DÉBAT PUBLIC 2005/06

Projet Flamanville 3

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

LE DOSSIER

DÉBAT PUBLIC 2005/06

Projet Flamanville 3

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

Sommaire

Avant-propos de la CPDP 3

Le mot du Président d'EDF 5

Table des matières 6
- – Dossier du maître d'ouvrage 6
- – Le point sur... 8

1 - But et objectifs du projet Flamanville 3 9

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-2030 ? 15

3 - Quel choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ? 25

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir 37

5 - Flamanville 3, une opportunité pour le Cotentin 67

6 - Les grandes étapes du projet 79

Annexes 83

NOTA : un système de renvoi permettra au lecteur de pouvoir se référer directement à un chapitre du document "LE POINT SUR…" pour approfondir ce qui est indiqué dans le texte principal (exemple : quand on aborde les réacteurs de génération 4 dans le texte, une icône renverra à la page, dans le document "LE POINT SUR…" qui traite du sujet plus en détail.
Les sigles et les mots spécialisés sont explicités dans le Dictionnaire des sigles et le glossaire.

00 Exemple de renvoi

Avant-propos de la Commission Particulière du Débat Public (CPDP)

Madame, Monsieur,

Electricité de France a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) d'un projet de "Construction d'une centrale électronucléaire "tête de série EPR", sur le site de Flamanville (Manche)". Sur la base de ce dossier, la CNDP, autorité administrative indépendante, a décidé le 1er décembre 2004 d'organiser elle-même un débat public, conformément aux articles L 121-1 et suivants du Code de l'environnement et au décret N° 2002-1275 du 22 octobre 2002. Cette décision de la CNDP a été prise notamment en considérant que "les objectifs, la nature et l'importance du projet et sa place dans la politique énergétique nationale lui donnent un caractère d'intérêt national".

La CNDP a confié l'animation de ce débat public à une Commission particulière (CPDP) et m'a nommé à sa présidence pour préparer et gérer le débat dans le cadre des règles législatives (Code de l'environnement) et règlementaires en vigueur.

Dans sa décision N° 2004/37/EPR/1, la CNDP a considéré :

- que le débat national sur les énergies, organisé par le gouvernement au 1er semestre 2003 et les avis du Comité des Sages qui l'ont conclu, ont fait apparaître une controverse sur le projet de réacteur de type EPR ;
- que le débat public a pour but, non de trancher une controverse – puisque la loi dispose que ni la CNDP ni la CPDP ne se prononcent sur le projet qui leur est soumis – mais d'approfondir et d'en éclairer les termes après avoir assuré l'information et l'expression du public ;
- que le débat public est en mesure d'éclairer préalablement la décision d'investissement.

Le débat public portant "sur l'opportunité, les objectifs et les caractéristiques principales" du projet, le présent dossier d'EDF, maître d'ouvrage du projet, a été constitué "suivant les indications de la CPDP", conformément au décret du 22 octobre 2002. En outre, en application de la décision de la CNDP du 2 février 2005, un cahier collectif d'acteurs a été parallèlement établi pour nourrir le débat.

Ces deux documents sont étroitement liés. Ils pourront être complétés par d'autres contributions sous forme de cahiers d'acteur. Ces modalités particulières répondent à la décision d'éclairer les termes de la controverse sur l'EPR, tant sur son opportunité et ses objectifs que sur ses caractéristiques.

Jean-Luc MATHIEU

Président de la Commission Particulière du Débat Public

Le mot du Président d'EDF

Madame, Monsieur,

Le présent dossier est notre première contribution au débat public qui s'engage sur le projet Flamanville 3. Je souhaite que ce débat nous donne l'occasion d'expliquer ce projet sous tous ses aspects et d'échanger de manière ouverte, en toute transparence.

Notre pays bénéficie depuis plus de vingt ans d'une électricité bon marché et indépendante des fluctuations des cours du dollar et des hydrocarbures. Il le doit largement au parc nucléaire d'EDF, composé de 58 réacteurs à eau sous pression mis en service depuis la fin des années 70.

Indispensable à la vie moderne, l'électricité est devenue un bien de première nécessité et sa demande ne cesse de croître. EDF en tant qu'acteur de la maîtrise de la demande d'énergie aux côtés de l'Ademe, apporte sa contribution pour modérer cette croissance par la maîtrise des consommations. Il n'en demeure pas moins qu'il est de notre responsabilité, selon un principe de prévoyance, de construire de nouveaux moyens de production, en vue notamment du renouvellement de tout ou partie des unités nucléaires actuelles dont la première aura 40 ans en 2017.

Le projet industriel d'EDF, approuvé par son conseil d'administration, prévoit la construction d'un nouveau réacteur nucléaire qui pourrait être couplé au réseau en 2012, ce qui laisserait le temps de disposer d'un véritable retour d'expérience.

Ce projet est le premier pour EDF depuis la dernière unité de production nucléaire dont le chantier a été engagé à Civaux (Vienne) en 1991. Durant cet intervalle, EDF a collaboré activement avec ses partenaires industriels européens, sous le contrôle, en France, de la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection, afin d'apporter des améliorations en matière de sûreté, d'efficacité économique et d'environnement, tout en intégrant le retour d'expérience de près de 30 ans d'exploitation des réacteurs à eau sous pression. Le choix de la technologie EPR (European Pressurised Reactor) est donc un choix réaliste, qui allie le progrès technique et la continuité de nos savoir-faire.

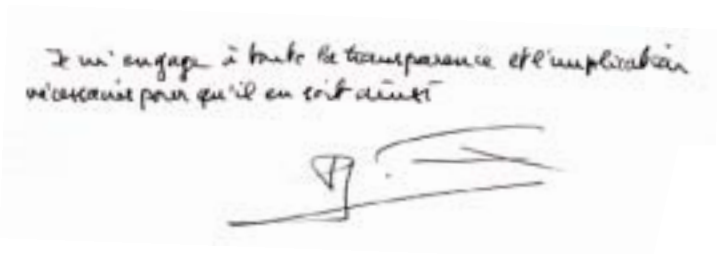
Nul doute que ce projet contribue à maintenir l'excellence des entreprises et des salariés dans le secteur très exigeant du nucléaire.

Pour accueillir ce nouveau réacteur, nous avons consulté les représentants de plusieurs régions candidates. C'est le site de la centrale électronucléaire de Flamanville (Manche) qui a été retenu, comme je l'ai annoncé au conseil d'administration d'EDF du 21 octobre 2004.

Dès le 4 novembre, conformément à la loi, j'ai saisi la Commission Nationale de Débat Public (CNDP) qui a décidé, le 1er décembre, d'organiser un débat sur le projet.

Cette période de débat public constitue, pour EDF, un moment fort dans l'élaboration de son projet. C'est pour nous l'occasion de prendre le temps d'échanger avec vous sur l'intérêt de ce choix industriel, de nous donner la possibilité d'écouter les positions des uns et des autres, d'expliquer notre projet, d'examiner ensemble quels en sont les enjeux.

Ce document témoigne de notre volonté de mettre à votre disposition toutes les informations nécessaires à la formation de votre opinion, pour que ce débat soit un débat de grande qualité, le plus ouvert, le plus serein possible.



Pierre GADONNEIX
Président d' EDF

Table des matières

DOSSIER DU MAÎTRE D'OUVRAGE

1 **But et objectifs du projet Flamanville 3** 9

2 **Quel contexte pour l'électricité en 2020-2030 ?** 15

2.1 Les besoins énergétiques mondiaux et les ressources 17
2.1.1 Les besoins mondiaux en augmentation 17
2.1.2 Des réserves énergétiques déséquilibrées et des prix très fluctuants 17
2.1.3 En Europe, la dépendance énergétique s'accentue 19
2.2 L'évolution de la consommation française d'électricité 20
2.3 Des moyens de production à renouveler 22
2.3.1 Une situation largement répandue en Europe 22
2.3.2 En France, les centrales nucléaires à renouveler à partir de 2020 22
2.3.3 La production d'électricité et le changement climatique 24

3 **Quel choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?** 25

3.1. Les alternatives au projet Flamanville 3 27
3.1.1 Attendre les réacteurs du futur (2040) pour remplacer le parc actuel 27
3.1.2 Attendre le moment du renouvellement (2015) pour lancer directement la série 29
3.2. Les raisons du choix d'EDF 31
3.2.1 Pourquoi engager la tête de série EPR dès maintenant ? 31
3.2.2. Pourquoi un réacteur de type EPR ? 32
3.2.3 La genèse du réacteur EPR 33
3.2.4 La construction d'un EPR clés en main en Finlande 34
3.2.5 Pourquoi le site de Flamanville ? 35

4 **L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir** 37

4.1 Des objectifs de sûreté ambitieux 39
4.2 Des progrès significatifs en matière d'environnement 40
4.2.1 Une réduction significative des rejets dans l'environnement 40
4.2.2 Les prélèvements d'eau 44
4.2.3 Les rejets thermiques : un impact limité 46

4.2.4 Les rejets chimiques : pas d'impact sanitaire 47
4.2.5 Les rejets radioactifs liquides et gazeux encore réduits 49
4.2.6 Les déchets de Flamanville 3 : des volumes en baisse 52
4.2.7 L'impact sonore 54
4.2.8 L'insertion paysagère des ouvrages 56
4.3 Un kWh compétitif porté par des performances industrielles accrues 57
4.3.1 Les objectifs de performance de Flamanville 3 57
4.3.2 Le coût prévisionnel du projet et son financement 59
4.4 Les choix de conception de Flamanville 3 61

5 Flamanville 3, une opportunité pour le Cotentin 67
5.1 L'implantation sur le site de Flamanville 69
5.1.1 Le site de Flamanville 69
5.1.2 Des adaptations limitées 70
5.1.3 Le raccordement de Flamanville 3 au réseau 400 000 V 70
5.2 Les aspects socio-économiques 71
5.2.1 Pendant la construction et l'exploitation 71
5.2.2 L'accompagnement du projet 72
5.2.3 La concertation autour du projet 73
5.3 La maîtrise du chantier 74
5.3.1 La nature des travaux 74
5.3.2 Des conséquences faibles sur le milieu marin 76
5.3.3 La préservation de la ressource en eau douce 76
5.3.4 Des perturbations sonores ponctuelles 77
5.3.5 Un chantier peu visible 77
5.3.6 Des conséquences sur le trafic routier 77

6 Les grandes étapes du projet 79
Annexes 83
Glossaire 84
Dictionnaire des sigles 91
Décisions de la CNDP 92

Table des matières

LE POINT SUR...

Document annexe

... le Groupe EDF 2
EDF, un acteur majeur de l'énergie, présent dans le monde 2
EDF en France 3

... la région de Flamanville 4

... l'installation de Flamanville 3 6

... l'électricité 8
L'électricité est une marchandise particulière 8
Les gaz à effet de serre et la production d'électricité 10
Les différents moyens pour produire de l'électricité 12
Le coût de production des différents moyens 16

... l'électricité en France et en Europe 18
L'ouverture récente des marchés de l'électricité en Europe 18
La politique énergétique française 20
La maîtrise de la demande d'énergie (MDE) 22
La production d'électricité en France 23

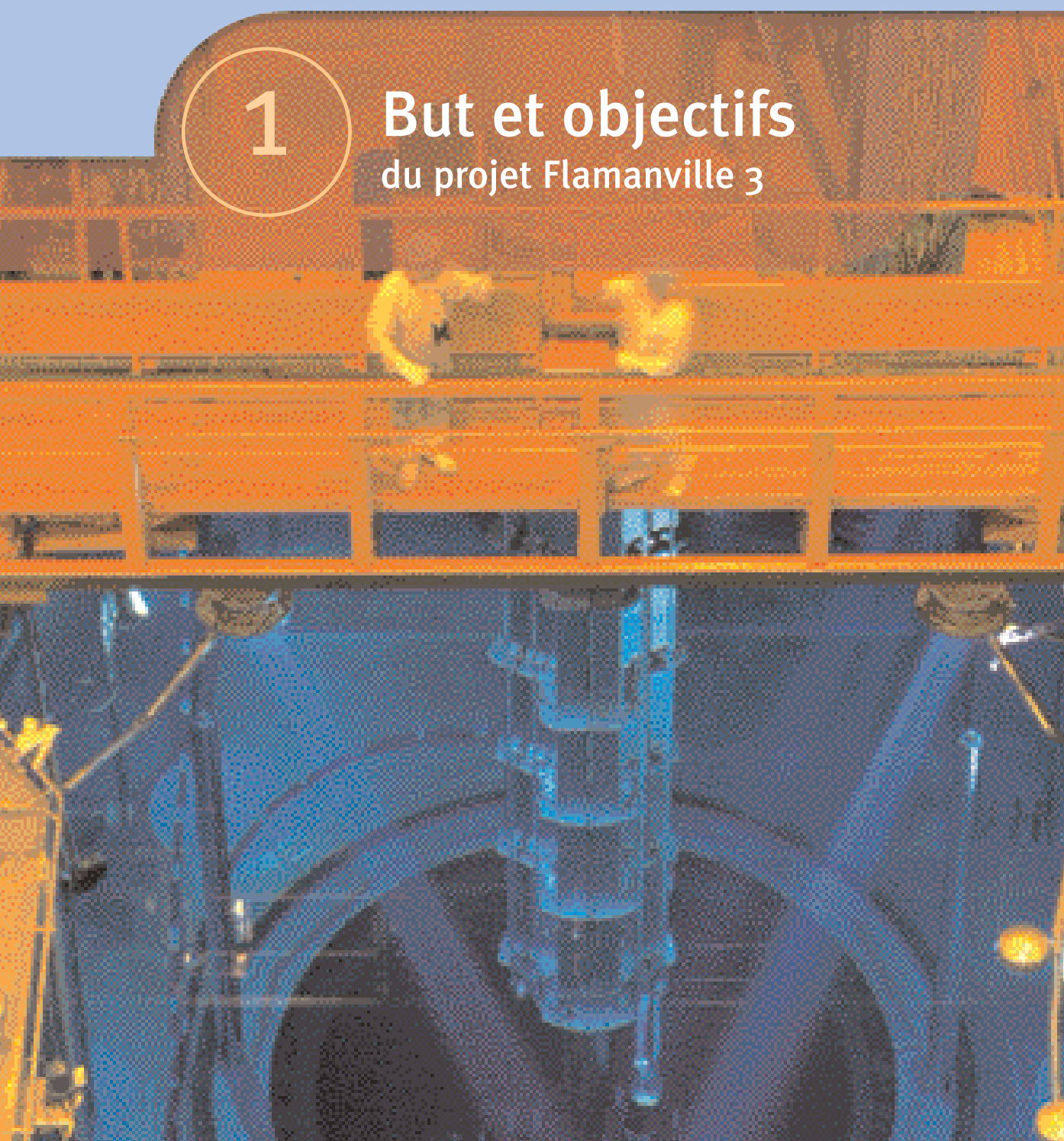
... les centrales électronucléaires 25
Le principe de la réaction nucléaire 25
Le principe de fonctionnement des réacteurs REP 25
L'histoire de la production électronucléaire 28
Les différentes générations de réacteurs nucléaires 30
Les réacteurs de génération 3 31
Les réacteurs de génération 4 33
L'industrie électronucléaire française 35
Les centrales nucléaires dans le monde 35

... nucléaire et environnement 37
Réglementation et optimisation des rejets 37
Les déchets radioactifs 39
Le recyclage du combustible nucléaire 43

... le contrôle des centrales nucléaires 45
Qui contrôle les centrales nucléaires ? 45
La durée de vie des centrales nucléaires 47

... les documents de référence 49

1 But et objectifs du projet Flamanville 3



1 - But et objectif du projet Flamanville 3

Sur son site de Flamanville (Manche),

EDF souhaite construire dès maintenant

une nouvelle unité nucléaire de production

d'électricité d'une puissance de 1 600 MW.

Cette unité de production appelée "Flamanville 3"

serait construite avec la technologie des réacteurs

nucléaires à eau sous pression européenne

EPR (European Pressurised Reactor).

Pourquoi le projet Flamanville 3 ?

2 EDF prépare l'avenir en cohérence avec la politique énergétique du pays

La politique énergétique de la France est définie par la loi[1] qui en fixe les orientations.
Le texte dispose :

20

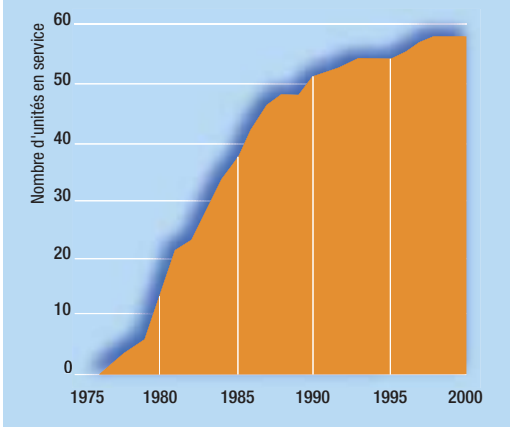
"L'État veille à conserver, dans la production électrique française, une part importante de la production d'origine nucléaire" … "La première [priorité] est de maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération."

Une des caractéristiques majeures du parc électronucléaire actuel d'EDF est qu'il a, pour l'essentiel, été mis en service en seulement 10 ans, après le
24 premier choc pétrolier de 1973. Ainsi, de 1980 à 1990, 46 des 58 unités de production nucléaire actuelles ont été raccordées au réseau d'électricité.

Ces centrales ont été conçues pour une durée
47 minimale de fonctionnement de 40 années.

Si chacune de ces centrales s'arrêtait de fonctionner à sa date anniversaire de 40 ans, le pays enregistrerait, en l'espace de 10 ans, une baisse des trois quarts de la capacité de production nucléaire actuelle. Il devrait faire face à une insuffisance de l'offre d'électricité. Le besoin de remplacement des centrales nucléaires existantes pourrait apparaître aux alentours de 2020, quand les premières unités de production nucléaire en service actuellement auront atteint 40 ans[2], durée pour laquelle elles ont été conçues.

CHRONIQUE DE MISE EN SERVICE DES CENTRALES NUCLÉAIRES ACTUELLES



Source : EDF.

Notes de renvoi

00 *Renvoi à la page correspondante du document "Le Point sur..." pour compléter l'information.*

1 Extrait de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adoptée par l'Assemblée nationale et le Sénat le 23 juin 2005, consultable sur le site du Sénat : www.senat.fr

2 La première unité de production nucléaire d'EDF atteindra sa quarantième année de fonctionnement en 2018.

1 - But et objectif du projet Flamanville 3

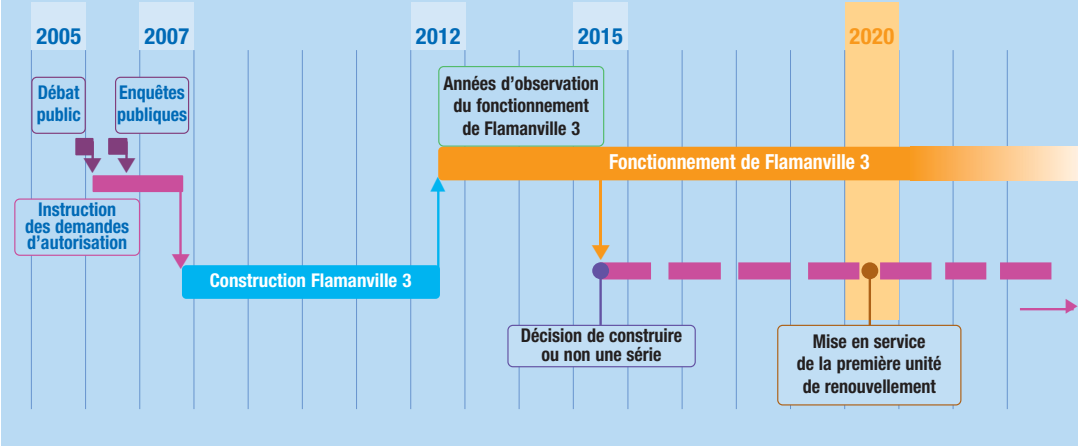
Par ailleurs, en partant d'un modèle industriel éprouvé, il faut environ 8 ans entre la décision de construire une unité de production nucléaire et le moment où elle commence à produire de l'électricité. La durée de construction est d'environ 5 ans auxquels s'ajoutent environ trois années de concertation préalable, d'études complémentaires (adaptation de site) et de procédures administratives avant de pouvoir commencer le chantier de construction.

EDF mène dès aujourd'hui des actions d'ingénierie et de maintenance pour assurer une durée de vie optimale de ses installations et poursuivre l'exploitation en toute sûreté, au-delà de 40 ans, des centrales qui seront reconnues aptes. Néanmoins, on ne peut pas exclure que certaines d'entre elles ne puissent pas dépasser significativement cette échéance. **Pour se prémunir de ce risque, EDF cherche à être prêt à remplacer par de nouvelles centrales nucléaires tout ou partie de la puissance qui ferait défaut à l'horizon 2020-2030**. Cette garantie de savoir-faire serait apportée par la construction, maintenant, du réacteur de Flamanville 3.

En effet, avec le projet Flamanville 3, EDF dispose d'un précurseur des futures unités qui pourraient renouveler les centrales nucléaires actuelles. Par ailleurs, ce réacteur contribuerait aux besoins en électricité lors de sa mise en exploitation en 2012.

La construction ou non d'une série, ainsi que le nombre d'unités seront des décisions à prendre vers 2015, pour pouvoir disposer des moyens de production opérationnels, à partir de 2020, en fonction des besoins en électricité et de la durée de vie effective des centrales actuelles. EDF actualisera sa stratégie industrielle dans le cadre défini par les pouvoirs publics au moment des choix.

Le calendrier envisagé pour Flamanville 3



Source : EDF.

Flamanville 3 : un projet pour être capable de réaliser en série, de nouvelles centrales nucléaires en France.

Pour EDF, l'enjeu premier est de disposer au moment du renouvellement du parc, d'un réacteur nucléaire compétitif dont la conception, la réalisation et les conditions d'exploitation ont été approuvées en France par la DGSNR[1]. Par ailleurs, en tant qu'industriel, EDF a besoin, pour la réalisation d'une éventuelle série de réacteurs, d'un modèle de réacteur éprouvé par plusieurs années d'exploitation. Cette expérience lui permettrait de déployer une organisation industrielle expérimentée, afin d'optimiser, d'une part le prix de revient de cette centrale – et donc les coûts futurs de l'électricité – et d'autre part, la sûreté d'exploitation et l'impact sur l'environnement.

De plus, ces années d'exploitation permettraient de disposer de compétences acquises sur l'installation pour garantir une exploitation de qualité en toute sûreté pour les éventuels réacteurs de série à construire.

Pour assurer la maîtrise de ses installations EDF est, depuis l'origine, à la fois l'exploitant et "l'architecte" de ses propres unités de production en collaboration avec les constructeurs. Cette organisation, entre EDF et les entreprises du secteur industriel, a conduit à la notion de "série industrielle" : ensemble d'unités de production construites sur le même modèle. Chaque série s'inspire largement de la précédente. Ainsi le parc nucléaire actuel est le fruit de 3 séries qui ont coïncidé avec des augmentations de puissance (34 unités de 900 MW, 20 de 1 300 MW, et 4 de 1 450 MW). Ce dispositif industriel a fait la preuve de sa réussite pour le parc nucléaire actuel.

Le résultat a été à la hauteur des efforts déployés par les personnels et entreprises de la filière industrielle : les centrales nucléaires d'EDF présentent un excellent bilan d'exploitation en termes de sûreté, d'environnement et de compétitivité. Le dynamisme et le succès du secteur nucléaire français à l'étranger attestent également de la crédibilité de ce modèle industriel.

Le réacteur qu'EDF souhaite construire à Flamanville se situe aussi dans un esprit d'intégration du retour d'expérience de l'exploitation du parc français et de celui des producteurs allemands. La "tête de série" Flamanville 3 donnera l'occasion de former une nouvelle génération d'ingénieurs et de techniciens, capable, le moment venu, de prendre la relève pour concevoir, construire et exploiter les nouveaux réacteurs nucléaires. Cette nouvelle génération d'ingénieurs apportera aussi son appui pour continuer à exploiter les centrales existantes.

Si le projet est confirmé, EDF ouvrira la possibilité de partenariats industriels à d'autres électriciens pour la réalisation de Flamanville 3.
Dans ce cadre, EDF et ENEL ont convenu que l'électricien italien participe à hauteur de 12,5 % au financement et puisse participer à 5 autres unités ultérieures si elles étaient décidées. Dans tous les cas EDF restera titulaire de la demande du Décret d'Autorisation de Création et sera exploitant nucléaire des installations.

1 DGSNR : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.
Les sigles sont explicités dans le dictionnaire des sigles en annexe.

1 - But et objectif du projet Flamanville 3

Flamanville, une implantation qui conjugue plusieurs avantages

Le site de Flamanville a été choisi pour ses atouts qui faciliteront la réalisation de ce projet : EDF est déjà propriétaire des terrains nécessaires et une partie des terrassements est déjà réalisée car le site a été prévu dès l'origine pour recevoir quatre unités de production. De plus, la région a déjà une grande expérience dans la conduite des grands chantiers, y compris nucléaires, et le site bénéficie d'un fort consensus des élus et des acteurs économiques locaux, conditions essentielles pour le meilleur accueil du projet. Toutefois, selon RTE[1], un renforcement du réseau 400 000 volts sera nécessaire pour garantir en permanence la sûreté de fonctionnement du système électrique lors de la mise en service de l'unité de production Flamanville 3.

Ainsi, conformément aux attentes de la Loi fixant les orientations énergétiques de la France, pour maintenir l'option nucléaire ouverte et donc être en mesure de décider de remplacer les réacteurs nucléaires actuels le moment venu, EDF souhaite engager maintenant la construction de la tête de série EPR à Flamanville. C'est le projet Flamanville 3.

1 RTE : Réseau de Transport d'Électricité, est le gestionnaire du réseau public de transport français. Son indépendance vis-à-vis des producteurs d'électricité est garantie par la Commission de Régulation de l'Énergie instituée en application de la loi du 10 février 2000.

△ Photomontage du site de Flamanville avec Flamanville 3 à gauche.

2 Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

L'Agence Internationale de l'Energie prévoit une augmentation constante des besoins énergétiques mondiaux dans les 20 à 30 années à venir.

Les ressources sont inégalement réparties sur l'ensemble du globe et certaines tendent à s'épuiser à l'échelle du siècle.

Alors que les besoins en électricité en Europe et en France augmentent également, les moyens de production d'électricité doivent progressivement être remplacés à cet horizon, dans un contexte général de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2.1 Les besoins et les ressources énergétiques mondiaux

2.1.1 Les besoins mondiaux en augmentation

En 2030, la planète consommera 50 % d'énergie de plus qu'aujourd'hui

Dans son scénario de référence, l'Agence Internationale de l'Énergie[1] prévoit une augmentation de la demande d'énergie de près de 60 % entre 2002 et 2030. Cette augmentation n'est pas répartie uniformément sur la surface du globe, les pays les plus industrialisés lancent des actions de maîtrise de la demande alors que les besoins des pays émergents vont beaucoup augmenter.

Ce tableau donne l'évolution de la production d'énergie primaire dans le monde de 2002 (chiffres constatés) à 2030 (prévisions AIE). L'énergie primaire regroupe la totalité des sources d'énergie qui servent à satisfaire les besoins de l'humanité (industrie, électricité, chauffage, transports, etc.). Les données sont exprimées en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep)[2].

Mtep	Constaté 2002	Prévisions 2010	Prévisions 2020	Prévisions 2030
Charbon	2 389	2 763	3 193	3 601
Pétrole	3 676	4 308	5 074	5 766
Gaz	2 190	2 703	3 451	4 130
Nucléaire	692	778	776	764
Hydraulique	224	276	321	365
Biomasse/déchets	1 119	1 264	1 428	1 605
Autres renouvelables	55	101	162	256
Total	**10 345**	**12 193**	**14 405**	**16 487**

2.1.2 Des réserves énergétiques déséquilibrées et des prix très fluctuants

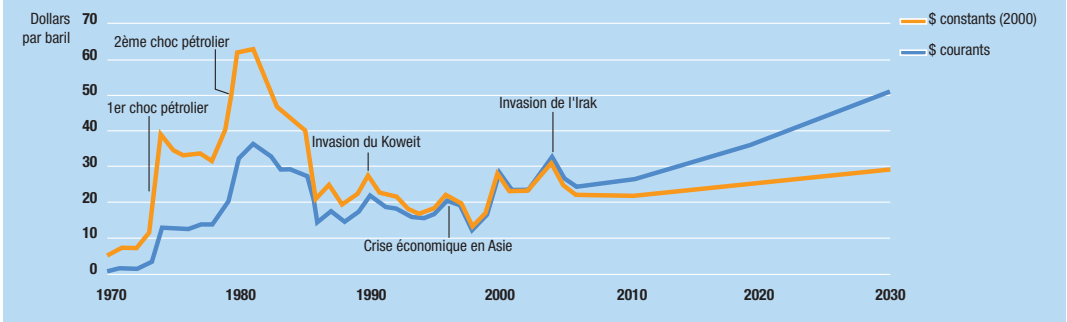
▶ **Les réserves de pétrole et de gaz** sont inégalement réparties sur la surface du globe et quasiment absentes en Europe où les réserves de la mer du Nord sont en voie d'épuisement. De plus, leur prix moyen augmente depuis 1998 et leurs cours sont très fluctuants, avec des crises subites. Cet élément prend toute son importance pour la production d'électricité car le coût de la matière première entre pour 50 à 70 % dans le coût du kWh électrique produit à partir de ces énergies.

Selon la DGEMP[3], cette situation est due au très faible écart entre la capacité maximale de production et la consommation. Dès qu'un problème technique ou politique vient perturber la production, les prix s'envolent en raison de la crainte de pénurie.

1 Voir glossaire.
2 Source : World Energy Outlook de l'AIE 2004.
3 Bilan énergétique de la France sur le site Internet du MINEFI-DGEMP. La DGEMP est la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

Évolution du prix du pétrole

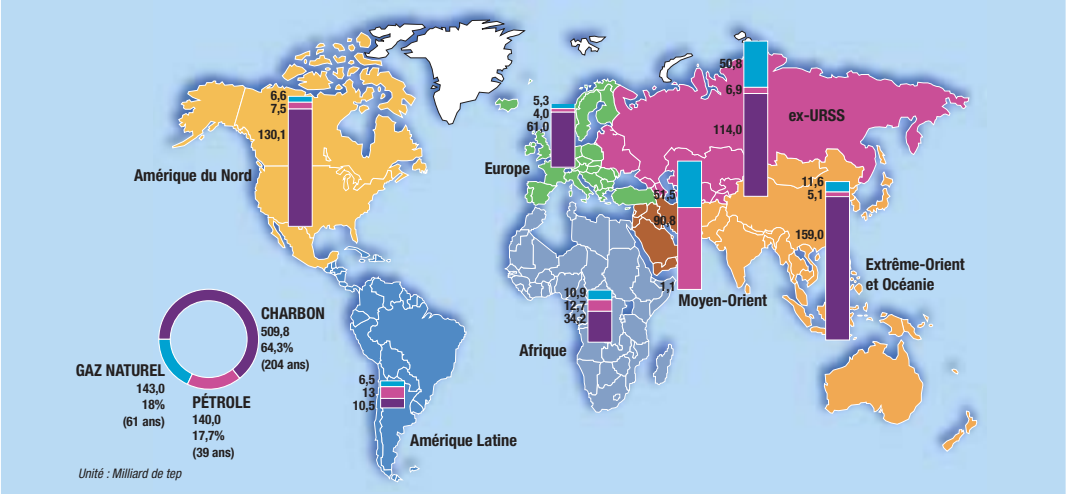


Source : World Energy outlook 2004 de l'AIE.

Les réserves mondiales connues de gaz, de pétrole et de charbon sont indiquées dans le graphique ci-dessous en années de consommation 2003. Les réserves mondiales estimées sont de 358 MdTep pour le pétrole conventionnel et de 340 MdTep pour le gaz[1].

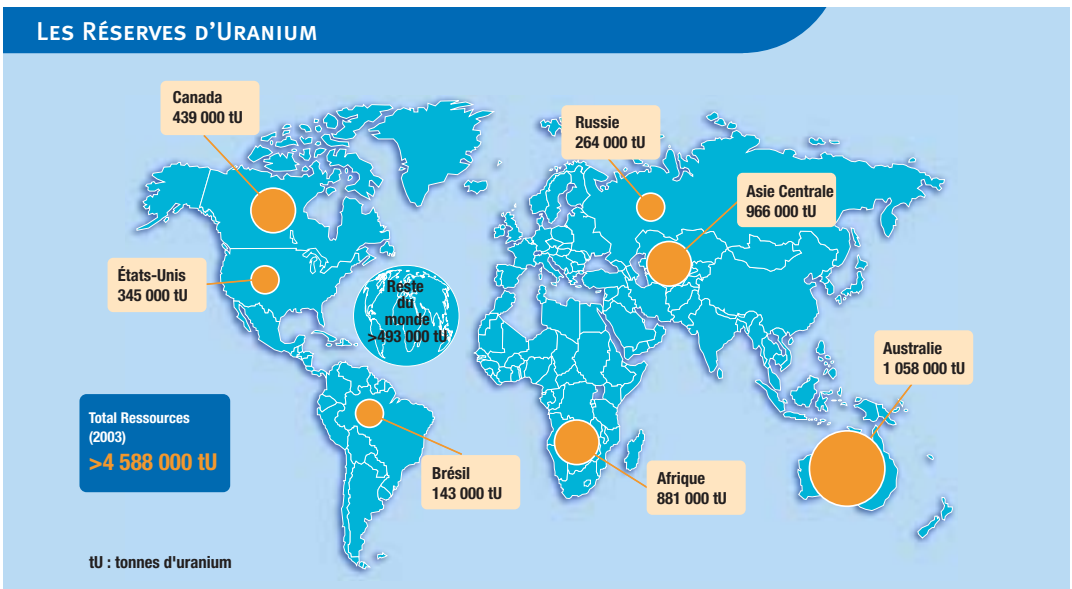
▶ **Les réserves de charbon** estimées sont beaucoup plus importantes et mieux réparties géographiquement. L'augmentation des prix constatée ces derniers mois n'est pas due aux perspectives d'épuisement des gisements, ni aux capacités insuffisantes de production, mais à des problèmes liés au manque de moyens de transport. Les transporteurs maritimes n'ont pas assez anticipé l'augmentation de la demande internationale, particulièrement celle de la Chine.

