



DÉBAT  
PUBLIC  
2005/06

# Projet Flamanville 3

Construction d'une centrale électronucléaire  
"tête de série EPR"  
sur le site de Flamanville



▶ **LE POINT SUR...**





## LE POINT SUR...

... <a href="#">le Groupe EDF</a>	<a href="#">2</a>
... <a href="#">la région de Flamanville</a>	<a href="#">4</a>
... <a href="#">l'installation de Flamanville 3</a>	<a href="#">6</a>
... <a href="#">l'électricité</a>	<a href="#">8</a>
... <a href="#">l'électricité en Europe et en France</a>	<a href="#">18</a>
... <a href="#">les centrales électronucléaires</a>	<a href="#">25</a>
... <a href="#">nucléaire et environnement</a>	<a href="#">37</a>
... <a href="#">le contrôle des centrales nucléaires</a>	<a href="#">45</a>
... <a href="#">les documents de référence</a>	<a href="#">49</a>

## 1

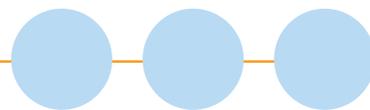
## LE POINT SUR le Groupe EDF

### EDF, un acteur majeur de l'énergie en Europe et présent dans le monde

Le groupe EDF est un acteur majeur de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation d'électricité en Europe. Il gère dans le monde un parc de production diversifié d'une capacité de 122 600 MW<sup>1</sup>. Il fournit énergies et services à 41,6 millions de clients dans le monde dont 35,6 millions en Europe.



<sup>1</sup> MW = millier de kW = million de watts, voir le glossaire en annexe à la rubrique "unités utilisées pour la puissance et l'énergie".



Le groupe EDF est constitué d'une société (EDF-SA), de filiales implantées majoritairement en Europe où il réalise 95 % de son chiffre d'affaires.

EDF et les sociétés du Groupe exercent des activités centrées sur les métiers de l'énergie : production, ingénierie, négoce, transport, distribution, commercialisation et services.

En 2004, le groupe EDF a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 46,9 milliards d'euros.

## EDF en France

En France, EDF intervient sur l'ensemble des métiers de l'électricité : production, transport, distribution et commercialisation. 110 089 salariés sont au service de plus de 27 millions de clients.

Le groupe EDF intervient aussi dans les services énergétiques, auprès des clients tertiaires, industriels ou des collectivités locales. À ces dernières, il propose également des services dans le traitement des déchets (TIRU), les transports électriques (Sodetrel, E-lease) ou la production éolienne (EDF Énergies Nouvelles).

### Des énergies diversifiées

Pour garantir la sécurité de fourniture d'électricité et fournir à tous une énergie propre, sûre et compétitive, EDF développe un parc de production qui utilise et combine toutes les énergies : nucléaire, thermique à flamme (charbon, fioul, gaz), énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse).

Compétitivité, préservation de l'environnement et réactivité aux fluctuations de la demande sont des caractéristiques vitales pour la production d'électricité car l'électricité ne se stocke pas en grande quantité.

Chaque source d'énergie a ses spécificités. L'hydraulique et le nucléaire sont le socle de la production de masse et concourent largement à l'indépendance énergétique de la France. Ces deux sources d'énergie n'émettent pas de gaz à effet de serre. Le thermique à flamme, souple et rapide, est une énergie d'ajustement essentielle pour assurer à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation. Les énergies renouvelables (EnR) qui ont des atouts environnementaux indéniables viennent compléter l'outil de production d'électricité.

### EDF est à la fois l'architecte et l'exploitant de ses centrales

Pour exploiter et renouveler son parc de production, EDF dispose non seulement de compétences en exploitation, mais aussi en ingénierie intégrée.

Au fil du temps, EDF est devenu le véritable architecte de ses centrales. Cette compétence est stratégique pour l'entreprise car elle lui permet de faire évoluer son parc en maîtrisant les coûts de construction de ses nouveaux ouvrages et d'être capable de déconstruire les unités lorsqu'elles arrivent en fin de vie.

## 2

## LE POINT SUR la région de Flamanville

**La région Basse-Normandie**, 1,44 million d'habitants, est la 4<sup>e</sup> région rurale française. Elle se situe au 18<sup>e</sup> rang des régions pour sa contribution au PIB de la France (2 % en 2002), avec un PIB de 52 739 € par emploi, inférieur au niveau national.

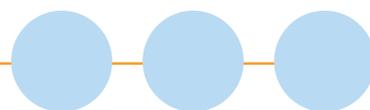
La région est durement éprouvée sur ses activités traditionnelles, avec la cessation d'activités emblématiques comme Moulinex (2 900 emplois directs et 700 indirects), Simon Frères à Cherbourg, mais aussi le plan social de Philips. Elle rebondit par le dynamisme de ses PME – PMI qui investissent (Surgelés des Mers, Laboratoires Gilbert, High Deal) ou de grands groupes qui créent des implantations (Parmalat, Louis Vuitton).

Le nucléaire représente une spécificité régionale avec COGEMA (3 200 emplois directs), la Direction des Constructions Navales (DCN, 2 370 emplois directs), le Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) de Flamanville (680 emplois directs) et de nombreux sous-traitants qui emploient 2 500 personnes, ainsi que les laboratoires du GANIL (grand accélérateur d'ions lourds) et de l'ISMRA (École d'ingénieurs de Caen).

**L'agriculture reste un secteur déterminant : 7,8 % des emplois contre 4,1 % en national.**

La Basse-Normandie est cependant caractérisée par une agriculture en permanente mutation, avec la disparition de 1 500 exploitations chaque année et une population active qui s'est presque réduite de moitié en douze ans. Le cheval est la production phare de la région, avec 12 % du cheptel équin national, ce qui la place à la première place des régions françaises. Le Calvados et l'Orne élèvent plus spécifiquement des chevaux de course. La pêche et la conchyliculture restent dynamiques, notamment dans la Manche, deuxième département littoral français.

**La part des services dans l'activité économique a progressé en Basse-Normandie** comme dans les autres régions et même plus rapidement pour le secteur marchand : l'artisanat, avec près de 16 % des emplois en 2002, et les services, qui représentaient 56 % des salariés bas-normands en 2001, sont en expansion continue depuis une décennie. Les services aux entreprises sont toutefois encore trop peu développés. Les activités liées au tourisme, notamment pour les courts séjours, offrent un



potentiel de développement que l'extension de la plaisance devrait dynamiser. Malgré le rattrapage des années 90, le tertiaire est cependant encore loin d'avoir acquis en Basse-Normandie l'importance qu'il a dans d'autres régions.

**La Basse-Normandie est la 12<sup>e</sup> région française pour la place de l'industrie dans l'économie locale** et se positionne légèrement au-dessus de la moyenne nationale.

**Son taux de chômage est inférieur à la moyenne nationale.** Après trois années (2001 à 2003) consécutives d'augmentation supérieure à la moyenne nationale, le nombre de demandeurs d'emploi (catégorie 1) a légèrement baissé pour s'établir à 54 456 en septembre 2004 (dernières statistiques disponibles).

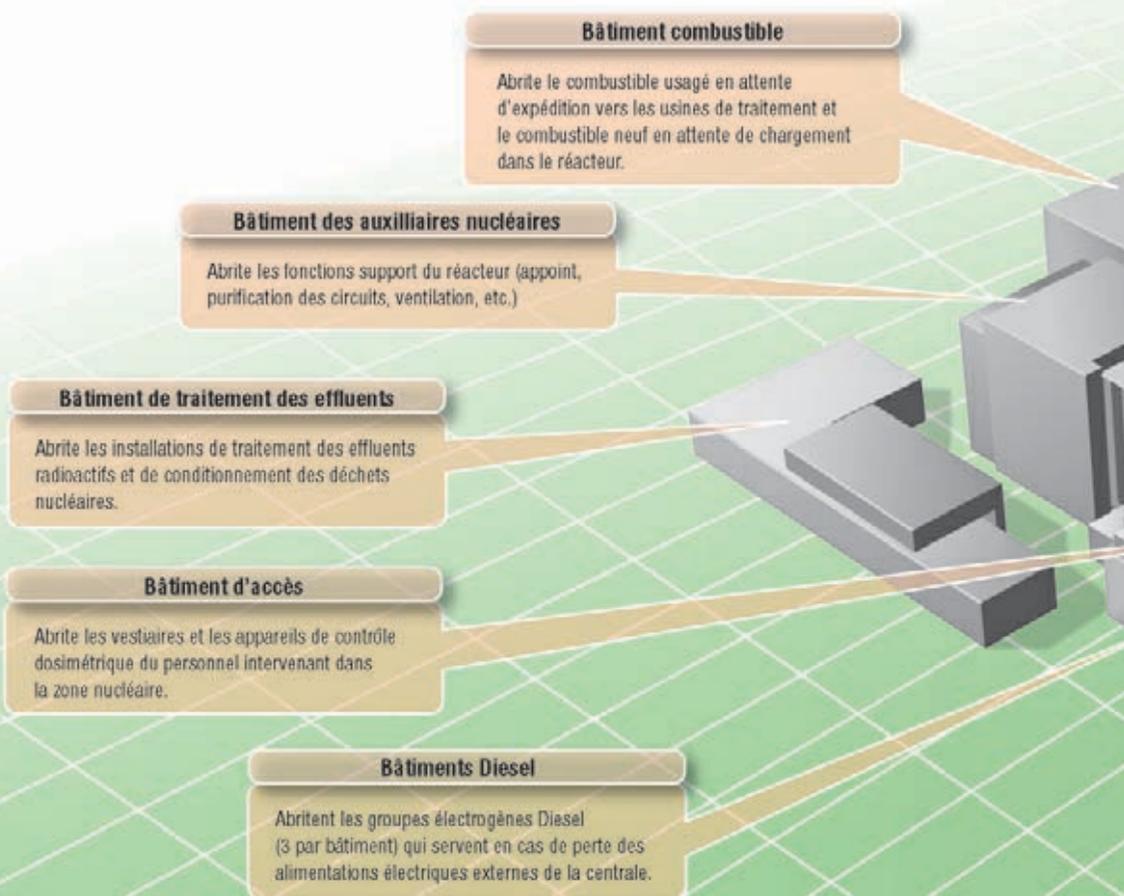
**Le Nord-Cotentin** se distingue par l'homogénéité du secteur économique autour de l'industrie nucléaire et de la construction navale (Cogema, DCN, CNPE de Flamanville). Le tissu local d'entreprises sous-traitantes confère une certaine homogénéité à ce bassin d'emploi de 200 000 personnes, qui connaît actuellement un taux de chômage supérieur à la moyenne du département et de la région, avec des difficultés particulières pour les chômeurs de moins de 26 ans et de longue durée. Le taux de chômage du Nord-Cotentin est de 10,6 % pour une moyenne de 8,6 % dans la Manche, où les autres bassins d'emplois sont affectés par l'attractivité certaine de Caen et de la Bretagne.

**Le nucléaire** a permis aux entreprises locales d'acquérir des savoir-faire spécifiques pour concevoir, construire, maintenir et démanteler des unités industrielles complexes (maîtrise de la chaîne de la mesure et de l'instrumentation, élaboration d'ensembles chaudronnés, génie climatique).

Ces activités industrielles ont favorisé l'éclosion d'un réseau d'organismes de recherche : Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées (traitement du signal et instrumentation, composants et matériaux), Institut National des Techniques de la Mer (établissement du Conservatoire National des Arts et Métiers développant depuis 1987 des activités de recherche pour les biotechnologies marines, la biogéochimie marine et les environnements sédimentaires), antenne de l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), technopole de Cherbourg.

## 3

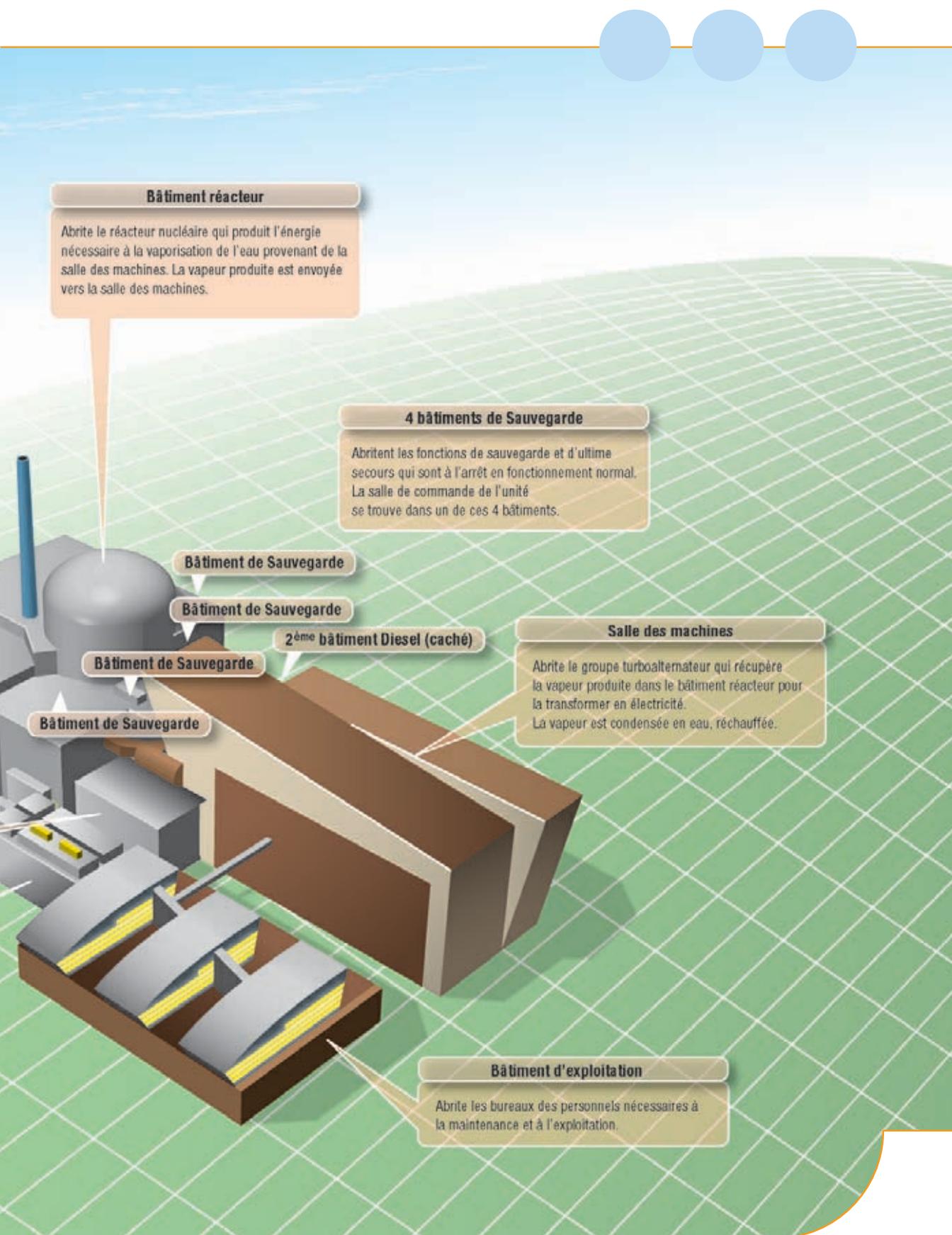
## LE POINT SUR l'installation de Flamanville 3



L'unité de production d'électricité comprend également :

- ▶ les transformateurs qui élèvent la tension électrique jusqu'à 400 kV,
- ▶ la station de pompage qui prélève l'eau de mer pour refroidir les circuits,
- ▶ la conduite de rejet (à 700 m environ au large) de l'eau de mer réchauffée.

