

**N° 832**  
**ASSEMBLÉE NATIONALE**

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958  
DOUZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la présidence de l'Assemblée nationale  
Le 13 mai 2003

**N° 290**  
**SÉNAT**

SESSION ORDINAIRE DE 2002 - 2003

Annexe au procès-verbal  
de la séance du 14 mai 2003

**OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION  
DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES**

---

**RAPPORT (2<sup>ème</sup> partie)**

sur

**LA DUREE DE VIE DES CENTRALES NUCLEAIRES  
ET LES NOUVEAUX TYPES DE REACTEURS**

par

MM. Christian Bataille et Claude Birraux,  
Députés

Déposé sur le Bureau de l'Assemblée nationale  
par M. Claude BIRRAUX,  
*Président de l'Office*

Déposé sur le Bureau du Sénat  
par M. Henri REVOL,  
*Premier Vice-Président de l'Office*



## **TABLE DES MATIERES**

### **Deuxième partie du rapport**

<i>Introduction</i> .....	7
---------------------------	---

#### **CHAPITRE 1 : LA GESTION DE LA DUREE DE VIE DES CENTRALES, UN ELEMENT ESSENTIEL DE L'OPTIMISATION DU PARC, MAIS UN ELEMENT NON SUFFISANT ..... 9**

<i>I.- L'arrivée à maturité des parcs nucléaires, un phénomène mondial analysé avec des références et des méthodes nationales non totalement identiques</i> .....	9
---	---

1. L'âge des réacteurs et les différentes acceptions du terme suivant le référentiel choisi .....	9
2. Le vieillissement des réacteurs, une notion source de sous-entendus .....	17
3. Durée de vie de conception et durée de l'autorisation d'exploitation .....	19
4. La durée de vie réelle, résultante des paramètres techniques, réglementaires et économiques .....	21

<i>II.- Une robustesse à 30-40 ans en ligne avec les prévisions</i> .....	23
---	----

1. Les phénomènes généraux du vieillissement et les priorités.....	23
2. La diminution des interrogations sur la cuve grâce à l'amélioration des connaissances.....	25
3. Les enceintes de confinement, un problème sous contrôle .....	29
4. L'évolution positive du contrôle-commande .....	30
5. La gestion optimale des composants remplaçables.....	31
6. L'influence du suivi de charge, une question délicate .....	34

<i>III.- La prolongation de la durée de vie, un paramètre économique capital, indissociable des performances d'exploitation</i> .....	39
---	----

1. L'importance économique capitale de la prolongation de la durée de vie .....	40
2. Le problème global et fondamental des performances d'exploitation.....	42

<i>IV.- Des réglementations de la durée de vie devant allier rigueur pour la sûreté et visibilité pour l'investisseur</i> .....	46
---	----

1. L'adéquation de la réglementation française à la structure particulière du parc .....	46
2. Les cas particuliers de la Suède, de l'Allemagne et de la Belgique en raison de leurs programmes de sortie du nucléaire.....	51
3. La convergence des pratiques étrangères et françaises .....	54
4. Les améliorations possibles de la réglementation française vers une visibilité accrue.....	59

<i>V.- L'exigence d'efforts accrus de R&amp;D, d'investissement et d'organisation pour conforter l'objectif de 40 ans de fonctionnement et envisager l'après 40 ans</i> .....	62
---	----

1. Une R&D sur le vieillissement à renforcer .....	62
2. L'investissement de jeunesse, un objectif particulièrement rentable pour l'exploitant et non pas seulement une obligation réglementaire .....	70
3. L'organisation et la valorisation du facteur humain, des priorités de l'exploitant à approfondir encore .....	72
4. La pérennité du secteur nucléaire, une responsabilité collective.....	78

<i>VI.- Extension de la durée de vie et solution de remplacement, deux stratégies complémentaires</i> .....	87
---	----

1. Les inconnues techniques, réglementaires et économiques du prolongement des réacteurs en service.....	87
2. Sans solution de remplacement rapidement disponible, l'inévitable obligation de prolonger les réacteurs au-delà du raisonnable .....	88
3. Vers une gestion différentielle du parc électronucléaire d'EDF ?.....	92

## **Troisième partie du rapport**

**CHAPITRE 2 : L'EPR ET LES AUTRES REACTEURS POUR 2015, UN LIEN ENTRE LES PARCS D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN**

## **Quatrième partie du rapport**

**CHAPITRE 3 : UN IMPORTANT EFFORT DE R&D NECESSAIRE POUR REUSSIR, A L'HORIZON 2035, LA MISE AU POINT DES AUTRES REACTEURS EN PROJET**

## **Cinquième partie du rapport**

**RECOMMANDATIONS**

**EXAMEN DU RAPPORT PAR L'OFFICE**

**COMPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL**

**LISTE DES PERSONNES AUDITIONNEES**

**AUDITION PUBLIQUE DU JEUDI 3 AVRIL 2003**

## **Introduction**

C'est le 6 novembre 2002 que la Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale a saisi l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques d'une étude portant sur « *la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs* ».

Désignés le 20 novembre 2002, vos Rapporteurs ont, selon la procédure de l'Office, élaboré une étude de faisabilité concluant à la possibilité effective de réaliser un rapport sur cette question dans un délai de quelques mois. Après que cette étude ait été adoptée le 4 décembre par l'Office parlementaire, vos Rapporteurs se sont immédiatement mis au travail.

Quelques chiffres pour évaluer quantitativement le travail de préparation du présent rapport : 110 heures d'auditions officielles en France ou à l'étranger, dont une journée d'audition publique, 4 pays étudiés avec de multiples rencontres sur place, Finlande, Suède, Allemagne, Etats-Unis, 180 personnes auditionnées, de nombreuses heures de discussions informelles.

Comme c'est la pratique de plus en plus fréquente à l'Office parlementaire, un comité de pilotage, dont les membres sont ici chaleureusement remerciés, mais dont la responsabilité n'est aucunement engagée par le présent texte, a apporté une aide efficace pour sélectionner les personnalités à auditionner, cerner les questions clés et analyser les informations livrées par les interlocuteurs.

Le texte de la saisine de la Commission des affaires économiques est clair. En conséquence, le présent rapport n'a ni pour objet de peindre le tableau des avantages et des inconvénients de l'électronucléaire ni d'indiquer si la France aurait intérêt, à l'avenir, à réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Le présent rapport a, au contraire, pour objet de répondre à des questions simples mais fondamentales pour la production électrique française.

Quels sont les phénomènes pouvant limiter la durée d'exploitation des centrales nucléaires ? Comment peut-on lutter contre leur vieillissement, à quel prix et dans quelles conditions de sûreté ?

Par ailleurs, si le choix politique est effectué de renouveler notre parc électronucléaire, à quelle date faudra-t-il commencer à le faire ? Quelles seront les technologies disponibles, en prolongement des technologies actuelles, ou au contraire en rupture avec les filières actuellement en service, et à quelle échéance ?

Pour l'exploitant nucléaire national qu'est EDF et pour le service public de l'électricité auquel les Français sont attachés quelle que soit leur appartenance politique, la durée de vie des réacteurs actuellement en service est une question à plusieurs dizaines de milliards d'euros.

L'Office parlementaire a été le premier en 1999 à mettre cette question sur la place publique, une question qui a un impact financier non seulement sur les comptes d'EDF, mais sur aussi le coût de l'électricité dont nous autres consommateurs nous disposons.

Au delà de la situation d'EDF et des marchés de l'électricité, exploiter des réacteurs déjà amortis sur le plan économique et financier sur une durée de 30, 40 ou 50 ans est en vérité loin d'être indifférent pour la compétitivité de l'économie française toute entière.

De même, la France a bâti une industrie nucléaire qui constitue l'un de ses atouts dans la concurrence mondiale, représente une source d'emplois nationaux et sur l'avenir de laquelle nous devons nous pencher afin qu'elle puisse proposer au pays, le moment venu et le cas échéant, des solutions performantes pour notre approvisionnement en énergie.