Réserves énergétiques mondiales (1er janvier 2003)



Sources : Conseil Mondial de l'Energie, BP et Ministère de l'Économie et des Finances (DGEMP).

Les Réserves d'Uranium



Source : EDF.

► **Les réserves d'uranium** présentent une situation encore différente. Les réserves connues atteignent environ 4 millions de tonnes selon l'AIEA. Elles dureraient environ 60 ans au taux actuel de consommation, sans traitement-recyclage du combustible. On estime à 16 millions de tonnes les réserves non encore découvertes, ce qui augmenterait significativement[1] la durée de consommation. À la différence des autres combustibles, utilisés directement ou avec très peu de transformations, l'uranium ne représente que 5 % du coût du kWh. Cette caractéristique permettra l'exploitation future de gisements qui ont des coûts d'extraction deux ou trois fois supérieurs à ceux d'aujourd'hui.

Au-delà de 2040, la commercialisation des nou-
33 veaux réacteurs nucléaires, dits de génération 4, pourrait progressivement diviser par 60 la consommation d'uranium naturel et augmenter d'autant la durée des réserves disponibles.

2.1.3 En Europe, la dépendance énergétique s'accentue

Comme l'a établi le Livre Vert de la Commission Européenne[2], l'Union Européenne apparaît particulièrement fragile, marquée par une dépendance énergétique forte[3] et croissante : elle couvre aujourd'hui 50 % de ses besoins énergétiques avec des produits importés, proportion qui pourrait atteindre 70 % d'ici 20 à 30 ans.

1 Source World Energy Outlook 2004 de l'AIE.
2 Source AIEA, Agence Internationale de l'Énergie Atomique, International Symposium on the Uranium Production Cycle and the Environment (2 au 6 octobre 2000).
3 "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique". Consultable sur le site Internet : www.europa.eu.int.
4 La France et l'Europe dépendent respectivement à 98 % et 75 % des approvisionnements externes en matière pétrolière et à 96 % et 45 % en matière gazière (Annexe du projet de Loi d'Orientation sur l'Énergie présentée à l'Assemblée Nationale).

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

2.2 L'évolution de la consommation française d'électricité

La situation en 2004

Production nette : 546,6 TWh dont :	Consommation intérieure : 477,2 TWh dont :	Autres : 69,4 TWh dont :
▶ Hydraulique : 64,5 TWh (44 TWh par EDF[1])	▶ Pertes sur le réseau : 32,1 TWh	▶ Énergie pour le pompage : 7,3 TWh
▶ Thermique classique[2] : 55,3 TWh (16,5 TWh par EDF[3])	▶ Consommation pour l'enrichissement de l'uranium : 15 TWh	▶ Exportations nettes : 62,1 TWh
▶ Nucléaire : 426,8 TWh (totalité par EDF)		

Source RTE : "l'énergie électrique en France en 2004" et EDF pour la part EDF de la production.

La consommation d'électricité en France de 1998 à 2004

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Consommation intérieure annuelle (TWh[4])	423,8	430,9	440,6	448,6	449,9	466,8	477,2
Taux d'évolution		1,7 %	2,2 %	1,8 %	0,3 %	3,8 %	2,2 %

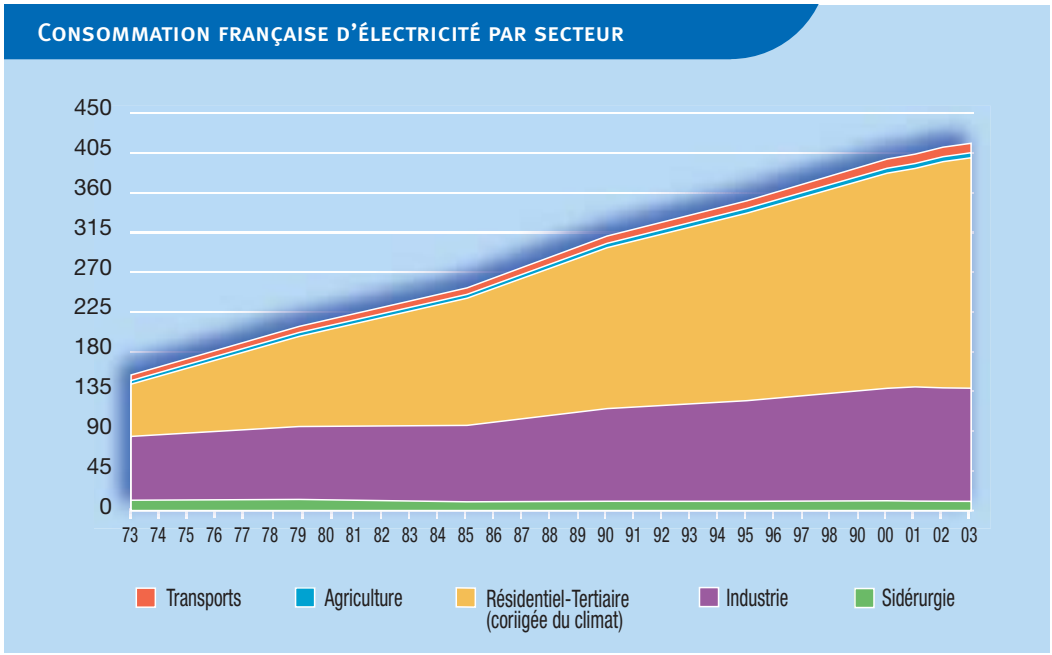
Source : RTE bilan 2004.

La consommation d'électricité en France a atteint 477,2 TWh[5] (TeraWatt heure ou milliards de kWh) en 2004 et la production nette 546,6 TWh.
Les exportations sont exprimées en valeur nette, c'est-à-dire la différence entre la somme des exportations durant l'année et la somme des importations.
Durant l'année 2004 la France a exporté 90,5 TWh et a importé 28,4 TWh.

Comme le montre le graphique ci-après, la consommation française d'électricité, après correction climatique[6] augmente régulièrement.

1 Le complément est assuré principalement par la Compagnie Nationale du Rhône (contrôlée par le Groupe Suez-Electrabel) et de petits producteurs indépendants.
2 Par convention, les bilans de RTE incluent dans le thermique classique la production par les énergies renouvelables hors hydraulique. La production de l'éolien a été de 0,5 TWh en 2004.
3 Le complément est principalement fourni par la SNET = Société Nationale d'Électricité et de Thermique (groupe ENDESA).
4 TWh = Tera Watt heure = Milliard de KWh = millier de MWh.
5 Voir le glossaire en annexe à la rubrique "unités utilisées pour la puissance et l'énergie".
6 Les données sont corrigées des variations climatiques d'une année à l'autre pour pouvoir les comparer.

Consommation française d'électricité par secteur



Source : DGEMP.

Les prévisions de consommation également en hausse

Prévisions de consommation intérieure (en TWh) selon les scénarios

Scénario	2004	2010	2015	2020
R1	468,5	520	544	561
R2	468,5	513	536	550
R3	468,5	503	519	527

Source : RTE dans le cadre de la préparation de la PPI.

En application de l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, RTE a réalisé en 2003, à la demande du Ministère de l'Industrie, un bilan prévisionnel sur l'évolution des structures d'offre et de demande d'électricité jusqu'en 2015.

Le bilan de RTE s'appuie sur les trois scénarios, R1, R2 et R3, de consommation française d'électricité d'ici 2030 issus des travaux prospectifs du Commissariat général du Plan.

- R2 : scénario de référence qui suppose une absence de rupture et une inflexion vers des efforts accrus en matière d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande.
- R1 : implication moins forte de l'État, rôle dominant du marché.
- R3 : implication forte de l'État dans la recherche d'une meilleure efficacité énergétique.

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

2.3 Des moyens de production à renouveler

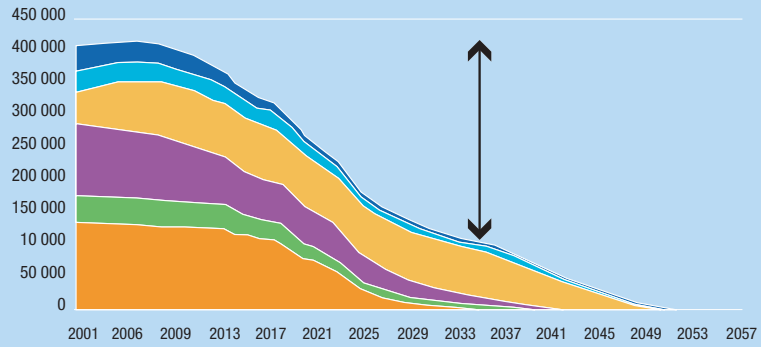
2.3.1 Une situation largement répandue en Europe

Après une période de relative abondance, liée à une surcapacité des moyens de production d'électricité par rapport aux besoins de consommation, les pays européens affrontent tous une même réalité : d'une part, l'obsolescence progressive d'une partie de leurs moyens de production, accélérée par la montée des exigences environnementales, d'autre part, une croissance de la demande. La réduction progressive de leurs marges de production menace l'équilibre des systèmes électriques européens.

Une grande partie du parc de centrales thermiques européen devra être renouvelée dans les 25 prochaines années. L'enjeu est de taille et porte, pour l'Europe des 15, sur au moins 300 000 MW de

300 000 MW de capacité de production devront être renouvelés d'ici 2030 en Europe

ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DES UNITÉS THERMIQUES ACTUELLES EN EUROPE



Ce diagramme indique l'évolution de la puissance installée, par type de moyen de production, du parc de production électrique thermique à flamme et nucléaire européen actuellement en service, soit 85 % de la totalité des moyens de production européens. Il ne concerne que les unités de production fonctionnant en 2004 en supposant qu'aucune nouvelle installation n'est mise en service après cette date. La puissance installée est exprimée en MW.

Cette présentation permet d'estimer les besoins en nouveaux moyens d'équipement. Par exemple, si l'on suppose qu'en 2037 il faut la même puissance installée qu'en 2004, il faudra donc, qu'à cette date, de nouveaux moyens de production dont la puissance doit au minimum correspondre à la taille de la flèche du diagramme aient été mis en service.

La flèche du graphique représente environ 300 000 MW. Quelques indications sur la puissance des unités de production permettent de mesurer l'importance de ces chiffres : une unité nucléaire a une puissance de 1 000 à 1 500 MW, une unité thermique non nucléaire de 300 à 800 MW, une éolienne de 1 à 2 MW.

Source : EDF, Principaux pays producteurs européens.

Type d'énergie	Part de la production européenne
Fioul, gaz, charbon, lignite	51,8 %
Nucléaire	33,2 %
Hydraulique	11,3 %
Biomasse	2,1 %
Éolien	1,5 %
Géothermie	0,2 %
Solaire photovoltaïque	0,01 %

12

Source : observatoire des ENR, situation en 2002, Europe des 15.

capacité de production d'ici 2035 (plus de 100 000 MW entre 2010 et 2020, près de 200 000 MW entre 2020 et 2035), l'équivalent d'un peu plus de 5 fois le parc nucléaire français actuel, sans compter les capacités de production nécessaires pour répondre à la croissance de la demande. Ce contexte pourrait conduire à une augmentation des prix de l'électricité et des outils de production.

Les investissements à réaliser sont importants et s'inscrivent sur le long terme (de 20 à 60 ans selon les types d'unité de production).

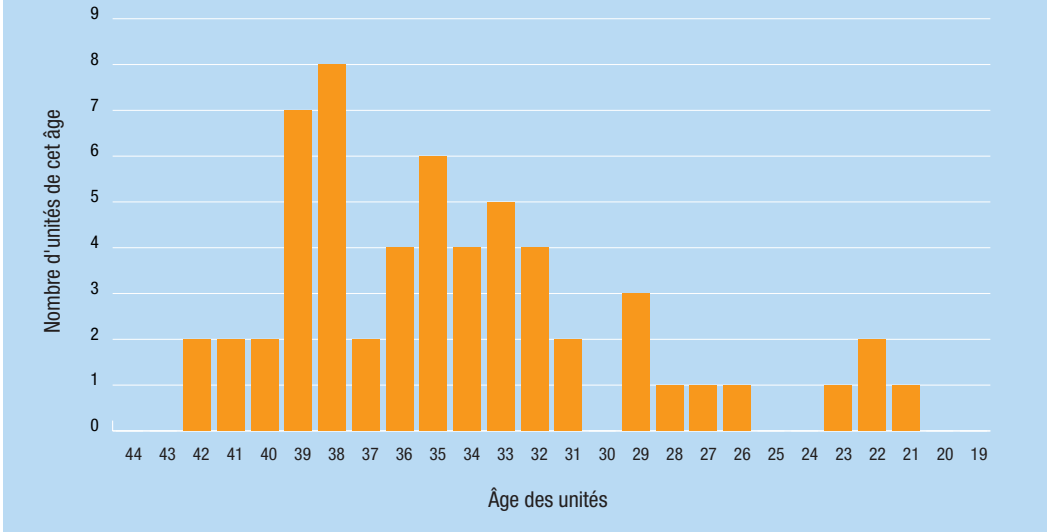
Ainsi, les décisions prises aujourd'hui dessineront le paysage énergétique des prochaines décennies.

2.3.2 En France, les centrales nucléaires à renouveler à partir de 2020

Les centrales nucléaires actuelles ont été conçues pour une durée d'exploitation minimale de 40 ans. EDF a pour objectif de poursuivre leur exploitation au-delà de cette échéance, mais sans certitude absolue de pouvoir le faire le moment venu. La prudence impose donc d'être capable de remplacer certaines

47

ÂGE EN 2020 DES CENTRALES NUCLÉAIRES ACTUELLES D'EDF



Source : EDF.

2 - Quel contexte pour l'électricité en 2020-30 ?

d'entre elles au cas par cas, en tenant compte de leurs particularités de construction et d'exploitation, dès que cet horizon de 40 ans sera atteint.

En 2023, 40 % de la capacité de production nucléaire d'EDF, soit un tiers de la capacité de production totale d'électricité française aura atteint l'âge de 40 ans.

C'est donc aux alentours de 2020 que pourrait apparaître le besoin en capacité de production pour le remplacement des centrales nucléaires existantes.

2.3.3 La production d'électricité et le changement climatique

Les différents moyens de production à disposition sur le marché ne représentent pas tous les mêmes impacts pour l'environnement, en particulier, pour ce qui concerne l'émission de gaz à effet de serre. Ainsi, la production d'électricité avec des centrales au gaz, au fioul ou au charbon est une importante source d'émission de gaz à effet de serre. La production de 1 kWh d'électricité avec ces moyens entraîne l'émission dans l'atmosphère de 400 à 1 100 grammes de CO_2 selon le type et l'âge des unités de production.
En revanche, les centrales hydrauliques, nucléaires et éoliennes n'émettent pas de CO_2 en exploitation. Si la production d'électricité était assurée au niveau mondial uniquement par des centrales qui utilisent des combustibles fossiles, les émissions augmenteraient de 16 %.

Cette problématique est à prendre en compte notamment dans le cadre du respect du protocole de Kyoto sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (lancé en 1997 et entré en vigueur en février 2005). Ce protocole prévoit pour les pays industrialisés la réduction de 5,2 % en moyenne des émissions de CO_2 en 2010 par rapport au niveau de 1990. La réduction visée pour l'Europe des 15 est de 8 % ; la France doit maintenir ses émissions au même niveau qu'en 1990, compte tenu de son avance liée à l'importance de sa production hydraulique et nucléaire.
En effet, le kWh d'électricité produit par le parc d'EDF en France s'accompagne d'une émission moyenne de 50 g de CO_2, à comparer aux 400 g de CO_2 émis par un kWh d'électricité européen.
Cet objectif de maintien des émissions ne sera atteint que si les actions de Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE), prévues dans le projet de loi fixant 21
les orientations énergétiques de la France, sont pleinement efficaces.

C'est dans ce contexte environnemental et réglementaire que s'inscrivent les décisions relatives au renouvellement des centrales amenées à s'arrêter.

3 Quel choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

En tenant compte du contexte de l'électricité à l'horizon 2020-2030 et en cohérence avec la politique énergétique française, EDF propose de préparer l'avenir et l'éventuel renouvellement du parc de centrales nucléaires français, en construisant, dès à présent, une "tête de série" EPR sur le site de Flamanville.

Explications sur ce choix.

La politique énergétique de la France[1] prévoit de maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 afin de pouvoir opter pour le remplacement des réacteurs nucléaires actuels. Cela ne préjuge pas des choix énergétiques à prendre vers 2015 pour disposer de moyens de production opérationnels en 2020. Sur le plan industriel, maintenir l'option nucléaire ouverte signifie être capable de déployer de nouveaux moyens de production d'électricité à partir d'énergie nucléaire pour remplacer, en tout ou partie, les centrales qui pourraient être mises définitivement à l'arrêt.

Les alternatives étudiées s'inscrivent donc dans la logique suivante : garantir la possibilité de continuer à produire de l'électricité à partir d'énergie nucléaire au-delà de 2020, si cette décision était prise dans les années futures. Elles tiennent aussi compte des durées très longues de construction propres à cette filière de production.

1 Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adoptée par le Parlement le 23 juin 2005.

3.1 Les alternatives du projet Flamanville 3

3.1.1 Première alternative, attendre les réacteurs du futur (2040) pour remplacer le parc actuel

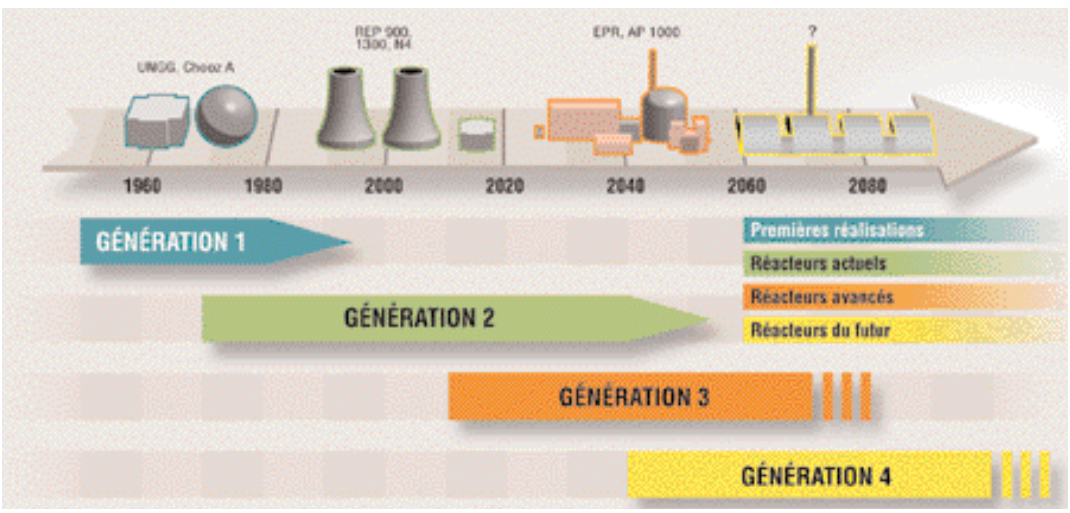
Plusieurs générations de centrales électronucléaires se sont succédé : 30

▶ **la génération 1** correspond aux premiers réacteurs industriels des années 60 ; 28

▶ **les réacteurs de génération 2** sont, pour l'essentiel, ceux qui sont exploités actuellement ;

▶ **les réacteurs de génération 3** sont une évolution technologique des réacteurs de génération 2, intègrent les mêmes concepts et sont disponibles aujourd'hui sur le marché ; 31

▶ **la génération 4** est à l'état de prototype, ces réacteurs cherchent à mettre en œuvre de nouveaux concepts.



Source : EDF.

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

À l'initiative du Département de l'Énergie (DOE) des USA, dix pays (Afrique du Sud, Argentine,
33 Brésil, Canada, Corée du Sud, États-Unis, France, Japon, Royaume-Uni et Suisse) se sont associés dans le cadre d'un forum international baptisé "Génération 4" pour étudier les technologies nucléaires du futur. Le forum a retenu six projets de réacteurs.

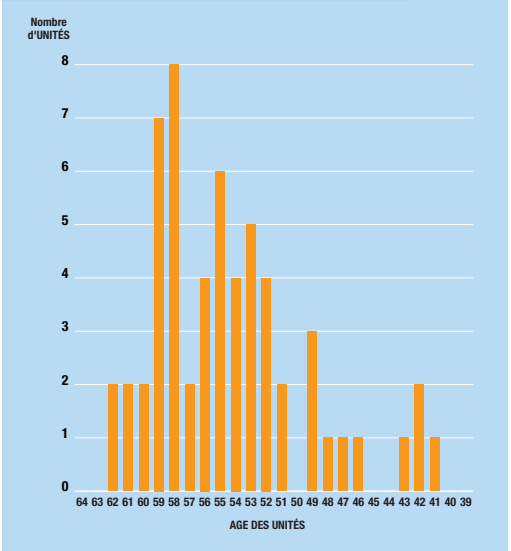
Quatre systèmes sur six sont à neutrons rapides et cinq font appel au cycle fermé, avec comme objec-
43 tif le recyclage intégral des actinides présents dans les combustibles usagés.

Les principaux défis à relever pour permettre le développement industriel des réacteurs de génération 4 sont considérables. Ils portent notamment sur la conception de nouveaux cœurs (en particulier pour les réacteurs rapides à gaz), le développement de matériaux résistant à des produits très corrosifs (par exemple le plomb ou l'eau supercritique) et/ou à de très hautes températures (supérieures à 1 000°C pour le VHTR), la maîtrise des risques d'instabilité neutronique et thermo-hydraulique.

Comme l'ont précisé les experts nationaux participant au forum Génération 4, c'est au plus tôt à l'horizon 2040/45 que ces réacteurs pourront équiper des centrales électronucléaires, avec la maturité industrielle suffisante pour leur déploiement en série en toute sûreté.

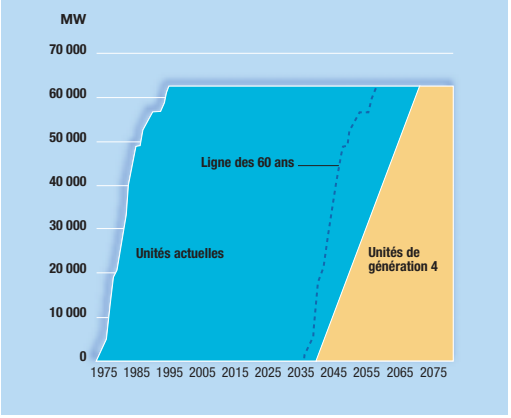
À cet horizon, toutes les centrales nucléaires françaises auront dépassé leur durée de vie de conception de 40 ans et 21 d'entre elles auront dépassé les 60 années de fonctionnement, ou en seront très proches.

ÂGE EN 2040 DES CENTRALES NUCLÉAIRES ACTUELLES D'EDF



Source : EDF.

SCÉNARIO DE RENOUVELLEMENT DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE PAR DU NUCLÉAIRE



Source : EDF.

Le double risque du renouvellement du parc électronucléaire par des unités de génération 4 à partir de 2040

Attendre les réacteurs de génération 4 obligerait EDF à faire un double pari industriel sur :

► **la mise à disposition effective et compétitive des réacteurs de génération 4 dès 2040**. Ceci suppose que tous les problèmes technologiques et techniques seront résolus de manière sûre et compétitive et à des niveaux de puissance suffisants, pour pouvoir commencer à remplacer les centrales actuelles ;

► **la prolongation significative de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires actuelles**, pour atteindre 70 ans en moyenne, jusqu'à la mise en service de ces nouveaux moyens de production en 2040.

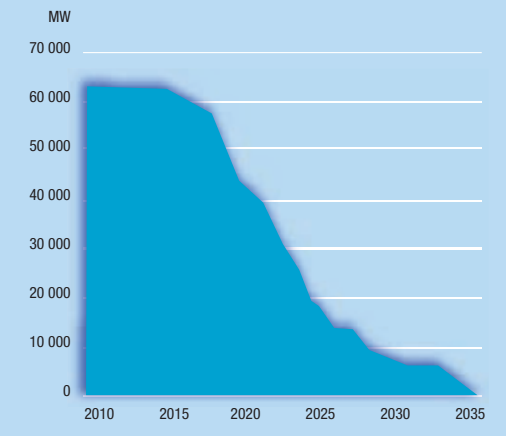
Attendre les réacteurs de génération 4 pour renouveler les centrales existantes est un pari industriel risqué qui ne satisfait pas aux orientations de politique énergétique du pays.

Le risque est fort que les centrales électronucléaires de génération 4 prennent du retard et qu'il soit nécessaire d'arrêter les centrales actuelles à 60 ans, voire avant. Il faudrait alors acheter de nombreuses unités de substitution utilisant du gaz ou du charbon importés, pour produire massivement de l'électricité. Ceci remettrait en cause les objectifs de la politique énergétique du pays et affecterait en particulier l'indépendance énergétique de la France. Le recours à des unités thermiques de substitution présente en outre deux inconvénients supplémentaires : une production massive de gaz à effet de serre et un renchérissement des coûts de production par rapport à ceux du nucléaire, compte tenu de la raréfaction des combustibles fossiles[1] et de la concentration géopolitique de leur approvisionnement.

3.1.2 Attendre le moment du renouvellement (2015) pour lancer directement la série

Au plan industriel, il s'agirait pour EDF, d'envisager de lancer directement une série de plusieurs réacteurs de génération 3 pour faire face à la perte rapide d'une part significative de la capacité de production en France due à l'arrêt concomitant de plusieurs unités de production nucléaire arrivées en fin de vie.

ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ ACTUELLE DE PRODUCTION NUCLÉAIRE POUR UNE DURÉE DE VIE DE 40 ANS



Source : EDF.

1 Combustibles fossiles : gaz, pétrole et charbon.

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

Pour être en mesure de renouveler les centrales nucléaires, la construction de la première unité de production nucléaire de remplacement devrait débuter au plus tard en 2015 pour être opérationnelle vers 2020.

Pour ce faire, les conditions suivantes doivent être remplies :

▶ **Disposer d'un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.**

Dans la l'hypothèse où aucun réacteur n'aura été construit en France depuis plus de 15 ans, il serait très difficile de satisfaire cet objectif. Même en partant d'un modèle existant sur le marché international, il faut en effet faire face en même temps aux difficultés techniques de conception (adaptation d'un modèle du commerce aux spécifications techniques françaises), de fabrication et d'exploitation (appropriation par les exploitants français).

△ Simulation 3D de la construction de Flamanville 3.

▶ **Disposer d'une organisation industrielle opérationnelle pour construire en série des unités de production électronucléaires en France à un prix compétitif.**

Ne disposant plus d'une organisation industrielle éprouvée pour la réalisation d'un premier réacteur, EDF serait contrainte de faire appel aux constructeurs mondiaux satisfaisant au premier objectif ci-dessus. De plus, les constructeurs de centrales clés en main fixent leurs prix en fonction du prix du marché et non pas du prix de revient des différents composants. Or en 2015/2020, les conditions de renouvellement du parc européen[1] laisseront peu de marges aux électriciens pour négocier les prix de leurs investissements avec les grands constructeurs mondiaux d'unités de forte puissance. À cela, s'ajoutent toutes les contraintes économiques et industrielles liées à l'engagement simultané de plusieurs unités de production à un rythme soutenu.

▶ **Attendre 2015 hypothèque fortement le transfert de compétences entre générations et réduit la maîtrise des coûts de construction des futurs ouvrages de production.**

Si on attend 2015, on risque de perdre une grande partie des compétences essentielles d'ingénierie qui ont permis à EDF d'être, depuis toujours, l'architecte de ses centrales et d'en maîtriser le coût et les options techniques de conception et d'évolution avec une approche d'exploitant responsable de ses installations.

1 Environ 60 % du parc européen actuel sera à renouveler d'ici 2030.

3.2 Les raisons du choix d'EDF

3.2.1 Pourquoi engager la tête de série EPR dès maintenant ?

EDF souhaite engager dès à présent, en tant qu'architecte industriel, une tête de série EPR en France : 6 Flamanville 3. Ce souhait est cohérent avec les orientations de la politique énergétique française.

Au moment de décider du renouvellement du parc français à l'horizon 2015, plusieurs objectifs doivent être atteints. La construction de Flamanville 3, dès maintenant, contribue à l'atteinte simultanée de ces objectifs :

► **Disposer d'un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences françaises.** À ce titre, la réalisation quasi concomitante d'un réacteur EPR aux caractéristiques très voisines en France et en Finlande permet aux deux pays de développer ensemble un nouveau modèle. L'organisation envisagée avec les industriels pour certaines études de la partie nucléaire permet à EDF de participer à la conception du projet finlandais. Les contacts directs noués avec l'électricien finlandais TVO sont aussi un moyen pour adopter des solutions techniques voisines. L'existence de caractéristiques techniques très proches facilite le travail en commun, l'harmonisation des exigences des Autorités de Sûreté des deux pays et les futures collaborations sur le partage d'expérience en exploitation. Toutefois, la construction de l'EPR en Finlande ne permet pas à EDF de se forger une expérience concrète pour maintenir ses compétences d'architecte de centrales. En effet, TVO achète une installation clés en main, contrairement à EDF qui entend maîtriser le volet industriel de la construction pour améliorer l'efficacité de son organisation industrielle.

► **Disposer, avec la construction d'un premier modèle, d'une organisation industrielle opérationnelle, techniquement et économiquement éprouvée ainsi que des compétences d'ingénierie pour la construction de ces ouvrages complexes.** Le schéma d'architecte industriel pour construire le parc nucléaire français garantit la maîtrise des coûts de construction, via la passation directe des contrats et la relation directe avec la DGSNR. EDF joue le rôle d'architecte industriel, responsable du coût, du délai et des performances de la tête de série, et se donne les moyens, face à une remontée des prix de l'énergie, de maîtriser, dans la durée, l'avantage économique du nucléaire. À ce titre, le coût de Flamanville 3 constituerait une référence au moment de lancer la série et de négocier les futurs contrats.

► **Avoir acquis l'expérience d'exploitation suffisante d'un EPR avant de mettre en chantier une éventuelle série.** Cette expérience ne s'acquiert que sur la durée : pour disposer d'un produit industriel fiable, maîtrisé et optimisé, il faut avoir exploité cette nouvelle unité pendant une durée raisonnable, estimée à 3 ans environ par EDF.

Ce retour d'expérience a déjà contribué à la réussite du parc actuel. Les améliorations techniques, issues de l'exploitation des centrales actuelles et les exigences de sûreté accrues intégrées à l'EPR dès sa conception feront de ce réacteur un moyen

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

de production électrique encore plus sûr et plus compétitif.

De plus, la construction de la tête de série Flamanville 3 permettra le développement de nouvelles compétences et le transfert d'expérience entre les constructeurs du parc nucléaire actuel et ceux du futur parc. EDF consolide ainsi sa position d'industriel par rapport à d'autres électriciens qui achètent leurs moyens de production d'électricité "clés en main" sur le marché international.

EDF disposerait ainsi d'une "tête de série" et d'une organisation industrielle éprouvée qui garantiront la possibilité de remplacer les centrales nucléaires actuelles arrivées en fin de vie par d'autres unités nucléaires compétitives, sans prendre le risque d'avoir à augmenter significativement la production de masse à partir des combustibles fossiles émetteurs de gaz à effet de serre.

Au-delà de la préparation de l'avenir, cette nouvelle unité de production trouvera naturellement sa place dans le parc de production d'EDF et contribuera à satisfaire de manière compétitive l'augmentation de la demande d'électricité dans les prochaines années.

3.2.2 Pourquoi un réacteur de type EPR ?

EDF examine en permanence toutes les solutions nucléaires, disponibles ou en projet, pour répondre à ses besoins de demain.

Dans le monde, plusieurs nouveaux modèles de réacteurs font aujourd'hui l'objet d'études détaillées ou de première réalisation :

- l'EPR,
- l'ABWR et l'ESBWR de General Electric (USA),
- l'AP 1000 de Westinghouse (Grande Bretagne/USA), 31
- le SWR de Framatome ANP (France/Allemagne),
- l'AES 91 et l'AES 92 de Atomenergoproekt (Russie).

Ces réacteurs sont qualifiés de "génération 3".

L'AP 1000 ainsi que l'AES 91 et 92 sont des réacteurs à eau pressurisée (REP) de même type que ceux exploités actuellement par EDF ; les trois autres sont des réacteurs à eau bouillante (REB).

EDF souhaite réaliser un type de réacteur à eau pressurisée avec une chaudière nucléaire qui a les caractéristiques suivantes :

- puissance électrique supérieure à 1500 MW pour minimiser le nombre d'unités nouvelles,
- technologie de type à eau pressurisée en continuité de celle des réacteurs actuellement en service (réacteur "évolutionnaire") pour pouvoir tirer profit du retour d'expérience de ces réacteurs,
- capacité à accepter du combustible MOX, 43
- possibilité d'effectuer certaines opérations de maintenance lorsque le réacteur est en fonctionnement,
- présence d'un dispositif de récupération du combustible en cas d'accident grave,
- capacité à obtenir l'accord de la DGSNR sur le réacteur retenu dans un délai raisonnable.

L'EPR répond à la totalité de ces caractéristiques.