▶ Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...



## 4 LE POINT SUR l'électricité

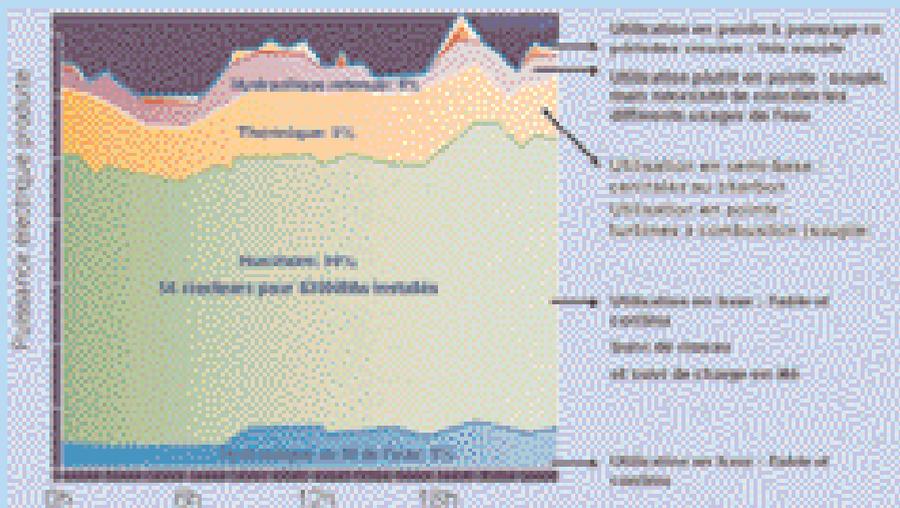
### L'électricité est un produit particulier

L'électricité est un bien vital dont les sociétés modernes ne peuvent plus se passer. Au-delà de son utilisation universelle, l'électricité présente quelques particularités techniques.

#### L'électricité ne se stocke pas

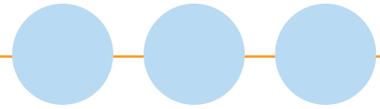
On ne sait pas aujourd'hui stocker l'électricité en grande quantité. Elle ne peut être produite qu'au moment où elle est consommée.

#### PRINCIPE DE L'AJUSTEMENT DE LA PRODUCTION À LA CONSOMMATION



Source : EDF.

► Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...



En revanche, on stocke le combustible qui sert à produire l'électricité et l'on sait même réutiliser une source d'énergie : ainsi, la nuit pendant les heures de faible consommation, dans certaines centrales hydrauliques, on pompe l'eau qui a servi à produire de l'électricité le jour vers le barrage supérieur pour en produire à nouveau le lendemain quand la demande sera forte.

Comme la consommation varie beaucoup au cours de la journée, il faut en permanence arrêter, démarrer et faire varier la puissance des centrales électriques.

Pour s'adapter à la nécessaire variation de la production, il faut pouvoir mobiliser dans des délais très brefs des moyens de production. On les appelle les moyens "de pointe". Il s'agit principalement de l'hydraulique qui utilise de l'eau provenant de barrages et de turbines à combustion (appelées également turbines à gaz). Ces moyens de production peuvent démarrer en quelques minutes.

On dispose également de moyens de production "de base" qui fonctionnent quasiment en permanence. C'est le cas de l'hydraulique dite au fil de l'eau (les usines du Rhône et du Rhin dont on ne peut pas stocker l'eau), du nucléaire et des centrales au charbon.

La situation intermédiaire est appelée "semi-base". On y retrouve les moyens de production utilisant des combustibles fossiles (gaz et charbon) et les centrales nucléaires. Les centrales nucléaires françaises sont en effet conçues pour pouvoir fonctionner à puissance intermédiaire et pouvoir être arrêtées et redémarrées en quelques heures.

### Le transport de l'électricité est contraignant

À tout moment, il faut s'assurer que les lignes de transport d'électricité n'ont pas atteint leur capacité maximale. Si une ligne est surchargée ou en défaut (court-circuit dû à la foudre par exemple), elle "déclenche" et interrompt instantanément le transit qui se répartit alors par les seules lois de la physique sur d'autres lignes, ce qui va les surcharger, et ainsi de suite...

Cette obligation de ne saturer aucune ligne impose des règles très contraignantes. Si l'on tente de comparer avec le transport routier, la situation reviendrait à interdire les bouchons quelles que soient les conditions de trafic : accidents, routes barrées, retour de week-end...

Enfin, l'électricité se transporte mal sur de très longues distances et les pertes sont proportionnelles à la distance parcourue.

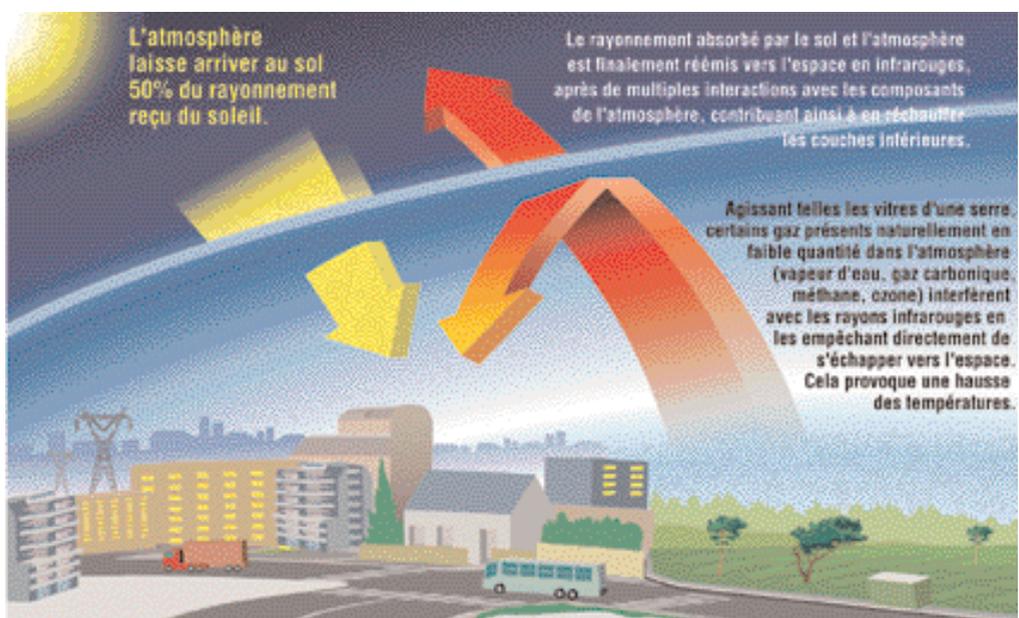
### Il faut ajuster en permanence la production et la consommation

À chaque instant, la production doit être égale à la consommation. Si ce n'est pas le cas, la situation doit être rétablie en quelques secondes sinon le réseau subit de graves perturbations (black-out total ou partiel). Des mécanismes automatiques de réglage de la puissance produite permettent de maintenir cet équilibre, ils sont rendus possibles par les lignes d'interconnexion et facilités par la taille des réseaux. La sécurité du réseau en dépend.

## 4 ... l'électricité

### Les gaz à effet de serre et la production d'électricité

35,4 % des moyens de production d'électricité en Europe émettent des gaz à effet de serre



Source : schéma extrait du site Internet de la mission interministérielle de l'effet de serre ([www.effet-de-serre.gouv.fr](http://www.effet-de-serre.gouv.fr)).

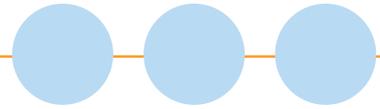
Sans effet de serre<sup>1</sup>, la terre serait un désert gelé mais, à l'inverse, la trop forte accumulation, dans les hautes couches de l'atmosphère, de gaz (CO<sub>2</sub>, méthane...) produits par l'activité humaine l'augmente à l'excès et entraîne la hausse de la température moyenne de la terre, probablement cause de changements climatiques. La diminution régulière de l'emprise de la banquise<sup>2</sup> en atteste. L'effet de serre apparaît comme un risque majeur pour les décennies à venir et certains scientifiques prévoient en France, d'ici 2060, un accroissement de 1°C à 2°C de la température moyenne<sup>3</sup>.

Les pays signataires du protocole de Kyoto se sont engagés à diminuer leurs émissions de gaz à effet de serre. L'objectif est de stabiliser, puis de diminuer les émissions mondiales de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement moyen de la planète à 2°C en 2100. Une baisse de 5,2 % a été retenue

<sup>1</sup> Source : EDF, Observatoire des ENR situation en 2002, Europe des 15.

<sup>2</sup> Source : ACIA "impacts of a warming arctic" ([www.acia.uaf.edu](http://www.acia.uaf.edu)).

<sup>3</sup> Source : Mission interministérielle de l'effet de serre ([www.effet-de-serre.gouv.fr](http://www.effet-de-serre.gouv.fr)).



pour les pays développés. L'Union européenne s'est fixé comme objectif intermédiaire une diminution de 8 % en 2010.

La production d'électricité avec des unités à gaz, à fioul ou à charbon est une importante source d'émission de gaz à effet de serre. La production de 1 kWh d'électricité provoque une émission dans l'atmosphère de<sup>1</sup> :

- ▶ 754 à 1 124 g de CO<sub>2</sub>, s'il est produit par une unité au charbon,
- ▶ 545 à 900 g de CO<sub>2</sub>, s'il est produit par une unité au fioul,
- ▶ 388 g à 688 g de CO<sub>2</sub>, s'il est produit par une unité à gaz,
- ▶ 60 à 150 g de CO<sub>2</sub> s'il est produit par du solaire photovoltaïque,
- ▶ 11 à 22 g de CO<sub>2</sub>, s'il est produit par une unité nucléaire, hydraulique ou de l'éolien.

Ces chiffres prennent en compte la totalité du cycle de production, de l'extraction des ressources au stockage définitif des déchets éventuels en passant par la construction et l'exploitation des installations. Ceci explique que les rejets du nucléaire ne soient pas nuls puisque la seule phase de production n'émet aucun gaz à effet de serre.

#### Production de gaz à effet de serre par an et par habitant pour quelques pays comparables à la France.

Pays	Production annuelle de CO <sub>2</sub> en tonnes par habitant	Consommation d'électricité annuelle en kWh par habitant	Part de la production en %			
			Nucléaire	Hydraulique	Autres EnR	Thermique
France	6,16	7 366	78	11,8	1,6	8,6
Danemark	9,52	6 506	0	0	19,9	80
Allemagne	10,15	6 742	29	4,3	3,8	62,9
Suède	5,62	15 665	46	45,6	1,3	7,1
Suisse	5,87	7 989	41	55	0	4

Source : Données 2002 issues de "key world energy statistics 2004" de l'AIE pour les émissions de CO<sub>2</sub> et les consommations d'électricité, statistiques de l'UE pour la répartition de la production d'électricité.

**Les centrales nucléaires et les usines hydroélectriques en service dans le monde évitent chaque année l'émission de près de 1,2 milliard de tonnes de carbone par an, ce qui représente 16 % des émissions mondiales.**

Les pays qui produisent le moins de CO<sub>2</sub> par habitant sont ceux où la production d'électricité à partir de centrales thermiques classiques (fioul, charbon, gaz) est réduite.

<sup>1</sup> Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA), Bulletin de l'AIEA, Vol 42, N°2, 2000. Les émissions sont exprimées en grammes de CO<sub>2</sub>. On peut également les exprimer en "grammes de carbone équivalent", (1 gCeq = 3,66 g de CO<sub>2</sub>). Le nombre le plus faible se réfère aux technologies les plus récentes ("technologie 2005-2020"), le plus élevé aux technologies plus anciennes, mais encore en exploitation.

## 4 ... l'électricité

### | Les différents moyens pour produire de l'électricité

Pour produire de l'électricité de manière industrielle, plusieurs moyens existent. Chacun possède ses avantages et ses inconvénients. En France, les centrales hydrauliques, nucléaires et thermiques à flamme assurent l'essentiel de la production. Les autres moyens, à partir des énergies renouvelables, se développent en utilisant des ressources locales (soleil, vent, biomasse, géothermie).



△ Centrale hydraulique de la Tuilière (Dordogne).

**Les centrales hydrauliques** utilisent l'énergie de l'eau des rivières, ou de la mer pour les usines marémotrices, pour produire l'électricité. Elles nécessitent la construction de barrages. Les investissements rapportés à la puissance installée sont très élevés et les durées de construction très longues dans le cas des grands barrages. **En France, tous les sites possibles pour des installations de forte puissance ont déjà été équipés.** L'UFE<sup>1</sup> estime cependant que la modernisation de certains sites existants pourrait fournir 2 TWh supplémentaires par an.

Le potentiel de sites de moyenne puissance théoriquement équipables est estimé à 2 TWh (16 centrales de 30 MW environ), de même que le potentiel de centrales de faible puissance (500 sites de 1 MW). Les sites dits de "petite hydraulique" sont évalués à 1 TWh (principalement, 30 000 moulins pour des puissances minimum de 20 kW). Ces estimations du groupe hydraulique de l'UFE sont des potentiels techniquement équipables, sans référence à la rentabilité des projets, ni à leur acceptation. La ressource hydraulique des barrages n'est pas la propriété du producteur, elle est cogérée par les parties prenantes (collectivités locales, industriels, associations...) au bénéfice de la collectivité. Cela restreint parfois les possibilités d'utilisation pour la production d'électricité.

**Les centrales nucléaires** utilisent la chaleur dégagée par la fission de l'atome pour produire de la vapeur d'eau transformée en électricité dans un groupe turboalternateur. Cette technologie permet une production très importante sur une surface très faible (2 600 MW sur le site de Flamanville, 5 400 MW sur le site de Gravelines) et nécessite des investissements lourds (3 milliards d'euros pour

<sup>1</sup> UFE : Union Française de l'Énergie.

Flamanville 3). La construction des unités dure 5 ans, 8 ans si l'on compte les procédures administratives. L'exploitation nucléaire requiert un personnel très qualifié.

Elle est soumise à un contrôle rigoureux à la fois de l'exploitant et de la DGSNR. Le personnel permanent est de 680 personnes pour deux unités de 1 300 MW. Les centrales nucléaires n'émettent pas de gaz à effet de serre, produisent un très faible volume de déchets, mais 10 % d'entre eux présentent une radioactivité importante.

**Les cycles combinés à gaz** comportent une turbine à combustion (assez proche d'un réacteur d'avion) et une turbine à vapeur. Elles utilisent du gaz naturel comme combustible et du fioul domestique. L'énergie des gaz d'échappement de la turbine à combustion est utilisée pour produire la vapeur. À puissance identique, les installations sont un peu plus compactes que pour le nucléaire.

L'investissement est moins élevé que pour le nucléaire et les durées de construction plus faibles (2 à 3 ans, hors procédures). Le personnel permanent est d'environ 40 personnes pour une unité de 800 MW.

L'exploitation produit des gaz à effet de serre mais très peu de déchets.

**Les centrales thermiques "à flamme"** produisent, à partir de combustibles fossiles, de la vapeur transformée en électricité dans une turbine. En raison de leur coût, le gaz et le pétrole sont moins utilisés en Europe où le charbon ou le lignite sont très majoritaires dans ce type de centrale.



