de production, une tension sur le marché des énergies fossiles provoquée par un trop grand recours à ce combustible pour la production d'électricité, changerait complètement la donne. De même, une fiscalité sur les émissions de gaz carbonique vis-à-vis des moyens de production utilisant des combustibles fossiles, aussi bien que de nouvelles dispositions sur les quotas et les permis d'émission, donneraient un avantage comparatif au nucléaire.

Le deuxième élément de contexte concerne les coûts finaux de la gestion des déchets et du démantèlement. Si ceux-ci sont actuellement déjà intégrés dans les estimations de coût de production et provisionnés par les entreprises, le choix prévu en 2006 d'une solution d'élimination à long terme des déchets laisse aujourd'hui un élément d'incertitude, même s'il est limité, sur le coût global du MWh nucléaire.