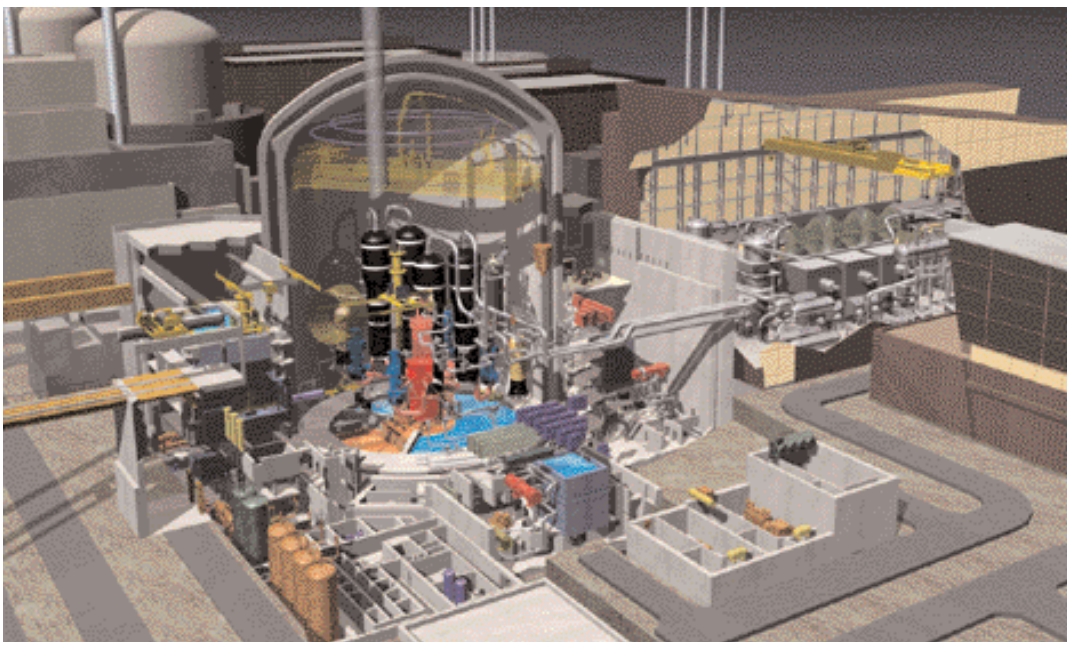
3.2.3 La genèse du réacteur EPR

Le projet Flamanville 3 est basé sur un nouveau modèle de réacteur nucléaire à eau pressurisée (REP) de type EPR, fruit d'une étroite collaboration franco-allemande.

Les REP sont les réacteurs les plus utilisés dans le monde en raison de leur sûreté de fonctionnement et du coût très compétitif de leur kWh. EDF en a développé 58 avec Framatome. Le dernier modèle mis en service en France est le "N4". De même, Siemens a développé plusieurs types de REP dont le "Konvoi", dernier mis en service en Allemagne.

L'EPR s'appuie sur une démarche qui tire profit des 1 300 années d'exploitation cumulées des REP en France et en Allemagne et cherche à prendre le meilleur de chaque type en y apportant des améliorations. Cette démarche évolutionnaire a été conduite à tous les niveaux : par la DGSNR, l'Autorité de sûreté allemande, les producteurs d'électricité allemands et français et les constructeurs, via l'association de Siemens et Framatome.

EDF a participé très directement, et depuis l'origine, à la définition de l'EPR avec les principaux électriciens allemands. Depuis le début des années 90, le dialogue est permanent avec le constructeur, la DGSNR et l'Autorité de sûreté nucléaire allemande pour définir le produit le mieux adapté aux besoins d'EDF, dans l'intérêt des ses clients, c'est-à-dire garantissant la sécurité, la maîtrise des coûts et la réduction des déchets.



△ **Flamanville 3 à découvert.**

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

3.2.4 La construction d'un EPR clés en main en Finlande

Fin 2003, TVO[1], compagnie finlandaise de production d'électricité, a choisi l'EPR à l'issue d'un appel d'offres auquel participaient en phase finale de sélection l'AES 91 et l'ABWR. TVO, qui a acheté clés en main une unité complète (réacteur EPR, salle des machines et auxiliaires) au consortium Framatome ANP/Siemens, a déclaré s'être prononcé selon des critères de *"fiabilité, rentabilité, respect de l'environnement et d'acceptabilité par le public"*.

TVO construit une unité de production EPR unique sans perspective de construction et d'exploitation d'un parc de réacteurs en série, contrairement à la France.

△ Photomontage du site d'Olkiluoto avec l'EPR au premier plan.

Implantation des unités de production nucléaire en Finlande ▷

1 TVO : Teollisuuden Voima Oy, entreprise privée. TVO possède déjà deux unités de production nucléaire REB (Réacteur à Eau Bouillante) à Olkiluoto.

3.2.5 Pourquoi le site de Flamanville ?

Le 22 juin 2004, au vu des perspectives énergétiques rappelées ci-dessus, le Conseil d'administration a décidé qu'EDF devait engager le processus de construction d'une tête de série EPR en France. Il a autorisé le Président à accomplir toutes les démarches nécessaires, notamment pour déterminer le site d'implantation de cette première unité.

24 EDF a passé en revue ses 19 sites de production électronucléaire actuels, en recherchant ceux qui pourraient accueillir une nouvelle unité dans des délais compatibles avec l'objectif d'une mise en service industriel en 2012.

Trois régions ont fait acte de candidature pour accueillir la tête de série EPR : la Basse-
4 Normandie, la Haute-Normandie, Rhône-Alpes. Le Président d'EDF a reçu leurs représentants de juin à octobre 2004. Au terme de cette consultation et sur la base d'un examen attentif des conditions facilitant la construction et la mise en œuvre de la tête de série EPR, EDF a retenu Flamanville comme site d'implantation de ce réacteur, lors de son Conseil d'administration du 21 octobre 2004.

Des critères objectifs pour le choix du site

L'objectif est de mettre en service industriel la tête de série EPR pour disposer d'un retour d'expérience d'exploitation avant la mise en chantier potentielle d'une série vers 2015, date à laquelle il faudra décider du mode de renouvellement du parc actuel. EDF a donc recherché les conditions de réalisation les plus maîtrisées.

△ Vue aérienne du site de Flamanville.

3 - Quels choix pour maintenir l'option nucléaire ouverte ?

Le critère des réserves foncières

Afin de s'épargner le temps lié à l'acquisition de terrains complémentaires (négociation, Déclaration d'Utilité Publique, expropriations, etc.), EDF a privilégié les sites où l'entreprise est propriétaire de tout le foncier nécessaire à la construction d'une nouvelle unité de production.

Le critère des capacités de transport d'électricité

L'ajout d'une unité de production de 1 600 MW sur un site n'est pas neutre pour l'équilibre du réseau de transport d'électricité. La mise en exploitation de l'unité suppose que les capacités de transport très haute tension de l'électricité produite soient disponibles à la date voulue. EDF a donc examiné cet aspect avec une grande attention et demandé l'avis de RTE.

Les études environnementales

Les contraintes techniques et environnementales peuvent nécessiter des études spécifiques longues, notamment pour les capacités de refroidissement de la centrale et pour les rejets d'effluents, et entraîner des coûts élevés. Ce critère a également été pris en compte.

Les conditions d'accueil du chantier

L'implantation de la tête de série doit recueillir l'adhésion des acteurs locaux et être bien comprise par la population. La qualité de l'accueil du projet représente donc une condition de réussite à la fois pour le débat public, pour le chantier, qui sera de grande ampleur, et pour l'exploitation de la nouvelle unité de production.

Le choix de Flamanville

EDF a examiné ses 19 sites de production électronucléaire actuels, en recherchant les meilleures conditions d'accueil au regard des critères ci-dessus, et le site de Flamanville est apparu comme le plus pertinent pour la tête de série EPR.

Il dispose en effet de la capacité foncière nécessaire et de pré-aménagements pour de nouvelles unités de production. Toutefois, il faudra renforcer le réseau de lignes électriques 400 000 V pour assurer, dans de bonnes conditions, le transport de l'énergie produite par la nouvelle unité.

La situation du site en bord de mer lui confère en outre une capacité importante de refroidissement et évite la construction d'une tour de refroidissement, ce qui réduit sensiblement les délais et les coûts.

Par ailleurs, les industries qui travaillent pour le nucléaire sont très bien implantées dans la région de Flamanville où l'activité de COGEMA (usines de La Hague) et de la DCN (Direction des Constructions Navales) reste très soutenue.

Enfin, le projet de Flamanville 3 a fait l'objet d'un consensus fort et d'une large mobilisation des élus et des acteurs économiques locaux.
Pour toutes ces raisons, EDF a choisi le site de Flamanville pour construire sa tête de série EPR en France.

4 L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Performances industrielles et environnementales accrues, sûreté améliorée répondant globalement aux exigences de la DGSNR : de conception "évolutionnaire", l'EPR intègre le retour d'expérience des réacteurs nucléaires français et allemands dans un souci constant de progrès.

Portrait du réacteur Flamanville 3.

4.1 Des objectifs de sûreté ambitieux

Dans son bilan 2004, la DGSNR juge satisfaisante la sûreté des réacteurs aujourd'hui en exploitation en France. Toutefois, elle considère que la nouvelle génération de réacteur électronucléaire doit atteindre un niveau de sûreté supérieur. C'est ainsi qu'en 1993, la DGSNR et l'Autorité de sûreté nucléaire allemande ont fixé conjointement, pour le projet de réacteur EPR, des objectifs de sûreté renforcés, dans le cadre d'une conception évolutionnaire tirant bénéfice du retour d'expérience des réacteurs en exploitation :

- le nombre des incidents doit diminuer ;
- le risque de fusion du cœur doit être encore réduit ;
- les rejets radioactifs pouvant résulter de tous les accidents concevables doivent être minimisés, en particulier ceux qui conduiraient à des rejets précoces doivent être "pratiquement éliminés".

Diminuer le nombre d'incidents

La sûreté est une démarche d'amélioration permanente et l'EPR intègre de nouvelles dispositions qui réduisent encore le risque d'accident. Cette recherche concerne aussi la diminution du nombre d'incidents, notamment par l'amélioration de la fiabilité des systèmes et par une meilleure prise en compte des aspects liés aux facteurs humains.
Concernant la prise en compte du facteur humain dans la gestion des accidents, des délais plus importants sont laissés, par conception (augmentation du volume de certains gros composants), aux opérateurs avant que leur intervention ne devienne nécessaire.

Diminuer le risque de fusion du cœur

L'objectif est de diminuer la probabilité d'avoir un accident grave. Pour l'EPR : "fréquence globale de fusion du cœur inférieure à 10^{-5} par année-réacteur[1], en tenant compte des incertitudes et de tous les types de défaillances et d'agressions". Cette probabilité est déjà extrêmement faible pour les autres unités de production électronucléaire du parc (inférieure à 10^{-4} par année-réacteur).
La mise en place, par exemple, de systèmes de sauvegarde quadruplés et de moyens diversifiés pour assurer les fonctions de sûreté (voir paragraphe 4.4) permet d'atteindre cet objectif.

Réduire les conséquences des accidents graves

Même si la probabilité d'un accident grave est infime, des dispositions sont prises pour le gérer et en réduire l'impact. L'objectif est de réduire le plus possible les conséquences sur l'environnement de l'accident hypothétique le plus grave (c'est-à-dire la fusion du cœur avec percement de la cuve qui le contient), en particulier de n'avoir pas besoin d'évacuer les populations "au-delà du voisinage immédiat" de la centrale et de limiter les mesures sanitaires préventives relatives à la commercialisation des produits destinés à la consommation.
Pour atteindre cet objectif, plusieurs dispositions sont prises ; à titre d'exemple :
- un récupérateur de combustible fondu, installé sous la cuve du réacteur, permet son refroidissement,
- l'enceinte de confinement est doublée et elle est munie d'une peau métallique d'étanchéité.

Enfin, du fait de l'expérience d'exploitation acquise sur les réacteurs en service, la DGSNR a également demandé que les contraintes d'exploitation soient prises en compte dès la conception pour contribuer à l'amélioration de la radioprotection : réduction de l'exposition des travailleurs, limitation des rejets radioactifs et diminution de l'activité des déchets produits.

1 Soit 1 pour 100 000.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Réduire l'exposition des travailleurs à la radioactivité

L'objectif visé pour la dosimétrie collective de l'ensemble des intervenants pour les opérations d'exploitation et de maintenance est de 0,35 Homme.Sievert par an[1].

À la conception, des dispositions sont prises pour réduire cette dosimétrie, par exemple automatiser certaines opérations, ajouter des écrans protecteurs, faciliter le montage et le démontage ainsi que le démantèlement futur.

Enfin, tous les travailleurs sur une centrale, salariés d'EDF ou non, sont soumis à un suivi médical et l'exploitant veille à ce qu'ils ne soient jamais exposés aux rayonnements au-delà des limites autorisées. De plus, toutes les mesures sont prises pour que la somme des expositions de tous les travailleurs soit la plus faible possible (principe ALARA). Chaque intervention, chaque chantier fait l'objet d'une étude préalable pour trouver le moyen de réduire cette exposition globale, ou "dosimétrie".

Limiter les rejets et les quantités de déchets

Comme la baisse de la dosimétrie, la diminution des rejets et des déchets est un des objectifs permanents des exploitants du parc nucléaire. Des dispositions de conception concourent à cette
37 réduction, telles que le choix des matériaux, l'adjonction de filtres supplémentaires, l'amélioration des procédés de conditionnement, etc.

Une meilleure utilisation du combustible permet aussi de moins produire de déchets pour la même quantité d'électricité produite.

1 En 2004, la performance moyenne est de 0,8 HSv/an.

Pour en savoir plus sur les objectifs de sûreté assignés au projet Flamanville 3 :
http://www.asn.gouv.fr

Le 28 septembre 2004, le directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection a, au nom des ministres de tutelle, adressé au président d'EDF une lettre présentant la position des pouvoirs publics sur les options de sûreté du projet de réacteur EPR.

Sur la base de l'examen réalisé par la DGSNR et le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires placé auprès d'elle, les pouvoirs publics considèrent que les options de sûreté retenues satisfont globalement à l'objectif d'amélioration de la sûreté par rapport aux réacteurs actuels.

4.2 Des progrès significatifs en matière d'environnement

4.2.1 Une réduction significative des rejets dans l'environnement

Une démarche de progrès continu

Pour Flamanville 3, EDF s'engage à poursuivre la démarche de progrès continu mise en œuvre dans les autres centrales nucléaires qui sont aujourd'hui toutes certifiées ISO 14 001, ce qui témoigne des actions volontaires menées pour respecter l'environnement.

Dès la mise en service des premières centrales nucléaires à la fin des années 1970, d'importantes actions ont été entreprises pour réduire les rejets radioactifs dans l'environnement comme :

- l'amélioration des circuits de collecte et de traitement,
- la formation continue et une meilleure responsabilisation du personnel dans le domaine de l'environnement,
- la généralisation des meilleures pratiques d'exploitation.

Ces actions ont entraîné une réduction substantielle des rejets radioactifs liquides "hors tritium" entre 1985 et 1999. Le niveau de radioactivité rejeté a été divisé par plus de 100 pour le palier 1 300 MW et par plus de 40 pour le palier 900 MW.

Des améliorations prévues à la conception

La conception et l'exploitation de Flamanville 3 visent à améliorer encore les meilleures performances environnementales obtenues sur les centrales nucléaires actuelles.

Flamanville 3 intègre à la conception le recyclage et le tri sélectif poussé des effluents liquides permettant l'optimisation de leur traitement ainsi qu'un traitement plus performant des effluents gazeux.

Ces dispositions de conception permettent d'envisager des niveaux de rejet pour Flamanville 3 inférieurs à ceux des autres unités du parc rapportés à l'énergie produite, à l'exception des rejets de tritium et de carbone.
En effet, les techniques actuellement disponibles ne permettent pas de diminuer les rejets de tritium et de carbone qui sont directement proportionnels à l'énergie produite et qui resteront équivalents par kWh produit à ceux du parc actuel, déjà très inférieurs à la radioactivité naturelle et aux limites sanitaires.

Comparaison par type de rejet entre EPR et une unité de 1 300 MW

Rejets thermiques	Réduction des rejets thermiques liée au meilleur rendement du cycle thermodynamique (objectif de 37 % au lieu de 34 %).
Rejets chimiques	Réduction d'un facteur deux des rejets chimiques.
Rejets radioactifs liquides	Ramenés à l'énergie produite, ils sont équivalents à ceux d'une unité de 1 300 MW pour le tritium et le carbone 14 et inférieurs de 30 % pour les autres radioéléments.
Rejets radioactifs gazeux	Ramenés à l'énergie produite, ils sont équivalents à ceux d'une unité de 1 300 MW pour le carbone 14 et inférieurs de 30 à 40 % pour les autres radioéléments.
Déchets radioactifs	Gain de 30 % sur les quantités de matières irradiées en réacteur (uranium et déchets de structure).
Déchets conventionnels	Objectif de 80 % de valorisation de ces déchets dans les filières adéquates (récupération d'énergie et/ou de matières).

37
39

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Une limitation des rejets

Les limites réglementaires de rejet du site de Flamanville seront établies par l'Administration suivant la réglementation en vigueur par le renouvellement de l'arrêté de rejet du site établi sur la base du dossier de Demande d'Autorisation de Rejets et de Prélèvements d'Eau (DARPE) déposé par EDF,

37

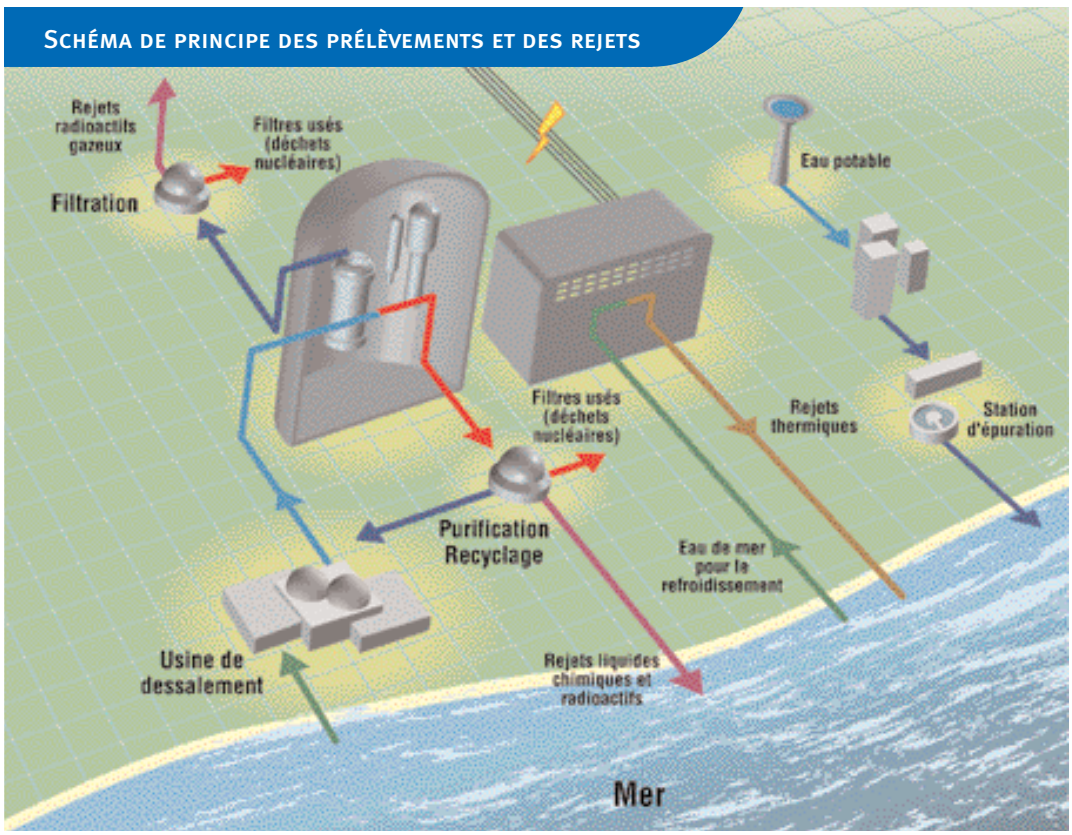
Ces limites de rejet sont déterminées de manière conservatoire pour être compatibles avec le respect de l'environnement et de la santé. Elles intègrent les améliorations industrielles du parc nucléaire en exploitation. Elles prennent en compte le niveau de rejet lié au fonctionnement normal des trois unités de production avec une marge pour les éventuels aléas d'exploitation.

Elles seront fixées après analyse de l'étude d'impact environnemental soumise à enquête publique.

Un contrôle des rejets et une surveillance régulière de l'environnement

Les contrôles ont pour objectif de vérifier le respect des valeurs prescrites par l'arrêté d'autorisation

SCHÉMA DE PRINCIPE DES PRÉLÈVEMENTS ET DES REJETS



Source : EDF.

pour les quantités d'eau prélevée, les rejets radioactifs, chimiques et thermiques ainsi que pour le niveau de radioactivité de l'environnement.

Les programmes de surveillance annuels et décennaux sont mis en œuvre par EDF et confiés à des organismes extérieurs spécialisés (IRSN, Ifremer, laboratoires…). Ils permettent de détecter l'évolution éventuelle des caractéristiques radio-écologiques, physico-chimiques ou biologiques du milieu aquatique par rapport à l'état initial du site, et d'établir dans quelle mesure les évolutions constatées peuvent être attribuées, ou non, au fonctionnement de la centrale.

Compte tenu de l'expérience acquise sur le suivi environnemental d'autres sites de forte capacité de production comme Paluel (4 unités de 1 300 MW) ou Gravelines (6 unités de 900 MW), l'adjonction de Flamanville 3 n'entraînera pas de modifications substantielles de l'impact des unités actuelles.
Toutefois, l'impact détaillé du site de Flamanville sera déterminé dans le cadre de l'étude d'impact environnemental soumis à l'enquête publique (procédure de DARPE).

Les impacts environnementaux et sanitaires de Flamanville 3 sont décrits de façon détaillée dans ce chapitre.

Ils couvrent les domaines suivants :

- les prélèvements d'eau,
- les rejets thermiques,
- les rejets chimiques,
- les rejets radioactifs liquides et gazeux,
- les déchets,
- le bruit,
- l'insertion paysagère des ouvrages.

△ Surveillance de l'environnement à Flamanville : prélèvement pour analyse.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

△ Entrée de l'eau de refroidissement dans le condenseur.

4.2.2 Les prélèvements d'eau

Les problématiques liées aux besoins en eau de refroidissement, aux impacts thermiques ou biologiques ne sont pas spécifiques à l'installation d'une centrale nucléaire. Elles concernent toute nouvelle unité industrielle nécessitant des capacités importantes de refroidissement. Flamanville 3 bénéficie de l'état actuel des connaissances, de l'expérience acquise concernant les risques sanitaires et environnementaux et intègre, dès sa conception, les meilleures techniques disponibles.

Les centrales nucléaires ont besoin d'eau pour assurer :

▶ **le refroidissement du condenseur** : l'eau prélevée en mer est simplement filtrée et traitée pour lutter contre les salissures biologiques (mollusques…) du circuit de refroidissement ;

▶ **l'alimentation en eau industrielle (eau douce)** :
- des circuits primaire et secondaire : l'eau est déminéralisée, des produits de conditionnement lui sont ajoutés pour limiter la corrosion des circuits, ou assurer le contrôle de la réaction nucléaire.
- des circuits d'eau de lutte contre l'incendie, du lavage des filtres…

Le fonctionnement conjoint de Flamanville 3 et des réacteurs 1 et 2 du site nécessite de prélever environ 157 m^3/s (dont environ 67 m^3/s pour Flamanville 3) d'eau de mer qui sont ensuite rejetés en totalité.

Pour l'ouvrage de prélèvement d'eau de mer, les études menées au Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement (LNHE) de la R&D d'EDF ont conduit à adopter, dès Flamanville 1 et 2, une prise d'eau de refroidissement en canal, protégée par une digue qui assure également une bonne

protection du plan d'eau en face des stations de pompage.

Les besoins en eau douce sont très inférieurs à ceux d'eau de mer.
Pour les deux unités de Flamanville 1 et 2 ils sont de 550 000 m³ par an (moyenne sur la période 2001-2004) prélevés dans trois rivières, la Diélette, le Petit Douet et le Grand Douet. Les besoins en eau de Flamanville 3 en phase d'exploitation sont estimés à environ 270 000 m³ par an. L'autorisation et les installations de prélèvements d'eau actuelles ont été prévues pour quatre unités, il n'y aura donc pas lieu de demander une augmentation des débits de prélèvements dans les cours d'eau ni de modifier les installations de prélèvements.
Toutefois, pour limiter les prélèvements dans les cours d'eau dont les débits sont faibles, une usine de dessalement de l'eau de mer sera installée sur le site, sur l'emprise des unités 1 et 2. Elle permettra également de s'affranchir des débits irréguliers des cours d'eau et de la variabilité de la qualité de leur eau. Elle alimentera Flamanville 3 pendant la phase de chantier en complément du prélèvement dans la Diélette et pendant la phase d'exploitation pour assurer la production d'eau déminéralisée. Elle bénéficiera aussi aux unités 1 et 2 de Flamanville pour leur besoin en eau douce.
La station de déminéralisation existante sera conservée pour couvrir le surplus de besoins en eau douce lié au démarrage d'une unité et produira l'eau déminéralisée pour les trois unités.
Par ailleurs, cette usine de dessalement produira une eau douce de bonne qualité permettant de réduire les rejets chimiques liés à la production classique d'eau déminéralisée.

△ La Diélette.

△ Station de déminéralisation.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

△ Pêcheur face à Flamanville.

4.2.3 Les rejets thermiques : un impact limité

Les rejets thermiques des centrales nucléaires sont dus à l'échauffement de l'eau, utilisée pour le refroidissement des installations, lors de son passage dans le condenseur de la centrale.
La température à la sortie des installations est calculée à partir de la température mesurée en continu à la prise d'eau et de l'échauffement dans le condenseur. L'échauffement ne dépend que du débit de refroidissement et de la puissance de l'unité.
Pour Flamanville 1 et 2, la limite maximale de température de rejet ne doit pas dépasser 30°C à 50 m du point de rejet.
Pour Flamanville 3, le dimensionnement des ouvrages et des matériels a été calculé pour que l'échauffement moyen de l'eau de mer entre la prise et le rejet soit d'environ 12°C.
Le cycle thermodynamique de Flamanville 3 présente un rendement meilleur que celui des unités nucléaires en exploitation : à puissance thermique identique, la puissance électrique fournie est plus grande et par conséquent, la puissance thermique dissipée dans l'environnement est plus faible. 25

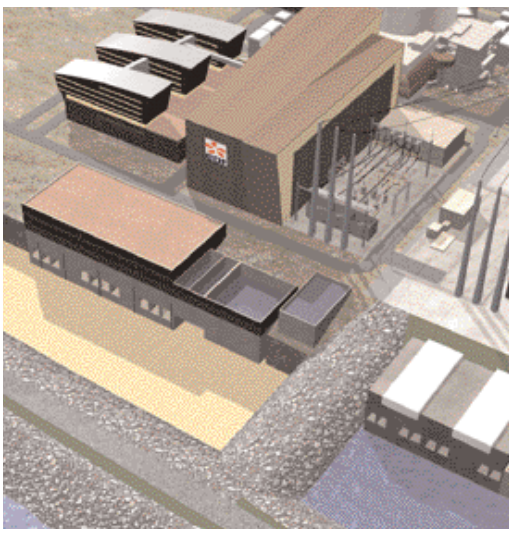
Des dispositifs de rejets assurant une meilleure dilution des rejets de chaleur et limitant ainsi l'impact thermique des installations ont été mis au point.
Pour Flamanville 3, EDF a ainsi prévu un rejet d'eau en galerie sous-marine débouchant à environ 700 m au large et un puits de rejet aval muni d'une tête de rejet, ou "diffuseur", qui favorise la dilution des rejets dans la mer.
La position du point de rejet de Flamanville 3 sera choisie de manière à réduire les interactions avec celui des unités 1 et 2, donc à limiter le cumul des échauffements.
Les calculs montrent que l'échauffement est divisé par deux à 50 mètres du point de rejet : il s'estom-

pe en effet très rapidement du fait des très grandes quantités d'eau de mer et de la très forte dilution sous l'effet des courants marins.

Le suivi du milieu aquatique marin réalisé annuellement à Flamanville 1 et 2 montre que l'échauffement actuel n'a pas d'influence significative sur l'équilibre du milieu aquatique :

- aucune dégradation des caractéristiques physico-chimiques de l'eau n'est constatée et le niveau d'oxygène dissous reste notablement satisfaisant,
- aucune dégradation de la flore et de la faune n'est observée.

L'ajout d'une unité de production supplémentaire à Flamanville, n'entraîne qu'un échauffement du milieu autour du point de rejet et n'aura donc qu'un impact faible sur l'écosystème marin. L'ensemble du site fera, comme aujourd'hui, l'objet d'un suivi pour s'en assurer.



△ Projet de la station de pompage de Flamanville 3.

4.2.4 Les rejets chimiques : pas d'impact sanitaire

La nature des rejets chimiques

Les rejets chimiques de Flamanville 3 – comme des autres centrales – résultent des traitements physiques et chimiques de l'eau prélevée dans le milieu naturel avant son utilisation dans les circuits de la centrale.

Ces produits servent à :

- **conditionner l'eau** des circuits des réacteurs nucléaires qui ont besoin d'une eau chimiquement pure. Comme de nombreuses unités industrielles, les centrales nucléaires sont équipées d'une station de production d'eau déminéralisée.
La préparation d'eau déminéralisée nécessite habituellement de la soude et de l'acide, chlorhydrique ou sulfurique, pour la régénération des résines servant au traitement de l'eau. À Flamanville 3, les rejets associés seront limités grâce à la production d'eau par l'usine de dessalement d'eau de mer.

Rejets annuels chimiques maximaux envisageables pour Flamanville 3

	en kg
Bore	7 000
Lithine	4,4
Hydrazine	14
Morpholine	840
Phosphates	400
Ammoniaque	6 500

Par rapport à une unité de 1 300 MW, ces quantités représentent un gain d'un facteur 2 environ, sur l'ensemble des rejets chimiques.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

La corrosion des matériaux est limitée par l'adjonction de produits spécifiques comme la lithine, la morpholine, le phosphate ou l'ammoniaque ;

▶ **contrôler la réaction nucléaire**. Pour réguler la réaction de fission nucléaire, on injecte de l'acide borique dans le circuit primaire ;

▶ **protéger les circuits de refroidissement** contre les salissures biologiques (mollusques…) risquant d'encrasser les tubes du condenseur : on utilise de l'eau de Javel produisant des rejets de chlore et de dérivés chlorés.

Les chimistes du site analysent tous les effluents issus des circuits primaire et secondaire qui sont soit recyclés, soit traités avant rejet.

Ces rejets chimiques sont réglementés et font l'objet d'une autorisation administrative.

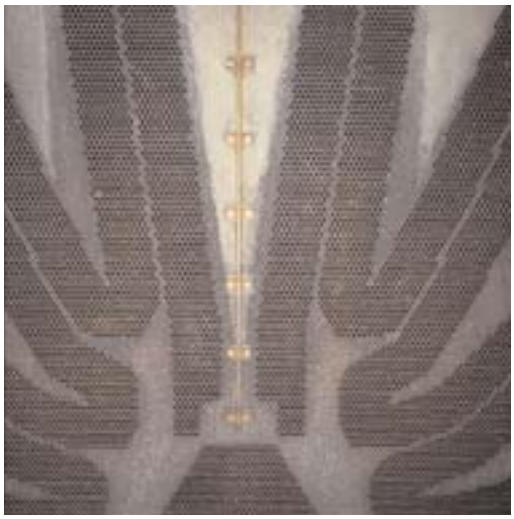
Par ailleurs, les eaux sanitaires et usées sont traitées en station d'épuration ou en bassin décanteur-déshuileur pour celles qui contiennent éventuellement des traces d'hydrocarbures.

L'impact environnemental des rejets chimiques

Le suivi hydrobiologique réalisé jusqu'à ce jour pour les deux unités déjà en exploitation n'a pas mis en évidence d'altération du milieu :

▶ **les substances chimiques rejetées** avec les rejets radioactifs (bore, lithine) n'ont pas d'effet notable sur le milieu compte tenu de leur faible concentration dans l'environnement ;

▶ **les éléments chimiques rejetés** issus du traitement de l'eau d'appoint (sulfates, chlorures, sodium) sont de nature non toxique et en faible concentration, ce qui n'altère pas la qualité de l'eau du milieu récepteur ;



△ Les tubes du condenseur.

▶ il en est de même pour **les rejets d'hydrazine, de morpholine et de phosphates** qui n'ont pas d'effet notable sur le milieu compte tenu de leur faible concentration dans l'environnement ;

▶ **les effets des produits issus de la chloration** sont très ponctuels et s'estompent rapidement lorsqu'on s'éloigne du point de rejet.

Pour Flamanville 3, les rejets chimiques sont de même nature et globalement en moindre quantité que ceux de Flamanville 1 ou 2. Leur impact cumulé à celui des deux premières unités sera du même ordre et ne devrait pas engendrer d'évolution du milieu marin.

Les études décennales d'impact sur l'environnement du site, réalisées en 1995, ne mettent pas en

avant de problèmes spécifiques et les mesures régulières effectuées dans l'environnement dans le cadre du programme de surveillance annuel du site confirment ce point.
Ces études d'impact sur les rejets chimiques seront actualisées dans le cadre de la constitution des dossiers de Demande d'Autorisation de Création (DAC) et de Demande d'Autorisation de Rejets et de Prélèvements d'Eau (DARPE).

L'impact sanitaire des rejets chimiques

L'impact sanitaire est évalué selon la méthodologie de l'Évaluation Quantitative de Risque Sanitaire (EQRS) reprenant les recommandations de l'Institut de Veille sanitaire et de l'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS).

△ Prélèvements pour l'analyse de l'environnement.