△ Centrale nucléaire de Nogent sur Seine.



△ Centrale au gaz de El Beddaoui au Liban.



△ Centrale thermique du Havre.

## 4 ... l'électricité

Ces combustibles étant difficiles à transporter, la centrale doit être implantée à proximité du lieu d'extraction ou d'un port. La compacité des installations est comparable à celle du nucléaire. La durée de construction est intermédiaire entre celle du nucléaire et des cycles combinés. Le coût d'investissement est environ deux à trois fois plus élevé que celui des cycles combinés à gaz. Le personnel permanent est d'environ 80 personnes pour une centrale de 700 MW. L'exploitation produit plus de gaz à effet de serre que les cycles combinés à gaz et davantage de déchets (cendres, mâchefers et résidus de piégeage du dioxyde de soufre) : environ 500 tonnes par an et par MW pour les centrales à charbon et 220 tonnes pour les centrales à fioul lourd<sup>1</sup>. Des améliorations techniques ont été réalisées ces dernières années pour augmenter l'efficacité et diminuer l'impact environnemental des centrales à charbon (Lits Fluidisés Circulant et unités dites à "charbon propre").

Des centrales thermiques à flamme peuvent également utiliser comme combustible des ordures ménagères, du bois, de la bagasse<sup>2</sup> ou d'autres combustibles végétaux (biomasse). Leurs avantages et leurs inconvénients sont assez proches de ceux des centrales à charbon. Le coût de production, en général assez élevé, dépend largement du coût du combustible et, surtout, de celui de la dépollution associée. Des appels d'offres pour des unités de production utilisant ces technologies ont été lancés par le gouvernement en 2004 pour environ 250 MW. La moyenne des offres s'établit à un prix de production 2 à 3 fois plus élevé que les coûts de production d'une centrale équivalente à charbon.

**Les éoliennes** utilisent l'énergie du vent, gratuite, renouvelable, mais non permanente : la production moyenne est de 25 à 30 % de la capacité théorique maximum. Cette non permanence de l'énergie impose de disposer d'équipements de substitution dans le cas où le vent est trop faible. Les éoliennes nécessitent une grande surface, plusieurs centaines de fois supérieure à l'emprise des centrales nucléaires ou à vapeur pour la même puissance installée. On peut cependant utiliser une grande partie de la surface d'une ferme éolienne pour l'agriculture. L'exploitation d'une ferme éolienne ne nécessite pas de personnel permanent et sa maintenance requiert environ une dizaine de personnes pour 100 MW. Elle ne produit aucun gaz à effet de serre. Le gisement potentiel de production français est assez important, particulièrement sur les côtes bretonnes, de la Manche et de la mer du Nord ainsi que dans la vallée du Rhône et dans le Roussillon.



△ Parc d'éoliennes dans l'Aude.

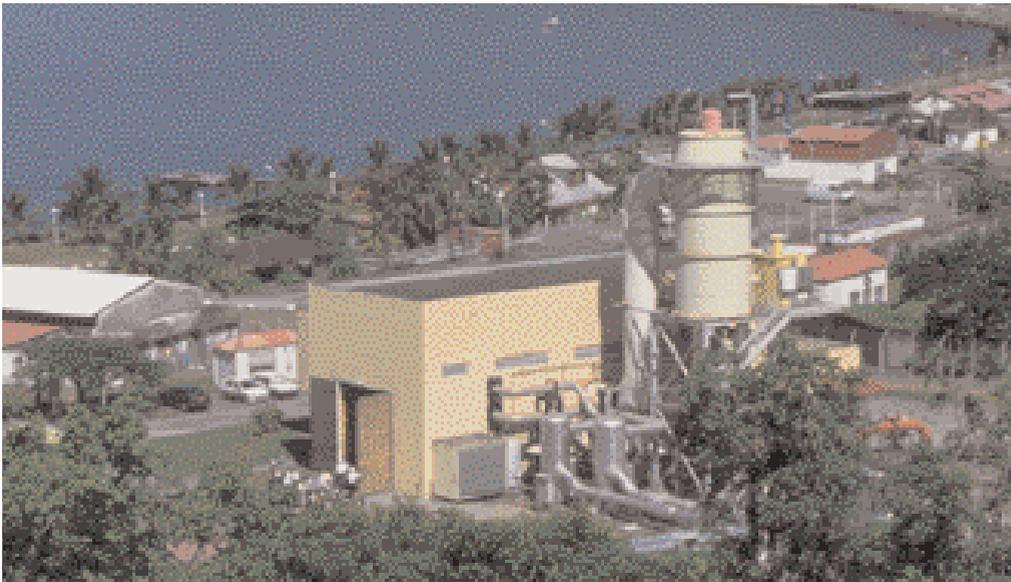
centrales nucléaires ou à vapeur pour la même puissance installée. On peut cependant utiliser une grande partie de la surface d'une ferme éolienne pour l'agriculture. L'exploitation d'une ferme éolienne ne nécessite pas de personnel permanent et sa maintenance requiert environ une dizaine de personnes pour 100 MW. Elle ne produit aucun gaz à effet de serre. Le gisement potentiel de production français est assez important, particulièrement sur les côtes bretonnes, de la Manche et de la mer du Nord ainsi que dans la vallée du Rhône et dans le Roussillon.

<sup>1</sup> Source : AIEA Bulletin N°42, 2000, source identique pour les déchets de traitement du gaz.

<sup>2</sup> Résidu de la canne à sucre après extraction du sucre.

La puissance installée en France est d'environ 400 MW, elle devrait significativement augmenter jusqu'à environ 10 000 MW en 2010, en accord avec l'objectif gouvernemental de 21 % d'énergies renouvelables.

**La géothermie** (utilisation de la chaleur de la terre à grande profondeur) n'est utilisable pour la production d'électricité que dans des sites où la chaleur existe à haute température, comme en Guadeloupe, en Martinique et à La Réunion, en raison du caractère volcanique actif de ces îles.



△ La centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe.

En revanche, la géothermie utilisant de la chaleur à basse température se développe en métropole pour d'autres applications, notamment le chauffage urbain et individuel.

**La production d'électricité à partir du soleil** n'est pas à ce jour une solution industrielle pour la production d'électricité en grande quantité à des coûts acceptables. Cependant, les panneaux solaires photovoltaïques sont parfaitement adaptés à des sites isolés qui consomment peu de puissance. Les prototypes des centrales solaires thermiques (l'énergie du soleil est concentrée à l'aide de miroirs et sert à produire de la vapeur) n'ont pas réussi à établir des espoirs de rentabilité, à ce jour. Il semble que l'application la plus intéressante du solaire restera durablement le chauffage de l'eau des habitations. Cette technique, différente des panneaux solaires produisant de l'électricité, utilise la chaleur du soleil pour chauffer directement l'eau.

## 4 ... l'électricité

### Le coût du kWh des différents moyens de production

Les coûts des différents moyens de production d'électricité ont été déterminés par la DGEMP dans une étude de 2003, complétée en 2004 pour la production décentralisée.

Ces coûts sont complets, c'est-à-dire qu'ils incluent l'exploitation, la maintenance, l'investissement et la déconstruction. Ils ne prennent pas en compte le coût du CO<sub>2</sub>. Dans le cadre des mesures d'accompagnement du protocole de Kyoto, il est mis en place en France un mécanisme de régulation des émissions de CO<sub>2</sub>. Pour un nouveau moyen de production émetteur de gaz à effet de serre, ce mécanisme revient à acheter des droits d'émission qui se traduisent par un surcoût proportionnel à la quantité de gaz à effet de serre rejeté<sup>1</sup>.

Les coûts sont exprimés en euros 2004 par MWh, un MWh est égal à 1 000 kWh.

Type d'installation	Hypothèse prix combustible	Coût de production en €/MWh
Nucléaire <sup>2</sup>	—	29,9
Cycle combiné à gaz	3,6 \$/MBtu 4,7 \$/MBtu	38,8 46,33
Charbon pulvérisé	30 \$/t	35,5
Lit fluidisé au charbon	30 \$/t	33,7
Petite hydroélectricité	—	de 29 à 82
Solaire photovoltaïque	—	de 170 à 370
Éolienne terrestre	—	de 49 à 61

Source : "Coûts de référence de la production électrique" de la DGEMP, décembre 2003.

Les fourchettes sont parfois assez larges car elles prennent en compte toutes les solutions techniques et les possibilités d'implantation pour chaque filière. La grande variation de l'hydraulique tient aux très fortes différences de coût d'équipement selon la configuration géographique du site. La variation de l'éolien est due au potentiel "venteux" du site et celle du photovoltaïque à la puissance installée et à l'ensoleillement.

Le coût de production des éoliennes est élevé : cette production est subventionnée pour permettre à cette technologie d'atteindre à terme un développement industriel à même d'entraîner la décroissance de ses coûts. Fixé par la loi, le tarif d'achat par EDF de la production électrique éolienne est actuellement supérieur à 80 €/MWh. Avec le progrès technique, ce tarif est dégressif : sa diminution pourrait être de 30 % en 2015.

<sup>1</sup> Début 2005, leur prix se situe aux alentours de 10 €/tonne de CO<sub>2</sub> rejeté soit de 4 à 10 € par MWh selon le type de moyen de production.

<sup>2</sup> Les coûts de Flamanville 3 et des unités de série calculés par EDF sont précisés au chapitre 4.3.2.

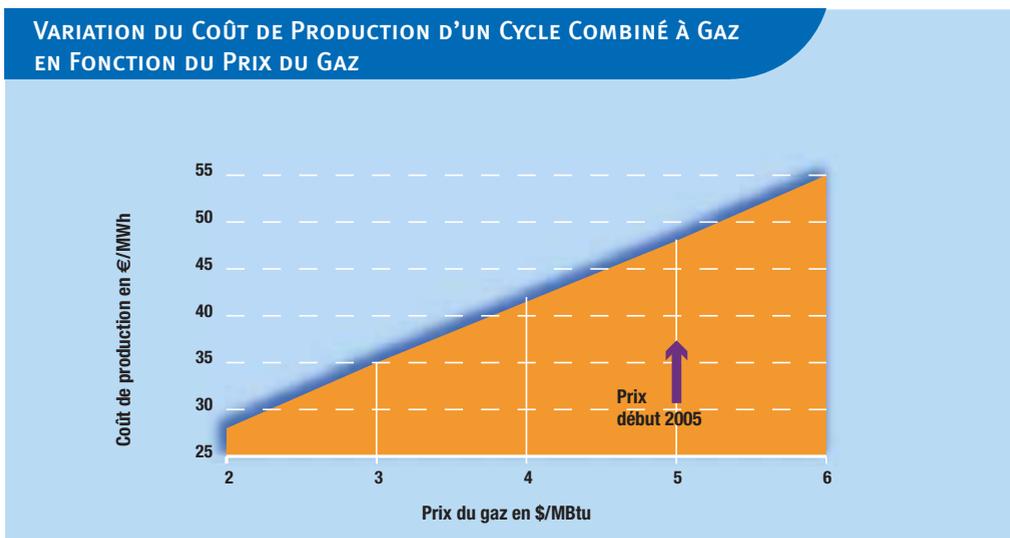
### Les coûts de production des centrales à charbon, des cycles combinés à gaz et du nucléaire sont proches.

Hors CO<sub>2</sub>, les coûts de production des centrales à charbon, des cycles combinés à gaz et du nucléaire sont assez proches. Ces coûts de production sont donnés pour des prix de combustible moyens. Cependant, l'influence du prix des combustibles est très importante pour les moyens de production utilisant le gaz et le charbon.

Pour les centrales à charbon, le prix du combustible représente 40 à 50 % du coût de production, pour les cycles combinés 60 à 70 %. À l'inverse, la variation du prix de l'uranium, qui ne représente que 5 % du coût de production, n'a que peu d'influence sur le coût de production. Cette faible sensibilité aux prix des matières premières est un des avantages du nucléaire et lui confère une grande sûreté d'approvisionnement.

### La part du prix du gaz, pétrole ou charbon est supérieure à 40 % dans le coût du kWh produit, l'uranium ne représente que 5 % du coût du kWh nucléaire.

Le diagramme suivant présente le coût complet (hors CO<sub>2</sub>) d'une unité de type "cycle combiné à gaz" qui est aujourd'hui considéré comme le procédé non nucléaire le plus compétitif pour un fonctionnement en base.



Source : "Coûts de référence de la production électrique" de la DGEMP, décembre 2003 <sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Le diagramme présente le coût de production en € base 2004 par MWh en fonction du prix du gaz exprimé en dollars US par MBtu ("Méga British Thermal unit"), unité utilisée par les bourses de l'énergie. Début 2005, le cours du gaz était aux alentours de 5 \$/Mbtu.

## 5

## LE POINT SUR l'électricité en France et en Europe

### | L'ouverture récente des marchés de l'électricité en Europe

Le marché de l'électricité est en pleine mutation suite à l'ouverture récente à la concurrence de la production et de la vente : les producteurs d'électricité se restructurent, investissent hors de leurs frontières et le prix de vente de l'électricité sur les marchés de gros est devenu une donnée qui conditionne la rentabilité des investissements à venir.

Après les premières expériences d'ouverture des marchés de l'électricité en Grande-Bretagne dès 1990, le coup d'envoi d'une réforme profonde des marchés européens a été donné par l'adoption de la première directive communautaire sur les marchés intérieurs de l'électricité en 1996, suivie en 2003 d'une deuxième directive qui prévoit l'ouverture totale des marchés au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

L'objectif de ces directives était d'introduire une concurrence sur les marchés électriques européens. Toutefois, une volonté de maintenir une partie des activités sous le contrôle d'une organisation régulée était exprimée par le maintien de missions d'intérêt général. Ceci s'est traduit en France par la séparation en deux parties du secteur électrique : le secteur concurrentiel (production et vente d'électricité) et le secteur "régulé" (acheminement, transport et distribution de l'électricité).

L'impact des directives et de leur transposition en droit national s'est traduit dans les états-membres de l'Union par une organisation complexe des marchés et une multiplication des acteurs, avec l'émergence de marchés de gros de l'électricité alimentés par des opérateurs nationaux et étrangers. De nouveaux acteurs interviennent sur les marchés européens : les courtiers (brokers), simples intermédiaires entre vendeurs et acheteurs, et les négociants (traders) pour le négoce de produits et services plus sophistiqués. Les marchés de gros permettent aux traders et aux fournisseurs-commercialisateurs de s'approvisionner pour alimenter à leur tour les clients finaux.

Via des prises de participation, les grands opérateurs historiques nationaux, telle EDF, ont étendu leur action au niveau européen, pour la production, mais aussi la commercialisation et le trading. Par exemple, EDF a des participations en Grande-Bretagne, Allemagne, Italie, Autriche, Pologne,

► Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...

Belgique, Suisse. Par ailleurs, l'Espagnol Endesa et le Belge Electrabel ont des participations en France.

L'émergence d'un marché européen optimise, via l'accroissement des échanges, la gestion des systèmes électriques. À court, moyen et long termes, les achats et ventes d'électricité s'effectuent selon deux modalités : de gré à gré ou à travers des bourses d'échange d'électricité.

Dans chaque état-membre, les activités de gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ont été confiées à des organismes régulés (RTE pour le réseau de transport et ERD pour le réseau de distribution en France). Des autorités indépendantes de contrôle et de régulation (la Commission de Régulation de l'Énergie en France) ont aussi été créées pour contrôler le bon fonctionnement du secteur électrique, activité régulée et secteur concurrentiel.