Le choix d'une technologie de production de l'électricité a toujours été d'une importance critique et d'une grande difficulté. On l'a bien vu dans notre pays à la fin des années 1960, où il a fallu opérer une révision déchirante de nos choix et abandonner la filière graphite-gaz au profit des réacteurs à eau pressurisé. Assurément, la question de la durée de vie des centrales nucléaires mérite toute notre attention.

La France est engagée depuis le début de l'année dans la préparation du projet de loi d'orientation sur l'énergie, prévu par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

S'inscrivant dans le calendrier du débat national organisé par le Gouvernement, le présent rapport de l'Office parlementaire a pour objectif d'apporter une contribution à la réflexion du Parlement et de nos concitoyens sur l'identification des échéances relatives à notre parc électronucléaire et sur le choix des technologies pour son renouvellement.

**CHAPITRE 1 : LA GESTION DE LA DUREE DE VIE DES CENTRALES, UN  
ELEMENT ESSENTIEL DE L'OPTIMISATION DU PARC, MAIS UN ELEMENT  
NON SUFFISANT**

**I.- L'arrivée à maturité des parcs nucléaires, un phénomène mondial  
analysé avec des références et des méthodes nationales non  
totalement identiques**

L'âge moyen des réacteurs nucléaires dans le monde était de 20 ans au début 2003.

Même si, d'une manière générale, les centrales électriques peuvent fonctionner plusieurs dizaines d'années, le vieillissement des parcs électronucléaires devient une question importante dans la plupart des pays concernés.

L'âge moyen n'est pas une donnée suffisante pour apprécier la situation réelle de l'électronucléaire mondial. En effet, certains réacteurs se rapprochent de la fin de la durée de vie pour laquelle ils ont été conçus, d'où la question de leur éventuelle aptitude à voir leur fonctionnement prolongé si nécessaire.

Bien qu'elle possède l'un des parcs électronucléaires de grande taille les plus jeunes du monde, la France est également concernée par le vieillissement des plus anciens de ses réacteurs et doit préparer les décisions qui s'imposent.

**1. L'âge des réacteurs et les différentes acceptions du terme suivant le référentiel  
choisi**

En apparence, l'âge d'un réacteur est une donnée simple à définir, permettant des comparaisons internationales sans ambiguïté. On peut donc établir les âges moyens des parcs électronucléaires des différents pays et déterminer lesquels, étant les plus anciens, méritent l'attention la plus soutenue.

En réalité, pour établir des comparaisons fines entre pays comparables, par exemple la France et les Etats-Unis, il est nécessaire de vérifier les points de départ des périodes analysées, différentes dates, souvent éloignées les unes des autres, pouvant être prises pour référence.

### 1.1. Des pyramides des âges ramassées avec des âges moyens dépassant deux décennies pour le parc mondial

Au début avril 2003, 441 réacteurs nucléaires de production d'électricité étaient en service dans le monde<sup>1</sup>, représentant une puissance installée de 359 MWe.

Près de la moitié de ces réacteurs étaient des réacteurs à eau pressurisée, les réacteurs à eau bouillante représentant moins du quart du total. On trouvera au tableau suivant les différents types de réacteurs, par filière, en service ou en construction.

Tableau 1: Réacteurs nucléaires en service ou en construction début avril 2003

(source : AIEA)

filiale	nb réacteurs en service	puissance installée (MWe)	nb réacteurs en construction	puissance (MWe)
<b>1. Réacteurs refroidis à l'eau ordinaire</b>				
REP (réacteur à eau pressurisée) – PWR (Pressurized Water Reactor)	213	203 068	8	7 681
VVER (WWER – réacteurs à eau pressurisée de conception russe)	50	32 926	10	8 310
REB (réacteur à eau bouillante) BWR (Boiling Water Reactor)	90	78 017	1	1 067
ABWR (Advanced Boiling water Reactor)	2	2 630	4	5 329
<b>2. Réacteurs refroidis à l'eau lourde</b>				
PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor)	35	17 180	9	3 800
<b>3. Réacteurs graphite-gaz</b>				
AGR (Advanced Gas Reactor)	14	8 380	0	0
GCR (Gas Cooled Reactor)	16	2 684	0	0
<b>4. Réacteurs eau-graphite</b>				
LWGR (Light Water Graphite Reactor) dont RBMK	17	12 589	1	925
<b>5. Réacteurs eau ordinaire-eau lourde</b>				
HWLWR - (ATR)	1	148	0	0
<b>6. Réacteurs à neutrons rapides</b>				
Réacteurs à neutrons rapides (RNR) - FBR (Fast Breeder Reactor)	3	1039	0	0
<b>total</b>	<b>441</b>	<b>358 661</b>	<b>33</b>	<b>27 112</b>

En décembre 1942, Enrico Fermi avait réussi à produire la première réaction en chaîne autoentretenu et contrôlée, dans la pile dite Chicago Pile I, installée sous les gradins du stade de football américain de l'université de Chicago.

L'effort de construction des parcs électronucléaires mondiaux a commencé dans sa plus grande partie, à la fin des années 1960.

Ainsi, entre la mise au point de la première pile atomique et l'effort massif mondial de réacteurs électrogènes, il s'est écoulé environ 25 ans.

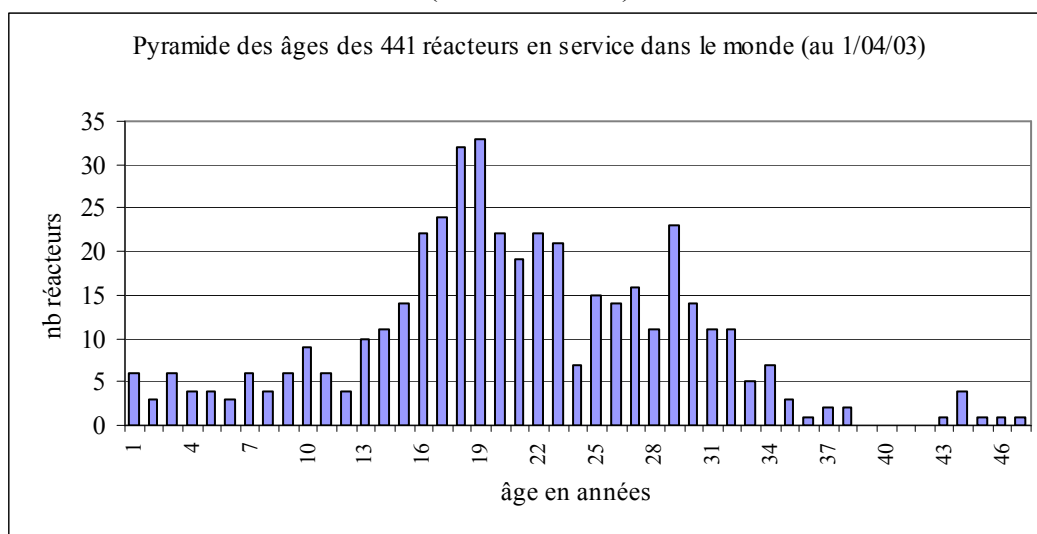
<sup>1</sup> Source : AIEA, 7 avril 2003.



Au début avril 2003, l'âge moyen de l'ensemble des réacteurs du parc mondial s'élevait à un peu plus de 20 ans.

La pyramide des âges des réacteurs électrogènes en service dans le monde laisse apparaître deux pics relatifs correspondant à un redoublement de l'effort d'équipement après le premier choc pétrolier.

Figure 1 : Pyramide des âges du parc électronucléaire mondial au 1/04/03  
(source : AIEA)



En tout état de cause, au début 2003<sup>2</sup> cinquante réacteurs nucléaires avaient plus de 30 ans et huit avaient plus de 40 ans.

Le parc électronucléaire d'EDF est le plus jeune de tous les parcs des grands pays nucléaires, à l'exception de celui de la Chine (voir tableau ci-après).