Les résultats des études EQRS réalisées pour le parc nucléaire ne décèlent pas, tant chez les adultes que chez les enfants en bas âge, d'éventuels effets sanitaires attribuables à une centrale nucléaire, compte tenu des faibles concentrations des produits chimiques dus aux rejets dans le milieu aquatique.

4.2.5 Les rejets radioactifs liquides et gazeux encore réduits ou limités

Le fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF produit des effluents radioactifs liquides et gazeux. Certains sont recyclés, d'autres sont rejetés dans l'environnement (rejets liquides et atmosphériques) après avoir été collectés, traités puis contrôlés pour s'assurer du respect des seuils réglementaires de rejets.

Les rejets radioactifs liquides

Les rejets radioactifs liquides proviennent du circuit primaire. L'eau du circuit primaire est le plus possible traitée et recyclée.
La faible fraction non réutilisable est rejetée après contrôle.

Ces rejets liquides sont constitués d'eau contenant une faible concentration de tritium, de carbone 14 et d'autres radioéléments dont les iodes :
▶ **le tritium** est une substance de faible toxicité radiologique qui appartient à la même famille que l'hydrogène. Sa production dépend directement de l'énergie fournie par le réacteur. Ne pouvant pas être piégé par les moyens de traitement technologiquement disponibles (filtres, déminéraliseurs…), le tritium est rejeté dans l'environnement sous forme d'eau.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie liquide envisageables pour Flamanville 3 :

	Fla 3	Valeurs cumulées (Fla 1-2-3)
Tritium	75 TBq	185 TBq
Carbone 14	95 GBq	285 GBq
Iodes	0,05 GBq	0,15 GBq
Autres radioéléments	10 GBq	35 GBq

Ces rejets, ramenés à l'énergie produite, sont équivalents à ceux autorisés pour une unité de 1 300 MW pour le tritium et le carbone 14 et inférieurs de 30 % pour les autres radioéléments.

Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie liquide envisageables pour le site actuel seront discutés dans le cadre de la procédure de DARPE.

▶ **le carbone 14** est présent dans les rejets liquides principalement sous forme de gaz carbonique dissous.

▶ **les autres radioéléments** sont traités (filtrés, déminéralisés…) et recyclés le plus possible. Une très faible fraction non recyclable est rejetée après contrôle.

Ces rejets sont réglementés.

Les rejets radioactifs gazeux

On distingue deux catégories de rejets gazeux :

▶ les rejets **gazeux hydrogénés** provenant du dégazage du circuit primaire. Ils contiennent de l'hydrogène, de l'azote et des produits de fission gazeux (krypton, xénon, iode, tritium, carbone 14 …) ;

▶ les rejets **gazeux aérés** provenant de la ventilation des locaux de l'îlot nucléaire qui maintient les locaux en dépression. Ils sont filtrés et contrôlés avant rejet. En volume, ils constituent l'essentiel des rejets gazeux.

Les rejets gazeux sont constitués d'air contenant une faible concentration de tritium, de carbone 14 et d'autres radioéléments dont les iodes :

▶ **le tritium**, acheminé par le système de ventilation, sera rejeté de manière continue sous forme de vapeur d'eau à la cheminée ;

▶ **le carbone 14** est rejeté sous la forme de méthane et de gaz carbonique ;

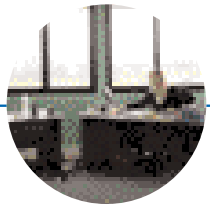
▶ pour **les autres gaz rejetés**, dans le cadre de la démarche permanente de réduction des rejets, une diminution d'environ 15 % sera obtenue avec l'EPR grâce aux évolutions du système de traitement des rejets gazeux. Ce système fonctionne quasiment en boucle fermée et permet un meilleur traitement des effluents gazeux aérés.

Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie gazeuse envisageables pour Flamanville 3 :

	Fla 3	Valeurs cumulées (Fla 1-2-3)
Tritium	3 TBq	11 TBq
Carbone 14	900 GBq	2 300 GBq
Iodes	0,4 GBq	1,2 GBq
Autres radioéléments	0,34 GBq	1,14 GBq
Gaz rares :	22,5 TBq	67,5 TBq

Ces rejets, ramenés à l'énergie produite, sont équivalents pour le Carbone 14 et inférieurs de 30 à 40 % pour tous les autres radioéléments par rapport à ceux autorisés pour une unité de 1 300 MW.

Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie gazeuse envisageables pour le site actuel seront discutés dans le cadre de la procédure de DARPE.



△ Analyse de l'air.

L'impact environnemental des rejets radioactifs liquides et gazeux

Le suivi de l'environnement réalisé depuis l'ouverture du site de Flamanville n'a pas mis en évidence de perturbation significative des écosystèmes terrestre et marin due au fonctionnement des réacteurs 1 et 2.
Les rejets radioactifs de Flamanville 3 cumulés à ceux produits par les unités 1 et 2 ne devraient pas apporter d'impact significatif sur l'environnement.

Ils feront l'objet d'évaluations complémentaires. Selon le code de l'environnement, des études d'impact environnemental seront effectuées en prenant en compte les données spécifiques au site de Flamanville. Ces études permettront d'identifier l'impact radiologique de la future installation sur les écosystèmes terrestre et marin par rapport à un état de référence donné. Ces mêmes études évalueront l'impact sanitaire de la future installation. Présentées dans les dossiers de DAC et de DARPE, elles seront soumises à enquête publique.

L'impact sanitaire des rejets radioactifs liquides et gazeux

Compte tenu des rejets radioactifs liquides et gazeux estimés pour Flamanville 3 et ceux de Flamanville 1 et 2, l'impact sanitaire des rejets cumulés des trois unités du site restera très inférieur à la limite réglementaire. En effet, la dose annuelle calculée de manière très conservative pour la population avoisinante, due au fonctionnement des trois unités, serait de l'ordre de 0,040 millisieverts (mSv). La contribution de Flamanville 3 est estimée à 0,015 mSv par an.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Cette dose représente moins de 5 % de la limite de 1 mSv fixée par le code de la santé publique qui s'applique à la somme des doses reçues (article R1333.8)[1] en-dessous de laquelle les instances internationales (CIPR, Euratom) considèrent le risque sanitaire comme faible.

Les rejets radioactifs en fonctionnement accidentel

Pour Flamanville 3, des dispositions de conception limitent les conséquences environnementales et sanitaires en cas d'accident et réduisent très significativement les rejets radioactifs en situation accidentelle. Elles permettent de respecter les objectifs de la DGSNR visant à limiter les mesures de protection de la population en cas d'accident grave au voisinage immédiat de l'installation (à quelques centaines de mètres du réacteur).

△ Étiquetage d'un fût de déchets.

Ces innovations importantes (décrites dans le chapitre 4.4) concernent le revêtement métallique d'étanchéité de la double enceinte, la mise en place sous la cuve du réacteur d'un dispositif conçu pour récupérer, contenir et refroidir le combustible fondu, l'implantation dans l'enceinte d'une réserve d'eau pour refroidir le réacteur…

4.2.6 Les déchets de Flamanville 3 : des volumes en baisse

On distingue deux grandes catégories de déchets dus à l'exploitation d'une centrale nucléaire :

- **les déchets radioactifs** issus du combustible et des matériaux et produits en contact avec le fluide radioactif,
- **les déchets conventionnels** (non radioactifs) qui proviennent des parties classiques de l'installation, classés eux-même en trois catégories : les déchets inertes, les déchets industriels banals (DIB) et les déchets industriels spéciaux (DIS). 39

Les déchets radioactifs

Pour Flamanville 3, l'augmentation des taux de combustion et la conception du cœur du réacteur permettront de réduire la quantité de déchets radioactifs, pour une même énergie fournie.

Sur la base des procédés actuels de traitement, et en supposant que la totalité du combustible usagé

1 Cet article stipule que la somme des "doses efficaces" reçues par toute personne du fait de la radioactivité ajoutée par les activités humaines (hors examens médicaux) ne doit pas dépasser 1mSv par an.

est retraité, les déchets issus du combustible représenteront après conditionnement :

- près de 5 m³ par an pour les “cendres” de la combustion nucléaire qui seront vitrifiées (déchets de Haute Activité à Vie Longue) ;
- environ 4 m³ par an pour les déchets de structure (gaines et embouts) de “Moyenne Activité à Vie Longue” compactés en fûts métalliques. Pour ce type de déchets, le gain ramené à la production nette sera voisin de 30 % par rapport à Flamanville 1 ou 2.

Ces 2 types de déchets relèvent de la loi Bataille et feront l’objet d’un débat public à l’automne 2005. Ces déchets sont entreposés à La Hague en attente d’une solution de stockage.
Les autres déchets radioactifs produits par Flamanville 3 seront évacués vers les centres de stockage agréés de Soulaines et Morvilliers.

Le volume brut de déchets solides hors combustible, de Faible et Moyenne Activité à Vie Courte, sera d’environ 80 m³ par an, soit après traitement et conditionnement environ 86 m³ par an, soit encore un gain, ramené à la production nette, de l’ordre de 50 % par rapport à la moyenne du parc actuel. Pour Flamanville 1 et 2 ils sont de 199 m³ par an en moyenne.

Ces déchets feront l’objet, comme pour les rejets, de la démarche d’optimisation mise en œuvre par EDF en matière d'environnement, basée sur une recherche systématique d'amélioration des meilleures performances obtenues sur les centrales nucléaires du parc actuel.

Les déchets conventionnels (non radioactifs)

En 2004, la production de déchets conventionnels de Flamanville 1 et 2 a été de 1 100 tonnes, réparties de la façon suivante :

- 127 tonnes de déchets inertes (gravats) mis en décharge agréée de classe 3 ;
- 569 tonnes de déchets industriels banals (DIB), orientés selon leur nature, en décharge agréée de classe 2, vers une filière d’incinération avec récupération de chaleur, ou vers une filière de valorisation (récupération de matières) ;

△ **Préparation des fûts de déchets avant envoi au stockage**

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

▶ 403 tonnes de déchets industriels spéciaux (DIS) orientés selon leur nature, vers une filière d'incinération avec récupération d'énergie, vers une filière de valorisation de matières, une filière de vitrification ou vers un centre d'enfouissement technique agréé de classe 1.

Pour Flamanville 3, ces déchets seront du même ordre de grandeur (environ 600 tonnes par an) dans un mode d'exploitation normale (hors construction ou déconstruction).
Dans le cadre de la démarche ISO 14 001 l'objectif est d'atteindre un taux de 80 % de valorisation (en énergie ou en matières) calculé à partir d'une liste nationale de déchets potentiellement valorisables et d'améliorer la réduction des déchets à la source.

4.2.7 L'impact sonore

Les centrales nucléaires sont sources de bruits permanents (liés au fonctionnement des transformateurs, groupes turboalternateurs, ventilations, pompes…) ou intermittents (lors des essais de fonctionnement des diesels de secours ou du déclenchement des soupapes de sûreté des circuits de vapeur…).

La réduction des nuisances sonores des installations est intégrée dès la conception des installations en recourant à :

▶ **des matériels moins bruyants** (clauses contractuelles imposées aux fournisseurs de matériels),

▶ l'installation de **dispositifs insonorisants** : isolation vibratoire (avec des plots antivibratoires) et acoustique (qualité des murs, capots, écrans, silencieux), calorifugeage des tuyauteries,

▶ l'utilisation de **matériaux ou revêtements absorbants**.

À la mise en service de l'installation, des mesures de bruit seront réalisées dans la centrale (cartes de bruit dans les locaux, vérification des matériels) et dans l'environnement pour vérifier l'acceptabilité des niveaux sonores émis.

L'analyse faite pour les centrales est basée sur le critère d'émergence de nuit ; les centrales nucléaires ayant un bruit identique de jour comme de nuit, on se place dans la situation la plus défavorable.

La campagne de mesures de l'émergence sonore dans l'environnement du CNPE de Flamanville a souligné la conformité du site en tout point de

Limite d'émergence[1] sonore (arrêté du 31 décembre 1999) en décibels (dB)

Niveau de bruit ambiant mesuré	Émergence admissible de jour	Émergence admissible de nuit
Supérieur à 35 dB et inférieur ou égal à 45 dB	6 dB	4 dB
Supérieur à 45 dB	5 dB	3 dB

Le niveau sonore des Installations Nucléaires de Base (INB) est réglementé par l'arrêté du 31/12/99 qui fixe les valeurs d'émergence à respecter.

1 Émergence sonore : bruit ajouté au bruit ambiant.

Valeurs de l'émergence sonore actuelle dans l'environnement de la centrale de Flamanville

Point de mesure	Émergence mesurée	Conformité réglementaire
Point N°1 : cité Ste Barbe	Amb ≤ 35 dB	Oui
Point N°2 : la Berquerie	2 dB	Oui
Point N°3 : hameau Guérard	1 dB	Oui
Point N°4 : Marcanville	2 dB	Oui
Point N°5 : la Coquaise	Amb ≤ 35 dB	Oui

Lorsque le bruit ambiant est inférieur à 35 dB, les critères d'émergence ne s'appliquent pas.

l'environnement et a permis de modéliser le site et son environnement.
On peut ainsi en chaque point de mesure calculer le bruit lié à la centrale et l'émergence dans l'environnement, compte-tenu des évolutions du site (ajout de Flamanville 3).

Il ressort de ces études que l'ajout de Flamanville 3 sera conforme aux exigences réglementaires. La falaise constitue par ailleurs une excellente protection acoustique.

Quelques exemples d'ordres de grandeur des niveaux de bruit	
moteur à réaction	130 dB
orchestre de rock	110 dB
marteau piqueur	95 dB
passage d'un poids lourd	90 dB
conversation à 1 m	60 dB
vent dans les feuilles	50 dB

Une émergence de 3 dB correspond à une variation de l'intensité sonore tout juste perceptible par l'Homme.

△ Le groupe turbo-alternateur, principale source sonore.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

4.2.8 L'insertion paysagère des ouvrages

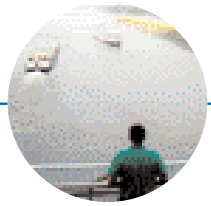
L'esthétique des centrales nucléaires est intégrée dès leur conception et des études d'insertion dans le paysage sont réalisées par des architectes, des paysagistes et des urbanistes, dans le cadre de la demande de permis de construire.

L'insertion d'une centrale dans un site tient compte des particularités régionales et de la perspective qu'elle offre depuis les points de vue alentour. L'implantation de la nouvelle unité de production sur le site de Flamanville fait l'objet des mêmes démarches et précautions.

Les choix architecturaux de Flamanville 3 reprennent les définitions initiales d'aménagement général choisi pour les deux unités existantes, notamment :

- **l'alignement des façades et l'extension du chenal** pour constituer, sur 1 000 m de longueur et 150 m de profondeur, un front de mer en accompagnant la taille frontale de la falaise située en arrière du plan,
- **l'affirmation de la cohésion de la nouvelle unité de production d'énergie** avec les unités existantes : implantation symétrique et aspect extérieur des bâtiments de Flamanville 3 similaires,
- **l'implantation de Flamanville 3 au niveau des unités de production existantes**, pour que l'écran naturel constitué par la falaise dissimule, depuis les communes environnantes, la presque totalité des volumes à construire,
- **la préservation du site actuel** en utilisant la plate-forme de chantier ayant servi aux unités 1 et 2.

△ Simulation 3D du site avec Flamanville 3.



4.3 Un kWh compétitif porté par des performances industrielles accrues

Caractéristiques du projet

6

Caractéristiques générales

- Puissance électrique sur le réseau : environ 1 600 MW
- Puissance thermique du réacteur : 4 300 à 4 500 MW
- Objectif de rendement : 37 %
- Objectif de mise en service : 2012
- Durée de construction : 57 mois
- Durée de vie prévisionnelle : 60 ans

Partie nucléaire

- Type de réacteur : EPR (European Pressurised water Reactor)
- Fournisseur de la chaudière : Framatome-ANP
- Combustible : Uranium enrichi jusqu'à 5 %, possibilité d'utiliser du combustible MOX (uranium-plutonium), 241 assemblages

43

- Modérateur : eau
- Caloporteur : eau

25

- Température de l'eau : 330°C
- Pression de l'eau : 155 fois la pression atmosphérique

Partie non nucléaire

- Type de turbine : à vapeur, 4 corps dont 3 à basse pression
- Fournisseurs : seront retenus après appel d'offres
- Condenseur : refroidi à l'eau de mer
- Pression vapeur : de 78 (pleine puissance) à 90 fois la pression atmosphérique (puissance nulle)

4.3.1 Les objectifs de performance de Flamanville 3

Le coût complet du kWh produit sera compétitif vis-à-vis d'autres moyens de production qui pourraient être construits à sa place, centrales à "charbon propre" ou cycles combinés à gaz.

16

De nombreuses dispositions constructives ont été apportées à Flamanville 3 pour en améliorer les performances par rapport aux unités actuelles, par exemple :

- une meilleure utilisation du combustible ;
- un rendement supérieur de la turbine grâce à une température et à une pression de vapeur plus élevées.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Flamanville 3 consommera 22 % de moins que les dernières unités nucléaires construites :

Pourquoi ?	Diminution de consommation
Le combustible est plus efficace : la réaction en chaîne sera plus complète, il restera moins d'uranium non transformé	– 7 %
Le réacteur est plus gros : la combustion est plus homogène, donc plus efficace	– 7 %
Réflecteur massif en périphérie du réacteur : le réflecteur, pièce d'acier massive qui entoure le réacteur, favorise la réflexion des neutrons et améliore la combustion	– 3 %
Meilleure efficacité de la turbine : le rendement de la turbine de Flamanville 3 sera amélioré (de 34,7 à plus de 36 %)	– 5 %
Total	**– 22 %**

22 % de combustible en moins pour la même production d'électricité, c'est aussi moins de déchets.

On espère ainsi produire 22 % de plus d'électricité pour une même quantité de combustible nucléaire.

Un autre axe d'amélioration concerne la disponibilité de l'installation, définie comme la fraction du temps où Flamanville 3 est apte à produire. La disponibilité moyenne des unités du parc EDF en exploitation[1] est d'environ 83 %, celle de Flamanville 3 devrait se situer en moyenne à 91 %. Ce saut très important s'explique principalement par des dispositions constructives pour réduire les durées d'arrêt nécessaires au rechargement du réacteur en combustible et à sa maintenance. Ainsi, l'arrêt pour rechargement et visite partielle de l'installation, qui dure 36 jours environ pour les unités actuelles, sera réduit à 16 jours à Flamanville 3. Ces améliorations ainsi que l'augmentation de puissance permettront à Flamanville 3 de produire 35 % d'électricité de plus par an que Flamanville 1 ou 2.

1 Disponibilité 2004 des unités de 900 MW : 81,9 %, 1 300 MW : 82,6 %, 1 450 MW : 88,2 %.

Flamanville 3 produira 35 % de plus d'électricité par an que Flamanville 1 ou 2 :

Pourquoi ?	Production d'électricité
La puissance de Flamanville 3 est plus élevée (1 600 MW au lieu de 1 300 MW) Flamanville 3 sera disponible plus souvent (91 % au lieu de 83 % pour le parc actuel)	+ 35 %

4.3.2 Le coût prévisionnel du projet et son financement

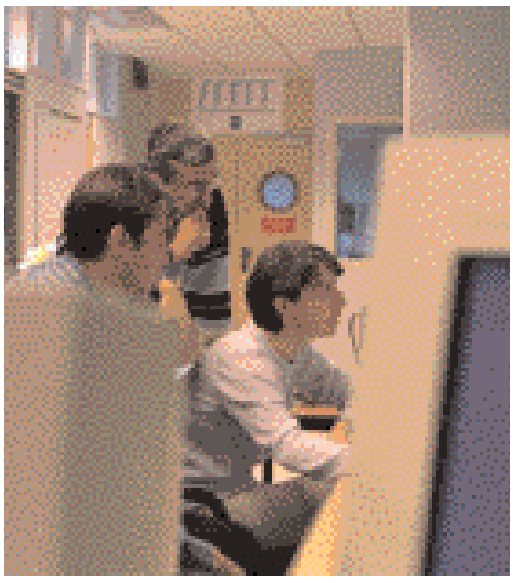
Le projet Flamanville 3, en intégrant la totalité des coûts de développement de la série, est estimé à environ 3 milliards d'euros (base 2003). Ce coût n'est qu'une estimation provisoire du maître d'ouvrage puisque tous les marchés ne sont pas encore attribués. Il est cependant établi sur la base d'un descriptif détaillé de l'installation et d'un ensemble complet de données de coût d'équipements et de bâtiments tenant largement compte de l'expérience des réalisations précédentes.

Ce montant global s'étale sur une dizaine d'années, des premières études jusqu'à la fin de la réalisation.
La partie nucléaire mobilise, approximativement, 60 % de l'investissement, la partie conventionnelle 40 %.
Les matériels et l'électromécanique représentent 60 % de l'investissement, le génie civil 25 %, le matériel électrique 10 % et les divers 5 %.
Les frais de construction d'une part, d'ingénierie d'étude et de maîtrise d'œuvre d'autre part, se partagent dans la proportion 80 % – 20 %.

La tête de série EPR est compétitive face au cycle combiné à gaz. Son coût de revient (incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, la fiscalité, les coûts de combustible y compris les charges relatives à l'aval du cycle) est de 43 €/MWh, soit du même ordre de grandeur que celui d'une centrale cycle combiné à gaz pour un prix du gaz de 4 $/MBTu. L'équilibre est clairement en faveur de la tête de série EPR dès que l'on prend en compte un coût significatif du CO_2. Selon les mêmes hypothèses, une série EPR de dix unités (dont les frais de développement sont entièrement portés par la tête de série) offre dès lors une grande marge de compétitivité (35 €/MWh, cf ci-après).

La possibilité de financer le projet résulte de sa compétitivité. EDF est en mesure d'assurer ce financement sur ses ressources propres. Cependant, d'autres producteurs d'électricité européens peuvent souhaiter prendre une part dans la tête de série EPR. Tout en restant seul exploitant nucléaire de Flamanville 3, EDF n'exclut pas de tels partenariats industriellement intéressants pour chaque acteur.

Un premier accord en ce sens a été conclu avec ENEL pour une participation financière de 12,5 % à la réalisation de Flamanville 3.



△ Équipe d'ingénierie.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Les coûts prévisionnels de production de Flamanville 3 et de la série

Les estimations EDF du coût de la production nucléaire à partir d'un réacteur EPR sont :

- un coût complet de 43 €/MWh (base € 2004) pour Flamanville 3, ce coût comprend la totalité des frais d'études et de développement du palier EPR ;
- un coût complet de 35 €/MWh (base € 2004) pour une série de 10 unités incluant la tête de série.

16 Ces chiffres sont cohérents avec ceux de la DGEMP, issus du rapport "les coûts de référence de la production électrique".

Le rapport de la DGEMP publié en 2003, donne le coût unitaire de production d'une unité avec un réacteur EPR dans le cas d'une série de 10. Ce coût est de 28,4 €/MWh exprimé en € 2001. Exprimé en € 2004 ce coût devient 29,9 €/MWh.

La différence résiduelle (35 €/MWh contre 29,9) trouve son origine dans :

- la prise en compte d'une durée de vie pour le calcul économique (40 ans) plus conservative que la durée de vie technique (60 ans) ;
- une traduction plus conservative et conforme aux règles comptables internationales du coût de déconstruction ;
- des alourdissements intervenus depuis 2 ans dans les charges fiscales pesant sur le nucléaire, ainsi que la spécificité de l'imposition d'EDF à la taxe professionnelle ;
- une évaluation par EDF des charges de capital liées à l'investissement initial un peu plus élevée que celle de l'étude DGEMP (8,7 au lieu de 8 %).

Ces coûts de production des unités de production nucléaire comprennent :

- l'investissement (l'unité de production elle-même, l'ingénierie et les études de développement),
- l'exploitation et la maintenance (frais de personnel, achats et services, fiscalité),
- le combustible, y compris son traitement et la gestion à long terme des déchets,
- la déconstruction.

Si l'on construit une seule unité, la totalité des coûts ci-dessus est prise en compte et répercutée sur le coût de production qui est exprimé en €/MWh (euros par milliers de kWh). À l'inverse, si l'on construit une série, certains coûts se trouvent répartis sur la production de toutes les unités construites. C'est le cas pour les études de développement du palier EPR et une partie de l'ingénierie.

4.4 Les choix de conception de Flamanville 3

Principales dispositions constructives prévues pour Flamanville 3

L'EPR présente plusieurs évolutions par rapport aux centrales existantes.

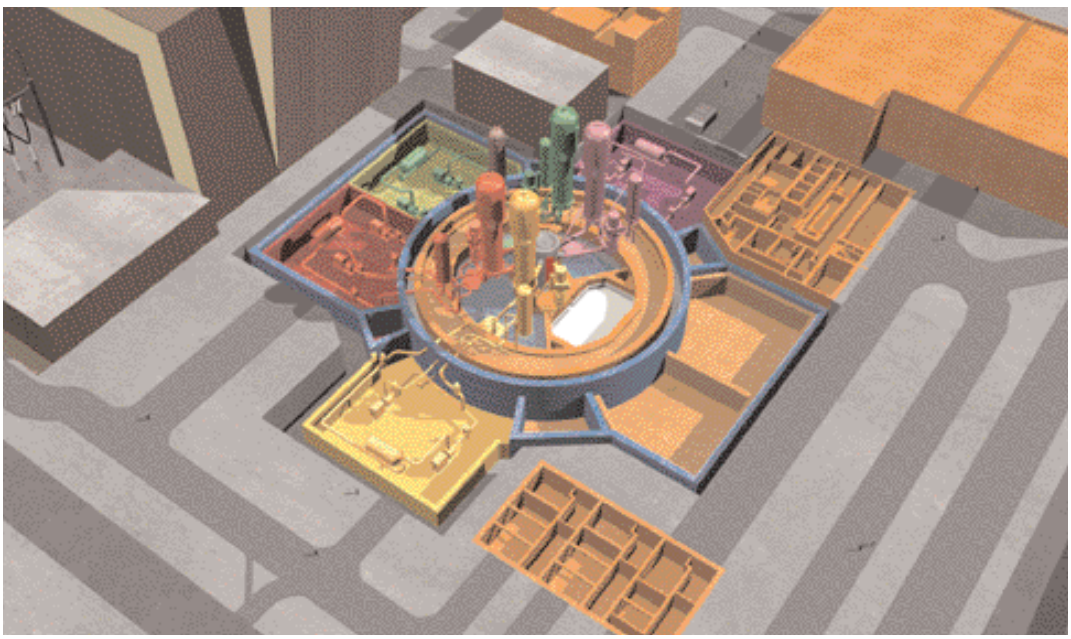
4 ensembles de systèmes de sauvegarde

La fonction principale des systèmes de sauvegarde est de ramener le réacteur dans un état sûr quelle que soit la situation d'exploitation. Les systèmes de sauvegarde ont un triple rôle :

- garantir en toute situation le contrôle de la réaction nucléaire ;
- maintenir le refroidissement du réacteur en toutes circonstances ;
- limiter l'augmentation de pression et de température dans le bâtiment réacteur en cas d'accident.

Sur les centrales en exploitation, ces systèmes sont doublés.

À Flamanville 3, ils sont quadruplés, ce qui augmente encore la fiabilité de leurs fonctions. La séparation complète des 4 systèmes, chacun dans un bâtiment distinct, permet par exemple de faire face à un incident sur un système, sans que les 3 autres ne soient affectés et de procéder à des opérations de maintenance lorsque le réacteur est en marche : un seul système est nécessaire pour assurer la fonction de sauvegarde, mais le principe de sûreté impose d'avoir au moins deux systèmes opérationnels simultanément pour pouvoir remplacer le système éventuellement défaillant.



△ Les 4 systèmes de sauvegarde.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Diversification accrue des alimentations électriques de sauvegarde

Les systèmes de sauvegarde fonctionnent à l'électricité. Si l'on veut garantir leur fonctionnement, il faut aussi garantir leurs alimentations électriques. Pour Flamanville 3, on diversifie ces alimentations en recourant à plusieurs sources, différentes et indépendantes les unes des autres :

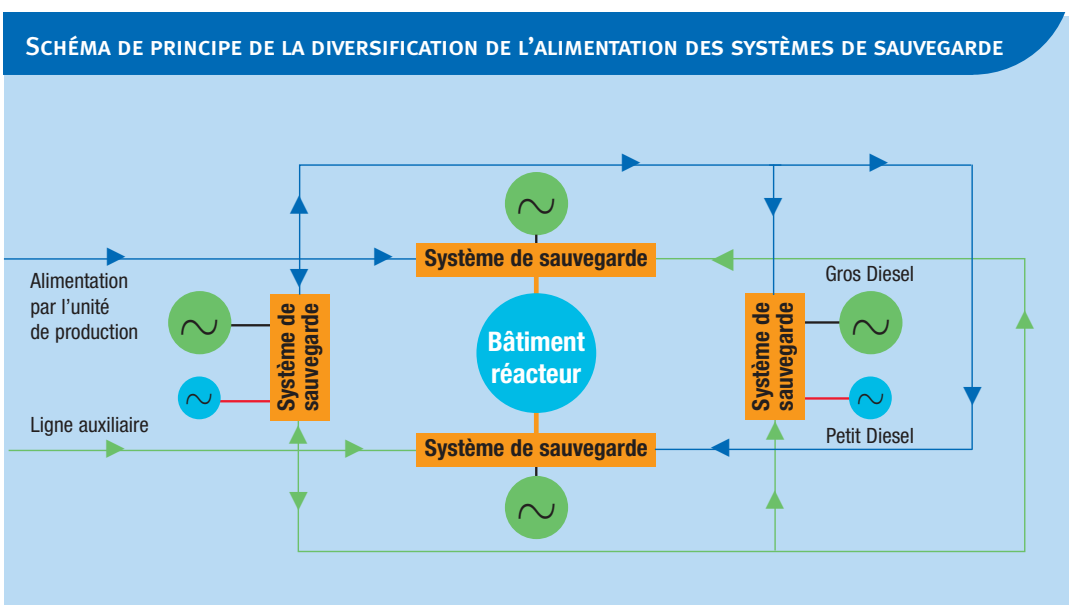
- d'abord les alimentations par la centrale elle-même,
- puis, en cas de défaillance de celles-ci, une ligne auxiliaire pour alimenter les systèmes de sauvegarde,
- si cette ligne auxiliaire est elle-même défaillante, 4 groupes diesels viennent alimenter chacun un système de sauvegarde,
- enfin, 2 groupes diesels complémentaires, de plus petite puissance et de technologies différentes, renforcent le dispositif.

Certaines fonctions sont donc alimentées par 4 sources électriques diversifiées.

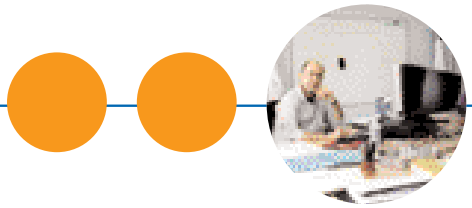
Protection renforcée contre les agressions externes y compris les chutes d'avion

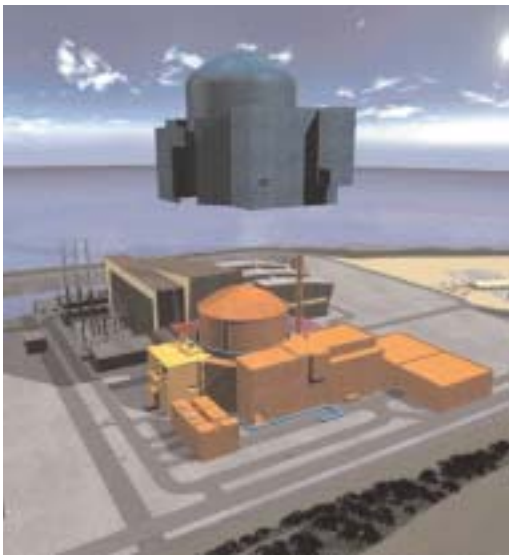
Une coque de béton armé est prévue pour recouvrir les bâtiments les plus sensibles de Flamanville 3 : bâtiment réacteur, bâtiment du combustible, salle de commande et deux des quatre bâtiments de sauvegarde. Cette coque constitue une protection particulièrement résistante contre les agressions externes, notamment en cas de chute d'avion.

Schéma de principe de la diversification de l'alimentation des systèmes de sauvegarde



Source : EDF.





△ Avant mise en place de la coque.

△ Coque en place.

Simulation en 3 dimensions de la mise en place de la coque en béton.

Dès l'origine, l'EPR a été conçu pour supporter des cas de chutes d'avions militaires. Moyennant quelques dispositions complémentaires décidées après 2001, il est en mesure de résister à des chutes d'avions commerciaux. Ces dispositions sont analogues à celles retenues pour la construction de l'EPR en Finlande.

Récupération de combustible fondu

En cas d'accident de fusion du cœur, un dispositif spécialement conçu pour récupérer, contenir et refroidir le cœur en fusion, a été mis en place sous la cuve du réacteur.

Le récupérateur de combustible se trouve à l'avant de l'image. C'est un bac en matériau très résistant sous lequel circule de l'eau pour en assurer le refroidissement.

△ Le réacteur et le récupérateur de combustible.

On remarque également à l'arrière de l'image une très importante réserve d'eau (2 000 m^3) destinée, entre autres, à assurer l'alimentation en eau des systèmes de sauvegarde.

4 - L'EPR à Flamanville, un projet qui prépare l'avenir

Réflecteur lourd dans le réacteur

Le réflecteur est un ensemble métallique très massif disposé dans la cuve du réacteur à la périphérie. Il réfléchit les neutrons produits par la réaction nucléaire qui n'ont pas été absorbés à leur traversée du réacteur pour :

- les récupérer, ce qui est particulièrement utile quand le combustible nucléaire est presque épuisé ;
- éviter qu'ils ne viennent frapper le matériau constitutif de la cuve du réacteur, ce qui réduit le vieillissement de la cuve et allonge sa durée de vie.