La structure des parcs européens de production d'électricité est contrastée. Elle reflète l'histoire, la géographie et la diversité des politiques énergétiques nationales. Cette situation est très fortement liée aux prix de l'électricité.

Après une période de prix bas jusqu'à mi-2003, les marchés ont subi des hausses importantes dues à l'augmentation du prix des combustibles et à la croissance constante de la demande. La mise en place des permis d'émission de CO<sub>2</sub> début 2005 et l'évolution à la hausse de leur cotation ont encore amplifié l'augmentation des prix.



## 5 ... l'électricité en Europe et en France

L'objectif à terme des autorités de régulation est de constituer une zone "continentale" de marché la plus fluide possible et de réduire les écarts de prix avec les zones périphériques. Cet objectif sera atteint grâce à trois actions soutenues par la Commission européenne :

- ▶ le renforcement des interconnexions pour supprimer les congestions actuelles ;
- ▶ la coordination des gestionnaires de réseau de transport pour mieux exploiter encore les interconnexions existantes ;
- ▶ la mise en place de règles d'allocation des capacités d'échange aux frontières pour augmenter la fluidité et l'efficacité des échanges commerciaux.

### La politique énergétique française

La politique énergétique de la France est inscrite dans le projet de loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adopté par le Parlement le 23 juin 2005 ("petite loi "). Cette loi découle du « Débat national sur les énergies » et du "Livre blanc sur les énergies"<sup>1</sup>.

#### La politique énergétique de la France vise à :

- ▶ contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement;
- ▶ assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- ▶ préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- ▶ garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

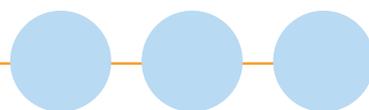
#### Pour atteindre ces objectifs, l'Etat veille à :

- ▶ maîtriser la demande d'énergie ;
- ▶ diversifier les sources d'approvisionnement énergétique ;
- ▶ développer la recherche dans le domaine de l'énergie ;
- ▶ assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

Le projet de loi traite en détail de la place de la production d'électricité d'origine nucléaire dans le paysage énergétique français :

*"La lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3% par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France.*

<sup>1</sup> Le livre blanc peut être consulté à l'adresse internet suivante : [www.debat-energie.gouv.fr](http://www.debat-energie.gouv.fr)



*Afin d'assurer un prix compétitif de l'énergie, la politique énergétique s'attache à conforter l'avantage que constitue pour la France le fait de bénéficier, grâce à ses choix technologiques, notamment en faveur de l'électricité nucléaire, d'une des électricités les moins chères d'Europe. ” (extrait de l'article 2)*

*“L'Etat veille à conserver, dans la production électrique française, une part importante de la production d'origine nucléaire qui concourt à la sécurité d'approvisionnement, à l'indépendance énergétique, à la compétitivité, à la lutte contre l'effet de serre et au rayonnement d'une filière industrielle d'excellence, même si, à l'avenir, il fait reposer, à côté du nucléaire, la production d'électricité sur une part croissante d'énergies renouvelables et, pour répondre aux besoins de pointe de consommation, sur le maintien du potentiel de production hydroélectrique et sur les centrales thermiques.*

*L'Etat se fixe donc trois priorités.*

*La première est de maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération.” (extrait de l'article 4)*

*“L'État prévoit, dans la prochaine programmation pluriannuelle des investissements prévue à l'article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la construction d'un réacteur nucléaire démonstrateur de conception la plus récente.” (extrait de l'article 9)<sup>1</sup>.*

## La maîtrise de la demande d'énergie (MDE)

Jusqu'alors, bien que les gouvernements se soient intéressés à la MDE, les politiques énergétiques issues des chocs pétroliers et des problèmes géopolitiques étaient principalement déterminées par l'orientation à la hausse des prix des hydrocarbures. Aujourd'hui, les politiques volontaristes de MDE au niveau européen (directive européenne sur l'efficacité énergétique et les services énergétiques) et en France (projet de Loi fixant les orientations énergétiques de la France) cherchent à répondre aux exigences du développement durable et se placent sur des perspectives de long terme.

L'objectif est de renforcer l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale, toutes énergies confondues. La maîtrise se mesure par la réduction de la quantité d'énergie consommée à service énergétique rendu identique.

<sup>1</sup> Extrait du projet de loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adopté par l'Assemblée nationale et le Sénat le 23 juin 2005 (“petite loi”), consultable sur le site du Sénat : [www.senat.fr](http://www.senat.fr)

## 5 ... l'électricité en Europe et en France

L'État entend promouvoir les efforts d'économie d'énergie et le développement des énergies renouvelables afin de contribuer à limiter la dépendance de la France vis-à-vis des combustibles fossiles importés, à réduire les usages énergétiques responsables des pollutions atmosphériques et à lutter davantage contre l'aggravation de l'effet de serre.

La politique énergétique devrait donner une impulsion significative à la MDE : elle en fait le premier axe de la politique énergétique et fixe le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique<sup>1</sup> finale à 2 % d'ici 2015 et à 2,5 % d'ici 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le législateur s'appuierait sur un dispositif innovant basé sur la mise en place progressive d'un "marché" de certificats d'économies d'énergie (CEE) ou "certificats blancs". Ce dispositif qui doit être rendu opérationnel le 1<sup>er</sup> janvier 2006 consiste à fixer des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'énergie<sup>2</sup>, lesquelles économies ouvrent droit à la délivrance de CEE. Tout acteur économique (industriel, chaîne d'hôtels, etc.) réalisant des économies d'énergie pourrait aussi obtenir, à sa demande, des CEE qu'il pourra céder aux fournisseurs d'énergie pour satisfaire leurs obligations, fixées par décret.

Tout fournisseur qui ne satisferait pas à son objectif de remise des certificats en fin de période se verrait assigner une pénalité financière proportionnelle aux kWh économisés manquants.

Conjuguée au développement des énergies renouvelables, la politique de MDE contribue non seulement à réduire l'intensité énergétique mais aussi à préserver les ressources naturelles et, grâce au recours aux énergies les moins émettrices de CO<sub>2</sub>, à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> pour lutter contre le changement climatique.

### La production d'électricité en France

#### Le parc de production national

Le parc de production français a une capacité de production nette de 116 700 MW<sup>3</sup> en 2005. Il se structure autour de quatre types de production : nucléaire, thermique, hydraulique et autres EnR.

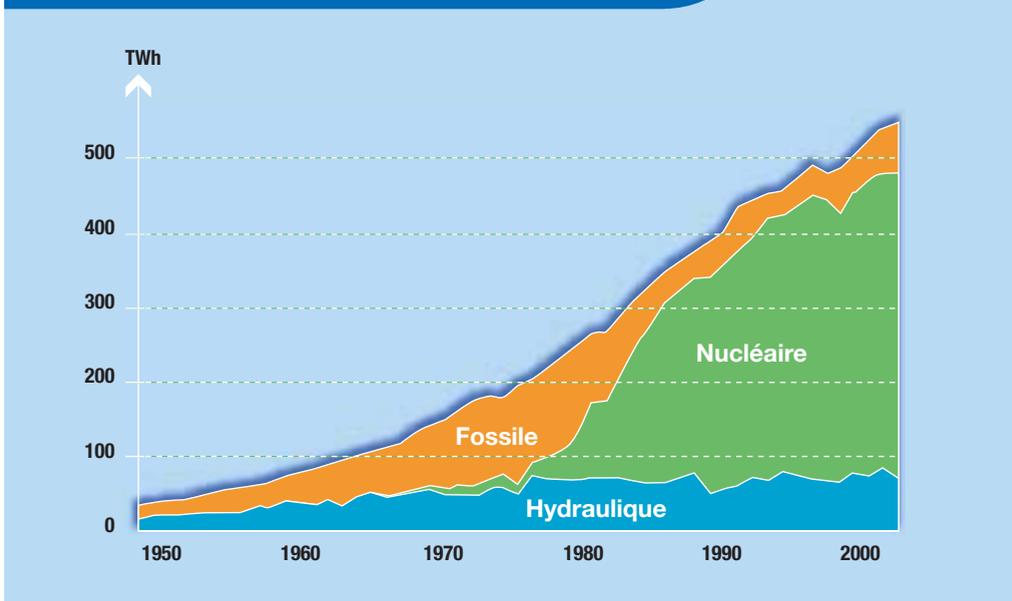
**La capacité de production nette nationale d'origine hydraulique** représente une puissance installée de 25 400 MW. Elle a contribué à 12 % de la production d'énergie électrique en France en 2004, soit 64,5 TWh. La part d'EDF dans cette production est de 68 %, le complément étant assuré principalement par la Compagnie Nationale du Rhône (Groupe Suez-Electrabel) et de petits producteurs indépendants.

<sup>1</sup> Rapport entre la consommation d'énergie et le PIB.

<sup>2</sup> Personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur, du froid, du fioul domestique, dont les ventes annuelles excèdent un seuil fixé par décret.

<sup>3</sup> Source : bilan 2004 de RTE (Réseau de Transport d'Électricité) et bilan 2004 de l'Observatoire Statistique du Groupe EDF.

## ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE



Source : EDF.

**La capacité de production nette nationale à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)** représente une puissance installée de 886 MW. Elle a contribué à 0,6 % de la production d'énergie électrique en France en 2003, soit 3,1 TWh<sup>1</sup>.

**La capacité de production nette nationale d'origine thermique à flamme** (gaz, fuel et charbon) représente une puissance installée de 27 900 MW. Elle a contribué à 10,1 % de la production d'énergie électrique en France en 2004, soit 55,3 TWh. La part d'EDF dans cette production est de 29,8 %, le solde étant principalement fourni par la SNET, Société Nationale d'Électricité Thermique (groupe ENDESA).

**La capacité de production nette nationale d'origine électronucléaire** est constituée de 58 réacteurs à eau pressurisée (REP), répartis sur 19 sites en France, pour une puissance installée de 63 400 MW. Elle a contribué à 78 % de la production d'énergie électrique en France en 2004. EDF est propriétaire de ce parc de production.

<sup>1</sup> En 2003, la production d'origine éolienne représente 12,5 % du total des ENR, soit 0,390 TWh. La puissance installée est de 219 MW. (Source : bilan provisoire 2003 de RTE).

## 5 ... l'électricité en Europe et en France

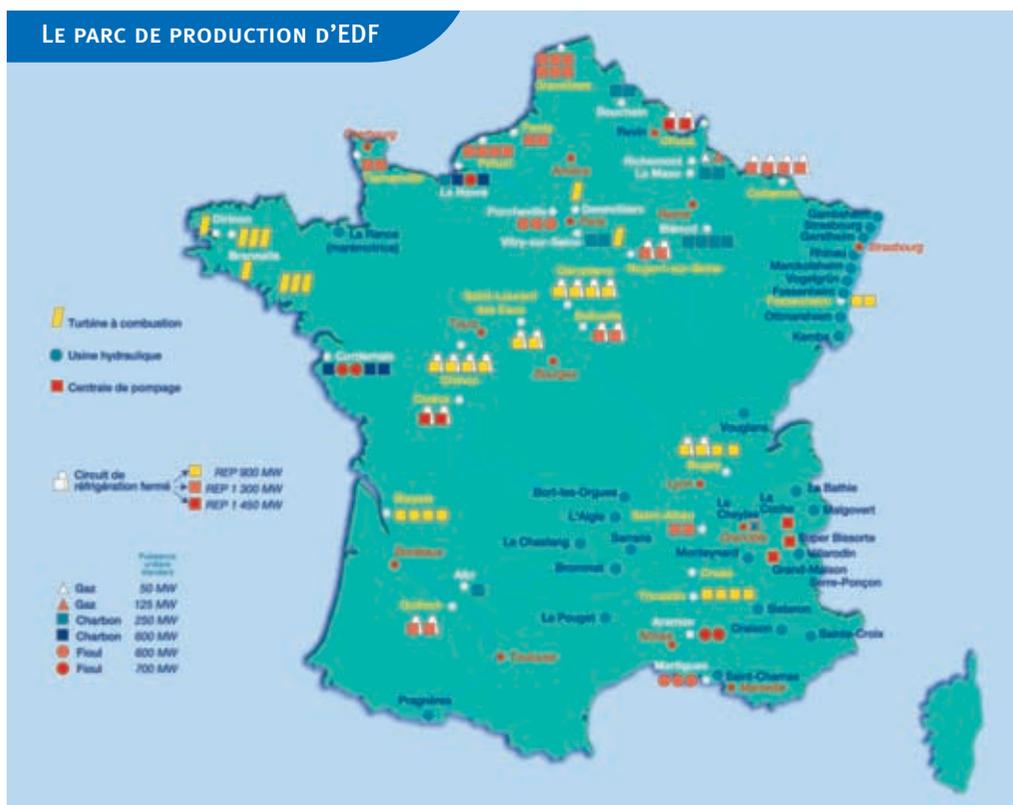
### Le parc de production d'EDF

EDF a produit 487,4 TWh<sup>1</sup> en 2004 à l'aide de moyens diversifiés. Sa production se répartit ainsi :

- ▶ 426,8 TWh à partir du nucléaire, soit 78,1 % de la production d'électricité en France,
- ▶ 44 TWh à partir de l'hydraulique,
- ▶ 16,5 TWh à partir de thermique non nucléaire (charbon et fioul) soit 29,8 % de la production française par ce type d'énergie.

Par ailleurs, EDF possède, via ses filiales, des capacités de production en EnR hors hydraulique<sup>2</sup> (éolien principalement).

EDF s'appuie sur la diversité de ses moyens de production pour répondre au mieux à la demande d'électricité en combinant chacun des moyens en fonction des besoins des clients.



Source : EDF.

<sup>1</sup> Source : EDF 2004.

<sup>2</sup> Le Groupe EDF détient une puissance installée totale d'EnR hors hydraulique (France et hors France) de 435 MW (à fin 2003).

## 6

## LE POINT SUR les centrales électronucléaires

### Le principe de la réaction nucléaire

Le combustible des réacteurs est appelé “matière fissile” dont les atomes peuvent être, dans certaines conditions, brisés par des neutrons. L’atome se casse alors en plusieurs autres atomes, appelés “produits de fission”, en émettant de la chaleur, récupérée pour produire ensuite de l’électricité, ainsi que 2 ou 3 neutrons. Un de ces neutrons va à son tour briser un autre atome de matière fissile et maintenir ainsi une réaction appelée “réaction en chaîne”.

On distingue deux grandes familles de réacteurs : ceux qui ne fonctionnent qu’avec des neutrons ralentis et qui constituent la quasi-totalité du parc des réacteurs de production d’électricité dans le monde, et ceux qui fonctionnent avec des neutrons rapides.

Pour ralentir les neutrons, on recourt à plusieurs types de matériaux, ou “modérateurs” (graphite, eau, eau lourde), qui doivent être suffisamment transparents pour ralentir les neutrons sans les absorber. Il faut aussi évacuer la chaleur produite par la réaction nucléaire. On utilise un fluide “caloporteur” qui doit aussi être assez transparent aux neutrons. Ce peut être un gaz ( $\text{CO}_2$  ou hélium) ou un liquide (eau ou vapeur principalement). Les réacteurs des centrales d’EDF et celui de Flamanville 3 sont à eau pressurisée : le modérateur et le caloporteur sont de l’eau chaude sous très forte pression (pour en savoir plus : [www.edf.fr](http://www.edf.fr)).