Tableau 2 : Âge moyen des parcs électronucléaires  
(source : WANO – âge moyen en année calendaire pleine depuis la mise en service industrielle au début avril 2003)<sup>3</sup>

pays	nb de réacteurs en service	âge moyen
Chine	3	8 ans 4 mois
<b>France</b>	<b>58</b>	<b>17 ans 4 mois</b>
Japon	54	18 ans 1 mois
Allemagne	19	21 ans 1 mois
Belgique	7	22 ans 4 mois
Finlande	4	22 ans 6 mois
Etats-Unis d'Amérique	104	22 ans 7 mois
Suède	11	23 ans 5 mois
Royaume Uni	33	30 ans 3 mois
Russie	30	22 ans

<sup>2</sup> au 01/04/03.

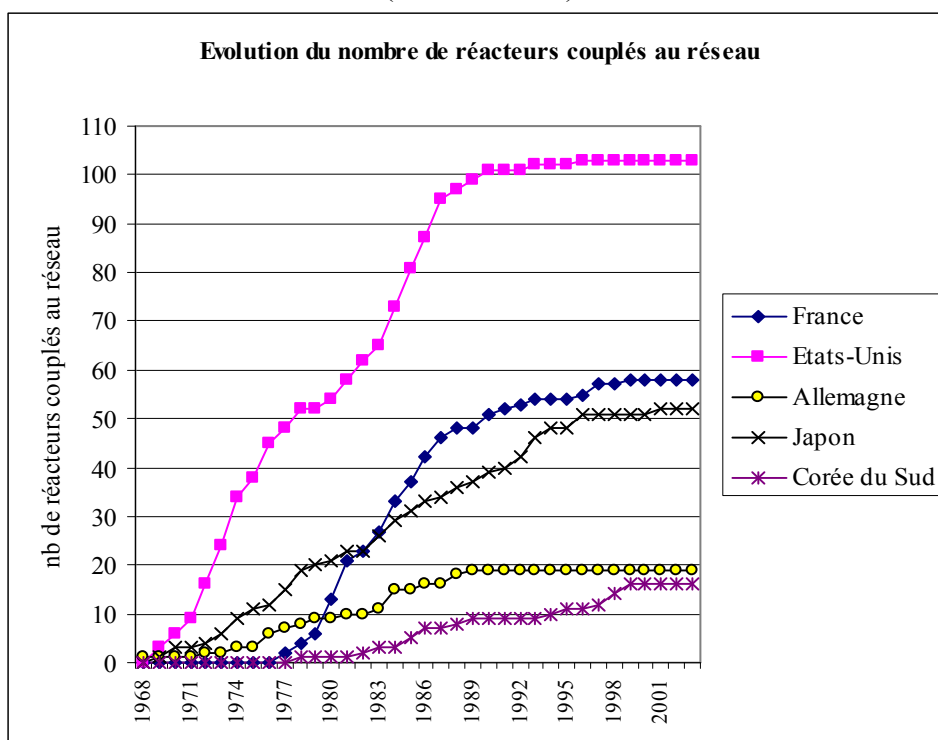
<sup>3</sup> Pour la Russie, source : service nucléaire, ambassade de France à Moscou.

En Russie, l'âge des 30 tranches en exploitation était au début 2003 de 22 ans en moyenne, avec un noyau important de réacteurs anciennement exploités. Ainsi les deux premières tranches RBMK de la centrale de « *Leningrad* » ont 29 et 27 ans, les deux premières tranches RBMK de la centrale Koursk ont 26 et 23 ans. Quant aux 4 premiers VVER, qui ont été implantés à Kola et Novo Voronej, leur âge approche ou dépasse 30 années.

Les principaux pays nucléaires ont, pour la plupart, réalisé leur effort d'équipement dans une période de temps extrêmement limitée, ce qui a supposé des efforts industriels massifs.

Figure 2 : Évolution du nombre total de réacteurs électronucléaires couplés au réseau en France, aux Etats-Unis, en Allemagne, au Japon et en Corée du Sud

(source : CEA)



Ainsi, en France, l'année 1981 a vu le couplage au réseau de 8 tranches, l'année 1980 de 7 tranches et l'année 1984 de 6 tranches. En proportion, cet effort est plus massif que celui des Etats-Unis, qui en 1974 ont couplé 10 tranches au réseau et ont connu 4 années avec couplage de 8 tranches (1973, 1984, 1985 et 1987).

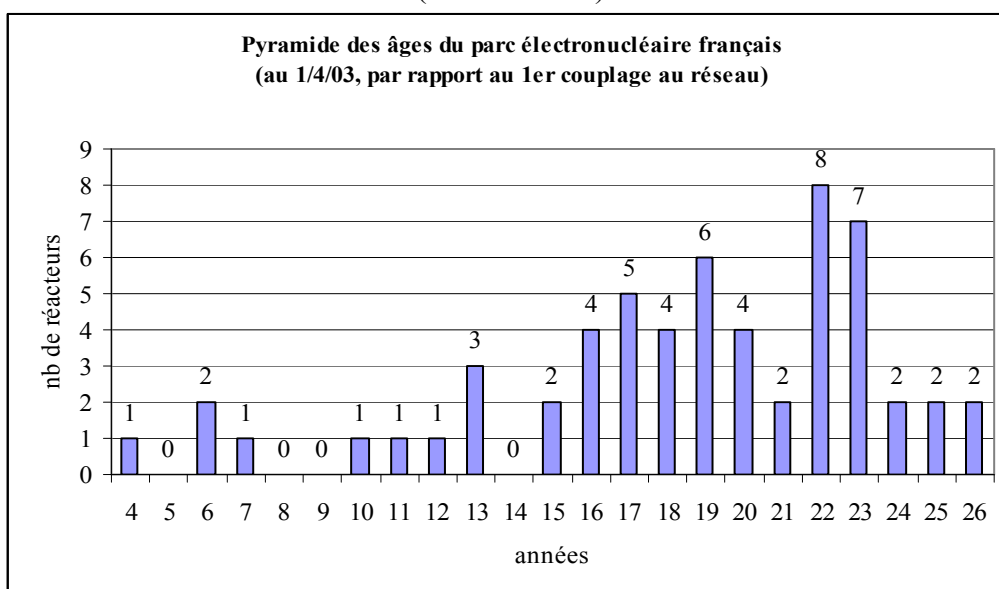
Les autres pays ont, pour leur part, bâti leur parc plus progressivement, en particulier le Japon, l'Allemagne et la Corée du Sud.

## 1.2. Un âge moyen de 17 ans pour le parc EDF, avec plusieurs réacteurs s'approchant des 30 années de fonctionnement

Suite à l'effort intensif et exceptionnel effectué tant par le constructeur national Framatome que par l'architecte industriel et exploitant EDF, la France s'est dotée, entre 1980 et 1990, soit en onze années, de 45 réacteurs couplés au réseau, représentant plus des trois quart de son parc actuellement en fonctionnement.

Il n'est donc pas étonnant que la pyramide des âges du parc d'EDF soit ramassée, ainsi que le montre la figure suivante.

Figure 3 : Pyramide des âges du parc électronucléaire d'EDF, au 1<sup>er</sup> avril 2003  
(source : EDF)



L'âge moyen du parc électronucléaire d'EDF était de 17 ans 6 mois, au début 2003<sup>4, 5</sup>.

Pour autant, 23 réacteurs d'EDF ont dépassé l'âge de 20 ans. Les deux réacteurs de Fessenheim et les deux de Bugey égalent ou dépassent les 25 années de fonctionnement.

On trouvera au tableau suivant les caractéristiques détaillées des réacteurs d'EDF au regard de leurs principales dates de construction, de mise en service et de visites décennales.

<sup>4</sup> 11/04/03.

<sup>5</sup> Âge à partir de la mise en service industriel.