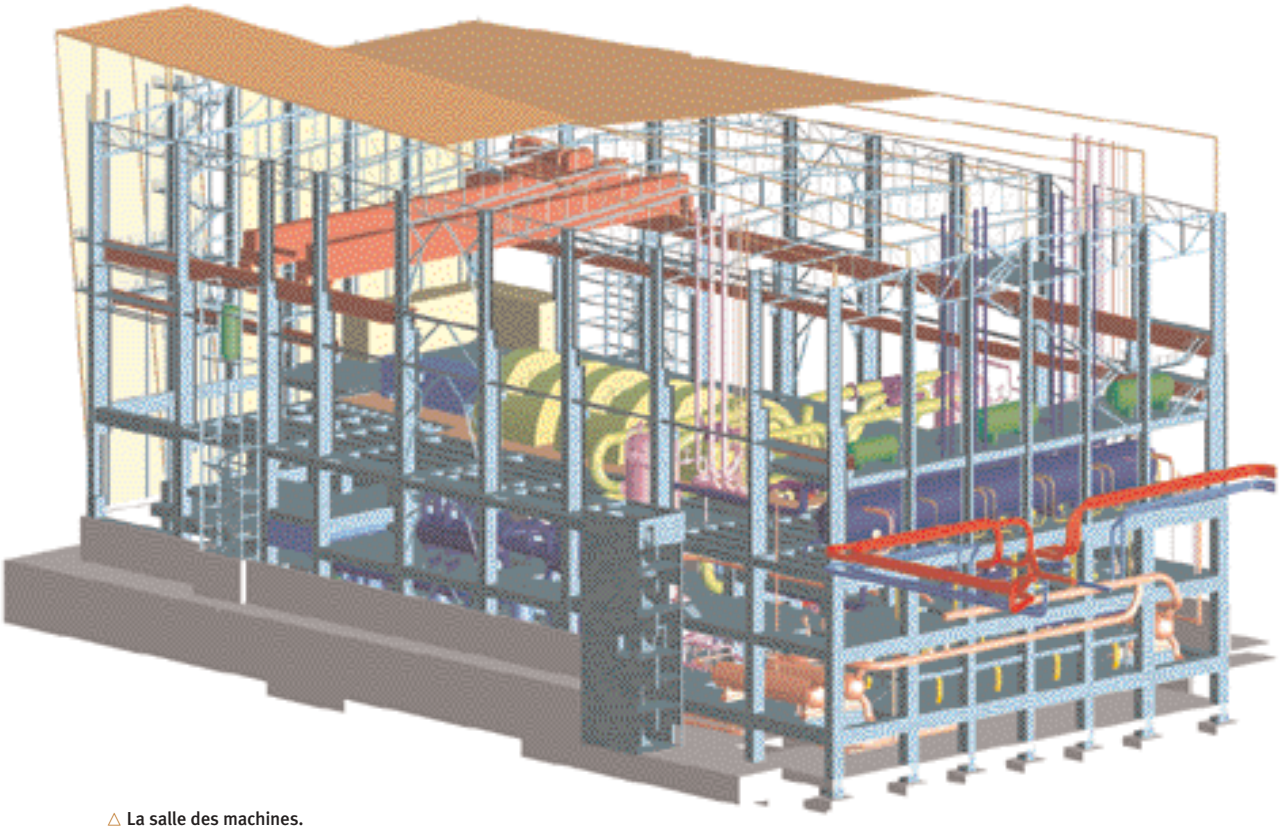
25

Une salle de commande informatisée

EDF a engagé un travail en profondeur sur les facteurs humains dans la conduite des centrales nucléaires depuis la fin des années 70. C'est un élément essentiel de la sûreté nucléaire. Les dernières centrales construites (centrales N4 de Chooz dans les Ardennes et de Civaux dans la Vienne) ont bénéficié des possibilités offertes par l'informatique, particulièrement dans leurs salles de commande. Les techniciens qui pilotent les unités de production n'utilisent plus que des claviers et des écrans. Le pilotage informatisé ne signifie pas automatisation des tâches : il permet de disposer de la totalité des informations et des commandes sur écrans et surtout d'en améliorer la pertinence.

Les principes qui avaient été retenus ont été améliorés pour l'EPR, notamment l'interaction entre le système et les opérateurs (interface homme-machine). C'est un des exemples de l'utilisation de l'expérience des unités de production existantes (le N4) pour améliorer la conception de l'EPR.

△ Salle de commande de la centrale de Chooz.



△ La salle des machines.

Une salle des machines plus performante

La technologie progresse aussi dans les installations non nucléaires. Le constructeur n'est pas encore retenu (appel d'offres en cours), cependant les équipes d'ingénierie d'EDF ont fixé les principales caractéristiques dans les spécifications de l'appel d'offres. Le rendement visé pour le groupe turboalternateur est de 37 % (34,7 % pour ceux des centrales précédentes).

5 Flamanville 3, une opportunité pour le Cotentin

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

EDF a choisi le site de Flamanville pour l'implantation de la "tête de série" EPR en France. Cette région conjugue de nombreux avantages et le projet constitue aussi pour elle une opportunité de conforter sa dynamique économique. EDF étudiera toutes les solutions pour accompagner au mieux, le projet de chantier et d'exploitation de Flamanville 3.

5.1 L'implantation sur le site de Flamanville

5.1.1 Le site de Flamanville

Le site de production nucléaire de Flamanville a une emprise terrestre d'environ 60 hectares située sur le territoire de la commune de Flamanville, dans le département de la Manche, région de Basse-Normandie. Les deux unités du site produisent en moyenne 18 TWh par an, soit 3 % de la consommation française d'électricité ou encore plus de deux fois celle de la Basse-Normandie.

Le site est implanté en bordure de mer, dans les falaises de granit de l'Ouest du Cotentin, entre les principales villes de Cherbourg, Valognes et Carteret (respectivement à 20 km au Nord-Est, 30 km à l'Est, 20 km au Sud). L'emprise de la centrale occupe aussi en partie le domaine public maritime (60 hectares également). Les emprises, terrestre et maritime, ne seraient pas modifiées par l'ajout éventuel de Flamanville 3. En effet, lors de la construction des deux premières unités, le site a été préparé pour accueillir quatre unités de production.

△ Le site de Flamanville, état actuel.

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

△ Évacuation de l'électricité produite par la centrale de Flamanville.

L'énergie électrique est évacuée par deux lignes à 400 000 volts qui rejoignent le poste de Menuel, à 20 kilomètres de la centrale, et se séparent ensuite à la hauteur de Périers pour se diriger, l'une vers Caen puis Rouen, l'autre vers Rennes.

5.1.2 Des adaptations limitées

La plus grande partie des terrassements principaux est déjà réalisée (aménagement de la falaise, mise à niveau de la plate-forme, canal d'amenée de l'eau de mer pour le refroidissement).
Il resterait à creuser les fondations ainsi que la galerie de rejet d'eau en mer dont le tracé devra être précisé par des sondages de reconnaissance géotechnique en mer.

5.1.3 Le raccordement de Flamanville 3 au réseau 400 000 volts

Le projet Flamanville 3 nécessite, selon les études de RTE, de créer une nouvelle ligne.
Les études d'insertion de la nouvelle unité Flamanville 3 dans le réseau de transport ont en effet mis en évidence des risques de perte de synchronisme[1] du système électrique du Cotentin pouvant conduire à des incidents, notamment dans des scénarios extrêmes, à des coupures de courant généralisées. Le projet de Flamanville 3 nécessite donc de construire une nouvelle ligne 8 pour assurer un lien synchronisant suffisant entre le site de Flamanville et le reste du réseau électrique.
RTE a mené des études techniques et économiques pour préciser les points de départ et d'arrivée de la nouvelle ligne. Le projet proposé, intitulé "Cotentin-Maine", comprend :

- la création d'un poste électrique amont, envisagé géographiquement dans la zone de séparation des deux lignes issues du poste de Menuel ;
- le raccordement de ce poste amont aux deux lignes doubles issues du poste de Menuel, par des tronçons à 400 000 volts à créer ;
- la création d'une ligne double à 400 000 volts entre ce poste amont et un poste aval qui pourrait être, soit Domloup à l'est de Rennes, soit un nouveau poste à créer sur la ligne à 400 000 volts Domloup - Les Quintes, reliant Rennes au Mans.

1 *Dans certaines conditions perturbées, le rotor de l'alternateur de l'unité de production cesse de tourner en synchronisme avec le réseau électrique. C'est la perte de synchronisme. Lorsque le rotor repasse en alignement avec le réseau, les forces de couplage tendent à rétablir le synchronisme. L'alternateur est alors soumis à de violents efforts électromécaniques transitoires qui pourraient aller jusqu'à briser la ligne d'arbre. Le réseau subit alors d'importantes oscillations de puissance et de tension. Si l'alternateur ne peut se resynchroniser naturellement, ses protections l'isolent du réseau.*

5.2 Les aspects socio-économiques

La construction et l'exploitation de Flamanville 3 vont créer de l'activité industrielle qui aura des retombées positives localement (commerce, artisanat, petite industrie, loisirs). Les premiers emplois induits seront créés dès le début des travaux.

5.2.1 Pendant la construction et l'exploitation

EDF, qui a une grande expérience des grands chantiers, fera tous ses efforts pour faire de Flamanville 3 une référence, notamment sur le volet social, incitant et mobilisant les entreprises attributaires de contrats :

- à recourir à la main d'œuvre locale ;
- à développer une politique de formation ;
- à contribuer à donner à leurs salariés des conditions d'existence aussi proches que possible de celles du reste de la population locale.

EDF s'engage, à partir de son retour d'expérience de la construction de Flamanville 1-2, à donner la visibilité requise sur son projet aux acteurs politiques, économiques et administratifs et à engager les concertations nécessaires.

Les effectifs nécessaires à l'exploitation

L'exploitation de Flamanville 3 nécessiterait un effectif permanent d'environ 250 à 300 emplois directs (ingénieurs, techniciens et ouvriers) et près d'une centaine d'emplois indirects (restauration, commerces, artisanat, services et petite industrie).

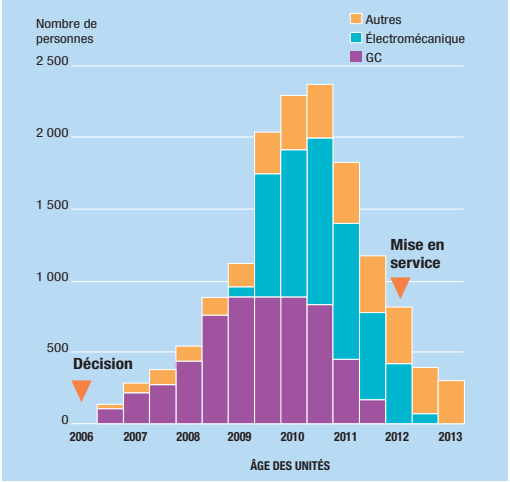
L'augmentation temporaire de la population pendant le chantier

La construction des dernières unités réalisées en France (centrales N4 de Chooz et de Civaux) permet d'estimer que le chantier de construction, qui s'étend sur presque 60 mois, occuperait jusqu'à 2 000 personnes (800 pour le BTP, 1 000 pour le secteur électromécanique et le solde pour le tertiaire) en fonction des différentes étapes d'avancement.

Les effectifs de chantier sont relativement difficiles à chiffrer avec précision car ils dépendent des particularités du chantier ainsi que de l'organisation et de l'adaptation des entreprises aux contraintes du planning.

Les pointes d'effectifs du chantier EPR sont prévues entre juillet 2009 et janvier 2011, période où les effectifs de l'électromécanique s'ajouteront à ceux du génie civil, encore importants. De plus, dès 2008, le site connaîtra un surcroît d'activité et un afflux important de personnels dus aux visites décennales des unités 1 et 2.

Estimation des effectifs pour la construction et l'exploitation de Flamanville 3



Source : EDF.

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

Quelques ordres de grandeur des réalisations effectuées pour accueillir les travailleurs du chantier de Flamanville 1 et 2 :	
Hébergement : (environ)	- 500 logements familiaux construits, - 1 000 lits en chambres individuelles (en cités modulaires ou HLM), - 500 emplacements de caravanes équipés.
Construction d'équipements scolaires et sportifs :	- 5 groupes scolaires (une trentaine de classes), - 7 équipements préfabriqués (une quinzaine de classes), - 7 halles de sport.

Le pic d'effectifs travaillant sur le site devrait ainsi se situer entre 2 000 et 2 500 personnes. Ce pic est comparable à celui du chantier de construction de Flamanville 1 et 2.

L'apport démographique au niveau régional est fonction du nombre de personnes déplacées et de la présence ou non d'un entourage familial. L'importance plus ou moins grande du recrutement, outre son enjeu social évident, souligne la nécessité d'aménager les infrastructures d'accueil pour assurer une vie normale autour du chantier. Les éléments essentiels de la qualité de vie dépendront ainsi de l'offre de logements, sous diverses formes, mais aussi des équipements scolaires, sportifs et culturels ainsi que d'une mise à disposition de voiries et réseaux divers adaptés.

En concertation avec les élus et les collectivités locales, des dispositions particulières seront recherchées dès l'annonce de la décision éventuelle d'EDF de poursuivre le projet afin de ne pas saturer les structures hôtelières existantes pendant la période estivale et ne pas perturber l'afflux touristique à cette période de l'année.

Le transport des personnes

L'expérience des grands chantiers montre que les entreprises, le maître d'ouvrage ou les collectivités affrètent des moyens de transport collectif pour acheminer quotidiennement le personnel et limiter le trafic des véhicules individuels.

L'impact économique local

Concernant la phase de construction du réacteur EPR Flamanville 3, qui devrait durer environ 5 ans entre le premier béton et la mise en service industriel, l'impact économique local est important. L'organisation du projet à EDF définit 4 volets pour les contrats :

- les études détaillées et la fourniture des équipements,
- les travaux de construction de la tranche,
- la logistique de site,
- les activités induites.

Ce lotissement aboutit à environ 150 contrats au total dont EDF assurera directement la coordination en tant qu'architecte de ses centrales. La gestion des achats prend en compte les clauses de la mise en concurrence des fournisseurs au niveau européen (définies dans la directive européenne 93/38/CEE) ainsi que le contexte d'évolution du paysage industriel, en particulier les nombreux regroupements et fusions d'entreprises de ces dernières années.

Pour réduire les interfaces, EDF souhaite au maximum responsabiliser ses fournisseurs sur des prestations globales.

5.2.2 L'accompagnement du projet

La phase de chantier puis d'exploitation induit des afflux de population qu'il faut anticiper et accom-

pagner pour favoriser leur meilleure insertion dans le tissu social régional, en particulier par un ajustement des capacités d'hébergement et une adaptation des infrastructures scolaires notamment.

La construction de Flamanville 1 et 2 s'est réalisée dans le cadre d'une procédure de "Grand chantier d'aménagement du territoire"[1]. Cette qualification de "Grand chantier" est décidée au cas par cas par les Pouvoirs Publics. Elle vise à :

- assurer au personnel employé pendant le chantier des **conditions de vie aussi proches que possible de celles de la population locale**,
- **adapter l'équipement collectif du territoire voisin** aux conditions nouvelles créées par le chantier,
- développer le **recours à l'emploi local** en favorisant l'embauche et la formation professionnelle de la main d'œuvre régionale,
- aider financièrement les **créations d'emplois** des entreprises pour assurer le développement autour de la centrale.

Ces finalités conservent toute leur pertinence. Pour Flamanville 3, la mise en œuvre ne pourra être décidée que si le projet est confirmé au terme du Débat Public.

Les acteurs locaux (CCI et ANPE notamment) travailleront à faciliter la mise en relation avec les entreprises locales et régionales pour les 150 contrats de construction et de fourniture des équipements. Celles-ci pourront être consultées directement sur certains appels d'offres ou pour de la sous-traitance par les entreprises titulaires des contrats. Cette sous-traitance concernera les services associés (hébergement, locaux industriels, transports, logistique de chantier…) ou les corps de métier principaux (génie civil, fabrication locale d'équipements, travaux électro-mécaniques…).

1 Les procédures Grand chantier sont issues des décisions du Comité interministériel d'aménagement et de développement du territoire.

5.2.3 La concertation autour du projet

Le débat public est une étape fondamentale du processus de concertation avec le public. Celle-ci se poursuit tout au long du projet. Les prochains rendez-vous seront les enquêtes réglementaires relatives au Décret d'Autorisation de Création (DAC) et à la Demande d'Autorisation de Rejets et de Prélèvements d'Eau (DARPE) si le projet est confirmé par EDF à l'issue du débat.

Durant la phase de construction, une autre instance de concertation prend le relais : il s'agit de la Commission Locale d'Information (CLI) qui accompagnera l'unité de production nucléaire pendant toute la durée de son exploitation.
La CLI est composée de représentants des collectivités locales et territoriales, d'associations et d'experts. Le Conseil Général nomme le Président. La nomination de ses membres est approuvée par le Conseil Général. Une CLI existe déjà pour les unités de Flamanville 1 et 2.

△ **Réunion de débat public.**

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

5.3 La maîtrise du chantier

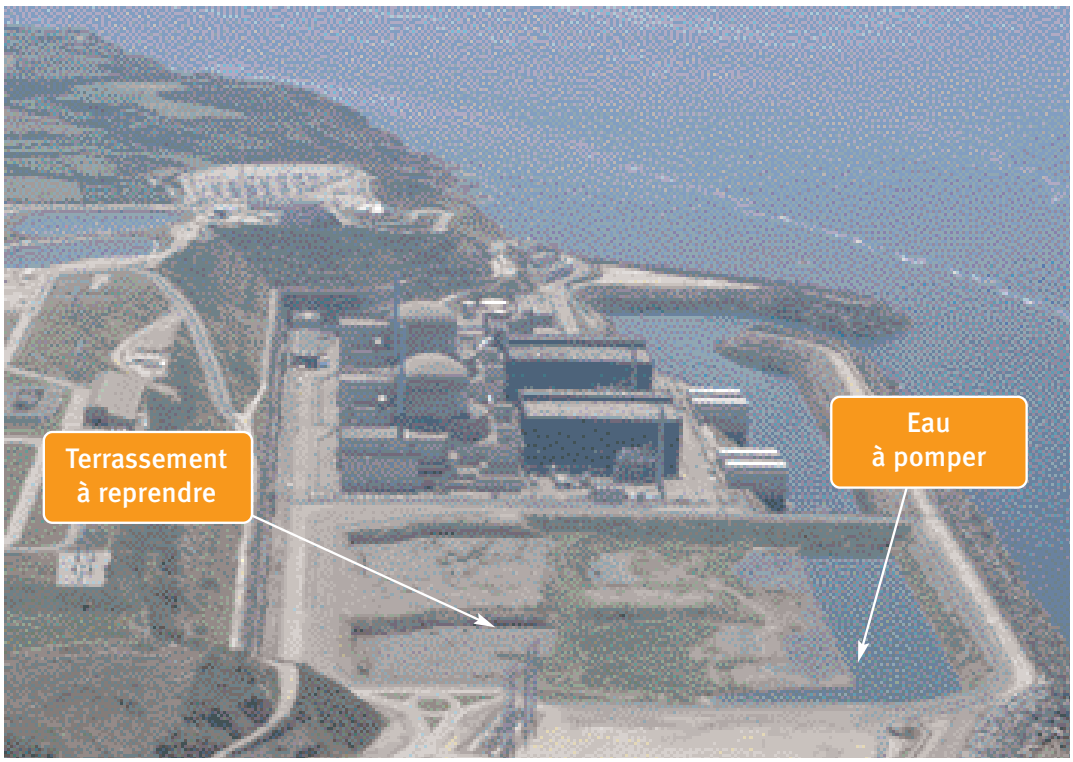
L'impact environnemental du chantier de Flamanville 3 dépend de la nature et de la quantité des travaux à effectuer. Le site ayant été préparé initialement pour recevoir quatre unités de production, ces travaux seront d'une ampleur bien moindre que ceux de Flamanville 1 et 2.

5.3.1 La nature des travaux

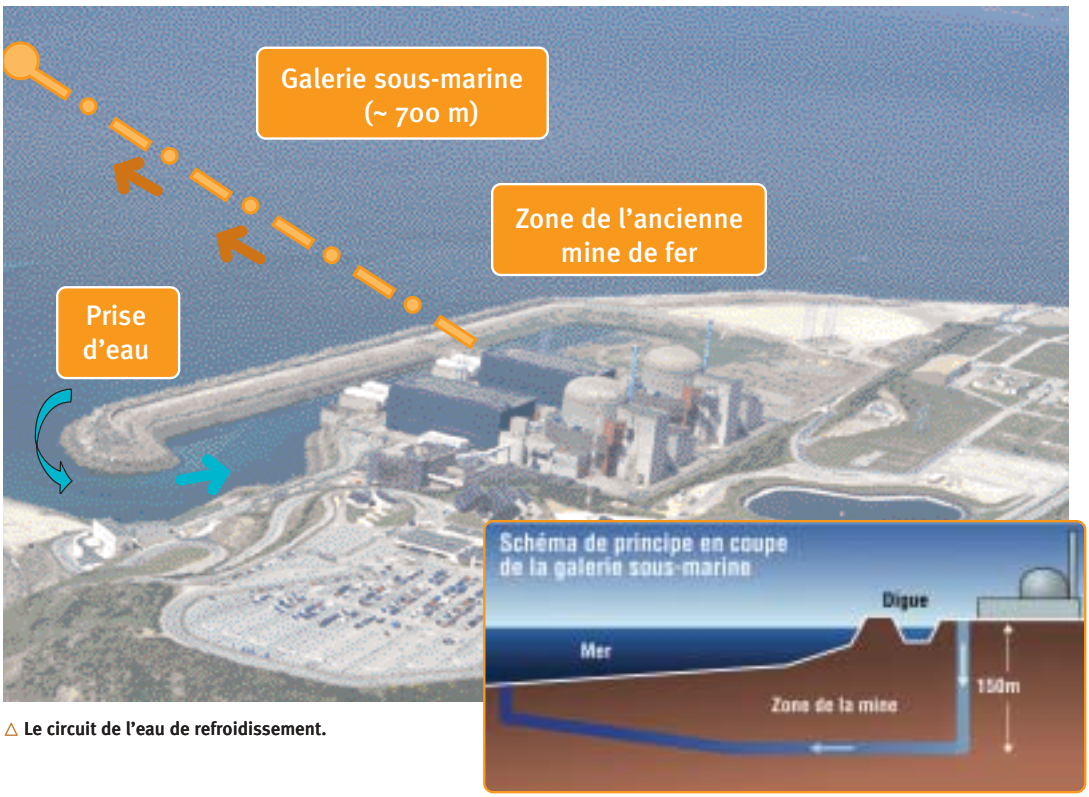
Les travaux préparatoires à l'installation de Flamanville 3 se décomposent en 4 phases principales :

- **le pompage de l'eau de la zone de chantier** : il sera nécessaire de pomper l'eau accumulée dans les fouilles et dans le chenal. Ce pompage s'effectuera pendant toute la phase de chantier.
L'eau de la zone de chantier est constituée d'eau de mer et d'eau de pluie. Le rejet de ces eaux en mer fera l'objet d'une déclaration administrative au titre de la loi sur l'eau ;

- **l'adaptation des terrassements existants** : ces travaux devraient durer environ un an et demi. Le site ayant été préparé pour recevoir quatre unités de production, les terrassements de Flamanville 3 seront moins importants que ceux



△ Site actuel de Flamanville 3.



△ **Le circuit de l'eau de refroidissement.**

effectués pour la réalisation des unités 1 et 2. En effet, à l'époque, il avait fallu déplacer pour ces deux unités plus de 8 millions de m³ de terre ; ce volume se réduira à environ 600 000 m³ (déblais) pour le chantier de Flamanville 3. Les déblais seront stockés provisoirement sur les plates-formes de chantier du site, puis utilisés pour le remblaiement autour des bâtiments ;

▶ **la réalisation des ouvrages de rejet en mer et des galeries techniques** reliant les bâtiments entre eux : la durée prévisionnelle de ces travaux est d'environ trois ans.
Comme pour les unités de production 1 et 2, les ouvrages de rejet en mer de Flamanville 3 sont constitués d'un ouvrage amont situé au fond du bassin de rejet de l'unité de production 3, d'une galerie de rejet sous-marine d'une longueur d'environ 700 m et d'un puits de rejet aval muni d'un "diffuseur" destiné à favoriser la dilution des rejets dans le milieu naturel.
Les déblais liés à ces travaux seront stockés sur le site ;

▶ **la phase de construction des bâtiments** : cette période d'une durée d'environ quatre ans comporte deux phases :
– le génie civil, pour la construction des ouvrages

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

en béton armé et le montage des charpentes principales ;
– l'installation des composants électromécaniques (pompes, générateurs de vapeur, vannes..) et leurs essais.

5.3.2 Des conséquences faibles sur le milieu marin

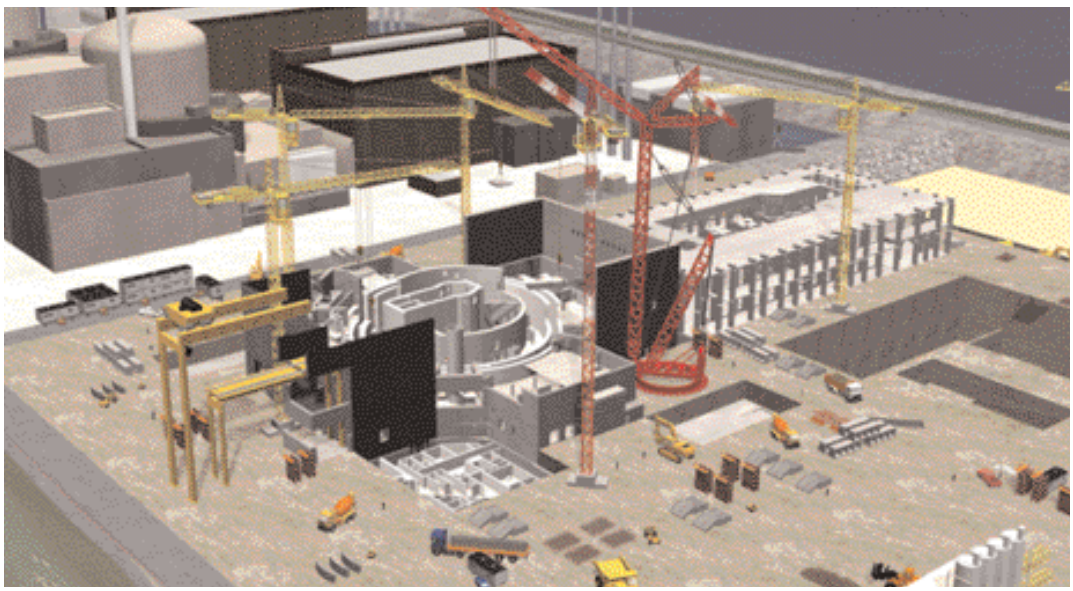
Durant la phase de chantier, l'impact éventuel de la réalisation des ouvrages de rejet en mer sur l'écosystème marin sera limité au creusement du puits aval, à la réalisation du diffuseur de rejet et à leur mise en eau.
Le creusement du puits aval sera réalisé à partir d'une plate-forme en mer. Celle-ci sera approvisionnée en matériels et en matériaux par barges à partir du quai de déchargement situé dans le port de Diélette.

Tous les déblais liés au creusement des ouvrages de rejet seront récupérés et serviront comme remblai sur le site. Ils ne génèreront donc aucun rejet en mer.

Ce chantier aura donc un impact très limité sur la flore et la faune marines ainsi que sur la qualité physico-chimique de l'eau de mer.

5.3.3 La préservation de la ressource en eau douce

Pendant la phase de chantier, les besoins en eau douce de Flamanville 3 cumulés à ceux des deux unités en exploitation resteront bien inférieurs aux débits de prélèvement autorisés dans la Diélette, soit 7 800 m^3 par jour.
Pour limiter les prélèvements d'eau, une usine de dessalement de l'eau de mer sera installée sur le site. Elle alimentera Flamanville 3 pendant la phase



△ Simulation 3D du chantier de Flamanville 3.

de chantier pour compléter le prélèvement dans la Diélette et pendant la phase d'exploitation pour assurer la production d'eau déminéralisée nécessaire au réacteur.

Quant aux besoins en eau potable, ils sont estimés à environ 200 m^3 par jour pendant la période correspondant à la plus grande affluence de personnel (sur la base de 100 litres par jour et par personne).

5.3.4 Des perturbations sonores ponctuelles

Les perturbations sonores occasionnées par le chantier seront dues principalement aux tirs de mine localisés liés aux travaux de terrassement et aux bruits classiques de construction (engins de travaux publics, centrale à béton…).

L'encaissement du site au pied de la falaise et sa distance aux premières habitations (650 m) atténueront fortement l'impact sonore de la phase de chantier pour les riverains.
Ces perturbations pourraient amener la faune sauvage dont les habitats seraient très proches de la zone de chantier, à changer provisoirement de territoire.

5.3.5 Un chantier peu visible

Le chantier sera en grande partie limité géographiquement à la plate-forme prévue initialement pour les unités 3 et 4 et ne sera visible que depuis la mer. Quelques installations de chantier situées sur la falaise seront visibles du voisinage.

5.3.6 Des conséquences sur le trafic routier

Durant le chantier, le transport des personnels, des matériaux de construction des ouvrages et des pièces lourdes (principaux matériels de la centrale) augmentera le trafic routier sur les axes d'accès au site.

△ Transport de la cuve du réacteur de Civaux 2.

5 - FLAMANVILLE 3, une opportunité pour le Cotentin

L'approvisionnement en matériaux

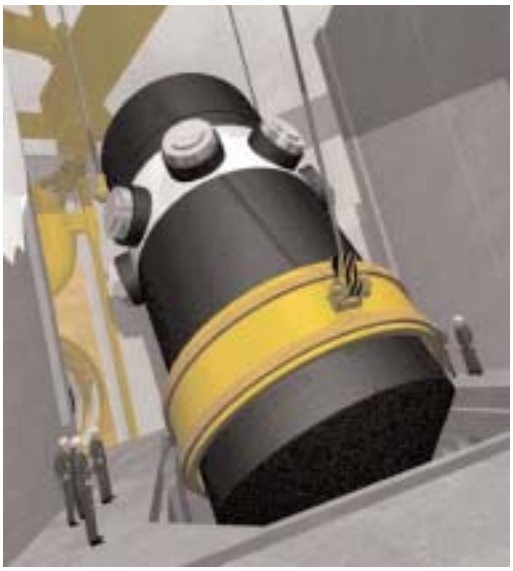
Un million de tonnes environ de matériaux[1] (agrégats, ciment et armatures…) devra être acheminé à partir de 2007 et durant quatre ans. Ce tonnage pourrait être partiellement réduit par une récupération de matériaux sur ou à proximité immédiate du chantier.

La situation des carrières, retenues en fonction de la compatibilité de leur produit aux exigences du béton de haute qualité, déterminera le mode de transport. Le transport sera routier pour des carrières régionales. Une cinquantaine de camions pourraient alors desservir le site chaque jour. À titre indicatif, le trafic journalier sur l'axe Cherbourg-Les Pieux à hauteur de Sideville est de 280 poids-lourds (comptage 2003, source DDE). Le transport par voie maritime est envisagé si la carrière devait être située en bord de mer ou de fleuve.

Le transport des pièces lourdes

Le transport des pièces lourdes (cuve, générateurs de vapeur, transformateurs…) est soumis à une procédure particulière instruite par un service spécialisé. Les pièces les plus encombrantes seront acheminées dans le Cotentin par voie maritime puis par convoi exceptionnel du port de déchargement jusqu'au site. Les modalités (itinéraire, horaire) de ces convois seront définies afin de limiter les contraintes pour la population.

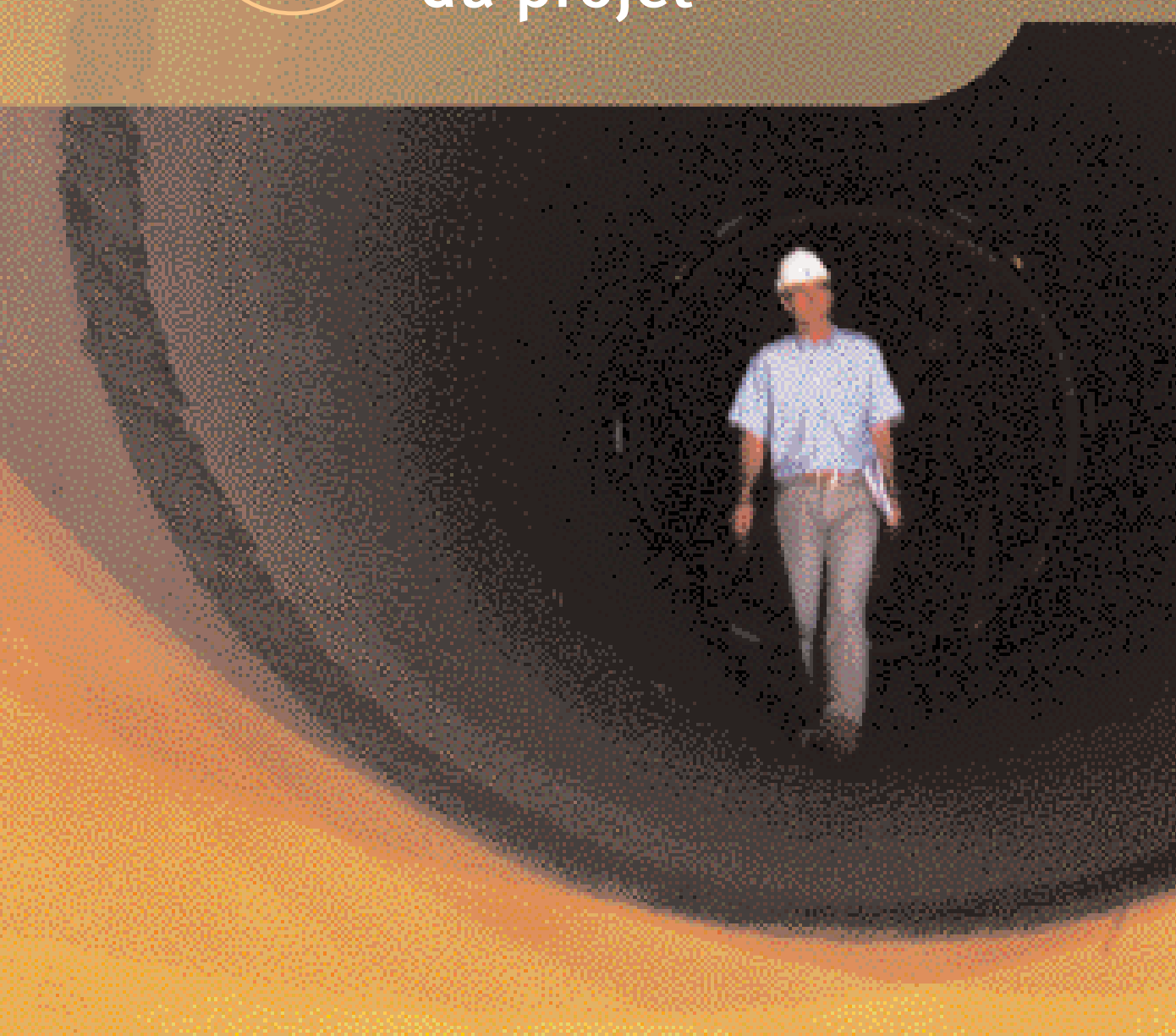
△ Manutention d'un générateur de vapeur.