### Le principe de fonctionnement des réacteurs REP

Les réacteurs à eau pressurisée (REP) équipent tout le parc de centrales françaises actuellement en exploitation. L’EPR est également un réacteur de ce type. Le réacteur nucléaire, enfermé dans une cuve, chauffe de l’eau sous très haute pression à l’aide de l’énergie dégagée par la réaction nucléaire. Malgré la température supérieure à  $300^\circ\text{C}$ , l’eau ne se vaporise pas car elle est maintenue sous très forte pression (155 fois la pression atmosphérique) par le pressuriseur.

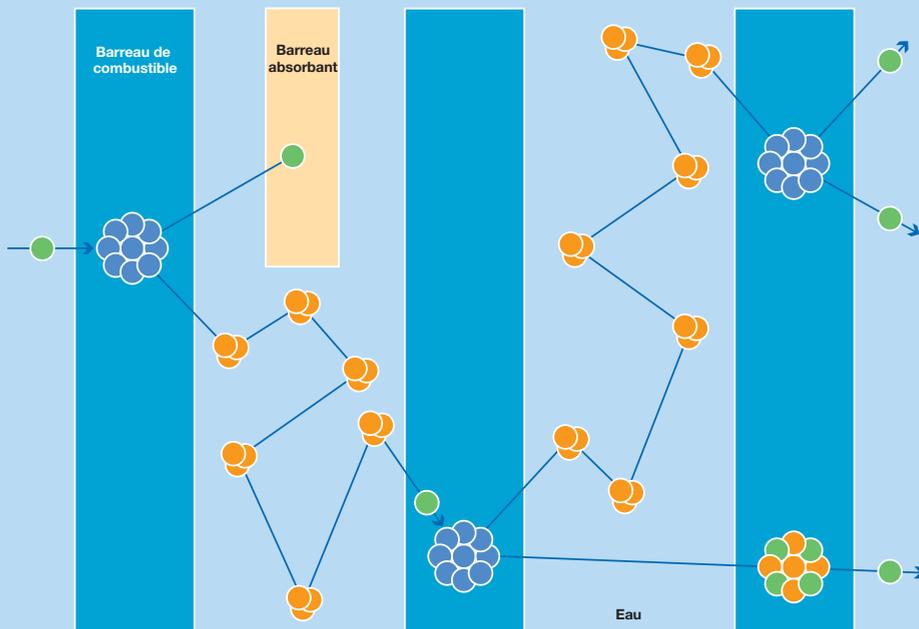


## 6 ... les centrales électronucléaires

### SCHÉMA DE PRINCIPE DE LA RÉACTION NUCLÉAIRE DANS UN RÉACTEUR À EAU PRESSURISÉE (REP).

#### Que se passe-t-il dans le réacteur ?

Un neutron, représenté en vert sur la gauche du schéma, rentre dans un barreau de combustible. Il percute un atome d'uranium 235, qui se brise et produit de la chaleur récupérée pour produire de l'électricité et 2 neutrons qui ressortent du barreau. L'un est neutralisé par les barreaux absorbants de réglage de la réaction (en jaune). Le neutron restant percute des molécules d'eau représentées en rouge dans le schéma, ce qui a pour effet de le ralentir suffisamment. Il rentre dans un barreau combustible, percute un atome d'uranium 235, le brise. 2 neutrons sont à nouveau produits, l'un est ralenti et poursuit la réaction en chaîne. L'autre n'est pas ralenti, car il n'a pas rencontré de molécule d'eau sur sa trajectoire, il ne brisera pas d'atome d'uranium, même s'il le percute.



Dans un souci de simplification, ce schéma ne fait pas apparaître ni les produits d'activation ni les produits de fission qui sont les résidus des atomes d'uranium brisés. Ces produits de fission présentent une forte radioactivité et constituent pour leur grande majorité (à l'exception du plutonium qui est récupéré lors du retraitement) les déchets de haute activité.

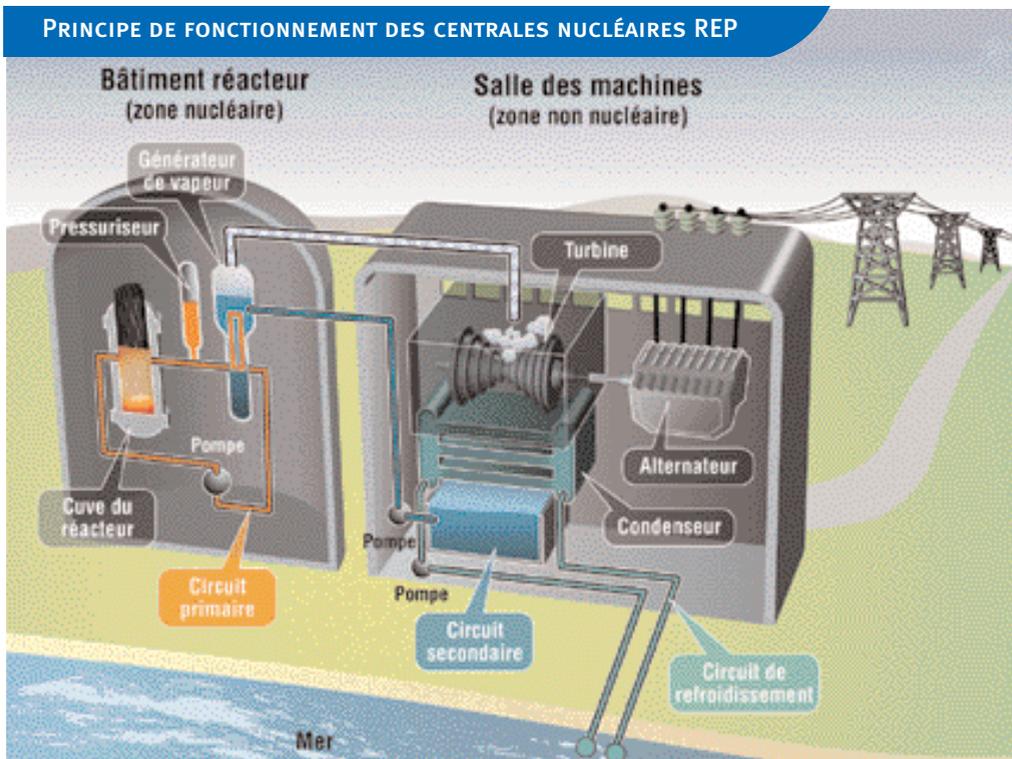
Source : EDF.



Cette eau, mise en circulation par une pompe, traverse un générateur de vapeur où elle cède une partie de sa chaleur à un autre circuit représenté en bleu sur le schéma. L'eau refroidie retourne ensuite dans le réacteur pour y être réchauffée. Ce circuit fermé est appelé "circuit primaire". Il y a 4 circuits identiques en parallèle, donc 4 pompes et 4 générateurs de vapeur.

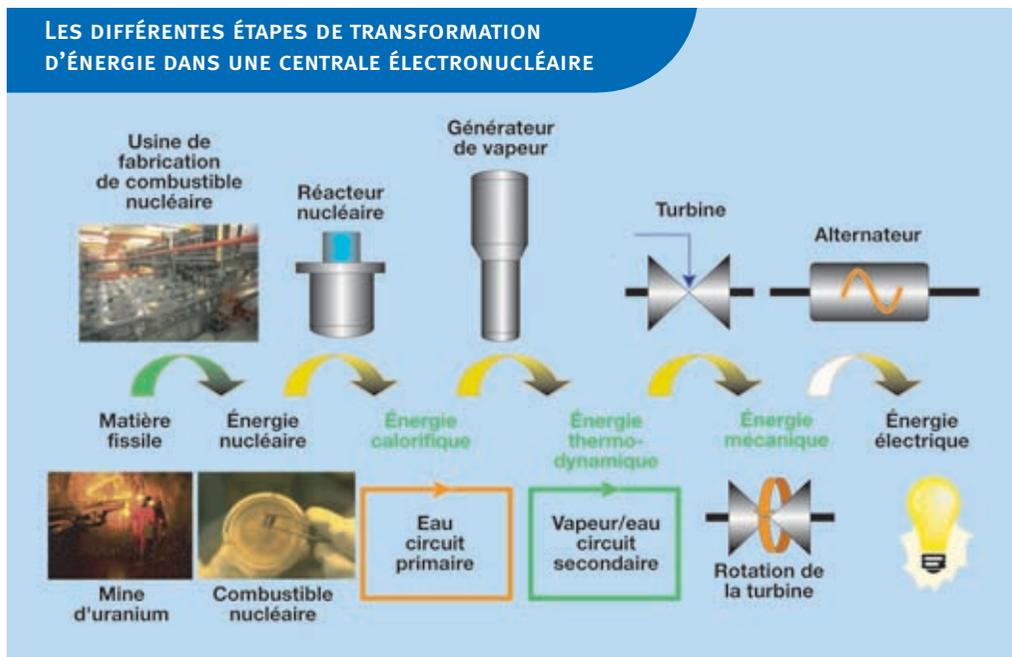
L'énergie transférée dans les quatre générateurs de vapeur sert à faire bouillir de l'eau d'un autre circuit et à la transformer en vapeur (vapeur en bleu clair, eau en bleu foncé sur le schéma).

La vapeur est ensuite dirigée dans une turbine accouplée à un alternateur, le "groupe turboalternateur" qui produit l'électricité. La vapeur, qui a perdu une partie de son énergie, est retransformée en eau pour être renvoyée vers le générateur de vapeur : elle se condense sur les tubes du "condenseur" (boîte traversée par plusieurs milliers de tubes froids où circule de l'eau de mer) et l'eau, pompée au bas du condenseur, est renvoyée vers le générateur de vapeur pour y être de nouveau vaporisée. Ce circuit, également fermé, est le circuit secondaire. Il est séparé du circuit primaire principalement pour des raisons de sûreté.



Source : EDF.

## 6 ... les centrales électronucléaires



Source : EDF.

### L'histoire de la production électronucléaire

Dès la découverte, en 1939, de la réaction en chaîne<sup>1</sup> et de son énorme dégagement de chaleur, les principes de la production d'électricité à l'aide de l'énergie nucléaire sont imaginés. Après 1945, les travaux reprennent en France et en Grande-Bretagne.

La recherche et le développement sont confiés au CEA, créé en 1945. Zoé, la première pile atomique française, diverge en décembre 1948 à Saclay.

Le CEA développe sa propre filière et associe EDF à l'exploitation des premiers réacteurs. Le premier kWh nucléaire est produit à Marcoule le 28 septembre 1956.

L'électronucléaire apparaît rapidement comme une solution adaptée pour produire de l'énergie bon marché et en grande quantité. La France envisage le lancement d'un programme d'équipement nucléaire basé sur l'utilisation d'uranium naturel. Au même moment, les USA développent des filières nucléaires basées sur l'utilisation de l'uranium enrichi, technique dont les Européens ne disposent pas encore.

<sup>1</sup> En janvier 1939 au Collège de France, Frédéric Joliot (gendre de Marie Curie), Lev Kowarski et Hans Von Halban découvrent l'émission de neutrons dans la fission d'atomes d'uranium et imaginent le principe de la réaction en chaîne.

Dans les années 60, l'Allemagne construit ses premiers réacteurs expérimentaux avec l'aide des USA. La filière française "graphite-gaz" utilisant de l'uranium naturel se met en place. La Grande-



△ Les trois unités "graphite-gaz" de Chinon.

Bretagne fait de même avec des types de réacteur très proches.

EDF s'intéresse également aux filières américaines, particulièrement aux réacteurs à eau pressurisée (REP). Les Belges et les Français mettent en chantier une unité de ce type à Chooz dans les Ardennes. Cependant, la crainte de dépendre exclusivement des USA pour l'approvi-

sionnement en combustible guide les choix d'investissements : les technologies utilisant de l'uranium naturel sont privilégiées, un prototype à l'eau lourde, mais utilisant aussi de l'uranium naturel, est mis en chantier à Brennilis dans les Monts d'Arrée et démarre en 1967.

Les réacteurs à uranium naturel sont robustes et fiables, mais malheureusement beaucoup plus chers que les REP américains. En 1969, un comité interministériel prend la décision d'en arrêter les programmes d'investissements.

Parallèlement, la recherche progresse et une nouvelle voie s'ouvre : celle des réacteurs dits surgénérateurs qui permettent d'utiliser jusqu'à 60 fois mieux le combustible nucléaire. Le réacteur prototype de Phénix est mis en service à Marcoule (Gard) en 1973 où il est toujours exploité par le CEA. Il sera suivi par Superphénix à Creys-Malville (Isère).

Également en 1973, la décision est prise de construire une usine d'enrichissement d'uranium à Pierrelatte (Drôme) pour pouvoir produire industriellement des combustibles pour les centrales REP. L'année suivante, la décision de construire en série des réacteurs REP est prise. C'est le début du programme nucléaire actuel avec d'abord l'achat de la licence aux USA, puis l'appropriation et l'amélioration de la technologie. 58 unités de ce type sont aujourd'hui en service.

Les choix industriels faits à l'époque permettent aujourd'hui de disposer d'une technologie maîtrisée industriellement depuis plus de 25 ans, standardisée et mature, bénéficiant d'un retour d'expérience très important.

## 6 ... les centrales électronucléaires

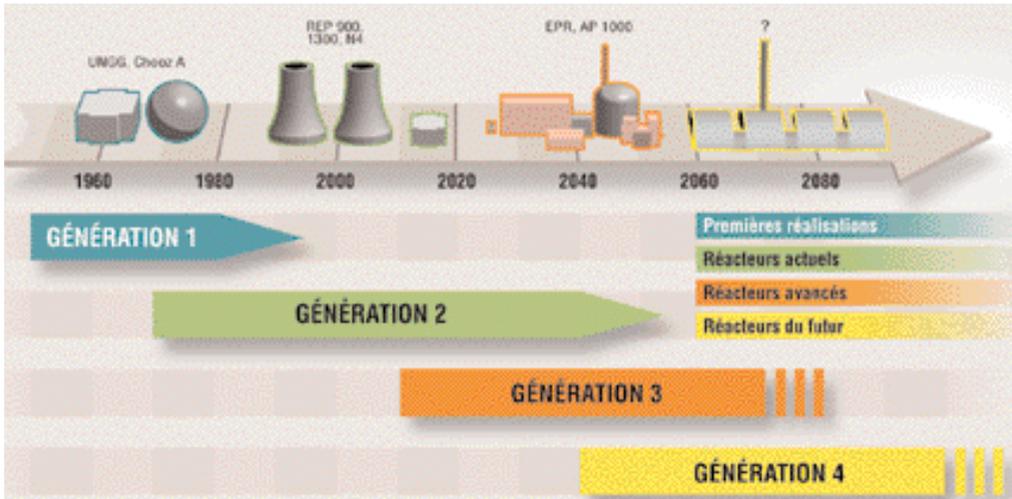
### QUELQUES DATES

- 1939 : découverte de la réaction en chaîne
- 1942 : premier réacteur nucléaire aux USA (pile Fermi à Chicago)
- 1948 : premier réacteur nucléaire français (Zoé à Saclay)
- 1951 : premier kWh nucléaire aux USA
- 1954 : premier kWh nucléaire en URSS
- 1956 : premier kWh nucléaire en France à Marcoule et en Grande-Bretagne à Calder Hall
- 1957 : mise en service de la première centrale électro-nucléaire REP aux USA (60 MW Shippingport)
- 1958 : accord des USA pour la livraison d'uranium enrichi aux pays européens
- 1962 : mise en service de la première centrale nucléaire REP en Europe (Mol, Belgique, 10 MW) et de la première centrale nucléaire "graphite-gaz" d'EDF (la célèbre boule de Chinon, 70 MW)
- 1967 : mise en service de la centrale de Brennilis dans les monts d'Arrée (eau lourde, 70 MW) et de Chooz A dans les Ardennes (premier REP français de 310 MW)
- 1969 : annonce de l'abandon de la filière française "graphite-gaz"
- 1972 : mise en service de la 6<sup>e</sup> et dernière centrale "graphite-gaz" (540 MW)
- 1973 : mise en service de Phénix (233 MW) à Marcoule, choc pétrolier, décision de construire une usine d'enrichissement d'uranium (Eurodif)
- 1974 : lancement du programme nucléaire REP français (16 unités de 900 MW puis 10 en 1976) et mise en service du premier réacteur REP de grande puissance en Allemagne (1 140 MW)
- 1977 : mise en service de Fessenheim 1 (900 MW), première unité du parc REP actuel d'EDF
- 1986 : mise en service de Superphénix à Creys-Malville (1 200 MW)
- 1994 : arrêt définitif de la dernière centrale "graphite-gaz"
- 1997 : arrêt définitif de Superphénix
- 1999 : mise en service de Civaux 2 (1 450 MW), 58<sup>e</sup> unité nucléaire du parc REP actuel

### Les différentes générations de réacteurs nucléaires

L'histoire de la production d'électricité avec l'énergie nucléaire est encore récente. Elle a débuté dans les années 50 avec les premiers prototypes qui ont permis le développement des modèles industriels en fonctionnement aujourd'hui. L'expérience considérable d'exploitation de ces réacteurs se retrouve dans les nouveaux modèles proposés aujourd'hui qui sont des évolutions de ceux en fonctionnement,

► Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...