Tableau 3 : Caractéristiques du parc électronucléaire d'EDF (source : EDF)

CNPE	N° Tranche	Premiers bétons	1ere Divergence	1er Couplage	MSI	Palier	Pcn (MW)	EHY n°0	Date premier chargement	EHY n°1 VC	EHY n°2 1ère VD	EHY n°3 2ème VD
<b>Blayais</b>	1	01/01/1977	01/05/1981	12/06/1981	01/12/1981	CP1	910	03/07/1980	07/02/1981	09/03/1983	29/09/1992	04/01/2003
	2	01/01/1977	01/06/1982	17/07/1982	01/02/1983	CP1	910	23/07/1981	31/01/1982	28/09/1983	29/04/1993	03/05/2003
	3	01/04/1978	01/07/1983	17/08/1983	14/11/1983	CP1	910	07/10/1982	09/04/1983	19/11/1984	12/08/1994	été 2004
	4	01/04/1978	01/05/1983	16/05/1983	01/10/1983	CP1	910	12/07/1982	22/02/1983	19/06/1984	20/04/1995	été 2005
<b>Bugey</b>	2	01/11/1972	01/04/1978	10/05/1978	01/03/1979	CP0	910	07/04/1977	23/01/1978	14/08/1980	08/01/1990	26/10/2000
	3	01/09/1973	01/08/1978	21/09/1978	01/03/1979	CP0	910	22/09/1977	22/06/1978	12/04/1981	23/09/1991	19/07/2002
	4	01/06/1974	01/02/1979	08/03/1979	01/07/1979	CP0	880	29/06/1978	05/01/1979	13/09/1980	30/09/1990	26/07/2001
	5	01/07/1974	01/07/1979	31/07/1979	03/01/1980	CP0	880	20/10/1978	05/06/1979	07/03/1981	29/03/1991	16/11/2001
<b>Chinon B</b>	1	01/03/1977	01/10/1982	30/11/1982	01/02/1984	CP2	905	19/06/1981	03/05/1982	26/06/1984	01/04/1994	21/06/2003
	2	01/03/1977	01/09/1983	29/11/1983	01/08/1984	CP2	905	16/12/1981	29/07/1983	01/08/1985	15/07/1996	été 2006
	3	01/10/1980	01/09/1986	20/10/1986	04/03/1987	CP2	905	10/12/1985	06/07/1986	01/08/1988	02/08/1999	
	4	01/02/1981	01/10/1987	14/11/1987	01/04/1988	CP2	905	23/09/1986	06/07/1987	25/08/1989	14/02/2000	
<b>Cruas</b>	1	01/08/1978	01/04/1983	29/04/1983	02/04/1984	CP2	915	24/08/1982	28/01/1983	06/05/1985	17/07/1995	printemps 2005
	2	15/11/1978	01/08/1984	06/09/1984	01/04/1985	CP2	915	03/12/1982	23/09/1983	11/05/1987	16/05/1997	été 2007
	3	15/04/1979	01/04/1984	14/05/1984	10/09/1984	CP2	915	31/05/1983	14/01/1984	17/08/1985	24/06/1994	printemps 2004
	4	01/10/1979	01/10/1984	27/10/1984	11/02/1985	CP2	915	24/11/1983	30/07/1984	26/04/1986	28/06/1996	été 2006
<b>Dampierre</b>	1	01/02/1975	01/03/1980	23/03/1980	10/09/1980	CP1	890	14/02/1979	15/11/1979	26/08/1981	30/05/1990	22/01/2001
	2	01/04/1975	01/12/1980	10/12/1980	16/02/1981	CP1	890	26/11/1979	28/10/1980	06/04/1982	06/09/1991	08/11/2002
	3	01/09/1975	01/01/1981	30/01/1981	27/05/1981	CP1	890	06/06/1980	12/12/1980	08/07/1982	19/05/1992	17/05/2003
	4	01/12/1975	01/08/1981	18/08/1981	20/11/1981	CP1	890	04/12/1980	23/06/1981	24/03/1983	06/04/1993	printemps 2004
<b>Fessenheim</b>	1	01/09/1971	01/03/1977	06/04/1977	01/01/1978	CP0	880	12/03/1976	13/12/1976	04/04/1979	01/07/1989	28/11/1999
	2	01/02/1972	01/06/1977	07/10/1977	01/04/1978	CP0	880	06/10/1976	28/03/1977	04/08/1979	25/04/1990	23/08/2000
<b>Gravelines</b>	1	01/02/1975	01/02/1980	13/03/1980	25/11/1980	CP1	910	08/11/1978	25/10/1979	15/10/1981	09/11/1990	02/07/2001
	2	01/03/1975	01/08/1980	26/08/1980	01/12/1980	CP1	910	12/07/1979	15/06/1980	14/05/1982	14/08/1991	09/05/2002
	3	01/12/1975	01/11/1980	12/12/1980	01/06/1981	CP1	910	06/03/1980	17/10/1980	22/07/1982	22/07/1992	19/01/2002
	4	01/04/1976	01/05/1981	14/06/1981	01/10/1981	CP1	910	18/11/1980	25/04/1981	07/02/1983	07/02/1993	19/07/2003
	5	01/10/1979	01/08/1984	28/08/1984	15/01/1985	CP1	910	24/11/1983	11/06/1984	25/02/1986	04/10/1996	printemps 2006
	6	01/10/1979	01/07/1985	01/08/1985	25/10/1985	CP1	910	18/10/1984	30/05/1985	18/09/1986	03/06/1997	automne 2007
<b>St Laurent</b>	1	01/05/1976	01/01/1981	21/01/1981	01/08/1983	CP2	915	07/02/1980	18/10/1980	22/05/1984	23/10/1995	printemps 2005
	2	01/07/1976	01/05/1981	01/06/1981	01/08/1983	CP2	915	13/08/1980	20/02/1981	30/09/1983	15/03/1993	20/09/2003
<b>Tricastin</b>	1	01/11/1974	01/02/1980	31/05/1980	01/12/1980	CP1	915	02/11/1978	07/11/1979	24/09/1981	02/08/1990	08/02/1999
	2	01/12/1974	01/07/1980	07/08/1980	01/12/1980	CP1	915	12/06/1979	25/05/1980	17/02/1982	14/03/1991	23/08/2000
	3	01/04/1975	01/11/1980	10/02/1981	11/05/1981	CP1	915	18/04/1980	17/10/1980	22/06/1982	10/07/1992	28/12/2001
	4	01/05/1975	01/05/1981	12/06/1981	01/11/1981	CP1	915	21/10/1980	24/04/1981	25/10/1982	22/12/1992	22/05/2004