△ Simulation de mise en place de la cuve du réacteur de l'EPR.

1 Le volume de béton à mettre en œuvre pour la tranche EPR est estimé à environ 400 000 m³.

6 Les grandes étapes du projet



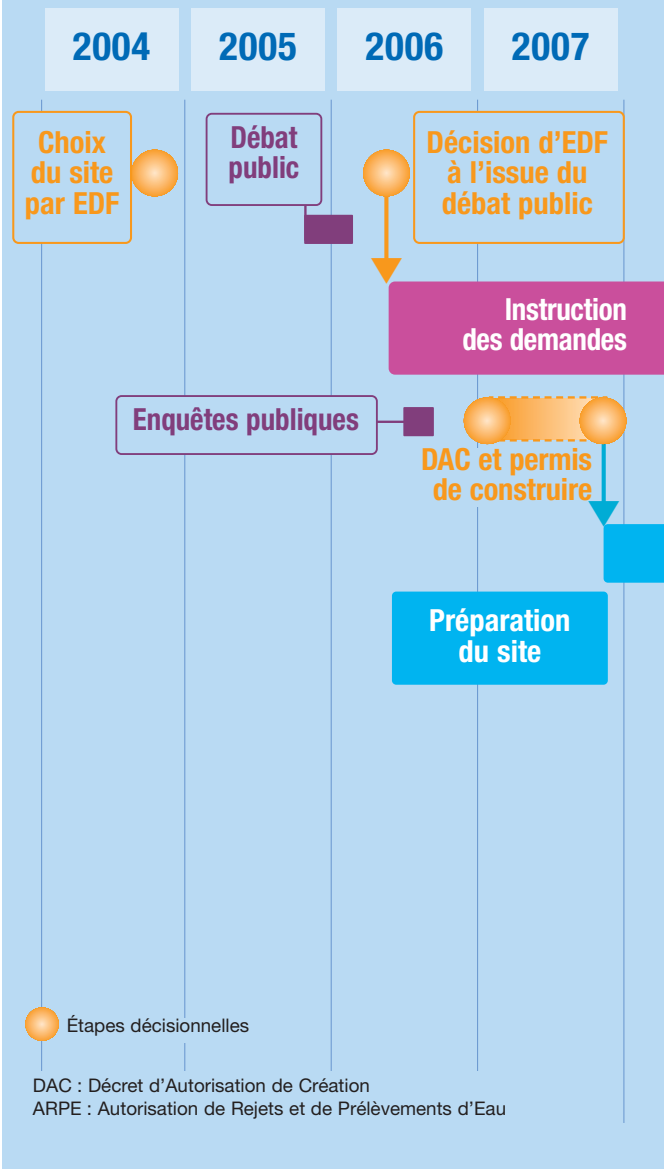
Les grandes étapes du projet

La constitution des dossiers nécessaires à l'obtention des autorisations de création (DAC) et de prises et rejet d'eau et d'effluents (DARPE) a déjà commencé. De même, EDF poursuit les études préliminaires (adaptation au site, sondages géologiques complémentaires…) et a lancé des avis de candidatures pour préparer les premiers contrats.
Ces actions ne préjugent en rien de l'issue du débat public, en particulier les contrats de construction ne seront signés qu'après la fin du débat public. EDF poursuit aussi les études approfondies du projet afin d'être prêt à le réaliser.

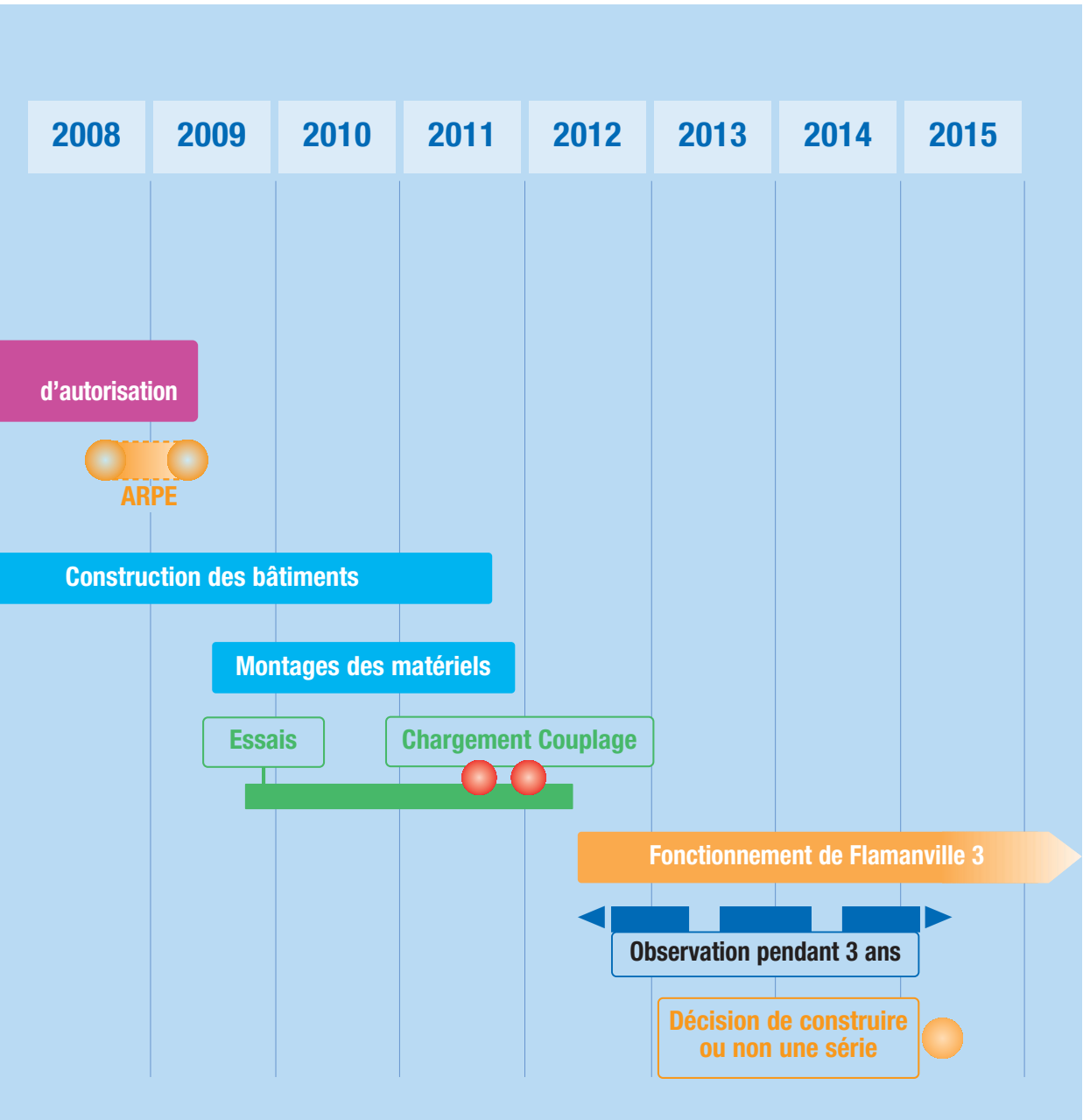
À la suite du débat public, EDF prendra sa décision définitive. Si celle-ci est de poursuivre le projet, les demandes de DAC, de DARPE et de permis de construire seront alors déposées auprès de l'administration. Les premiers travaux de préparation du site pourront débuter après obtention de l'autorisation ITD (Installation et Travaux Divers).

La construction des bâtiments industriels débutera après l'obtention du DAC et du permis de construire, elle sera suivie par les montages et les essais. L'unité de production sera progressivement mise en service, avec des étapes-clés : chargement du combustible, première réaction nucléaire (divergence), couplage de l'alternateur au réseau électrique qui marque la production du premier kWh, enfin montée en pleine puissance.
57 mois sont prévus entre le premier béton et la pleine puissance, qui pourrait intervenir mi-2012.

Le calendrier envisagé pour Flamanville 3



DAC : Décret d'Autorisation de Création
ARPE : Autorisation de Rejets et de Prélèvements d'Eau

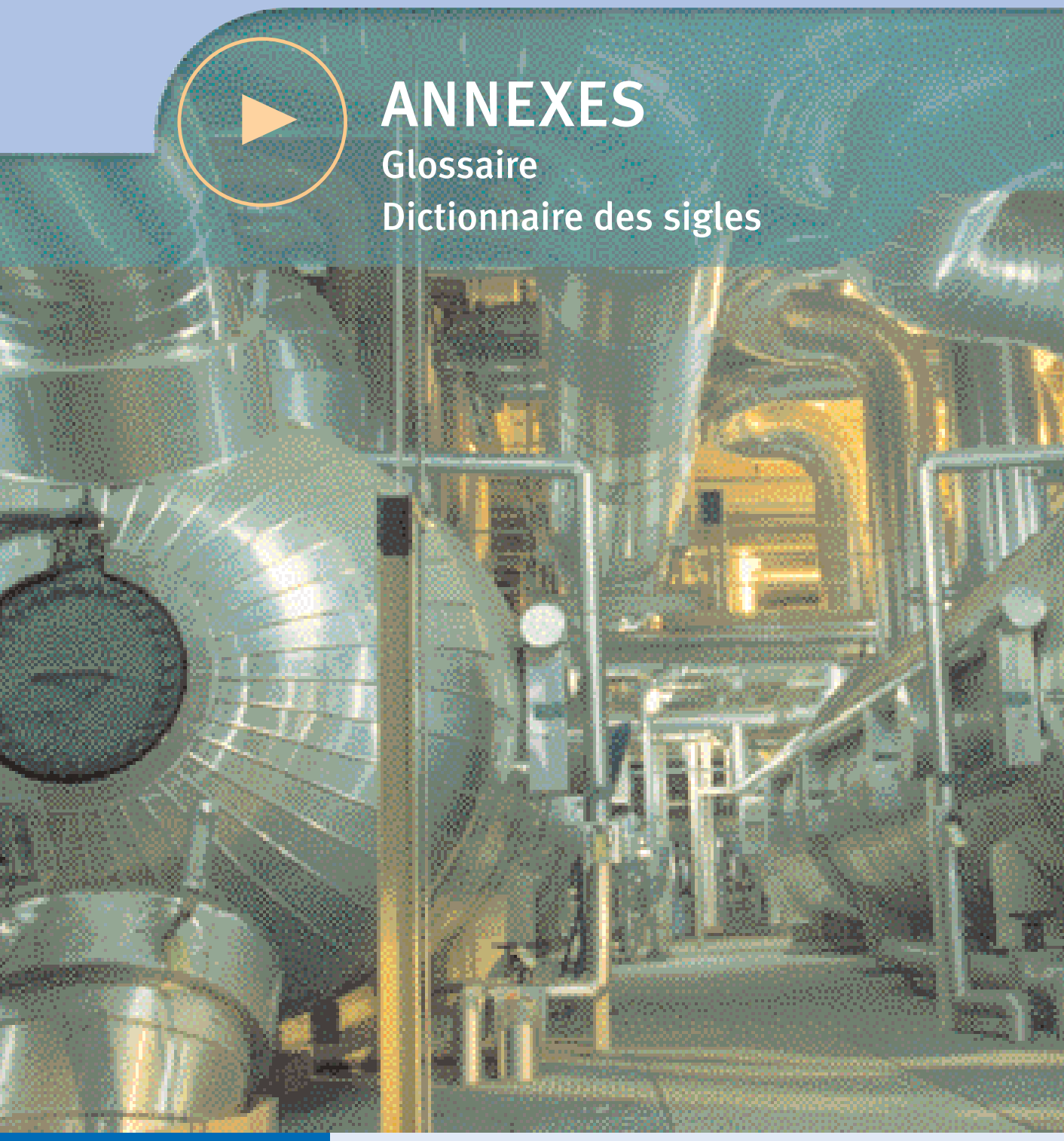

2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
d'autorisation
ARPE
Construction des bâtiments
Montages des matériels
Essais
Chargement Couplage
Fonctionnement de Flamanville 3
Observation pendant 3 ans
Décision de construire ou non une série

Sommaire | Glossaire
Page précédente 82

ANNEXES

Glossaire

Dictionnaire des sigles



ANNEXES GLOSSAIRE

GLOSSAIRE

Avertissement : seul le sens utilisé dans l'industrie électrique et nucléaire des mots et expressions est défini dans ce glossaire

Actinides : Éléments chimiques de numéro atomique égal ou supérieur à l'actinium. Quatre actinides existent à l'état naturel : l'actinium, le thorium, le protactinium et l'uranium. Certains actinides, comme le plutonium, sont des actinides artificiels.

Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) : Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de l'Environnement, de l'Énergie et de la Recherche. L'agence a pour mission de coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objet la protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie.

Agrégats : Matériau inerte, le plus souvent d'origine minérale (silice, calcaire), entrant dans la composition des bétons : sables, graviers, cailloux roulés issus du lit des rivières, ou concassés (provenant de carrières).

AIE : Agence Internationale de l'Énergie basée à Paris. Organisation Intergouvernementale de coordination des politiques énergétiques de ses 26 pays membres. Elle contribue à la sécurité d'approvisionnement de l'énergie, à la croissance économique et à la protection de l'environnement. Elle a été créée en 1974 comme un organe autonome de l'OCDE (Organisation pour la Coopération et le Développement Économique).

AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique basée à Vienne en Autriche. Organisation intergouvernementale créée en 1957, qui fait partie de l'organisation des Nations Unies. Son rôle est de favoriser et d'encourager l'utilisation pacifique de l'énergie atomique dans le monde entier tout en contrôlant les engagements pris par les états au titre du Traité de non-prolifération des armes nucléaires.
http://www.iaea.org/

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs, établissement public à caractère industriel et commercial chargé de la gestion et du stockage des déchets radioactifs. **http://www.andra.fr/**

Années-réacteur : Nombre d'années de fonctionnement cumulées pour un réacteur ou un groupe de réacteurs nucléaires.

Areva : Le groupe Areva a été créé le 3 septembre 2001. Issu de la fusion des activités de CEA-Industrie, de Framatome-ANP et de COGEMA, il est aujourd'hui l'un des premiers acteurs mondiaux dans le secteur nucléaire, des nouvelles technologies et de la connectique. **http://www.arevagroup.com/**

Architecte industriel : Personne ou entité qui élabore la conception d'ensemble d'une installation industrielle et qui en dirige l'exécution. L'architecte est notamment responsable du coût, du délai et des performances globales de l'installation.

Assemblage combustible : Les assemblages combustibles constituent le cœur du réacteur nucléaire. Chacun d'eux comprend un faisceau carré de 264 "crayons" ou longs tubes étanches d'environ 4 mètres de long, scellés aux deux extrémités, dans lesquels sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium.

Base : Voir production de base.

Becquerel : Le Becquerel est l'unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le Becquerel (Bq) mesure une transformation d'un atome par seconde avec émission d'un rayonnement. Cette unité représente des activités tellement faibles que l'on emploie habituellement ses multiples : le MBq (Méga ou million de Becquerels), le GBq (Giga ou milliard de Becquerels) ou le TBq (Téra ou mille milliards de Becquerels).

Benthique : Ensemble des êtres qui vivent sur le fond de la mer, d'un cours d'eau ou d'un plan d'eau.

Black-out : Perte d'alimentation de tout ou partie d'un réseau électrique. Les black-out sont la conséquence d'incidents pouvant affecter le réseau lui-même (déclenchements de lignes électriques) et/ou la production d'électricité (déclenchements de centrales).

Bore : Elément chimique ajouté à l'eau du circuit primaire permettant de réguler la réaction de fission nucléaire.

Caloporteur : Dans un réacteur nucléaire, le caloporteur est le fluide qui permet de transporter l'énergie libérée par les réactions de fissions sous forme de chaleur vers les organes de production d'électricité qui vont la transformer en une énergie mécanique (turbine) puis électrique (alternateur) selon un principe identique à celui des centrales thermiques classiques (gaz, charbon ou fioul). Le caloporteur des réacteurs nucléaires ne doit pas absorber trop de neutrons pour que la réaction en chaîne puisse se poursuivre. L'eau ou le CO_2 sont des caloporteurs relativement transparents aux neutrons.

Carbone 14 : Le carbone 14 (14C), appelé également radiocarbone, est un isotope radioactif du carbone. Sa période est de 5730 ans +/- 40 ans. Il se désintègre en donnant de l'azote et en émettant un rayonnement bêta.

Circuit primaire : Circuit fermé, constitué par un ensemble d'appareils assurant la circulation de l'eau chargée d'extraire la chaleur dégagée par le cœur du réacteur. Il comprend pour les réacteurs à eau pressurisée : une cuve, des générateurs de vapeur (échangeurs de chaleur placés entre le circuit primaire et le circuit secondaire), des pompes primaires et un pressuriseur.

Circuit secondaire : Circuit fermé

assurant le transfert vers la turbine de la vapeur produite dans le générateur de vapeur. Il comprend : la partie secondaire du générateur de vapeur, la turbine, le condenseur dans lequel la vapeur est condensée en eau et le système de retour de cette eau au générateur de vapeur.

Chargement : Opération qui consiste à mettre le combustible dans le réacteur.

COGEMA : Filiale à 100 % du groupe Areva, COGEMA est un acteur industriel du secteur énergétique spécialisé dans le cycle du combustible nucléaire depuis la mine, la conversion et l'enrichissement de l'uranium jusqu'au traitement et au recyclage du combustible usé. **http://www.cogema.fr/**

Cœur de réacteur : Le réacteur nucléaire est la partie essentielle d'une centrale : en son cœur se déroule le processus qui dégage l'énergie nécessaire à la production d'électricité. Le cœur du réacteur nucléaire, situé dans la cuve du réacteur, où se déroule la réaction nucléaire, est composé de l'ensemble des éléments combustible.

Combustible fossile : Gaz, pétrole ou charbon.

Combustible nucléaire : Matière fissile constituant la partie active du cœur d'un réacteur. Pour qu'une réaction de fission en chaîne soit possible, l'uranium naturel, mélange comprenant 0,7 % d'uranium 235 - fissile - et 99,3 % d'uranium 238 - non fissile -, a dû être préalablement enrichi en uranium 235. Cet uranium est utilisé sous la forme d'oxyde d'uranium, particulièrement stable chimiquement.

Commission Internationale de Protection contre les Rayonnements (CIPR) : Organisation non gouvernementale créée en 1928. Elle propose dès 1950 un système cohérent et complet de recommandations, établissant les principes fondamentaux de la radioprotection et leurs modalités pratiques d'application. Les recommandations de la CIPR sont édictées dans des publications numérotés qui sont ensuite complétées ou révisées.

Commission Locale d'Information (CLI) : Créées en 1981 et mises en place auprès de chaque grand équipement énergétique, les CLI ont deux missions : suivre l'impact des installations sur l'environnement et la santé et en informer le public. Les membres de cette commission sont des élus locaux, des représentants des syndicats, d'associations de protection de l'environnement, des exploitants et des pouvoirs publics. Une conférence nationale des présidents de CLI est organisée tous les ans.

Condenseur : Appareil formé de milliers de tubes dans lesquels circule de l'eau froide prélevée à une source extérieure : rivière ou mer. Au contact de ces tubes, la vapeur se condense pour se transformer en eau.

Couplage, Couplé au réseau : Une centrale nucléaire est couplée au réseau lorsque celle-ci fournit de l'électricité à l'extérieur du site.

Cuve du réacteur : Enveloppe d'acier de très forte épaisseur qui contient le cœur du réacteur nucléaire.

Cycle combiné à gaz : Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion et d'une turbine à vapeur.

Cycle fermé : Le cycle fermé consiste à traiter le combustible usagé, à récupérer les matières valorisables uranium et plutonium (environ 96 % des matières) et à conditionner de manière appropriée les déchets ultimes en vue de leur stockage définitif. Le cycle ouvert, au contraire, considère les combustibles usagés comme des déchets qui sont provisoirement entreposés dans l'attente de solutions permettant leur stockage définitif.

Déchets radioactifs : Matière radioactive non recyclable provenant de l'industrie nucléaire, de centres médicaux ou de laboratoires. Ces déchets sont caractérisés par leur activité : Très Faiblement Actif (TFA), Faiblement et Moyennement Actif (FMA) et Hautement Actif (HA). Ils le sont également par leur durée de vie qui peut être courte (la quasi totalité de l'activité a disparu en moins de 300 ans) ou longue. Toutes les combinaisons entre durée de vie et activité sont possibles hormis pour les HA qui ne comportent que la catégorie vie longue. Les déchets à vie courte, qui représentent 98 % du volume des déchets, sont accueillis dans les centres de stockage de Soulaines (FMA) et Morvilliers (TFA).

Déconstruction : Ensemble des opérations administratives et techniques conduisant dans un délai donné, par une suite programmée de démantèlements successifs, à l'élimination totale d'une installation nucléaire et à la complète réhabilitation du site.

DGSNR : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection. Entité du Ministère de l'Industrie en charge du contrôle des installations nucléaires et de la radioprotection.

Dépendance énergétique : Voir indépendance énergétique.

Disponibilité : Fraction du temps annuel pendant laquelle le réacteur est apte à produire. Le coefficient de disponibilité caractérise la performance industrielle d'une centrale.

Diverger, divergence : Moment où s'amorce la réaction en chaîne, quand le réacteur produit plus de neutrons qu'il n'en consomme (voir le principe de la réaction nucléaire dans "le point sur… les centrales électronucléaires")

Dose absorbée : correspond à l'énergie absorbée par unité de masse de matière. Permet de caractériser une irradiation et de mesurer son importance. S'exprime en gray (Gy).

Dose efficace : somme des doses absorbées par tous les tissus. Elle tient compte des caractéristiques du rayonnement et tient compte de la radiosensibilité relative au tissu exposé. S'exprime en Sievert.

Dose efficace collective : somme des doses efficaces individuelles pour un

ANNEXES GLOSSAIRE

groupe donné. S'exprime en Homme.Sievert (H.Sv). Par exemple, une dose collective de 1 H.Sv est la dose reçue par un groupe de 100 personnes ayant reçu chacune 10 mSv ou bien par un groupe de 1 000 personnes ayant reçu chacune 1 mSv.

Dose équivalente : à dose absorbée égale, les effets biologiques varient en fonction de la nature du rayonnement. Intègre un facteur de pondération caractéristique du rayonnement. S'exprime en Sievert (Sv).

Dosimétrie : Mesure de la dose.

Durée de vie : La durée de vie d'une installation nucléaire n'a pas de définition légale. On emploie généralement ce terme pour désigner la durée calendaire d'exploitation d'un réacteur nucléaire du début de fonctionnement à sa mise à l'arrêt définitif. Les centrales nucléaires françaises actuelles ont été conçues pour une durée d'exploitation prévisionnelle de 40 ans.

Effluents radioactifs : Rejets liquides ou gazeux contenant des éléments radioactifs.

Electronucléaire : Production d'électricité à partir d'énergie nucléaire.

Émergence : Bruit ajouté au bruit ambiant.

Énergie Renouvelable (EnR) : Énergie tirée d'une source renouvelable de manière permanente : biomasse, électricité hydraulique, énergie éolienne, solaire, géothermique, etc.

EPR : Réacteur Européen de génération 3 né d'une collaboration franco-allemande, offrant des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Études épidémiologiques : Études effectuées à partir des données d'observation d'une population. Elles ont pour objectif de mettre en évidence l'existence d'un lien entre les faits constatés (maladies, guérisons, décès…) et le facteur (tabac, rayonnement ionisant, antibiotiques...).

Euratom : Le traité Euratom signé par la France le 25 mars 1957 institue la Communauté Européenne de l'Énergie Atomique. La Communauté a pour mission de contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapides des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres et au développement des échanges avec les autres pays.

Estran : Bande côtière comprise entre les niveaux atteints par les plus hautes mers et les plus basses mers, alternativement émergée et submergée. Il est limité par la laisse de pleine mer et la laisse de basse mer.

Evolutionnaire : Néologisme utilisé dans l'industrie pour caractériser ce qui est en évolution et qui intègre de manière continue les progrès de la technologie ; en opposition aux nouveaux produits qui marquent des ruptures. Par exemple l'Airbus A380 est évolutionnaire, alors que l'arrivée de la technologie numérique pour les CD musicaux ne l'était pas.

Exposition : Fait d'être exposé à des rayonnements ionisants. L'exposition externe est l'exposition résultant de sources situées en dehors de l'organisme. L'exposition interne est l'exposition résultant de sources situées dans l'organisme. L'exposition totale est la somme de l'exposition externe et de l'exposition interne. L'exposition globale est l'exposition du corps entier considérée comme homogène. L'exposition partielle est l'exposition portant essentiellement sur une partie de l'organisme ou sur un ou plusieurs organes ou tissus.

Fissile : Se dit d'un atome dont le noyau est susceptible de se briser (fission) sous l'effet de neutrons en dégageant de la chaleur. Exemple : l'uranium 235.

Fission : Division d'un noyau d'atome lourd (uranium, plutonium, par exemple) en deux ou plusieurs fragments. Produite par un bombardement de neutrons, la fission libère une grande quantité d'énergie et plusieurs neutrons.

Flamanville : Commune du département de la Manche, en Basse-Normandie qui abrite le site de production nucléaire de Flamanville.

Framatome-ANP : Framatome-ANP est une entreprise commune franco-allemande filiale d'Areva (à 66 %) et de Siemens (à 34 %) assurant la conception et la réalisation des chaudières nucléaires, ainsi que la conception et la fabrication du combustible nucléaire. http://www.framatome-anp.com/

Fusion du cœur : Désigne la situation dans laquelle les assemblages de combustible fondent sous l'effet d'une forte augmentation de température suite à la perte de contrôle de la réaction nucléaire.

Gaz à effet de serre : Désigne un gaz contribuant à l'effet de serre. L'accumulation de ces gaz produits en partie par l'activité humaine conduit à accroître l'effet de serre et donc à faire augmenter la température moyenne de la terre ce qui provoque probablement ces changements climatiques.

Gaz rares : Hélium, Néon, Argon, Krypton, Xénon et Radon. Ces gaz inertes sont présents en très faible quantité dans l'air.

Générateur de vapeur : Échangeur de chaleur assurant le transfert des calories d'un circuit à un autre (de l'eau du circuit primaire à l'eau du circuit secondaire dans un réacteur à eau pressurisée).

Génération 1 : Réacteurs "tête de filières" des années 1960-1970 (REP, "eau lourde", "graphite-gaz").

Génération 2 : Réacteurs actuellement en fonctionnement, depuis les années 1970 (paliers 900 MW, 1300 MW, N4).

Génération 3 : Les réacteurs de génération III sont des réacteurs aptes à une mise en service industrielle vers 2010 et au-delà. Il s'agit de réacteurs déjà certifiés ou approuvés par les Autorités de Sûreté, ou pouvant l'être à court terme (EPR, AP1000,…). Par rapport aux générations de réacteurs actuellement en service (très majoritairement généra-

tion II), ces réacteurs, conçus après l'accident de Tchernobyl, apportent des progrès importants en termes 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 de Recherche et Développement.

Génie-civil : Ensemble des activités liées à la construction d'un bâtiment.

Grand chantier : Les procédures grand chantier sont issues des décisions du Comité interministériel d'aménagement du territoire. La qualification de "grand chantier" est décidée au cas par cas par les ministres concernés.

Graphite-gaz : Premiers réacteurs de la filière française utilisant de l'uranium naturel comme combustible et du graphite comme modérateur.

Groupe turboalternateur : Ensemble de la turbine et de l'alternateur.

Halieutique : qui a trait à la pêche.

Hydraulique : Dans une centrale hydraulique, l'eau est canalisée vers une turbine reliée à un alternateur qui génère de l'électricité. La puissance de l'installation dépend de la hauteur de chute et du débit de l'eau. On distingue deux types de centrales hydrauliques. Les barrages ou centrales de haute chute (grande hauteur, faible débit) et de moyenne chute (dénivelé moyen, débit assez important) dans les régions montagneuses. D'autre part, on trouve sur les cours d'eau les centrales de basse chute (dénivelé faible, fort débit).

Hydrazine : Produit chimique ajouté à l'eau des circuits et permettant de limiter leur corrosion.

Hydrobiologie : Étude du milieu aquatique.

Homme-Sievert : Unité de la dose collective, égale à la somme des doses reçues par chaque membre d'un groupe donné.

Indépendance énergétique (Taux d') : Rapport, exprimé en %, entre la production d'énergie primaire et la consommation totale d'énergie primaire, non corrigée du climat, toutes deux étant exprimées en Mtep. La production d'énergie primaire comprend le charbon, le pétrole, le gaz naturel, l'électricité primaire (nucléaire, hydraulique, éolien, photovoltaïque) et les énergies renouvelables thermiques.
On utilise parfois le taux de dépendance énergétique égal à (100 - le taux d'indépendance énergétique).

Ingénierie : Regroupe l'ensemble des aspects technologiques, économiques, financiers et humains relatifs à l'étude et à la réalisation d'un projet.

Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) : L'IRSN, issu par le décret du 22 février 2002, de la fusion de l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire (IPSN) et de l'Office de Protection contre les Rayonnements Ionisants (OPRI) est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Défense, de l'Environnement, de l'Industrie, de la Recherche et de la Santé. Il rassemble plus de 1 500 experts et chercheurs et son champ de compétences couvre l'ensemble des risques liés aux rayonnements ionisants, utilisés dans l'industrie ou la médecine, ou encore les rayonnements naturels.

Intérêt intercalaire : Intérêt payé aux actionnaires d'un ouvrage en construction, de la constitution de la société au démarrage de la production (pour un barrage de centrale hydro-électrique par exemple).

Iode : Corps simple, de numéro atomique 53, dont les isotopes radioactifs sont présents dans les produits de fission.

ITER : International Thermonuclear Experimental Reactor est un projet de réacteur à fusion nucléaire expérimental (à ne pas confondre avec la fission nucléaire, procédé utilisé dans toutes les centrales nucléaires jusqu'à la génération 4 incluse).

Isotopes : Eléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons, mais un nombre différent de neutrons. Ils ont le même nom, et les mêmes propriétés chimiques. On connaît actuellement environ 325 isotopes naturels et 1200 isotopes créés artificiellement.

Krypton : Gaz rare de l'atmosphère.

Lit fluidisé circulant : Dans une chaudière à lit fluidisé circulant, le charbon concassé et le calcaire nécessaire à la désulfuration sont injectés dans le foyer. La combustion et la désulfuration s'effectuent au sein d'une masse de fines particules de cendres fortement agitées à basse température (850°C). Ces particules (solides) sont maintenues en suspension par un courant ascendant d'air soufflé au bas du foyer. Ceci assure une combinaison efficace des combustibles, de l'air et du calcaire, permettant une très forte désulfuration.

Lithine : Produit chimique ajouté à l'eau des circuits et permettant de limiter leur corrosion.

Livre Blanc : Résumé des travaux, des conclusions du Débat national sur les énergies et des propositions du Gouvernement.

Livre Rouge AIEA/OCDE : Document évaluant l'ensemble des ressources d'uranium dans le monde.

Livre Vert : Le Livre Vert de la Commission Européenne Consultable sur le site : **http://www.europa.eu.int**

Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique :
Le texte complet de la loi votée par le parlement le 23/06/05 est disponible sur le site Internet :
http://www.senat.fr/

MDE : Maîtrise de la demande en énergie. C'est la maîtrise des consommations et des usages de l'énergie, sous toutes ses formes. Aujourd'hui, les politiques volontaristes de MDE en cours d'élaboration au niveau européen (directive européenne sur l'efficacité énergétique et les services énergétiques) et en France (loi d'orientation sur l'énergie), cherchent à répondre aux exigences du Développement Durable et se placent sur des perspectives de long terme.

ANNEXES GLOSSAIRE

Modérateur : Matériau formé de noyaux légers qui ralentissent les neutrons. Il doit être à la fois suffisamment dense pour assurer un ralentissement efficace et suffisamment perméable pour ne pas absorber trop de neutrons. Le graphite ou l'eau ont ces propriétés.

Morpholine : Produit chimique ajouté à l'eau des circuits et permettant de limiter leur corrosion.