Source : EDF.

d'où leur appellation "évolutionnaire". Un programme de recherche a été lancé en 2001 pour développer de nouveaux concepts que l'on a baptisés "Génération 4". On définit un peu arbitrairement les différentes générations comme suit :

**Génération 1** : réacteurs prototypes et/ou "tête de filières" des années 1960-1970 (REP, "eau lourde", "graphite-gaz") ;

**Génération 2** : réacteurs actuellement en fonctionnement, depuis les années 1970 (unités de 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW) ;

**Génération 3** : les réacteurs de génération 3 sont des réacteurs aptes à une mise en service industrielle vers 2010 et au-delà. Il s'agit de réacteurs déjà approuvés ou certifiés par les Autorités de Sûreté, ou pouvant l'être à court terme (EPR, AP1000,...). Par rapport aux générations de réacteurs actuellement en service (essentiellement génération 2), ces réacteurs, conçus après l'accident de Tchernobyl, apportent des progrès importants en terme de sûreté nucléaire ; notamment, ils réduisent très fortement les conséquences sanitaires et environnementales en cas d'accident grave ;

**Génération 4** : réacteurs du futur, au stade de la conception théorique ou de prototype.

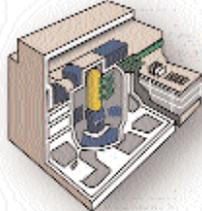
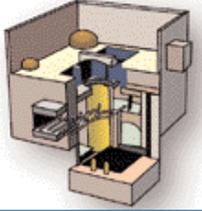
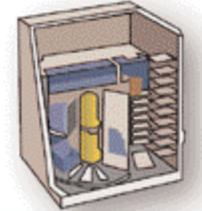
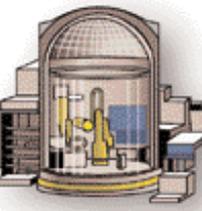
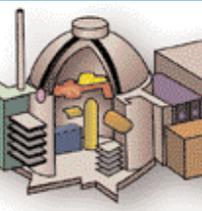
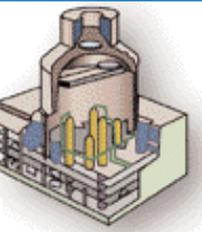
### Les réacteurs de génération 3

Outre l'EPR, décrit en détail dans le présent dossier, il existe plusieurs modèles de réacteurs de génération 3 proposés par les constructeurs mondiaux.



## 6 ... les centrales électronucléaires

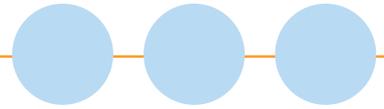
### LES RÉACTEURS ACTUELS DE GÉNÉRATION 3 AUTRES QUE L'EPR

	<p>► <b>ABWR 1 350 MW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)</li> <li>► General Electric + Toshiba + Hitachi</li> <li>► En construction à Taiwan et 2 unités en service au Japon</li> <li>► Certifié au Japon et aux USA</li> <li>► Participation à l'appel d'offres Finlande</li> </ul>
	<p>► <b>ESBWR 1 300 MW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)</li> <li>► General Electric (GE)</li> <li>► En cours de développement, études</li> <li>► Processus de certification lancé aux USA</li> <li>► Pas de référence de construction à ce jour</li> </ul>
	<p>► <b>SWR 1 000 MW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)</li> <li>► Framatome-ANP</li> <li>► Pas de référence de construction à ce jour</li> </ul>
	<p>► <b>AES 91 1 000 MW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)</li> <li>► Atomstroyexport (Russie)</li> <li>► En construction en Chine</li> <li>► Participation à l'appel d'offres Finlande</li> </ul>
	<p>► <b>AES 92 1 000 MW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)</li> <li>► Atomstroyexport (Russie)</li> <li>► En construction en Inde</li> <li>► Proche de l'AES 91, avec des systèmes passifs (systèmes de sécurité qui agissent spontanément en cas de besoin et sans électricité)</li> </ul>
	<p>► <b>AP1000 (1 000 MW)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>► Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)</li> <li>► Westinghouse/BNFL</li> <li>► Pas de référence de construction à ce jour</li> <li>► En cours de certification aux USA</li> </ul>

Source : EDF.

► Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...





## Les réacteurs de génération 4

La 4<sup>e</sup> génération de réacteurs nucléaires est celle des systèmes du futur, qui succéderont, à terme, aux réacteurs de type EPR de 3<sup>e</sup> génération. Elle fait l'objet d'innovations et de développements importants tant du point de vue du réacteur que du cycle du combustible.

Les objectifs visés pour ces systèmes du futur et le choix des technologies clés pour les atteindre sont au cœur de discussions internationales, notamment au sein du Forum international génération 4 lancé en 2001 à l'initiative du département américain de l'énergie. Ce forum a pour objectif de sélectionner et de développer des systèmes de production nucléaire du futur intégrant des critères de développement durable : sûreté, compétitivité économique, optimisation des ressources dans l'hypothèse d'une croissance forte de la demande mondiale d'électricité et d'usages non électrogènes de la production nucléaire, minimisation des déchets, résistance à la prolifération et aux agressions externes.

Il rassemble dix pays (Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, Corée du Sud, Etats-Unis, France, Japon, Royaume-Uni, Suisse) ainsi que l'Union européenne.

Dans une première étape, les états membres du Forum ont sélectionné six concepts de systèmes nucléaires :

- ▶ 2 projets de réacteurs à haute température dont la chaleur produite sera transportée par l'intermédiaire d'un gaz (hélium de préférence),
- ▶ 2 projets de réacteurs dont la chaleur produite sera transportée par un métal liquide (sodium, plomb ou alliage de plomb et de bismuth),
- ▶ 1 projet de réacteur à eau supercritique<sup>1</sup>,
- ▶ 1 projet de réacteur à sels fondus.

Un des deux réacteurs à haute température est dédié à la production d'hydrogène.

Quatre de ces réacteurs sont iso-générateurs ou surgénérateurs, ce qui signifie que la réaction nucléaire produit autant ou plus de combustible fissile qu'elle n'en consomme. Le plutonium utilisé dans ces réacteurs est, contrairement à l'uranium fissile, une ressource très abondamment disponible qui permet d'assurer une contribution aux besoins mondiaux en électricité sur le très long terme, car le plutonium détruit par les fissions se régénère à partir de l'uranium non fissile, 140 fois plus abondant dans la nature que l'uranium fissile. L'utilisation des réacteurs iso et surgénérateurs permet de multiplier par 60 environ le potentiel de production d'énergie des ressources d'uranium existantes.

Les réacteurs de génération 4 ne seront pas disponibles avant 2040.

Le projet ITER, basé sur la fusion nucléaire, prépare l'avenir des générations de réacteur au-delà de la génération 4.

<sup>1</sup> État intermédiaire entre l'eau et la vapeur. Cet état se rencontre à de très hautes températures et sous de très fortes pressions. L'eau supercritique présente des propriétés intéressantes pour la production d'électricité à l'aide d'un groupe turbo-alternateur.



## ▶ 6 ... les centrales électronucléaires

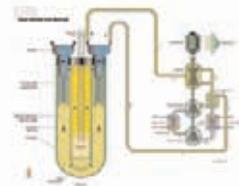
### LES RÉACTEURS DE GÉNÉRATION 4



#### ▶ GFR : Gas-cooled Fast Reactor

- ▶ Réacteur rapide à l'hélium (850°C)
- ▶ Réacteur surgénérateur
- ▶ Caloporteur hélium, pas de modérateur

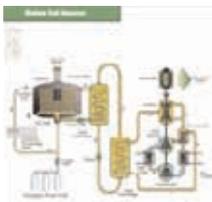
Destiné à produire de l'électricité (300 MW)



#### ▶ LFR : Lead-cooled Fast Reactor

- ▶ Réacteur rapide au Plomb (540°C)
- ▶ Réacteur surgénérateur
- ▶ Caloporteur plomb, pas de modérateur

Destiné à produire de l'électricité (1 200 MW)



#### ▶ MSR : Molten Salt Reactor

- ▶ Réacteur à sels fondus (700°C)
- ▶ Réacteur surgénérateur
- ▶ Le combustible est le caloporteur (sels fondus avec Uranium et Thorium)
- ▶ Modérateur graphite

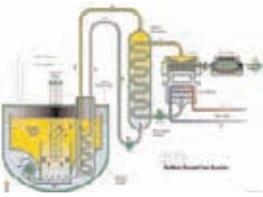
Destiné à produire de l'électricité (1 000 MW)



#### ▶ SCWR : Supercritical-Water-Cooled Reactor

- ▶ Réacteur à eau légère
- ▶ Réacteur non surgénérateur
- ▶ Caloporteur et modérateur eau supercritique (eau à 200 bars et 508°C)

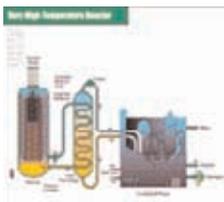
Destiné à produire de l'électricité (1 000 MW)



#### ▶ SFR : Sodium Fast Reactor

- ▶ Réacteur rapide au sodium (550°C)
- ▶ Réacteur surgénérateur
- ▶ Caloporteur sodium, pas de modérateur

Destiné à produire de l'électricité (1100 MW)

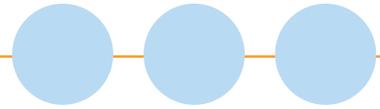


#### ▶ VHTR : Very High Temperature Reactor

- ▶ Réacteur à gaz à très haute température
- ▶ Non surgénérateur
- ▶ Caloporteur hélium, modérateur graphite
- ▶ Température de l'hélium de 900 à 1 500°C

Dédié à la production d'hydrogène en raison de sa très haute température

Source : Forum Generation 4



## | L'industrie électronucléaire française

La filière nucléaire assure à la France un taux d'indépendance énergétique supérieur à 50 % et a des retombées positives sur une part significative de l'activité économique nationale. La valeur ajoutée créée par l'industrie nucléaire française se situe en effet autour de 25 milliards d'euros par an, ce qui représente 1,6 % du PIB marchand de la France<sup>1</sup>. L'énergie nucléaire permet de réduire chaque année la facture énergétique française. En 2001, cette facture qui était de 23 milliards d'euros aurait atteint, en l'absence des centrales nucléaires, 34 milliards d'euros.

L'industrie nucléaire emploie en France plus de 100 000 personnes pour la construction des centrales, leur exploitation, la fabrication et le traitement du combustible, la gestion des déchets et la recherche :

- ▶ 58 000 personnes au CEA, à AREVA et à l'ANDRA ;
- ▶ environ 25 000 agents d'EDF et 20 000 intervenants de 600 entreprises prestataires pour l'exploitation des 58 réacteurs du parc nucléaire ;
- ▶ à ces effectifs s'ajoutent ceux des entreprises sous-traitantes, notamment dans les opérations de BTP et de démantèlement ou, plus largement, les prestataires de services du domaine tertiaire.

## | Les centrales nucléaires dans le monde

### 440 réacteurs nucléaires de différents types sont exploités dans le monde

Un réacteur nucléaire est généralement caractérisé par 3 paramètres : le combustible, le modérateur qui ralentit les neutrons, le caloporteur qui évacue la chaleur pour produire l'électricité.

#### Les réacteurs à eau pressurisée (REP)

Ce sont les plus répandus, 266 sont en service dans le monde. Le caloporteur et le modérateur sont de l'eau sous très forte pression, pour rester liquide à très haute température. Le combustible est de l'uranium légèrement enrichi, éventuellement mélangé avec du plutonium (combustible MOX). Ces réacteurs équipent toutes les centrales nucléaires françaises.

---

<sup>1</sup> Chiffres INSEE année 2001.



## 6 ... les centrales électronucléaires

### Les réacteurs à eau bouillante (REB)

93 réacteurs sont en service, surtout en Allemagne, au Japon et aux USA. Le caloporteur et le modérateur sont de l'eau qui, à l'inverse des REP, bout dans le réacteur, la vapeur alimentant directement la turbine. Le combustible est de l'uranium légèrement enrichi.

### Les réacteurs à eau lourde

39 réacteurs sont en service dans le monde, principalement au Canada. Le modérateur est de l'eau lourde, le caloporteur de l'eau légère et le combustible de l'uranium légèrement enrichi.

### Les réacteurs refroidis au CO<sub>2</sub>

Très utilisés dans les années 60–70, ces réacteurs ne sont plus en service qu'en Grande-Bretagne où 22 unités sont actuellement exploitées. Ce type de réacteur, qui utilise de l'uranium naturel ou très légèrement enrichi, doit avoir un caloporteur particulièrement transparent aux neutrons, en l'occurrence du gaz carbonique. Le modérateur est du graphite.

### Les RBMK

Ce type de réacteur, utilisé à Tchernobyl, présente une instabilité due au concept lui-même. Il n'a donc pas été développé en Occident. Ces réacteurs sont progressivement arrêtés, sauf en Russie, 17 sont encore exploités en Europe de l'Est. Le RBMK utilise de l'uranium légèrement enrichi comme combustible, de l'eau bouillante comme caloporteur, du graphite comme modérateur.

Pour mémoire : 3 réacteurs à neutrons rapides.

---

Situation au 1/11/04 source : site Internet de l'AIEA

[www.iaea.org](http://www.iaea.org).