CNPE	N° Tranche	Premiers bétons	1ere Divergence	1er Couplage	MSI	Palier	Pcn (MW)	EHY n°0	Date premier chargt	EHY n°1 VC	EHY n°2 1eme VD	EHY n°3 2ème VD
Belleville	1	01/05/1980	01/09/1987	14/10/1987	01/06/1988	P'4	1310	16/10/1986	26/06/1987	27/07/1989	12/04/2000	
	2	01/08/1980	01/05/1988	06/07/1988	01/01/1989	P'4	1310	09/07/1987	09/02/1988	06/04/1990	26/07/1999	
Cattenom	1	29/10/1979	01/10/1986	13/11/1986	01/04/1987	P'4	1300	12/12/1985	12/07/1986	10/05/1988	08/12/1997	été 2006
	2	28/07/1980	01/08/1987	17/09/1987	01/02/1988	P'4	1300	29/07/1986	16/05/1987	31/03/1989	23/06/1998	
	3	15/06/1982	01/02/1990	06/07/1990	01/02/1991	P'4	1300	10/06/1988	30/10/1989	19/02/1992	30/03/2001	
	4	28/09/1983	01/05/1991	27/05/1991	01/01/1992	P'4	1300	10/05/1990	13/02/1991	19/12/1992	29/03/2003	
Flamanville	1	01/12/1979	01/09/1985	04/12/1985	01/12/1986	HP4P'4	1330	02/10/1984	24/05/1985	01/07/1987	25/09/1997	hiver 2007
	2	01/05/1980	01/06/1986	18/07/1986	09/03/1987	HP4P'4	1330	03/09/1985	11/04/1986	01/04/1988	13/03/1998	
Golfech	1	17/11/1982	01/04/1990	07/06/1990	01/02/1991	P'4	1310	23/03/1989	12/12/1989	02/03/1992	19/04/2001	
	2	01/10/1984	01/05/1993	18/06/1993	04/03/1994	P'4	1310	28/02/1992	17/02/1993	12/05/1995	été 2004	
Nogent	1	26/05/1981	01/09/1987	20/10/1987	24/02/1988	P'4	1310	10/12/1986	07/07/1987	14/05/1989	30/09/1998	
	2	01/01/1982	01/10/1988	14/12/1988	01/05/1989	P'4	1310	15/12/1987	26/07/1988	24/06/1990	03/03/1999	
Paluel	1	15/08/1977	01/05/1984	22/06/1984	01/12/1985	P4	1330	15/02/1984	29/12/1983	29/08/1986	21/07/1996	printemps 2006
	2	01/01/1978	01/08/1984	14/09/1984	01/12/1985	P4	1330	16/06/1983	27/05/1984	14/05/1986	27/07/1995	été 2005
	3	01/02/1979	01/08/1985	30/09/1985	01/02/1986	P4	1330	02/08/1984	15/04/1985	07/12/1986	31/01/1997	Automne 2006
	4	01/02/1980	01/03/1986	11/04/1986	01/06/1986	P4	1330	05/09/1985	22/02/1986	02/09/1988	10/08/1998	
Penly	1	01/09/1982	01/04/1990	04/05/1990	01/12/1990	P'4	1330	26/01/1989	23/11/1989	19/06/1992	16/05/2002	
	2	01/08/1984	01/01/1992	04/02/1992	01/11/1992	P'4	1330	08/01/1991	10/10/1991	30/06/1993	printemps 2004	
St Alban	1	29/01/1979	01/08/1985	30/08/1985	01/05/1986	HP4P'4	1335	19/04/1984	07/03/1985	02/05/1987	08/09/1997	Automne 2007
	2	31/07/1979	01/06/1986	03/07/1986	01/03/1987	HP4P'4	1335	21/05/1985	20/03/1986	15/06/1988	26/04/1998	
Chooz B	1	01/01/1984	01/07/1996	30/08/1996	15/05/2000	N4	1455	30/03/1994	03/11/1995	10/11/1999		
	2	31/12/1985	01/03/1997	10/04/1997	29/09/2000	N4	1455	01/09/1994	03/09/1996	02/06/2000		
Civaux	1	15/10/1988	01/11/1997	24/12/1997	29/01/2002	N4	1495	20/06/1996	18/09/1997	03/05/2001		
	2	01/04/1991	01/11/1999	24/12/1999	23/04/2002	N4	1495	17/12/1997	01/06/1999	27/12/2001		

**Glossaire:**

PCN: Puissance Continue Nette (MW) - EHY: Épreuve hydraulique du circuit primaire - MSI: Mise en Service Industriel - VC: Visite complète - VD: Visite Décennale

**Date prise en compte pour réaliser les visites décennales:** Ces visites sont demandées par la réglementation française des appareils à pression (loi de 1926 et décret de 1974 lié aux installations nucléaires.

La date qui conditionne une visite décennale est celle de l'épreuve hydraulique du circuit sous pression (EHY). Une EHY n° 0 est faite avant d'installer la première recharge de combustible. A la fin du premier cycle d'usure de ce combustible, une visite compète (VC) est réalisée au cours de laquelle une nouvelle épreuve hydraulique est effectuée (EHY n° 1). La date de cette EHY n° 1 conditionne la visite décennale à venir. Lors de cette VD une nouvelle EHY doit être faite, qui, à son tour, reconditionne la programmation de la VD suivante. Ceci se fait conformément aux réglementations en vigueur sous le contrôle de l'autorité de sûreté et de la DRIRE concernée.

### 1.3. Des dates de référence souvent différentes

Pour calculer l'âge d'un réacteur nucléaire, plusieurs dates peuvent être prises pour référence, avec des conséquences naturellement variables sur le résultat.

Pour calculer l'âge des réacteurs d'EDF, l'on peut ainsi utiliser la date du ***premier couplage au réseau***, date qui correspond à la première production d'électricité dans des proportions telles que la puissance doit être évacuée à l'extérieur de la centrale. Dans ces conditions, l'âge moyen du parc électronucléaire d'EDF s'établissait au début 2003<sup>6</sup> à 18 ans 2 mois.

On peut au contraire prendre comme date de référence, la ***date de mise en service industriel***, postérieure au premier couplage, qui correspond alors à une régularité industrielle de fonctionnement après une période de mise au point. L'âge moyen du parc EDF est alors égal à 17 ans 4 mois.

Alors que pour les paliers CPY et P4-P'4 la durée de cette période de mise au point a rarement dépassé l'année, cela n'a pas été le cas pour le palier N4, pour lequel il a pu s'écouler entre 2 ans (Civaux 2) et 4 ans (Civaux 1) entre le premier couplage au réseau et la mise en service industriel.

Il semble, en tout état de cause, que les deux dates de premier couplage au réseau ou de mise en service industriel correspondent au démarrage de processus de vieillissement des matériaux et des matériels.

Toutefois, une autre référence peut également être prise, en particulier la date de démarrage des travaux ou ***date du premier béton***. C'est notamment le cas aux Etats-Unis dans la réglementation relative à la licence d'exploitation. On trouvera au tableau suivant la comparaison des différents âges moyens des principaux selon la date de référence.

---

<sup>6</sup> au 01/04/03.

Tableau 4 : Comparaison des âges moyens des tranches nucléaires opérationnelles en 2002, à la date du 11 avril 2003  
(source : AIEA – EDF)

<i>Pays</i>	<i>Nb réacteurs</i>	<i>Âge moyen depuis le 1er béton</i>	<i>Âge moyen depuis le couplage</i>	<i>Âge moyen depuis la MSI</i>
Allemagne	19	28 ans 10 mois	22 ans 4 mois	21 ans 10 mois
Belgique	7	28 ans 10 mois	23 ans	22 ans 7 mois
Chine	7	10 ans 2 mois	4 ans 8 mois	4 ans 2 mois
Etats-Unis d'Amérique	104	32 ans 3 mois	27 ans 11 mois	27 ans 6 mois
Finlande	4	29 ans 10 mois	23 ans 4 mois	22 ans 11 mois
<b>France<sup>7</sup></b>	<b>59</b>	<b>24 ans 7 mois</b>	<b>18 ans 4 mois</b>	<b>17 ans 6 mois</b>
Japon	53	23 ans 5 mois	19 ans 5 mois	18 ans 8 mois
Royaume-Uni	31	37 ans 9 mois	29 ans 10 mois	28 ans 9 mois
Suède	11	30 ans 2 mois	24 ans 4 mois	23 ans 8 mois

En tout état de cause, la réglementation américaine prévoit l'octroi pour chaque réacteur d'une licence d'exploitation de 40 ans, renouvelable pour 20 ans. Ces durées n'ont pas d'équivalent dans la plupart des autres pays nucléaires.

Mais, comme la date de référence pour la réglementation américaine est celle de coulée du premier béton, l'étendue couverte par l'autorisation initiale correspond à une durée de fonctionnement effectif largement inférieure.

## **2. Le vieillissement des réacteurs, une notion source de sous-entendus**

Appliquée à un équipement industriel, la notion de vieillissement correspond à un changement progressif qui résulte du temps ou de l'utilisation.

Il convient de distinguer les phénomènes de leurs conséquences, tant le sous-entendu de la notion de vieillissement est négatif.

### **2.1. Le vieillissement des réacteurs, un phénomène aux causes multiples**

Dans le cas d'installations industrielles, le *vieillessement* résulte le plus souvent de *processus physiques ou chimiques*. A titre d'exemple, le métal peut fatiguer et voir ses caractéristiques techniques s'altérer, par exemple, par des phénomènes d'usure mécanique, ou bien en raison de l'irradiation par des neutrons, ou encore sous l'action de chocs thermiques ou bien enfin du fait de la corrosion par des impuretés chimiques.