Neutrons thermiques : Neutrons émis par la fission également appelés neutrons lents. Neutrons en équilibre thermique avec la matière dans laquelle ils se déplacent avec une vitesse de l'ordre de 2 à 3 km/s. Leur énergie est inférieure à 1 électronvolt. C'est ce type de neutrons qu'utilisent principalement les réacteurs nucléaires fonctionnant sur ce principe de réaction en chaîne de fission.

Neutrons rapides : Neutrons émis par la fission et se déplaçant à la vitesse de 20 000 km/s. Pour pouvoir entretenir la réaction en chaîne, ces neutrons doivent être ralentis (voir modérateur). Les neutrons rapides peuvent convertir l'uranium 238 (matériau "fertile"), en plutonium 239, un matériau fissile et donc apte à produire de l'énergie. Comme l'uranium 238 est très majoritaire dans la nature (voir uranium), on dispose d'une source potentiellement très importante d'énergie qui pourrait être produite dans des réacteurs "à neutrons rapides".

Parc électronucléaire : Ensemble des moyens de production EDF d'origine nucléaire. Le parc nucléaire d'EDF est composé de 58 réacteurs sur 19 sites (34 unités de 900 MW, 20 de 1300 MW, et 4 de 1450 MW).

Phosphate : Composé chimique servant au traitement anti-corrosion des circuits d'eau.

Plutonium : Élément de numéro atomique 94 dont aucun isotope n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238 par absorption d'un neutron.

Pointe : voir production de pointe.

Premier béton : Indique le début de la construction des bâtiments industriels (coulage du radier principal).

Production de base : Ensemble des moyens de production utilisés de manière continue pour fournir l'énergie appelée par le Réseau de Transport d'Électricité.

Production de semi-base : Ensemble des moyens de production utilisés de manière discontinue pour répondre aux variations de la demande d'énergie durant la journée.

Production de pointe : Ensemble des moyens de production utilisés de manière ponctuelle au cours de la journée (quelques heures au maximum), pour fournir au moment de la pointe de consommation journalière.

Produits d'activation : Lorsqu'un élément non radioactif (au sein d'un matériau, d'un fluide ou dans l'air…) est soumis à un flux neutronique (bombardement par des neutrons), cet élément est activé, c'est-à-dire qu'un ou plusieurs corps radioactifs (radionucléides) sont créés. Ces radionucléides sont appelés "produits d'activation".

Produits de fission : Fragments de noyaux lourds produits par la fission nucléaire ou la désintégration radioactive ultérieure de nucléides formés selon ce processus.

Radioactivité : Propriété de certains atomes de se transformer spontanément en d'autres corps en émettant des rayonnements.

Radioélément : Élément chimique radioactif.

Radioprotection : Ensemble de mesures destinées à assurer la protection sanitaire de la population et des travailleurs exposés à des sources de rayonnements ionisants.

Radiotoxicité : Toxicité due à la radioactivité.

Réacteur AP 1000 : Réacteur à eau pressurisée de génération III de conception américaine.

Réacteur KONVOI : Réacteur à eau pressurisée de génération II de conception allemande.

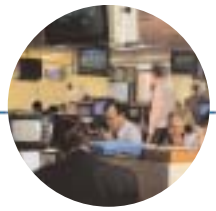
Réacteur nucléaire : Installation permettant d'amorcer et d'entretenir une réaction de fission en chaîne. Différents types de réacteurs fonctionnent dans le monde ; leurs technologies diffèrent essentiellement par la nature du combustible, du modérateur et du fluide caloporteur. La technologie la plus employée dans le monde est celle des réacteurs à eau sous pression (REP)

Réacteur rapide : Filière de réacteur utilisant les neutrons rapides pour la production d'énergie (voir neutrons rapides).

Réacteur nucléaire à eau sous pression : Réacteur utilisant de l'eau légère à la fois comme modérateur (pour abaisser la vitesse des neutrons à un niveau qui permette la réaction en chaîne) et comme caloporteur (pour transférer la chaleur du cœur vers le générateur de vapeur). La température de l'eau primaire étant proche de 330°C, il est nécessaire de la pressuriser à 155 bar pour éviter sa vaporisation. Le combustible est à base d'oxyde d'uranium enrichi, éventuellement mélangé à du plutonium.

Réacteur surgénérateur : La réaction nucléaire dans ce type de réacteur produit autant ou plus de combustible fissile qu'elle n'en consomme. Le combustible fissile est récupéré par traitement du combustible usagé et peut ensuite être utilisé à nouveau. Avec ce type de réacteur on peut valoriser l'uranium jusqu'à 60 fois plus que pour les réacteurs classiques.

Réacteur VVER : Le VVER est un type de réacteur à eau sous pression de conception soviétique. Il y en a 44 en exploitation. Les 18 plus récents, appelés VVER 1000, ont une conception voisine de ceux fabriqués en Occident. Les 10 plus anciens, VVER 440/230, sont de conception obsolète et n'ont pas d'enceinte de confinement. Les 16 unités de modèle intermédiaire, VVER 440/213, bien que dépourvues d'enceinte de



confinement, sont d'une conception plus sûre que le modèle précédent.

Réaction en chaîne : Voir le principe de la réaction nucléaire dans “le point sur… les centrales électronucléaires”.

Rechargement : Voir chargement.

Recyclage : Recyclage des actinides présents dans les combustibles usés. Ce procédé permet de préserver les ressources naturelles en combustible et de minimiser les déchets radioactifs.

Rejet : Produit émis par la centrale sous forme liquide ou gazeuse.

Rendement : Rapport entre la puissance électrique (sortie) et la puissance thermique (entrée).

Retour d’expérience : Ensemble des enseignements issus de la conception et de l’exploitation.

Retraitement du combustible : Voir traitement du combustible.

RTE : Réseau de Transport de l’Électricité. C'est le gestionnaire du réseau de transport français. Il exploite et entretient le réseau public de transport d’électricité. Il est responsable de son développement, des interconnexions avec l’étranger, de la gestion des flux d’électricité. Il garantit la sécurité et l’efficacité du réseau, élabore les programmes d’investissement et lance les appels d’offres aux sites de production. Ce rôle est joué en France par un acteur unique, RTE, créé par le législateur. Dans d’autres pays d’Europe, plusieurs gestionnaires du réseau de transport (GRT) peuvent coexister. Les missions principales des GRT européens sont, pour l’essentiel, équivalentes à celles de RTE, même si leurs statuts et le périmètre qu’ils couvrent diffèrent notablement.

Rotor (de l’alternateur) : Partie mobile de l’alternateur.

Sauvegarde : Voir systèmes de sauvegarde.

Semi-Base : Voir production de semi-base.

Siemens : Entreprise internationale dont les activités dans le domaine du nucléaire ont été regroupées avec celles de Framatome dans une société commune, baptisée Framatome ANP, détenue à 66 % par Framatome et 34 % par Siemens. Le nouvel ensemble est désormais la première société au monde pour la construction de chaudières nucléaires (20,9 % du parc installé), pour la fourniture de services aux parcs installés et pour le combustible nucléaire destiné aux réacteurs à eau (41 % du marché mondial).

Sievert : Unité légale d'équivalent de dose, qui permet de rendre compte de l'effet biologique produit par une dose absorbée de rayonnement. L'équivalent de dose n'est pas une quantité physique mesurable ; on l'obtient en multipliant la dose absorbée (exprimée en gray - 1 gray = 1 joule par kg) par un facteur qui dépend de la nature du rayonnement.

Millisievert : Fraction égale à 1/1000 de sievert.

Supercritique : Les fluides supercritiques sont produits en chauffant un gaz au-dessus de sa température critique ou en comprimant un liquide au-delà de sa pression critique. La température critique d’une substance est la température au-delà de laquelle une phase liquide ne peut pas exister, quelle que soit la pression. La pression de vapeur d’une substance à sa température critique est sa pression critique.

Sûreté nucléaire : Ensemble des dispositions à prendre pour assurer le fonctionnement normal d'une centrale nucléaire, prévenir les accidents et en limiter les effets tant pour les travailleurs que pour le public et l'environnement.

Systèmes de sauvegarde : Ensemble des systèmes qui participent au maintien de l’état sûr du réacteur en cas d’incident ou d’accident. Sur EPR les systèmes de sauvegarde sont quadruplés (4 files identiques, indépendantes et géographiquement séparées).

Tête de série : Premier exemplaire industriel d’un nouveau type de réacteur.

Thermique à flamme : Se dit d’une unité produisant de l’électricité à partir de charbon, de fioul ou de gaz. Les unités de thermique à flamme jouent un rôle d'ajustement dans la palette énergétique d'EDF. Elles fournissent le complément d'électricité capable de faire face aux variations de la demande, notamment lors des vagues de froid.

Tour de refroidissement : Lorsque la centrale ne dispose pas d'eau de refroidissement en quantité suffisante à proximité (fleuve ou mer), on construit des tours de refroidissement ou aéroréfrigérants, immenses tours en béton. L'eau chaude, qui y chute à l'intérieur, est refroidie par des courants ascensionnels d'air frais. Une partie de l'eau rafraîchie est récupérée, l'autre s'échappe sous forme de vapeur. C'est le panache blanc des centrales nucléaires ou classiques.

Trading : Activité de vente et d'achat d'énergie sur les bourses d'énergie.

Traitement du combustible : Le traitement du combustible nucléaire usé permet de récupérer la matière énergétique recyclable tout en réduisant la radiotoxicité des déchets ultimes.

Tritium : Isotope radioactif de l’hydrogène.

Turbine à combustion : Anciennement turbine à gaz. La turbine à combustion convertit en électricité l'énergie produite par la combustion d'un combustible gazeux ou liquide mélangé à de l'air comprimé. La chaleur résiduelle des gaz d’échappement peut être utilisée pour produire de la vapeur. Cette vapeur peut également produire de l’électricité à l’aide d’une turbine à vapeur. L’installation globale s’appelle un cycle combiné (voir ce mot).

TVO : Teollisuuden Voima Oy. Électricien finlandais ayant lancé la construction de l’EPR en Finlande. TVO possède déjà deux unités de production nucléaire de type REB (Réacteurs à Eau Bouillante) sur le site d’Olkiluoto.

ANNEXES

Unités utilisées pour la puissance et l'énergie :
Les unités de base utilisées sont le watt pour mesurer la puissance et le Wh pour mesurer l'énergie (1Wh = 1 watt pendant 1 heure). Comme ces unités sont assez petites, on utilise plus commodément leurs multiples. Les facteurs multiplicateurs internationalement utilisés sont :

Facteur	Valeur	Symbole
Kilo	x 1000	k
Méga	x 1 000 000 (1 million)	M
Giga	x 1 000 000 000 (1 milliard)	G
Téra	x 1 000 000 000 (1 000 milliards)	T

Les unités qui sont les plus familières sont le kW (un fer à repasser a une puissance d'environ 2 kW soit 2 000 W) et le kWh (pour la mesure des consommations d'électricité domestiques).

Pour passer d'une unité à l'autre, on utilise le tableau ci-dessus. Par exemple, 1 TWh (= 1 Térawattheure) est égal à 1 000 milliards de Wh. Sachant qu'un kWh est égal à 1000 Wh, 1 TWh sera égal à 1 milliard de kWh ou encore à 1000 GWh.

Les unités utilisées dans ce document sont, pour les puissances, le MW et pour les énergies le kWh, le MWh et le TWh.

Les ordres d'idée sont les suivants :

- le kWh est à l'échelle du consommateur,
- le MWh est à l'échelle des exploitants de centrale (une centrale nucléaire produit 1 MWh en quelques secondes),
- le TWh est à l'échelle du réseau électrique français (la France consomme quelques centaines de TWh par an).

Ces différentes unités sont utilisées pour éviter un trop grand nombre de 0 et faciliter ainsi la lecture.

Unité de production : Une unité de production nucléaire comporte un réacteur nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Elle se caractérise par le type de son réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires françaises sont majoritairement constituées de deux ou quatre unités.

Uranium : L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes : l'uranium 238, dans la proportion de 99,28 %, l'uranium 235, fissile dans la proportion de 0,71 %, et l'uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

Uranium 235, Uranium 238 : Voir uranium.

Turboalternateur : Voir groupe turboalternateur.

Vitrification : Opération consistant à incorporer des solutions concentrées de produits de fission extraits des combustibles usagés à une pâte vitreuse à haute température. Les verres obtenus permettent de confiner la radioactivité pendant des périodes très longues (plusieurs milliers d'années).

Visite partielle : Comme toute exploitation industrielle, l'unité de production électronucléaire EPR fera des arrêts périodiques, soit pour recharger le réacteur en combustible neuf (arrêt simple rechargement) soit en profitant de cet arrêt pour rechargement du combustible pour effectuer des opérations de maintenance (visite partielle).

Xénon : Gaz rare de l'atmosphère.

DICTIONNAIRE DES SIGLES

ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.

ABWR : Advanced Boiling Water Reactor - Nom donné à un réacteur à eau bouillante de génération III de conception General Electric, Toshiba et Hitachi.

AES : Nom donné à un réacteur à eau pressurisée de génération III de conception russe.

AIE : Agence Internationale de l'Energie basée à Paris.

AIEA : Agence Internationale de l'Energie Atomique basée à Vienne en Autriche.

ALARA : As Low As Reasonably Achievable. Démarche de radioprotection qui permet d'atteindre des doses "aussi faibles qu'il est raisonnable d'atteindre".

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs.

ANPE : Agence Nationale Pour l'Emploi

AP1000 : Nom donné à un réacteur à eau pressurisée de génération III de conception américaine.

Bq : Becquerel.

BTP : Bâtiments et Travaux Publics.

CCI : Chambre de Commerce et d'Industrie.

CEE : Certificat d'Économie d'Énergie.

CIPR : Commission Internationale de Protection Radiologique.

CLI : Commission Locale d'Information.

DAC : Décret d'Autorisation de Création.

DARPE : Demande d'Autorisation de Rejets et de Prélèvements d'Eau.

DCN : Direction des Constructions Navales.

DDE : Direction Départementale de l'Équipement.

DGEMP : Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

DGSNR : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.

DIB : Déchets Industriels Banals.

DIS : Déchets Industriels Spéciaux.

DOE : Department Of Energy – Département de l'énergie américain.

EDF : Electricité de France.

ENEL : Ente Nazionale per l'Energia Electtrica, principale compagnie d'électricité italienne privatisée en 1999.

EnR : Énergie Renouvelable.

EPR : European Pressurised water Reactor.

EQRS : Évaluation Quantitative de Risque Sanitaire.

ESBWR : European Simplified Boiling Water Reactor. Nom donné à un réacteur à eau bouillante de génération III de conception General Electric.

GES : Gaz à Effet de Serre.

GFR : Gas-cooled Fast Reactor, projet de réacteur de génération 4.

GBq : Gigabecquerel (1 milliard de becquerels).

HAVL : Haute Activité à Vie Longue.

IFREMER : Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer.

INB : Installation Nucléaire de Base.

INERIS : Institut National de l'Environnement Industriel et des RISques.

IRSN : Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire.

ISO 14001 : International Standard. Organisation. La norme ISO 14001 repose sur le principe d'amélioration continue de la performance environnementale par la maîtrise des impacts liés à l'activité de l'entreprise.

ITD : Installation et Travaux Divers.

ITER : International Thermonuclear Experimental Reactor, réacteur thermonucléaire expérimental international.

kWh : kilowattheure, voir glossaire Unités utilisées pour la puissance et l'énergie.

LFR : Lead-cooled Fast Reactor, projet de réacteur de génération 4.

MBq : mégabecquerel (1 million de becquerels).

MDE : Maîtrise de la Demande en Énergie.

MOX : Mixed oxydes, type de combustible nucléaire.

MSR : Molten Salt Reactor, projet de réacteur de génération 4.

mSv : milliSievert (1 millième de Sievert).

Mtep : Million de tonnes équivalent pétrole.

MW : mégawatt (1 million de watts), voir glossaire Unités utilisées pour la puissance et l'énergie.

N4 : Type de centrale nucléaire REP de 2e génération construit en France à Chooz (Ardennes) et Civaux (Vienne).

OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Économiques (regroupe 30 pays dont la France).

PPI : Programmation Pluriannuelle des Investissements.

REB : Réacteur nucléaire à Eau Bouillante.

REP : Réacteur nucléaire à Eau sous Pression.

RTE : Réseau de Transport d'Électricité.

SCWR : Supercritical Water Cooled Reactor, projet de réacteur de génération 4.

SFR : Sodium Fast Reactor, projet de réacteur de génération 4.

Sv : Sievert.

SWR : Nom donné à un réacteur à eau bouillante de génération III de conception Framatome-ANP.

TWh : térawattheure (1 000 milliards de wattheure), voir glossaire. Unités utilisées pour la puissance et l'énergie.

TBq : térabecquerel (1000 milliards de becquerels).

TVO : Teollisuuden Voima Oy (électricien finlandais).

UFE : Union Française de l'Énergie.

VHTR : Very High Temperature Reactor, projet de réacteur de génération 4.

VVER : Réacteur nucléaire à eau pressurisée de conception russe.

ANNEXES - Décisions de la CNDP

DÉCISION N° 2004 / 37 / EPR / 1
SEANCE DU 1er DECEMBRE 2004
PROJET « FLAMANVILLE 3
REACTEUR DE TYPE EPR ».

La Commission Nationale du Débat Public,

- vu le code de l'environnement en ses articles L.121-1 et suivants,
- vu le décret n° 2002-1275 du 22 Octobre 2002 relatif à l'organisation du débat public et à la Commission nationale du débat public et notamment son article 7,
- vu la lettre de saisine du Président d'EDF datée du 4 Novembre 2004, reçue le 4 Novembre 2004, et le dossier joint,
- après en avoir délibéré,
- à l'unanimité de ses membres présents ou représentés,
- considérant que, selon les indications contenues dans le dossier du maître d'ouvrage, les objectifs, la nature et l'importance du projet et sa place dans la politique énergétique nationale lui donnent un caractère d'intérêt national,
- considérant les enjeux économiques et sociaux qu'il comporte et les impacts de diverses natures, notamment sur l'environnement, qu'il implique,
- considérant que le débat national sur les énergies organisé par le Gouvernement au 1er semestre 2003 et les avis du Comité des Sages qui l'ont conclu ont fait apparaître une controverse sur le projet de réacteur de type EPR ; que le débat public a précisément pour but, non de trancher une controverse, mais d'approfondir et d'en éclairer les termes, après avoir assuré l'information et l'expression du public,
- considérant certes que la loi d'orientation sur l'énergie, votée en première lecture en Juin 2004, arrête des principes fondamentaux en la matière ; que cependant elle renvoie pour leur mise en œuvre à une programmation pluriannuelle des investissements dont la date d'approbation est à la discrétion du Gouvernement ; qu'ainsi le débat public est en mesure d'éclairer préalablement la décision d'investissement,
- considérant que ce débat est de nature à soulever des problèmes qui ne peuvent être réglés a priori mais dont la solution fera référence pour d'autres débats,
- considérant enfin que la lettre de saisine susvisée annonce l'envoi prochain par Réseau de Transport d'Electricité d'un « dossier de saisine relatif aux ouvrages nécessaires à l'insertion de la nouvelle centrale dans le réseau public de transport »,

décide :
Article 1 : Le projet "Flamanville 3 – réacteur de type EPR" doit faire l'objet d'un débat public que la Commission nationale du débat public organisera elle-même et dont elle confiera l'animation à une commission particulière.

Article 2 : Elle appréciera au vu du dossier qui lui sera adressé par Réseau de Transport d'Electricité les liens à établir entre les débats sur le projet de réacteur EPR et sur le projet de ligne électrique à très haute tension.

Article 3 : La Commission nationale mettra en place des modalités particulières de suivi du débat public.

Le Président
Yves MANSILLON

DÉCISION N° 2004 / 38 / EPR / 2
SEANCE DU 1 er DECEMBRE 2004
PROJET « FLAMANVILLE 3
REACTEUR DE TYPE EPR ».

La Commission Nationale du Débat Public,

• vu le code de l'environnement en ses articles L.121-1 et suivants,
• vu le décret n° 2002-1275 du 22 Octobre 2002 relatif à l'organisation du débat public et à la Commission nationale du débat public et notamment son article 7,
• vu la décision n° 2004/37/EPR/1 du 1er Décembre 2004 de la Commission nationale du débat public décidant un débat sur ce projet,
• après en avoir délibéré,
• à la majorité de ses membres présents et représentés,

décide :
Article unique : Est nommé Président de la Commission particulière à laquelle est confiée l'animation du débat public sur le projet "Flamanville.3 – réacteur de type EPR" :
- Monsieur Jean-Luc MATHIEU.

Le Président
Yves MANSILLON

DÉCISION N° 2005 / 12 / EPR / 3
SEANCE DU 2 MARS 2005
PROJET DE CENTRALE ELECTRONUCLEAIRE « TETE DE SERIE EPR » A FLAMANVILLE.

La Commission Nationale du Débat Public,

• vu le code de l'environnement en ses articles L.121-1 et suivants,
• vu le décret n° 2002-1275 du 22 Octobre 2002 relatif à l'organisation du débat public et à la Commission nationale du débat public et notamment son article 7,
• vu les décisions n° 2005/37/EPR/1 et 2005/38/EPR/2 par lesquelles la Commission nationale du débat public a décidé un débat public et a nommé Monsieur Jean-Luc MATHIEU président de la commission particulière chargée d'animer le débat sur ce projet,
• après en avoir délibéré,
• à l'unanimité de ses membres présents ou représentés,

décide :
Article unique : Sont nommés membres de la Commission particulière du débat public :
- Madame Danièle FAYSSE - Madame Annie SUGIER - Madame Françoise ZONABEND
- Monsieur Michel COLOMBIER - Monsieur Roland LAGARDE.

Le Président
Yves MANSILLON

Conception - création et réalisation : BRIEF - Paris 17e - 01 53 43 53 07
Dépôt légal : en cours - Imprimerie : STIPA

Crédits photographiques :
Images et Process, couverture, pages : 30, 33, 47, 56, 61, 63 gauche haut et bas, 76, 78 bas; **Médiathèque EDF, Patrick Landmann :** 9, 64 ; **Sophie Loubaton :** 11, 13, 17, 19, 21, 23, 27, 31, 45, 47, 49 ; **Benoît Predine :** 15, 78 haut ; **Claude Pauquet :** 25, 77 ; **Julien Daniel :** 23, 35, 39, 41, 53, 55, 63 ; **Gérard Halary :** 35, 74, 75 ; **Frédéric Sautereau :** 37, 45 droite ; **Gilles de Fayet :** 43 ; **Pierre Bérenger :** 48, 55 ; **Jean-Claude Raoul :** 53 ; **Stéphanie Remael :** 57, 59 ; **Wilfrid Estève :** 59 ; **Mickael Zumstein :** 61 ; **Philippe Brault :** 65, 69, 71, 73, 75, 81 ; **Samuel Bollendorf :** 79 ; **Equipe DP-EDF, Vincent Delcroix :** 73 ; **Claude Labarre :** 44, 83 - **Flamanville - www.aprim-caen.fr :** 43, 45 gauche, 49, 51 ; **EDF CNPE Flamanville :** 46, 52 ; **EDF CNEPE :** 65 - **Framatome-ANP, TVO :** 34, 63, 75 - **Architecte, Cabinet Bridot et Willerval :** 14 - **IGN, EDF R&D :** 67 - **IDE :** 27, 42.

JUILLET 2005

22-30, avenue de Wagram
75382 PARIS Cedex 08 – France
www.edf.fr
SA au capital de 8 129 000 000 euros – 552 081 317 R.C.S. Paris

Direction Production Ingénierie

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...

Sommaire

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

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[1]. Il fournit énergies et services à 41,6 millions de clients dans le monde dont 35,6 millions en Europe.

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

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

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 4e région rurale française. Elle se situe au 18e 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 12e région française pour la place de l'industrie dans l'économie locale et se positionne légèrement au-dessus de la moyenne nationale.

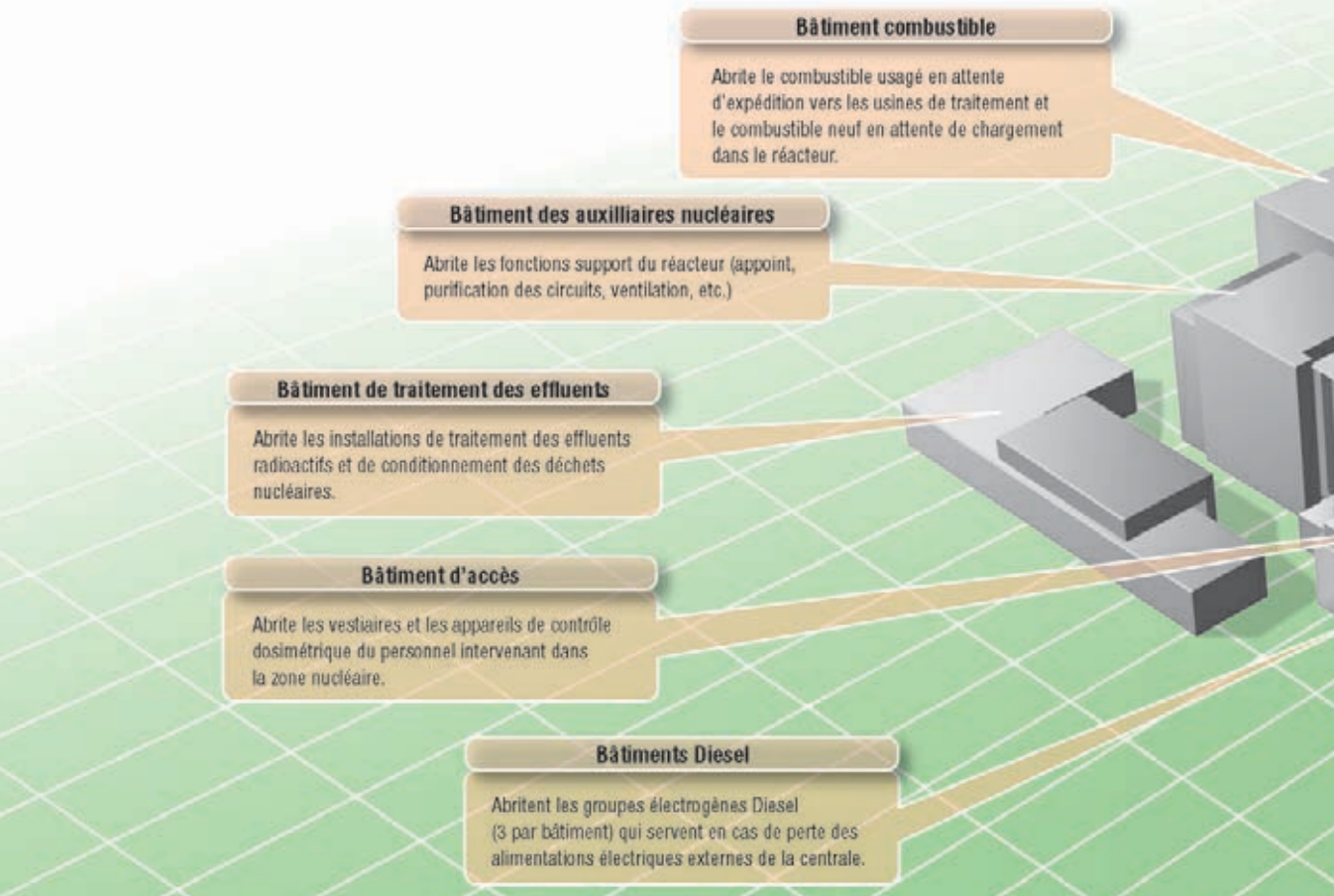
Son taux de chômage est inférieur à la moyenne nationale. Après trois années (2001 à 2003) consécutives d'augmentation supérieure à la moyenne nationale, le nombre de demandeurs d'emploi (catégorie 1) a légèrement baissé pour s'établir à 54 456 en septembre 2004 (dernières statistiques disponibles).

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).

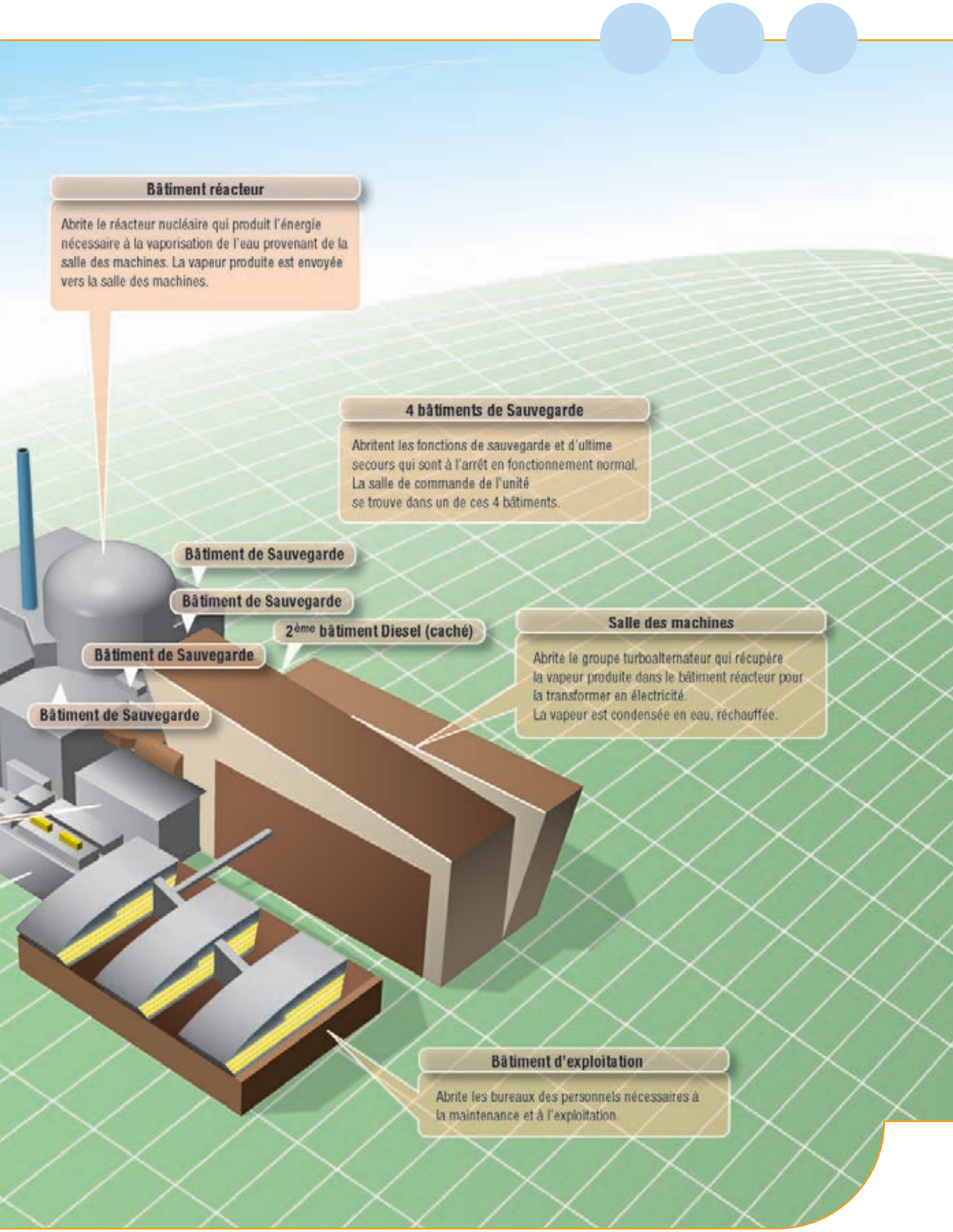
Ces activités industrielles ont favorisé l'éclosion d'un réseau d'organismes de recherche : Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées (traitement du signal et instrumentation, composants et matériaux), Institut National des Techniques de la Mer (établissement du Conservatoire National des Arts 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.


Bâtiment réacteur
Abrite le réacteur nucléaire qui produit l'énergie nécessaire à la vaporisation de l'eau provenant de la salle des machines. La vapeur produite est envoyée vers la salle des machines.
4 bâtiments de Sauvegarde
Abritent les fonctions de sauvegarde et d'ultime secours qui sont à l'arrêt en fonctionnement normal. La salle de commande de l'unité se trouve dans un de ces 4 bâtiments.
Bâtiment de Sauvegarde
Bâtiment de Sauvegarde
2ème bâtiment Diesel (caché)
Bâtiment de Sauvegarde
Bâtiment de Sauvegarde
Salle des machines
Abrite le groupe turboalternateur qui récupère la vapeur produite dans le bâtiment réacteur pour la transformer en électricité. La vapeur est condensée en eau, réchauffée.
Bâtiment d'exploitation
Abrite les bureaux des personnels nécessaires à la maintenance et à l'exploitation.

4 LE POINT SUR l'électricité

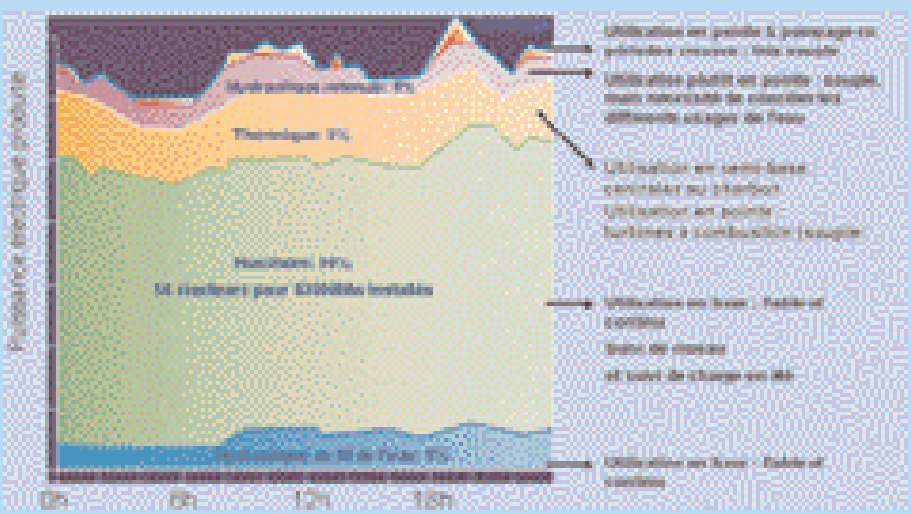
L'électricité est un produit particulier

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.