---



## 7

## LE POINT SUR nucléaire et environnement

### | Réglementation et optimisation des rejets

#### La réglementation en matière de rejets

Les prélèvements d'eau et les rejets des centrales nucléaires sont soumis au décret n° 95-540 du 4 mai 1995 et à l'arrêté du 26 novembre 1999 qui définissent les modalités de demande d'autorisation de rejets et de prélèvements. Ces textes interviennent en application notamment de la loi sur l'eau n° 92-3 du 3 janvier 1992. Ils s'inspirent également du droit communautaire et international dont la directive cadre sur l'eau (DCE) qui incite les pays membres à prendre des dispositions pour atteindre d'ici 2015 une qualité d'eau dans les fleuves et les rivières répondant à la notion de "bon état écologique".

#### L'optimisation des rejets

Dans le cadre de sa politique environnementale, EDF met en œuvre, pour les rejets chimiques comme pour les rejets radioactifs, la même politique d'optimisation.

► **Les effluents avant et après rejet sont systématiquement collectés.** Ils subissent un traitement adapté (filtrage, épuration par passage sur résines, aération, évaporation...) et sont recyclés vers leur circuit d'origine lorsque leur qualité est compatible avec les spécifications chimiques.

Dans le cas contraire, les effluents résiduels sont stockés dans des réservoirs, puis analysés par les chimistes du site pour s'assurer qu'ils respectent bien les limites réglementaires.

Après cette ultime vérification, ils sont rejetés.

► **Les agents chargés de la manipulation des produits chimiques** ont été sensibilisés à l'impact environnemental potentiel des différentes substances utilisées et à l'importance des bonnes pratiques (limitation des quantités, recyclage...) dans le cadre d'un cursus de formation à la prévention des risques. Cette sensibilisation a été accrue avec la mise en œuvre, dans les centrales

## 7 ... nucléaire et environnement

nucléaires, de la démarche de certification ISO 14001 qui témoigne des actions d'EDF pour respecter et protéger l'environnement. Tous les sites nucléaires EDF ont aujourd'hui cette certification.

► **La limitation ou le retrait de certains produits** (recherche systématique de produits de substitution de moindre toxicité).

► **La généralisation des meilleures pratiques** des autres centrales nucléaires françaises et étrangères pour l'utilisation et le traitement des substances chimiques.

### Évaluation de l'impact environnemental et sanitaire des rejets radioactifs

Depuis la mise en service industrielle du parc nucléaire de production électrique, des contrôles permanents et périodiques sont effectués sur la radioactivité dans l'environnement de chaque installation. Leur objectif est d'estimer l'impact radio-écologique des centrales nucléaires sur l'environnement. Des études radio-écologiques sont réalisées, depuis la fin des années 70, par l'IPSN (maintenant IRSN) selon une méthode générale optimisée au fil des ans.

Les résultats de ces suivis radio-écologiques n'ont pas mis en évidence un quelconque impact sur l'écosystème lié au fonctionnement des installations, hors la zone proche des rejets liquides, légèrement influencée par certains radioéléments à l'état de trace.

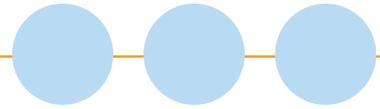
Cet impact a cependant fortement diminué grâce aux actions réalisées par les exploitants pour réduire les rejets radioactifs. Au cours des dix dernières années, les rejets liquides ont en effet été divisés par 100 pour les unités de 1 300 MW et par 40 pour les unités de 900 MW.

### Évaluation de l'impact sanitaire par un indicateur : la dose

Dans son principe, la surveillance exercée autour des centrales nucléaires en fonctionnement normal doit conduire à une évaluation de l'impact sanitaire des rejets radioactifs dans le milieu environnant. En l'état des rejets pratiqués et de leur dilution dans l'environnement, les nombreuses études épidémiologiques réalisées autour des centrales nucléaires EDF n'ont pas mis en évidence l'apparition, dans la population, de maladies dues à la radioactivité et donc n'ont pas permis d'évaluer directement l'impact sanitaire des installations nucléaires.

À la demande de la Direction Générale de la Santé, des experts ont étudié la question en 1996 et 1997. Leur rapport<sup>1</sup> a reçu en 1998 un avis favorable du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France. Ce rapport considère que "...l'impact sanitaire ne pouvant être mesuré directement, il convient d'évaluer indirectement cet impact par un indicateur : la dose et qu'il convient donc de parler d'impact dosimétrique ou radiologique".

<sup>1</sup> Rapport du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France – section Radioprotection intitulé "Étude de l'impact radiologique sur le public des installations nucléaires en fonctionnement normal" publié aux éditions TEC&DOC – ministère de l'Emploi et de la Solidarité – Direction Générale de la Santé.  
Avis favorable donné par la section Radioprotection en séance du 7 octobre 1998.



L'impact dosimétrique annuel des rejets d'un réacteur ou de toute installation nucléaire de base se traduit ainsi par le calcul de la dose efficace exprimée en mSv/an.

#### **Calcul de la dose à partir d'hypothèses majorantes**

L'estimation de l'impact radiologique des rejets radioactifs des centrales nucléaires est fondée sur des hypothèses volontairement majorantes. Elle se fait au moyen de codes de calcul qui déterminent, à partir des activités rejetées dans l'année, la dose reçue par des groupes "théoriques" (appelés groupes de référence) de personnes les plus exposées.

Ainsi, les calculs de dose sont réalisés pour des personnes supposées habiter et travailler en permanence à proximité de la centrale, sous les vents dominants et se nourrissant exclusivement de produits locaux. Le calcul de dose prend en compte les différentes voies d'exposition externes et internes (par inhalation et ingestion).

### **| Les déchets radioactifs**

Les déchets radioactifs produits par l'exploitation et la déconstruction des centrales nucléaires peuvent être classés en deux catégories :

- ▶ les déchets "à vie courte" , qui perdent leur radioactivité au bout de 300 ans ;
- ▶ les déchets "à vie longue", qui perdent leur radioactivité sur des durées plus longues, pouvant aller jusqu'à des centaines de milliers d'années.

Leur radioactivité peut être forte, moyenne ou faible.

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de 2 familles) génère environ 11 g de déchets radioactifs, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de ce volume mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets.

Les déchets à vie longue représentent moins de 10 % du volume mais ils concentrent l'essentiel de la radioactivité des déchets (99,9 %).

#### **Les déchets à vie courte**

L'exploitation des centrales nucléaires génère des déchets à "vie courte". Il s'agit essentiellement des résidus générés par l'exploitant et l'entretien des installations nucléaires : filtres et résines servant à purifier l'eau des circuits, outillages, pièces usagées, plastiques et textiles utilisés pour la maintenance de la partie nucléaire des installations.

La déconstruction des centrales nucléaires mises à l'arrêt définitif produit également des déchets radioactifs à vie courte, principalement des gravats et des ferrailles.



## 7 ... nucléaire et environnement

### Une gestion optimisée des déchets à vie courte

EDF gère les déchets radioactifs selon quatre principes :

- ▶ limiter les quantités produites,
- ▶ trier par nature et niveau de radioactivité,
- ▶ conditionner pour préparer la gestion à long terme,
- ▶ confiner les déchets pour les isoler de l'homme et de l'environnement.

Cette démarche a ainsi permis de réduire d'un facteur 3 le volume de colis de déchets radioactifs de "Faible et Moyenne Activité à Vie Courte" comme le montre le schéma ci-dessous, et qui a atteint son niveau optimum d'environ 95 m<sup>3</sup> par an et par unité depuis quelques années.

### Le stockage des déchets à vie courte

Une fois conditionnés, les déchets d'exploitation sont temporairement entreposés sur les centrales dans des installations prévues à cet effet puis expédiés vers les centres de stockage de l'ANDRA.

Tous les déchets à vie courte disposent aujourd'hui d'une solution de gestion à long terme mise en œuvre par l'ANDRA :

- ▶ les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) sont stockés au centre de Soulaïnes dans l'Aube. Opérationnel depuis 1992, ce centre a reçu 150 000 m<sup>3</sup> de déchets et dispose d'une capacité d'accueil d'environ 60 ans (1 000 000 m<sup>3</sup>),
- ▶ les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont stockés au centre de Morvilliers, également dans l'Aube. Ce centre, mis en service en octobre 2003, a déjà reçu 20 000 m<sup>3</sup> de déchets et sa durée de fonctionnement est évaluée à 30 ans.

**VOLUME MOYEN DE COLIS DE DÉCHETS PRODUITS PAR TRANCHE REP ET STOCKÉS À L'ANDRA EN M<sup>3</sup>/RÉACTEUR**



Source : EDF.

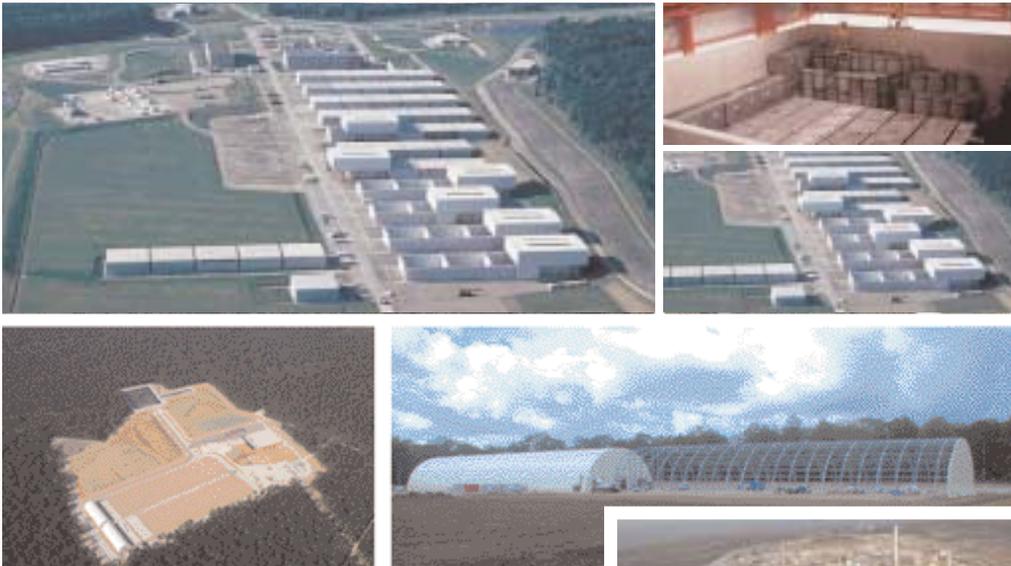


### Les déchets à vie longue

La production électrique d'origine nucléaire d'EDF nécessite aujourd'hui environ 1 150 tonnes de combustible chaque année. Après usage, ces combustibles contiennent d'une part des déchets radioactifs à vie longue, d'autre part des matières recyclables. La politique d'EDF est de retraiter à terme tout le combustible nucléaire usagé afin de pouvoir réutiliser les matières recyclables et diminuer le volume des déchets ultimes.

Les déchets bruts issus du combustible et de ses structures métalliques, dits de "Haute et Moyenne Activité à Vie Longue", sont constitués :

- ▶ de déchets de haute activité à vie longue qui représentent les "cendres" de la combustion nucléaire ;
- ▶ de déchets de moyenne activité à vie longue issus des structures (gaines et embouts).



△ Centre de stockage des déchets nucléaires FMA.

Le traitement du combustible usagé effectué par COGEMA à l'usine de La Hague consiste à :

- ▶ séparer les déchets à vie longue ("cendres" de la combustion nucléaire et déchets métalliques) des matières recyclables (uranium et plutonium),
- ▶ conditionner les déchets de haute activité d'une part et les déchets de moyenne activité d'autre part.



△ Usine de traitement du combustible usagé (La Hague).

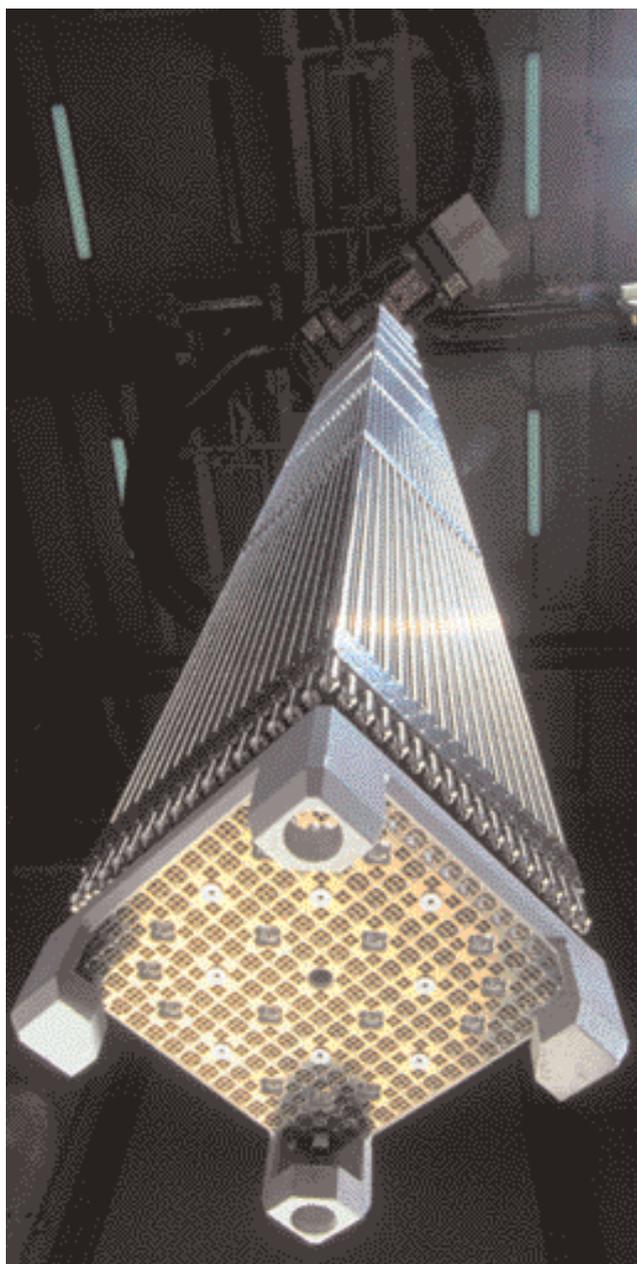
## 7 ... nucléaire et environnement

Les déchets métalliques de moyenne activité à vie longue, principalement constitués des gaines et embouts métalliques du combustible, sont compactés et conditionnés dans un conteneur standard très semblable à celui des déchets vitrifiés, le CSD-C (colis standard de déchets compactés).

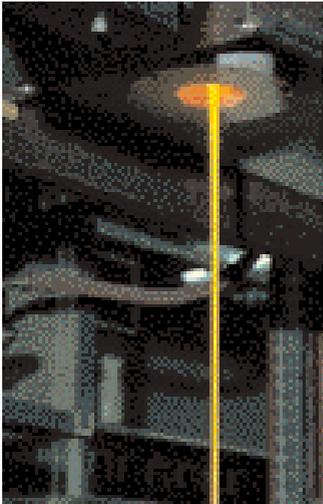
Les déchets de haute activité, que constituent les “cendres” de la combustion nucléaire, sont calcinés et incorporés dans un verre en fusion coulé dans un conteneur en acier inoxydable pour constituer le colis standard de déchets vitrifiés (CSD-V). Ce conditionnement permet de confiner de manière durable, dans la perspective d’une gestion à très long terme, la quasi-totalité (99,9 %) de la radioactivité contenue dans l’ensemble des déchets radioactifs, toutes catégories confondues.

### L’entreposage des déchets à vie longue

Les déchets de haute activité à vie longue doivent, compte tenu du fort dégagement de chaleur lié à leur niveau de radioactivité, refroidir en entreposage pendant plusieurs dizaines d’années avant de pouvoir être dirigés vers une solution de gestion à long terme.