Mais le vieillissement peut aussi provenir de *causes non physiques*. Une installation peut voir ses performances amoindries ou son fonctionnement rendu impossible du fait de l'absence de pièces de rechange qualifiées voire de l'inexistence d'une main d'oeuvre apte à l'entretenir ou à la piloter. On peut également constater le

---

<sup>7</sup> EDF + CEA (Phénix)

vieillessement d'une installation lorsque la mise en place de nouveaux composants matériels ou logiciels entraîne une incompatibilité avec des composants plus anciens.

Le vieillissement d'une installation peut enfin être un phénomène totalement extérieur à l'installation, occasionné par un changement de l'environnement physique ou réglementaire, en l'espèce un changement du *référentiel de sûreté*. C'est alors la perception de l'installation qui est modifiée et non pas ses performances intrinsèques.

En tout état de cause, le vieillissement doit être distingué de l'*obsolescence* technique, qui a pour effet qu'un équipement ancien est dépassé par un nouvel équipement qui, non seulement, remplit la même fonction avec des performances meilleures, mais fournit le plus souvent d'autres services.

## 2.2. Le vieillissement, une notion liée à celle de marges de sécurité

Le vieillissement est une notion le plus souvent connotée négativement en matière de performance.

S'agissant d'installations industrielles, les phénomènes de vieillissement sont le plus souvent considérés comme altérant les résultats d'exploitation du fait d'une dégradation des matériels et de leurs fonctionnalités.

Pourtant, il peut arriver que la notion de rodage, si elle s'applique de moins en moins aux composants matériels, compte tenu de la précision de la formulation des matériaux et des usinages, puisse s'appliquer au *facteur humain*, les équipes de conduite et de maintenance pouvant améliorer leur performance avec le temps.

Autre élément devant être pris en considération, chacun des composants d'une centrale nucléaire est conçu avec des *marges de sécurité* importantes. Si, pendant un cycle d'exploitation, les marges de sécurité ne risquent pas d'être consommées, l'installation peut être considérée comme aussi sûre qu'elle l'était à l'état initial.

Une analogie peut être faite avec les équipements de sécurité que constituent les pneus d'un véhicule automobile. Tant que les témoins d'usure excessive n'apparaissent pas à sa surface, on peut supposer qu'un pneu usagé égale en performance et en sécurité un pneu neuf. La condition en est toutefois que le témoin d'usure prenne en compte la totalité des phénomènes en cause, c'est-à-dire non seulement la perte de matière due au roulement, mais aussi la fatigue enregistrée par la carcasse du pneu.

En définitive, toute la question est donc d'estimer la *cinétique de consommation des marges de sécurité* pendant un cycle d'utilisation. Comme les composants d'une centrale nucléaire sont conçus avec des marges de sécurité, il est nécessaire de déterminer dans quelle mesure ces marges sont entamées et à quelle vitesse lors d'une campagne de production.



Aussi simples soient-elles, ces notions peuvent en réalité être à la source de nombreux *débats* entre un exploitant et une autorité de sûreté et son appui technique.

Fort de la connaissance de ses installations, l'exploitant a tendance à accorder la plus grande confiance aux marges de sécurité calculées et le plus souvent vérifiées par la mesure. Au contraire, l'autorité de sûreté et son appui technique seront volontiers désireux de se prémunir contre une consommation plus rapide qu'attendu des marges de sécurité qu'une appréciation erronée des cinétiques de dégradation pourrait entraîner.

### **3. Durée de vie de conception et durée de l'autorisation d'exploitation**

Lorsqu'un composant industriel ou même une installation industrielle est conçu, c'est pour une durée d'utilisation donnée autant qu'on puisse la prévoir, compte tenu de l'état des connaissances. Liée à l'état de l'art, cette durée est dite *durée de vie de conception*.

A titre d'exemple, les centrales électronucléaires d'EDF ont été construites pour une certaine durée de vie de conception, compte tenu des matériels employés et des modes d'utilisation envisagés. La durée de vie de conception des équipements les plus importants des centrales nucléaires actuellement en service est estimée à 40 ans.

Grâce à l'expérience acquise avec les réacteurs actuellement en service, grâce aux progrès technologiques effectués depuis lors et au nouveau dimensionnement de certains équipements, le projet de réacteur franco-allemand à eau pressurisée EPR (European Pressurized water Reactor) est conçu pour fonctionner 60 ans au minimum.

Constituant une notion théorique ou d'anticipation, la durée de vie de conception ne peut évidemment être prise comme base d'une réglementation de sûreté qui recourt au contraire à la notion de *durée d'autorisation de fonctionnement*.

En France, il n'existe *pas de limitation de la durée de vie* dans le décret d'autorisation de création d'une installation nucléaire.

Le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires, s'il ne prévoit pas de limite de durée, indique en revanche qu'un réexamen de sûreté peut être demandé par l'autorité de sûreté, ce qu'elle décide en pratique pour chaque réacteur au terme de périodes de 10 années de fonctionnement. Ainsi, des rendez-vous réglementaires périodiques sont fixés sous la forme de visites décennales et de réexamens de sûreté associés.

Suivant le pays considéré, l'autorité de sûreté octroie des autorisations de fonctionnement plus ou moins longues, qui ne constituent jamais un « *chèque en blanc* », puisqu'à l'occasion d'inspections inopinées ou programmées à des échéances plus ou moins longues, le fonctionnement de l'installation peut toujours être interrompu en cas d'écart par rapport aux normes de sûreté.

Le tableau suivant présente les différents types d'autorisation de fonctionnement tels qu'ils existent dans les principaux pays nucléaires.

Tableau 5 : Durée de vie de conception et durée d'autorisation de fonctionnement selon les pays  
(source : AEN OCDE)

Pays	Type d'autorisation de fonctionnement	Mesures de contrôle	Reuves de sûreté périodiques (PSR)
France	Pas de limite a priori de durée d'exploitation – vie entière	- contrôle permanent et revues de sûreté par inspections - évaluations de sûreté approfondies sur décision de l'autorité de sûreté	- tous les 10 ans, en liaison avec le programme décennal d'arrêt pour maintenance
Allemagne	32 ans en moyenne depuis l'adoption du programme d'abandon progressif du nucléaire (en réalité limitation de la quantité restant à produire)	- contrôle permanent et revues de sûreté par inspections - revues de sûreté exhaustives	- tous les 10 ans
Japon	Vie entière	- contrôle permanent et revues de sûreté par inspections (inspection des composants critiques pour la sûreté tous les 13 mois) - revues de sûreté concentrées sur le vieillissement de l'installation	- pas de revue périodique de sûreté exhaustive mais revues focalisées effectuées tous les 10 ans
Corée du Sud	Vie entière	- contrôle permanent et revues de sûreté par inspections - obligation du bénéficiaire de l'autorisation de maintenir les exigences de sûreté initiales - revues de sûreté exhaustive	tous les 10 ans
Suède	Vie entière	- contrôle permanent et revues de sûreté par inspections - revues de sûreté exhaustives	tous les 10 ans
Etats-Unis	Durée d'autorisation initiale fixée à 40 ans – possibilité d'obtenir un renouvellement de l'autorisation pour 20 ans	- évaluation permanente de performance - obligation de maintenir les exigences de sûreté initiales	non requises

A l'exception des Etats-Unis qui fixent deux butoirs pour les durées d'exploitation – 40 ans puis 20 ans -, la totalité des pays nucléaires ne se prononcent pas dans leur réglementation sur la durée maximale d'exploitation, mais délivrent au contraire des autorisations pour 10 années renouvelables, sous réserve que les examens de sûreté qui sont réalisés à l'issue de chaque période donnent des résultats satisfaisants.

Au-delà des questions réglementaires, il est clair que la durée d'exploitation d'une installation dépend de sa rentabilité, d'où la notion de durée de vie pratique.

#### **4. La durée de vie réelle, résultante des paramètres techniques, réglementaires et économiques**

Dans son acception commune, la durée de vie d'une installation est entendue comme sa période de fonctionnement. Pour désigner cette période de fonctionnement, il conviendrait plutôt de parler de durée d'exploitation, mais l'usage a imposé l'expression « *durée de vie* ».

La durée de vie entendue ainsi est en fait la résultante de trois types de considérations, techniques, réglementaires et économiques.