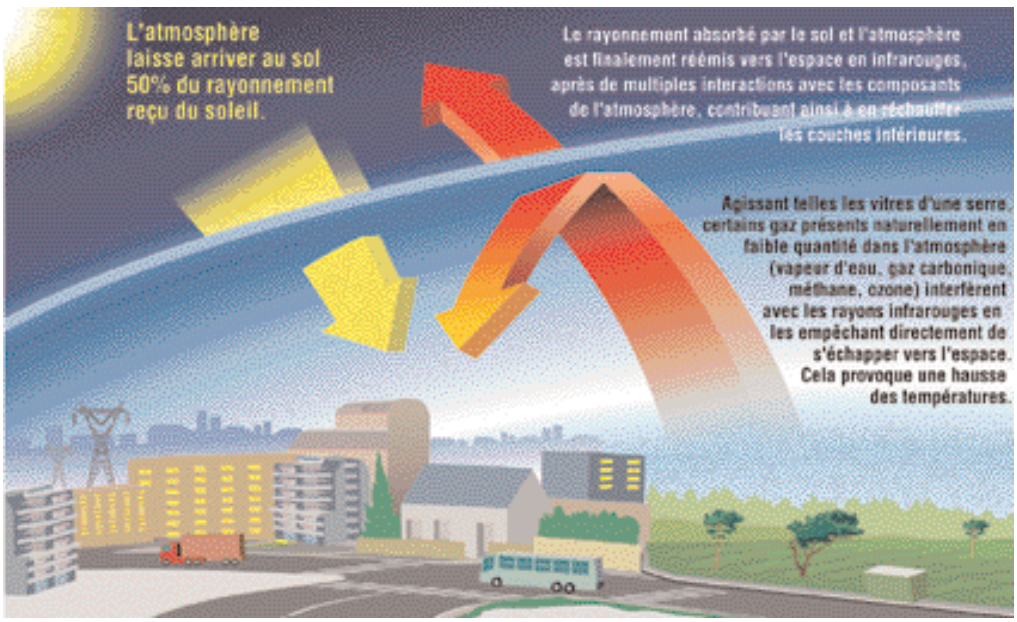
Il faut ajuster en permanence la production et la consommation

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).

Sans effet de serre[1], la terre serait un désert gelé mais, à l'inverse, la trop forte accumulation, dans les hautes couches de l'atmosphère, de gaz (CO_2, 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[2] 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[3].
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

1 Source : EDF, Observatoire des ENR situation en 2002, Europe des 15.
2 Source : ACIA "impacts of a warming arctic" (www.acia.uaf.edu).
3 Source : Mission interministérielle de l'effet de serre (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[1] :

- 754 à 1 124 g de CO_2, s'il est produit par une unité au charbon,
- 545 à 900 g de CO_2, s'il est produit par une unité au fioul,
- 388 g à 688 g de CO_2, s'il est produit par une unité à gaz,
- 60 à 150 g de CO_2 s'il est produit par du solaire photovoltaïque,
- 11 à 22 g de CO_2, 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_2 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_2 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_2 par habitant sont ceux où la production d'électricité à partir de centrales thermiques classiques (fioul, charbon, gaz) est réduite.

1 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_2. On peut également les exprimer en "grammes de carbone équivalent", (1 gCeq = 3,66 g de CO_2). 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[1] 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

1 UFE : Union Française de l'Énergie.

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

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.

△ Centrale nucléaire de Nogent sur Seine.

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.

△ Centrale au gaz de El Beddaoui au Liban.

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 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[1]. 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[2] 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.

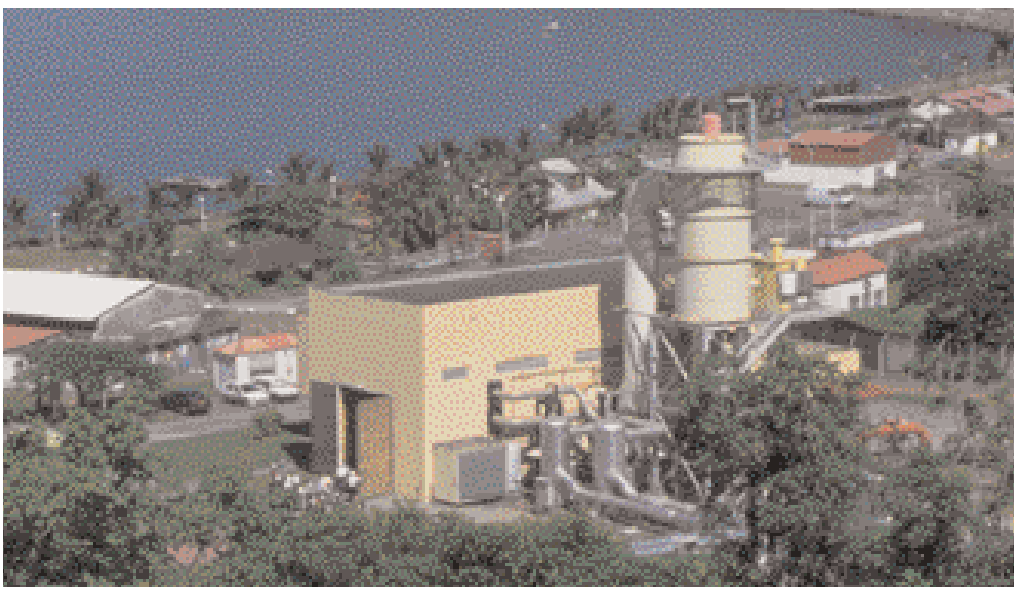
△ Parc d'éoliennes dans l'Aude.

1 Source : AIEA Bulletin N°42, 2000, source identique pour les déchets de traitement du gaz.
2 Résidu de la canne à sucre après extraction du sucre.

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

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_2. 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_2. 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 [1].
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[2]	—	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.

1 Début 2005, leur prix se situe aux alentours de 10 €/tonne de CO_2 rejeté soit de 4 à 10 € par MWh selon le type de moyen de production.
2 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.

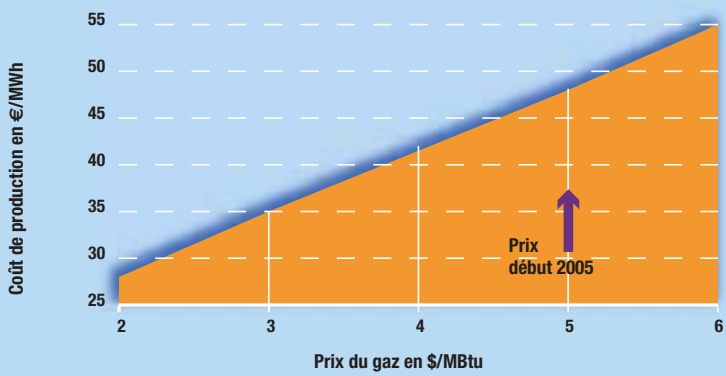
Hors CO_2, les coûts de production des centrales à charbon, des cycles combinés à gaz et du nucléaire sont assez proches. Ces coûts de production sont donnés pour des prix de combustible moyens. Cependant, l'influence du prix des combustibles est très importante pour les moyens de production utilisant 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_2) 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.

Variation du Coût de Production d'un Cycle Combiné à Gaz en Fonction du Prix du Gaz



Source : "Coûts de référence de la production électrique" de la DGEMP, décembre 2003 [4].

4 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 1er 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,

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_2 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 la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adoptée par le Parlement le 23 juin 2005. Cette loi découle du « Débat national sur les énergies » et du "Livre blanc sur les énergies"[1].

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.*

1 Le livre blanc peut être consulté à l'adresse internet suivante : 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)[1].

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.

1 *Extrait de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique adoptée par l'Assemblée nationale et le Sénat le 23 juin 2005, consultable sur le site du Sénat : 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[1] 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 1er janvier 2006 consiste à fixer des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'énergie[2], 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 $C0_2$, à réduire les émissions de $C0_2$ pour lutter contre le changement climatique.

La production d'électricité en France

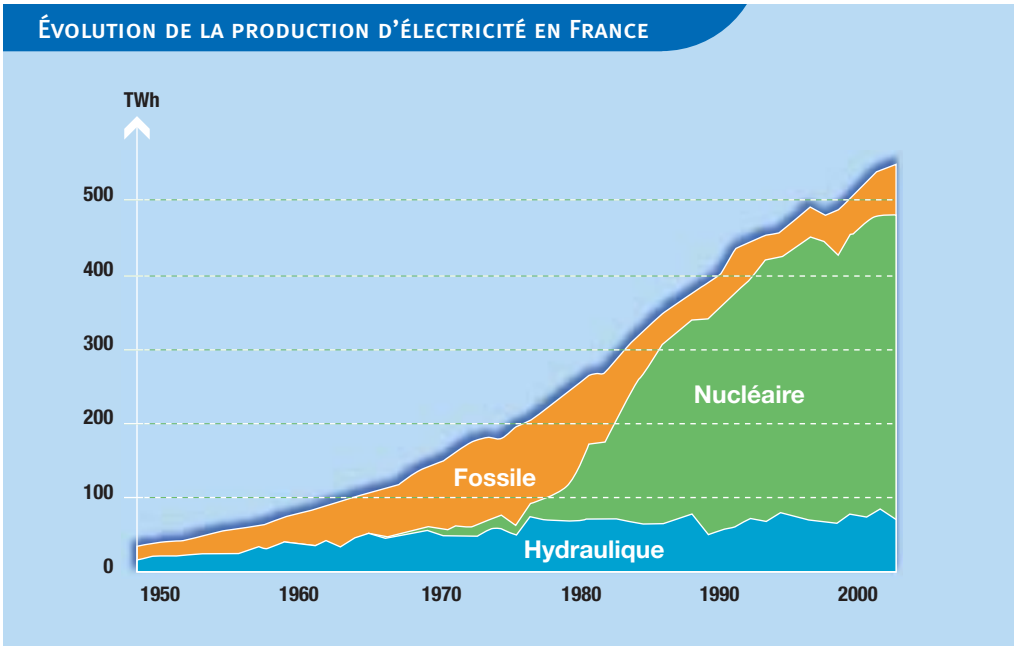
Le parc de production national

Le parc de production français a une capacité de production nette de 116 700 MW[3] 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.

1 Rapport entre la consommation d'énergie et le PIB.
2 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.
3 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[1].

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.

1 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

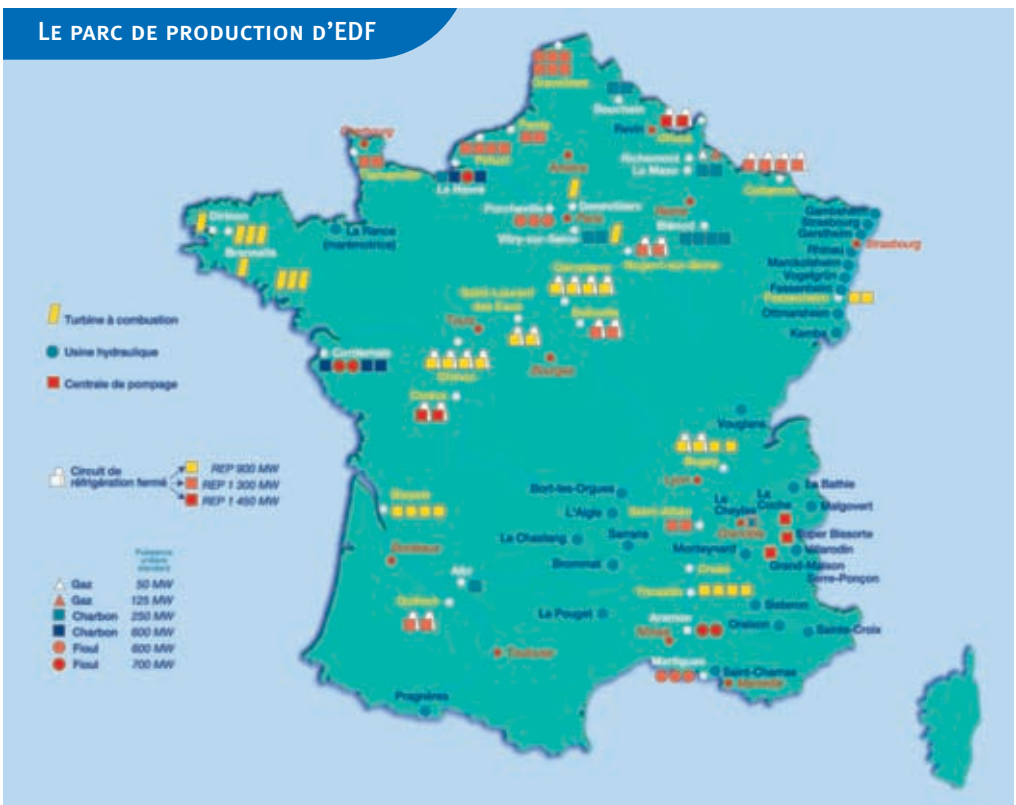
EDF a produit 487,4 TWh[1] en 2004 à l'aide de moyens diversifiés. Sa production se répartit ainsi :

- 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[2] (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.

Le parc de production d'EDF



Source : EDF.

1 Source : EDF 2004.
2 Le Groupe EDF détient une puissance installée totale d'EnR hors hydraulique (France et hors France) de 435 MW (à fin 2003).

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

6 LE POINT SUR les centrales éléctronucléaires

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 (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).

Le principe de fonctionnement des réacteurs REP

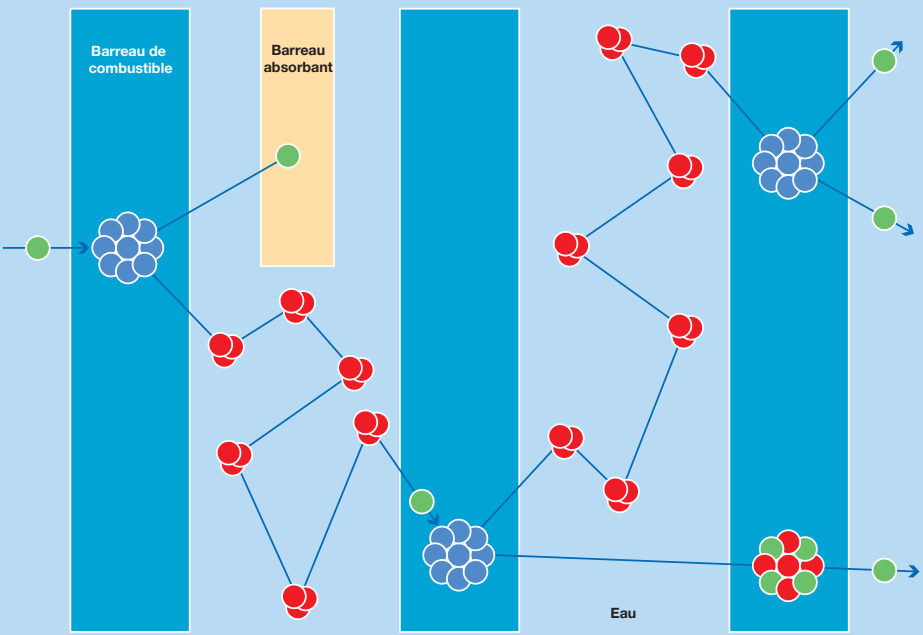
Les réacteurs à eau pressurisée (REP) équipent tout le parc de centrales françaises actuellement en exploitation. L’EPR est également un réacteur de ce type. Le réacteur nucléaire, enfermé dans une cuve, chauffe de l’eau sous très haute pression à l’aide de l’énergie dégagée par la réaction nucléaire. Malgré la température supérieure à 300°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.

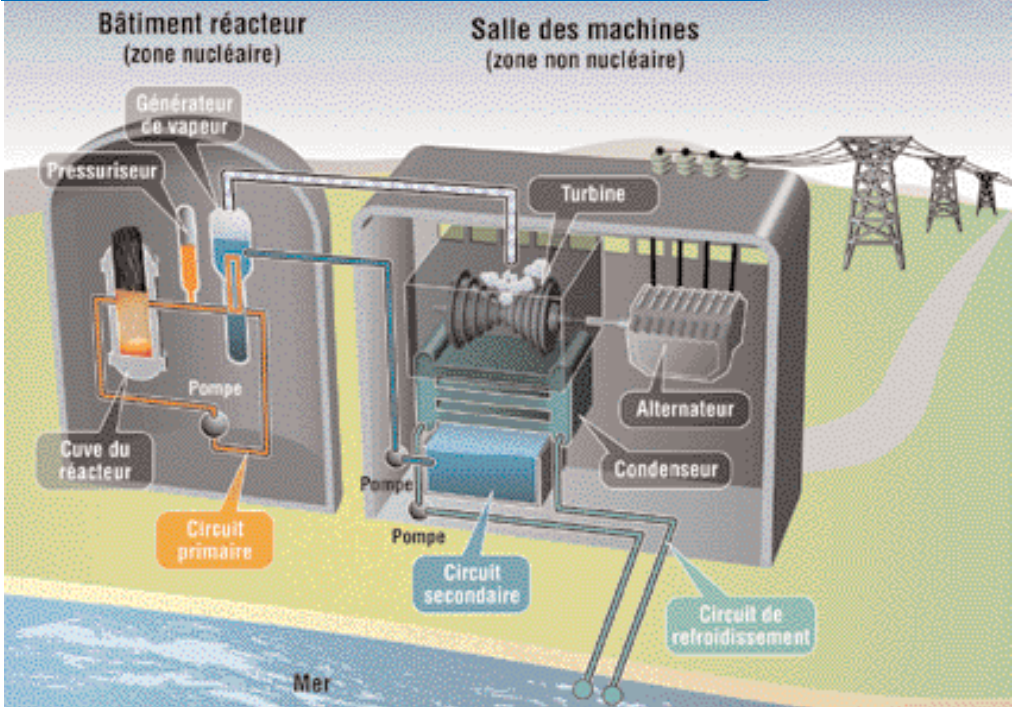


Dans un souci de simplification, ce schéma ne fait pas apparaître ni les produits d'activation ni les produits de fission qui sont les résidus des atomes d'uranium brisés. Ces produits de fission présentent une forte radioactivité et constituent pour leur grande majorité (à l'exception du plutonium qui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

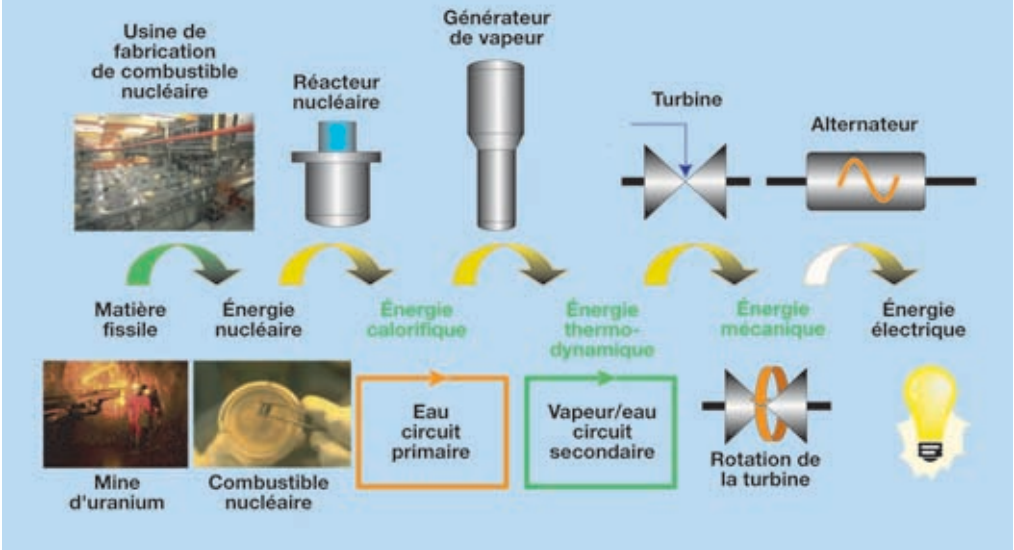
Principe de fonctionnement des centrales nucléaires REP



Source : EDF.

6 ... les centrales électronucléaires

Les différentes étapes de transformation d'énergie dans une centrale électronucléaire



Source : EDF.

L'histoire de la production électronucléaire

Dès la découverte, en 1939, de la réaction en chaîne[1] 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.

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

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

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'approvisionnement 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

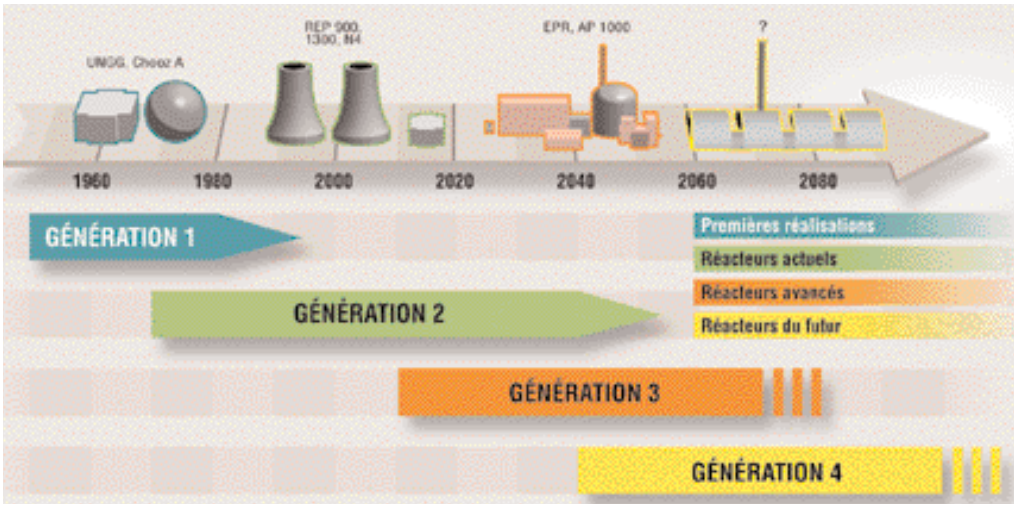
Quelques dates

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 6e 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), 58e 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 ;

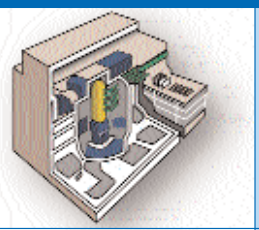
Génération 4 : réacteurs du futur, au stade de la conception théorique ou de prototype.

Les réacteurs de génération 3

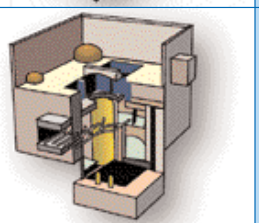
Outre l'EPR, décrit en détail dans le présent dossier, il existe plusieurs modèles de réacteurs de génération 3 proposés par les constructeurs mondiaux.

6 ... les centrales électronucléaires

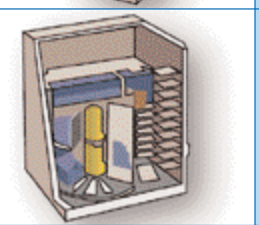
Les réacteurs actuels de génération 3 autres que l'EPR



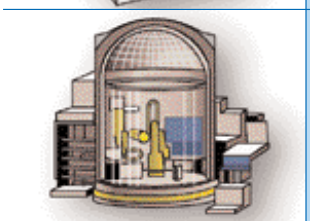
▶ ABWR (1 350 MW)
- Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)
- General Electric + Toshiba + Hitachi
- En construction à Taiwan et 2 unités en service au Japon
- Certifié au Japon et aux USA
- Participation à l'appel d'offres Finlande



▶ ESBWR (1 300 MW)
- Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)
- General Electric (GE)
- En cours de développement, études
- Processus de certification lancé aux USA
- Pas de référence de construction à ce jour

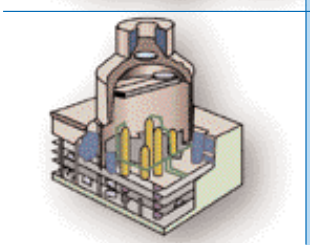


▶ SWR (1 000 MW)
- Technologie : REB (Réacteur à Eau Bouillante)
- Framatome-ANP
- Pas de référence de construction à ce jour



▶ AES 91 (1 000 MW)
- Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)
- Atomstroyexport (Russie)
- En construction en Chine
- Participation à l'appel d'offres Finlande

▶ AES 92 (1 000 MW)
- Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)
- Atomstroyexport (Russie)
- En construction en Inde
- Proche de l'AES 91, avec des systèmes passifs (systèmes de sécurité qui agissent spontanément en cas de besoin et sans électricité)



▶ AP 1000 (1 000 MW)
- Technologie : REP (Réacteur à Eau Pressurisée)
- Westinghouse/BNFL
- Pas de référence de construction à ce jour
- En cours de certification aux USA

Source : EDF.

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

Les réacteurs de génération 4

La 4e génération de réacteurs nucléaires est celle des systèmes du futur, qui succèderont, à terme, aux réacteurs de type EPR de 3e 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[1],
- 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.

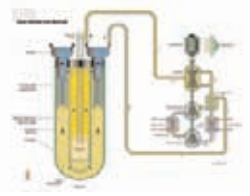
1 État intermédiaire entre l'eau et la vapeur. Cet état se rencontre à de très hautes températures et sous de très fortes pressions. L'eau supercritique présente des propriétés intéressantes pour la production d'électricité à l'aide d'un groupe turbo-alternateur.

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

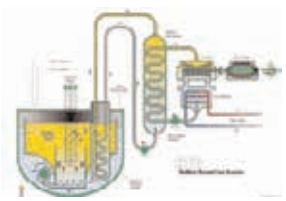
Destiné à produire de l'électricité (1 200 MW)

▶ 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)

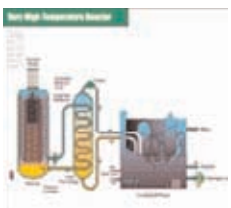
▶ SCWR : Supercritical-Water-Cooled Reactor
- Réacteur à eau légère
- Réacteur non surgénérateur
- Caloporteur et modérateur eau supercritique (eau à 200 bars et 508°C)

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

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

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[1]. 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.

1 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_2

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.

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[1] 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".

1 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.

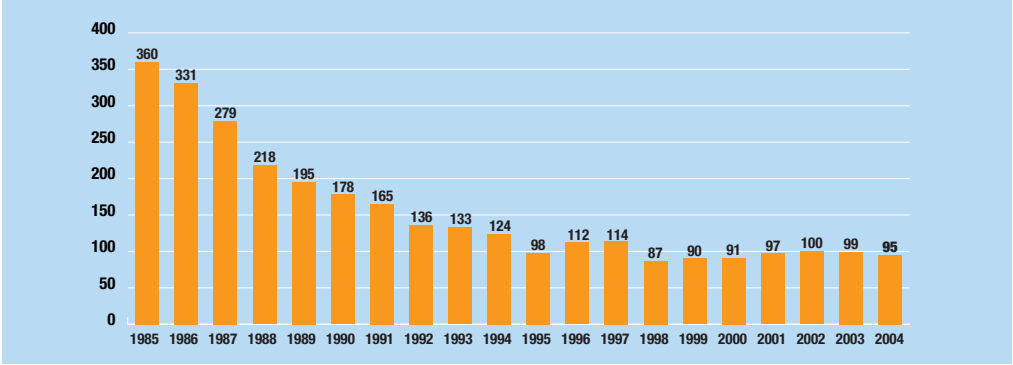
Cette démarche a ainsi permis de réduire d'un facteur 3 le volume de colis de déchets radioactifs de "Faible et Moyenne Activité à Vie Courte" comme le montre le schéma ci-dessous, et qui a atteint son niveau optimum d'environ 95 m³ par an et par unité depuis quelques années.

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 Soulaines dans l'Aube. Opérationnel depuis 1992, ce centre a reçu 150 000 m³ de déchets et dispose d'une capacité d'accueil d'environ 60 ans (1 000 000 m³),
- 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 m³ 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 m³/réacteur



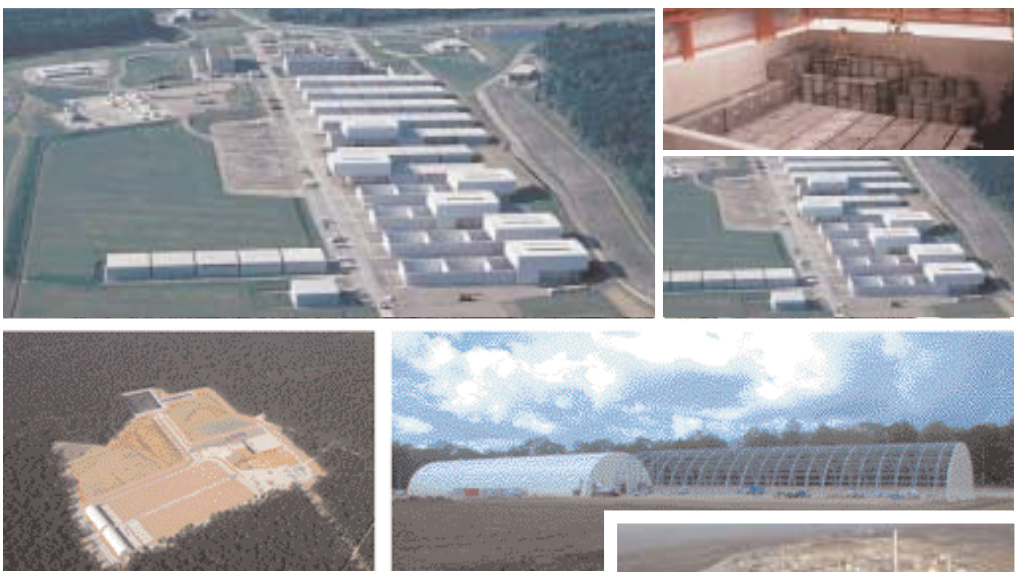
Source : EDF.

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).**

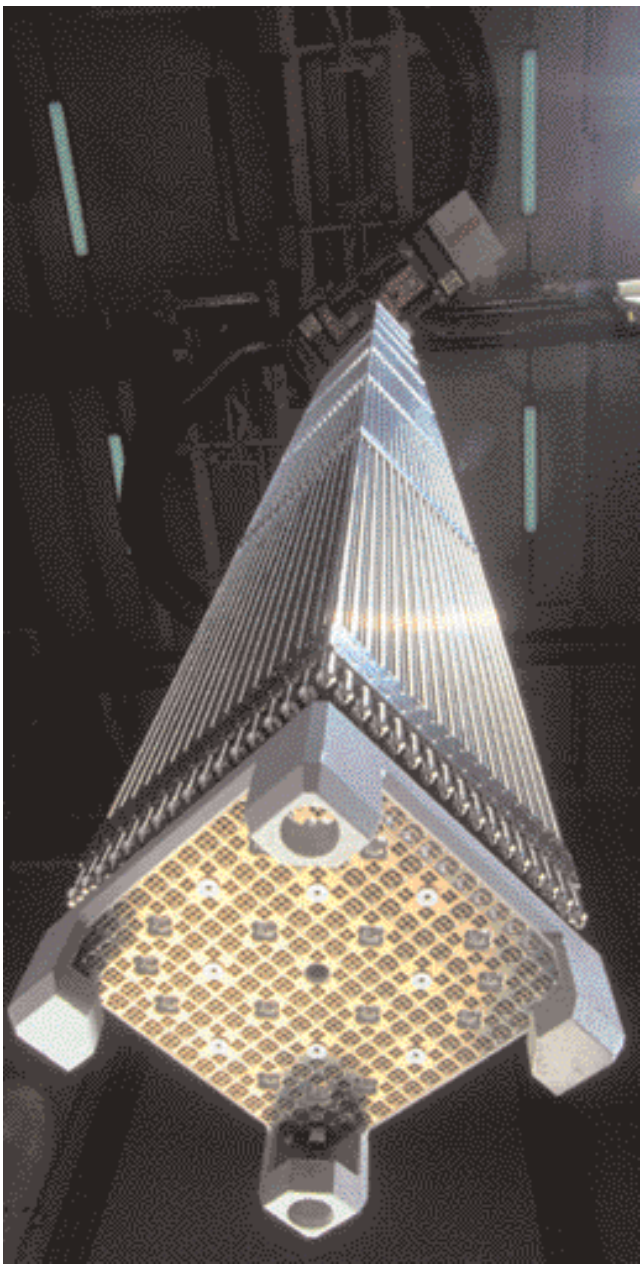
7 ... nucléaire et environnement

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.

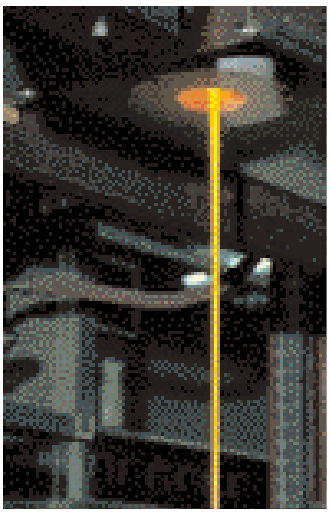
L’entreposage des déchets à vie longue

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.

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



△ 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 Oxyde", 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.

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

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).

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 auditent 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).

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 rénovés 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 sureté périodiques consistant à analyser un certain nombre de sujets techniques permettent de déterminer les modifications éventuelles nécessaires à l'amélioration de la sûreté. Ces réxamens 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
- 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 17e - 01 53 43 53 07
Dépôt légal : en cours - Imprimerie : STIPA

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.

JUILLET 2005

22-30, avenue de Wagram
75382 PARIS Cedex 08 – France
www.edf.fr
SA au capital de 8 129 000 000 euros – 552 081 317 R.C.S. Paris

Direction Production Ingénierie