△ Assemblage combustible MOX.



△ Coulée de verre en fusion.

Ces colis de déchets sont donc entreposés en toute sécurité à La Hague dans des installations spécifiques qui garantissent la protection des personnes contre les rayonnements radioactifs. Ils sont surveillés et peuvent être repris pour faire l'objet d'une gestion ultérieure à long terme : stockage souterrain ou de sub-surface principalement. Certains pays ont commencé à mettre en œuvre ces solutions de stockage souterrain. En France, la loi du 30 décembre 1991, dite loi Bataille, prévoit un débat parlementaire en 2006 afin de déterminer la ou les solutions qui conviendront le mieux pour notre pays. Ce débat sera précédé par un débat public qui aura lieu à l'automne 2005.



△ Conteneur CSD-V.

## Le recyclage du combustible nucléaire

Le traitement du combustible usagé à La Hague permet de récupérer et de valoriser les matières qui peuvent être réutilisées pour fabriquer à nouveau du combustible nucléaire :

- ▶ uranium fissile (Uranium 235 qui peut se briser sous l'action d'un neutron et entretenir la réaction en chaîne) qui n'a pas été complètement consommé et peut être ré-enrichi,
- ▶ et plutonium produit par la réaction nucléaire.

La matière récupérée est utilisée pour faire de nouveaux assemblages de combustible d'un autre type, le MOX ("Metal Oxide", mélange de plutonium et d'uranium enrichi) actuellement utilisé dans 20 réacteurs nucléaires. Il est prévu que Flamanville 3 puisse aussi utiliser ce combustible.

Ce recyclage permet d'économiser les ressources naturelles d'uranium (le MOX contribue actuellement pour 8 à 10 % de la production électrique) et de réduire la quantité des combustibles usagés (7 assemblages de combustible usagé permettent de fabriquer un assemblage de combustible MOX).

À plus long terme, quand les réacteurs de la génération 4 seront disponibles, le recyclage permettra d'utiliser la totalité des potentialités du combustible nucléaire dans un cycle plus complet. Le combustible de certains réacteurs de génération 4 sera constitué d'uranium non fissile (appelé également uranium appauvri) et de plutonium en partie récupéré dans les combustibles MOX usagés. Après ce

## 7 ... nucléaire et environnement

cycle de production, le traitement du combustible usagé permettra de récupérer autant (ou davantage) de plutonium qu'il n'y en avait au départ, puis de fabriquer de nouveaux éléments de combustible, etc. Les installations actuelles de traitement-recyclage pourront être utilisées pour ces futurs combustibles moyennant quelques adaptations. L'utilisation des réacteurs de génération 4 associée au traitement-recyclage pourrait multiplier par 60 environ le potentiel de production d'énergie des ressources d'uranium naturel existantes.

### LA LOI BATAILLE ET LE STOCKAGE DES DÉCHETS NUCLÉAIRES DE HAUTE ACTIVITÉ ET À VIE LONGUE

En matière de déchets radioactifs, la loi du 31 décembre 1991, appelée également loi Bataille, du nom de son rapporteur le Député du Nord Christian Bataille, a fixé les grandes orientations relatives aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue.

Cette loi prévoit que des recherches sont conduites selon trois axes pour que le Parlement puisse disposer de l'ensemble des données scientifiques nécessaires à une prise de décision.

Les voies de recherche et d'étude concernent :

- ▶ Axe 1 : la recherche de solutions permettant la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans ces déchets ;
- ▶ Axe 2 : l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains (à quelques centaines de mètres en profondeur) ;
- ▶ Axe 3 : l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface de ces déchets qui permettent à la fois de disposer d'enveloppes résistantes pour éviter toute dispersion des éléments radioactifs et de solutions d'attente pour les conserver dans des conditions sûres avant toute décision.

Fin 2006, le Gouvernement doit transmettre au Parlement un rapport global d'évaluation des recherches, accompagné d'un projet de loi autorisant le cas échéant la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs de haute activité à vie longue.

▶ Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...

## 8

# LE POINT SUR le contrôle des centrales nucléaires

## Qui contrôle les centrales nucléaires ?

### Le contrôle de la sûreté par les exploitants

EDF dispose d'une organisation spécifique pour assurer le contrôle interne de ses activités nucléaires. Sur chaque site nucléaire, sous l'autorité du directeur de la centrale, une entité de contrôle indépendante des services opérationnels, composée d'ingénieurs sûreté et d'auditeurs techniques, vérifie l'efficacité et l'adéquation des dispositions prises en matière de sûreté.

Au niveau national, EDF dispose d'un corps d'inspecteurs et d'auditeurs appelé Inspection Nucléaire. Placé sous l'autorité du Directeur de la production nucléaire, il réalise périodiquement sur chaque site de production nucléaire des évaluations globales de sûreté. Ces évaluations permettent de s'assurer du respect des exigences de sûreté et du bon fonctionnement de l'organisation, de l'adéquation des compétences et de diffuser les bonnes pratiques en matière de sûreté.

En outre, un Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection rend compte directement au Président du Groupe EDF. Il établit annuellement un rapport rédigé à partir des visites et audits de site qu'il peut réaliser avec les membres de son équipe. Ce rapport permet de présenter un jugement sur l'état de la sûreté et de la radioprotection dans l'entreprise. Ce document est disponible sur le site Internet : [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

Enfin, "WANO" (World Association of Nuclear Operators), association indépendante regroupant 144 producteurs nucléaires mondiaux, a été créée. L'association vise à améliorer l'exploitation des centrales particulièrement dans le domaine de la sûreté au travers d'actions d'échanges techniques. Un programme "peer review" (revue par des pairs) permet à des exploitants nucléaires issus de nombreux pays, et encadrés par des permanents WANO, d'évaluer nos centrales à partir d'un référentiel d'excellence et ainsi de comparer nos pratiques aux meilleures pratiques mondiales de l'industrie nucléaire.

## ▶ 8 ... le contrôle des centrales nucléaires

### Le contrôle de la sûreté par les pouvoirs publics

La DGSNR, Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection, placée sous l'autorité des Ministres de l'Industrie, de l'Environnement et de la Santé, définit les objectifs généraux en matière de sûreté nucléaire, élabore des règles techniques générales, analyse les modalités proposées par les exploitants nucléaires pour atteindre ces objectifs, vérifie par des inspections la bonne application des règles. Créée par le décret N° 2002-255 du 22 février 2002, elle comprend huit sous-directions et s'appuie sur les onze Divisions de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DSNR) rattachées aux Directions Régionales de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE).

En cas de situation d'urgence, la DGSNR a un rôle d'appui au Préfet de département, responsable de la protection des populations. Dans le cadre de l'entraînement à la gestion de ces situations, la DGSNR et l'IRSN participent aux simulations de crise.

Pour plus de transparence, le gouvernement a décidé de séparer l'expertise technique de la fonction d'autorité de contrôle (autorisations et décisions à caractère réglementaire). Ainsi, pour mener à bien ses instructions techniques, la DGSNR fait appel à l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN). L'IRSN exerce une fonction d'expertise et réalise des recherches et des travaux dans les domaines de la sûreté nucléaire, de la protection contre les rayonnements ionisants, du contrôle et de la protection des matières nucléaires et de la protection contre les actes de malveillance.

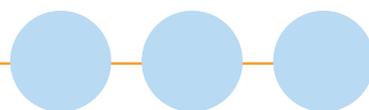
Les lettres de suite des visites de surveillance réalisées par la DGSNR sur les installations nucléaires de base sont mises en ligne sur Internet ([www.asn.gouv.fr](http://www.asn.gouv.fr)).

### Le contrôle de la sûreté par les organisations internationales

L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) a développé des moyens d'analyse et d'évaluation, en particulier des missions OSART (Operating Safety Assessment Review Team). Ainsi, à la demande de l'État français, des experts internationaux de l'AIEA audient les centrales nucléaires françaises dans le but de renforcer la sûreté en exploitation des centrales grâce à la mise en commun de l'expérience d'exploitation acquise.

### Le contrôle des rejets radioactifs et la surveillance radiologique de l'environnement

La protection de l'environnement autour des centrales nucléaires est assurée par un contrôle rigoureux des rejets, réalisé par EDF, qui permet d'être certain que les arrêtés d'autorisation de rejets sont respectés. Un rejet ne peut être autorisé que dans la mesure où ses conséquences sur l'environnement sont acceptables. Le contrôle réglementaire est réalisé par l'exploitant dès la mise en service de l'installation et pendant toute la durée de vie de l'installation selon un programme validé par la



DGSNR, comprenant des analyses effectuées sur les rejets liquides et gazeux, d'une part, et dans le milieu récepteur d'autre part (rayonnement ambiant, activités des poussières atmosphériques, de l'eau de pluie, des eaux réceptrices et souterraines, des végétaux et du lait).

L'ensemble des résultats est disponible sur le site Internet ([www.edf.fr](http://www.edf.fr)).

Les échantillons prélevés dans l'environnement sont analysés par EDF dans un laboratoire réglementaire situé à l'extérieur de chaque site et utilisé uniquement pour les mesures dans l'environnement. Les résultats sont transmis à l'IRSN. Dans le but de validation, des prélèvements distincts sont envoyés directement à l'IRSN pour analyse.

Des études radio-écologiques permettent d'évaluer l'impact des installations dans l'environnement. Au niveau national, EDF coordonne l'ensemble des études autour de chaque site. Dans la majorité des cas, c'est l'IRSN qui assure les prélèvements et les mesures, EDF gardant la responsabilité de l'interprétation des résultats.

Avant la mise en service de l'installation, un bilan radio-écologique initial est réalisé (mesures de radio-activité du milieu et évaluation de dose).

Tous les dix ans, un bilan radio-écologique est réalisé et les résultats des prélèvements sont comparés au bilan initial.

Cet éventail d'études est complété, depuis 1991, par un suivi radio-écologique annuel qui permet de définir la situation dans l'environnement de chaque site par comparaison dans le temps et l'espace. Ce suivi comprend uniquement des mesures sur les indicateurs de radio-contamination les plus représentatifs dans les écosystèmes terrestre et aquatique de l'environnement de chaque site.

L'ensemble des résultats de ces contrôles est porté à la connaissance du public par l'intermédiaire des administrations, des élus et des médias.

## | La durée de vie des centrales nucléaires

### Le cadre réglementaire en France

La réglementation française ne fixe pas de limite à la durée de fonctionnement des installations nucléaires dans le cadre des autorisations de mise en service.

Cependant, le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires amendé au titre de l'article 4 du décret 90-78 du 19 janvier 1990 précise : "Les ministres chargés de l'industrie et de la prévention des risques technologiques majeurs peuvent conjointement demander à tout moment à l'exploitant de procéder au réexamen de sûreté de l'installation".

## 8 ... le contrôle des centrales nucléaires

Concrètement, le décret ne prévoit pas de limite maximale de durée de vie ni de périodicité prédéterminée pour les réexamens. En pratique, un réexamen de sûreté pour chaque réacteur est réalisé tous les dix ans. Ainsi, des rendez-vous réglementaires périodiques sont fixés sous la forme de visites décennales et de réexamens de sûreté associés.

### En pratique

Les centrales nucléaires françaises actuelles ont été conçues pour une durée d'exploitation prévisionnelle minimale de 40 ans. Ceci ne signifie pas pour autant qu'elles devront s'arrêter à cette échéance. Les centrales nucléaires évoluent tout au long de leur existence. Tous les matériels font l'objet d'un programme de surveillance et de maintenance, sont contrôlés périodiquement et renouvelés ou, au besoin, remplacés. Toutes les modifications effectuées par EDF pour améliorer la sûreté des installations sont réalisées après accord de la DGSNR et sous son contrôle permanent.

Les seuls éléments-clés jugés non remplaçables sont la cuve du réacteur et l'enceinte du bâtiment réacteur.

- ▶ L'étanchéité du bâtiment réacteur et des traversées est contrôlée en permanence par des mesures de pressions à l'intérieur et à l'extérieur. De plus, des essais spécifiques sont réalisés tous les 10 ans.
- ▶ Quant à la cuve du réacteur, son principal facteur de vieillissement est le flux de neutrons qui la traverse. Dans chaque cuve, des échantillons témoins sont placés au point des flux les plus forts. Ils sont prélevés périodiquement et leur analyse permet de garantir le bon état de la cuve du réacteur.

Lors des arrêts décennaux, des visites approfondies des matériels permettent de déterminer leur aptitude pour la poursuite de l'exploitation pendant les dix prochaines années.

De plus, les réexamens de sûreté périodiques consistant à analyser un certain nombre de sujets techniques permettent de déterminer les modifications éventuelles nécessaires à l'amélioration de la sûreté. Ces réexamens prennent en compte le retour d'expérience de l'exploitation et les progrès scientifiques et technologiques.

À cette occasion, la DGSNR peut formuler de nouvelles exigences dont elle vérifie ensuite la bonne prise en compte par l'exploitant.

Rien n'est donc acquis sur le long terme et EDF ne peut pas avoir la certitude qu'une unité de production fonctionnera au-delà de sa prochaine visite décennale.

Cependant, EDF a engagé un programme "durée de vie" qui vise à prévoir et proposer toutes les améliorations et modifications pour permettre l'exploitation jusqu'à 40 ans et définir les conditions pour une prolongation au-delà.

C'est pour ces raisons qu'EDF pense que la durée d'exploitation effective des unités de production pourra être différente selon leurs caractéristiques de conception, de construction et d'exploitation.

## 9

## LE POINT SUR les documents de référence

- ▶ Rapport parlementaire N° 832 “La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs” • disponible sur le site [www.assemblee-nationale.fr](http://www.assemblee-nationale.fr)
- ▶ Étude de la faisabilité de l’adjonction d’une unité de production tête de série EPR sur le site de Flamanville (EDF)
- ▶ Note technique “Performances de l’EPR” (EDF)
- ▶ Note technique “Les réacteurs de Génération 3” (EDF)
- ▶ Note technique “Présentation des réacteurs de Génération 4” (EDF)
- ▶ Directives techniques pour la conception et la construction de la nouvelle génération de tranches nucléaires à eau pressurisée – Lettre d’approbation de la DGSNR de septembre 2004 (DGSNR)
- ▶ Projet d’étude d’impact (EDF)
- ▶ Plan de masse (EDF)
- ▶ Plan IGN • cartes IGN 1210 et 1211 OT (1/25000)

Conception - création et réalisation : **BRIEF** ■ - Paris 17<sup>e</sup> - 01 53 43 53 07

Dépôt légal : ..... - IMPRIMERIE : STIPA - Imprimé sur du papier ..... - Fabrication certifiée ISO .....

**Crédits photographiques :**

Images et Process : Couverture - Médiathèque EDF, Frédéric Sautereau : 2, 4, 8, 12, 18, 25, 37 ; Guillaume Lemarchal : 6 ; Gérard Halary : 13 haut et bas ; Marc Morceau : 13 milieu, 15 ; Sophie Loubaton : 14 ; Patrick Landmann : 28, 42 ; Mickael Zumstein : 45 ; Samuel Bollendorff : 49, Studio Decker : 29 - ANDRA : 41 haut - AREVA, les films de Roger Leenhardt : 41 bas ; Philippe Lesage : 43 droite ; AREVA, DR : 43 gauche - IDE : 6, 9, 27, 31, 32.

► Flamanville 3, tête de série EPR | LE POINT SUR...