Le vieillissement d'une installation industrielle entraîne le plus souvent des opérations de maintenance ou de rénovation qui ont un coût que l'on peut déterminer avec une marge d'erreur plus ou moins grande.

Les exigences de sûreté peuvent également conduire non seulement à restaurer le niveau de sûreté de l'installation par rapport à son niveau initial, mais aussi à l'augmenter par rapport à ce dernier, en réévaluant le référentiel de sûreté.

S'il est possible de substituer de nouveaux composants aux anciens, le remplacement se fait avec des délais, des contraintes et finalement un coût qui peut être comparé à celui d'une installation neuve, nucléaire ou non. Dans le cas des réacteurs nucléaires, il faut également que des solutions soient disponibles pour l'entreposage ou le stockage des déchets radioactifs issus du démantèlement qui suivrait l'arrêt de l'exploitation.

Une décision peut alors être prise de moderniser ou non l'installation initiale, ce qui détermine finalement la durée de vie.

Les Etats-Unis, qui ont mis en place une déréglementation partielle de leurs marchés de l'électricité, fournissent l'exemple type de la prise en compte des paramètres de coûts et de rentabilité dans la durée de vie réelle d'une centrale nucléaire.

Avec la libéralisation partielle du marché de l'électricité, les Etats-Unis ont soumis le secteur de la production d'électricité à la concurrence qui s'exerce non seulement entre compagnies, mais aussi entre filières. Simultanément, l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la NRC a réformé ses procédures de renouvellement de licence (« *licence renewal* »), en vue de l'obtention d'une prolongation de 20 ans de la licence initiale de 40 ans.

Un exploitant nucléaire souhaitant prolonger l'exploitation d'un réacteur doit faire face à deux types de coûts.

Le premier coût correspond à celui de la constitution du dossier en interne et de son instruction par la NRC. Une compagnie de petite taille élabore son dossier en recourant à des cabinets de conseil externes alors qu'une compagnie de taille suffisante le prépare en interne.

S'agissant de l'intervention de la NRC, le coût d'instruction de chaque dossier déposé en avril 1998 s'est élevé à 35 millions \$ pour les réacteurs de Calvert Cliffs 1 & 2 exploités par la société Baltimore Gas & Electric. Depuis lors, le prix facturé par la NRC s'élève à 10 millions \$.

A ce coût administratif s'ajoutent des coûts d'investissements, beaucoup plus importants, indispensables tant du point de la sûreté que sur celui de la performance économique requise pour prolonger la durée d'exploitation de 20 ans. En outre, l'exploitant doit faire face aux pertes d'exploitation liées à la non production pendant les interventions lourdes nécessitant l'arrêt du réacteur.

Selon la NRC, ces investissements de modernisation réalisés dans la perspective d'une prolongation de licence s'élèvent à 200-300 millions \$ par réacteur<sup>8</sup>. La NEI estime pour sa part l'investissement total pour une compagnie d'électricité à 500 millions \$ courants en incluant toutes les dépenses, y compris l'extension de la provision pour démantèlement<sup>9</sup>.

Du fait du niveau de ces dépenses qui nécessitent une capacité d'investissement importante et des perspectives commerciales solides, la NRC estime que, sur les 104 réacteurs en service au début 2003, seuls 95 à 99 d'entre eux feront l'objet de renouvellements de licence.

On voit donc que la durée de vie est influencée, non seulement par les conditions techniques, mais aussi par les conditions réglementaires et les facteurs économiques.

---

<sup>8</sup> Commissioner Nils DIAZ, NRC, Rockville, MA, 11 mars 2003.

<sup>9</sup> Nuclear Energy Institute, Washington DC, 11 mars 2003.

## **II.- Une robustesse à 30-40 ans en ligne avec les prévisions**

Le vieillissement d'une installation industrielle comme une centrale nucléaire est le fait de phénomènes physiques à son âge et à son utilisation. Mais le vieillissement peut aussi résulter de phénomènes immatériels liés non seulement à une meilleure connaissance de ses composants au fil des progrès des instruments de mesure, mais aussi à un changement des points de repère définissant l'optimum d'une installation de même type.

En tout état de cause, il convient d'identifier avec précision quels sont les différents types de phénomènes, quels sont les composants critiques d'une centrale nucléaire en terme de vieillissement et dans quelle mesure les centrales d'EDF traversent les années conformément aux prévisions d'origine.

En dépit des alertes qui ont pu survenir sur tel ou tel composant, alertes auxquelles le constructeur et l'exploitant ont pu remédier, il semble établi que la robustesse à 30-40 ans des centrales nucléaires est en ligne avec les prévisions.

### **1. Les phénomènes généraux du vieillissement et les priorités**

Si l'on admet que les centrales nucléaires ne font pas partie des cas rares où le fonctionnement d'une installation industrielle se traduit par sa bonification, le vieillissement d'une centrale nucléaire s'accompagne d'un processus lent de dégradation, dont les causes proviennent essentiellement des conditions d'utilisation mais aussi d'éventuels changements de contexte.

#### **1.1. Les modes de dégradation intrinsèques**

Les processus de vieillissement sont pour la plupart communs aux différents types de matériaux.

Pouvant concerner des composants métalliques de toute taille – de la cuve du réacteur à des composants de petite taille – mais aussi le béton des enceintes ou les polymères de gainage des câbles ou des dispositifs antisismiques, la fragilisation des matériaux peut avoir différents types de causes. Les plus importants dans les centrales nucléaires sont les chocs thermiques entraînés, par exemple, par des arrêts d'urgence ou l'irradiation neutronique dans le cas de la cuve et de ses internes.

Autre mode de dégradation, la corrosion peut être fissurante, auquel cas son impact sur la sûreté doit être surveillé de près. La corrosion peut aussi être de type érosion, par exemple sur certaines parties des circuits secondaires lorsque le débit est élevé avec un pH faible.

L'utilisation des matériels peut entraîner une fissuration par fatigue ou une usure, par exemple dans le cas des mécanismes des grappes de contrôle de la réactivité.

La perte de précontrainte du béton des enceintes est également rangée dans le domaine des mécanismes de dégradation liés au vieillissement des centrales nucléaires.

Une question fondamentale sur les phénomènes de vieillissement est leur linéarité ou leur non linéarité.

Ainsi dans la décision de remédier aux inconvénients de l'inconel 600 en lui substituant l'inconel 690, des essais ont été faits sur la tenue de ce dernier dans des conditions plus rigoureuses que les conditions d'exploitation, sans toutefois adopter des écarts trop importants de peur de sortir des conditions de linéarité<sup>10</sup>. Autre exemple de l'importance de la linéarité ou de la non linéarité des phénomènes de vieillissement, on constate souvent que les défauts n'évoluent pas lorsqu'il s'agit d'analyse dans le très long terme. Mais la fragilisation du métal fait qu'à sollicitation égale, les risques de rupture s'accroissent. Comment prévoir les conséquences de tels phénomènes ?

Au final, pour pouvoir effectuer des prévisions, une connaissance fine des mécanismes est indispensable, d'où la nécessité de la recherche.

## **1.2. Une attention particulière portée aux composants non remplaçables**

Un très grand nombre de composants d'une centrale nucléaire conditionnent sa bonne marche, ce qui a un impact sur la sûreté et sur sa production. Il est donc très difficile d'établir des priorités pour la prévention du vieillissement et le remplacement des composants.

Il n'en demeure pas moins qu'une attention particulière doit être accordée aux composants non remplaçables dont la dégradation au-delà d'une limite définie par des considérations de sûreté signifierait l'arrêt.

A l'instar de la plupart des exploitants, EDF considère que les deux composants d'une centrale nucléaire qui ne sont pas remplaçables sont la *cuve du réacteur* et l'*enceinte de confinement*.

C'est pourquoi une attention particulière leur est accordée, bien qu'elle ne soit exclusive d'une surveillance précise du vieillissement de l'ensemble des composants d'une centrale.

---

<sup>10</sup> Les inconvénients de l'inconel 600 un acier à haute teneur en nickel, sont apparus dès les années 1980 pour les générateurs de vapeur, les pressuriseurs, les pénétrations de fond de cuve et à partir des années 1990 pour les couvercles de cuve avec la mise en évidence de fuites à Bugey. En définitive, l'inconel 690 a été introduit avec succès en 1985.

### **1.3. Les changements de contexte**

Permettant d'avoir une meilleure connaissance de la réalité, le perfectionnement des instruments de mesure et l'approfondissement des modèles de représentation des phénomènes peuvent conduire à changer l'appréciation que l'on a du vieillissement d'une installation.

Par ailleurs, au fur et à mesure des développements technologiques, une installation peut sembler vieillir prématurément, que le progrès technologique soit ou non pris en compte par la réglementation. En terme de sûreté, une exigence accrue de la réglementation pourra déclasser l'image ou la réalité d'un équipement industriel.

Loin d'être théorique, la question du changement de contexte pour l'appréciation du vieillissement est souvent, quel que soit le pays et même le secteur industriel considéré, au centre des discussions entre un exploitant et le régulateur.

S'agissant des centrales nucléaires, il s'agit là d'une question capitale, qui est examinée en détail ci-après.

Notons toutefois que la stabilité du référentiel de sûreté ou, au contraire, son évolution vers des exigences accrues différencie fondamentalement l'approche américaine de l'approche française.

Sans prétendre exposer l'ensemble des phénomènes de vieillissement dont sont l'objet les composants des centrales nucléaires, il convient de présenter à ce sujet quelques unes des interrogations majeures concernant le parc d'EDF.

## **2. La diminution des interrogations sur la cuve grâce à l'amélioration des connaissances**

En tant que principal composant d'un réacteur nucléaire, le vieillissement de la cuve est d'une particulière importance. En effet, le vieillissement peut conduire à un renforcement de la dureté des métaux, ce qui peut présenter dans certains cas un avantage. Mais le phénomène qui l'emporte quasiment toujours est celui de la fragilisation.

Il paraît important de trier en terme d'importance pour le long terme les principaux problèmes dont les réacteurs d'EDF sont l'objet.

### **2.1. Les défauts sous revêtement, un problème de fabrication sans incidence sur la sûreté**

Certains réacteurs d'EDF ont manifesté un défaut du revêtement intérieur de cuve. Dans quelle mesure ces défauts sont-ils alarmants en terme de durée de vie ?

La cuve d'un réacteur nucléaire comporte un revêtement en acier inoxydable. En mars 1999, un contrôle par ultrasons réalisé lors de la 2<sup>ème</sup> visite décennale a mis en évidence des défauts sous ce revêtement pour la cuve de Tricastin 1, prenant la forme de fissurations d'une profondeur pouvant aller jusqu'à 1 cm pour une épaisseur de la cuve de 20 cm.

Un programme d'inspection des cuves du palier 900 MW a donc été mis en place et achevé fin 2000 par EDF. Les 34 cuves 900 MWe ont fait l'objet d'un contrôle total de la zone de coeur en VD1 ou VD2. Par ailleurs, toutes les cuves 1300 MWe ont été contrôlées en VD1, à l'exception de Cattenom 4, de Penly 2 et de Golfech 2 dont les premières visites décennales ont été programmées en 2003 et 2004<sup>11</sup>.

Les résultats des inspections ainsi menées sont encourageants. Seules 2 cuves, Tricastin 1 et Fessenheim 2, présentent quelques défauts sous revêtement d'une hauteur supérieure à 10 mm, dont l'explication est établie, qui disposent des marges significatives et ont entraîné des dispositions particulières.

Par ailleurs, seules les 5 cuves de Saint Laurent B1 et B2, Fessenheim 1, Gravelines 6 et Belleville 2 présentent un défaut entre 6 et 8 mm de hauteur avec des marges significatives. Quant aux autres cuves, elles n'ont pas de défaut supérieur aux critères liés aux performances des outils de contrôle.

L'analyse de ces défauts a montré qu'il s'agit d'une fissuration à froid, survenue lors de la fabrication en raison de mauvaises conditions métallurgiques et d'une imperfection de l'opération de dépôt du revêtement par soudage.

En définitive pour EDF, il est raisonnablement établi que ces défauts ne menacent pas de réduire la durée de vie des réacteurs.

## **2.2. La fragilisation sous irradiation, un problème surveillé de près**

Au-delà des défauts de revêtement, le mécanisme plus fondamental est celui de la fragilisation sous irradiation de l'acier des cuves, dont on peut penser a priori qu'il limite la durée de vie des réacteurs.

La principale cause de dégradation possible pour une cuve de réacteur nucléaire est l'irradiation neutronique, la fragilisation de l'acier de cuve étant fonction de la dose cumulée de neutrons d'une énergie supérieure à 1 MeV qu'il reçoit.

C'est la partie de la cuve qui se situe à hauteur du coeur du réacteur qui est soumise à un tel phénomène.

---

<sup>11</sup> Pour réaliser ses inspections en service de la zone de coeur de toutes les cuves des paliers 900 et 1300 MW, l'exploitant a utilisé successivement l'outil TPM de première génération de contrôle par ultrasons, puis l'outil VPM de seconde génération.



Depuis le début des années 1970, il a été mis en évidence le rôle prépondérant des impuretés de cuivre et de phosphore contenues dans l'acier dans sa fragilisation. Ayant été construites postérieurement aux premiers réacteurs américains, les cuves des réacteurs d'EDF ont été fabriquées en tenant compte de ce phénomène.

Par ailleurs, l'augmentation de taille de la cuve, du palier 900 MW au palier 1450 MW, liée à l'augmentation du nombre d'assemblages, a permis également d'augmenter l'épaisseur de la lame d'eau entre les internes de cuve et les parois de celle-ci.

On sait qu'un métal possède deux états, fragile puis ductile, lorsque la température augmente. La température de transition fragile-ductile doit être la plus basse possible de manière que l'utilisateur bénéficie des propriétés intéressantes sur une large plage de température.

L'irradiation entraîne généralement une augmentation de la température de transition fragile-ductile. Lorsque le métal est neuf, cette température est basse. Le vieillissement entraîne généralement une élévation de la température de transition. Lorsque la température de fonctionnement est supérieure à la température de transition, il n'y a pas de risque particulier de rupture de la pièce correspondante. D'où l'importance d'avoir des températures de transition les plus basses possibles.

L'augmentation de la taille de la cuve ainsi que la diminution des teneurs en cuivre et en phosphore des aciers de cuve, du palier 900 MW au palier N4, ont permis de réduire de près d'un tiers la dose cumulée reçue sur une période de 40 ans et d'abaisser la température de transition fragile-ductile.

Reste le cas des premières cuves, qui n'ont pu bénéficier, par hypothèse, de ces dispositions plus favorables. L'exploitant a pu réduire la dose maximale vue par la cuve en adoptant une gestion du combustible à faible fuite, ce qui permet une diminution de 20 % de la dose reçue. Au demeurant un programme de surveillance des aciers de cuve a été initié avec l'implantation d'éprouvettes ou de capsules témoin subissant un flux neutronique supérieur.

En tout état de cause, l'éventuelle fragilisation ne remet pas en cause la résistance de la cuve dans des conditions normales de fonctionnement. Si la température de transition ductile-fragile devait s'élever significativement, alors, dans le cas d'un choc froid correspondant à l'injection de sécurité dans le circuit de refroidissement, la marge de sécurité de la cuve pourrait être insuffisante. La démonstration de la tenue des cuves à 30 ans a été jugée satisfaisante en 1999 par l'autorité de sûreté. Des études complémentaires sont en cours pour lui permettre de statuer sur la tenue des cuves à 40 ans.

En l'occurrence, la NRC s'apprêterait à faire paraître, après une revue par les pairs « *peer review* » les résultats d'une très importante étude qui démontrerait que les rayonnements  $\gamma$ , les chocs de pression et de température sur l'acier des cuves de

réacteurs limiteraient certes leur durée de vie, mais dans des proportions plus faibles que ce que l'on pouvait craindre<sup>12</sup>.

De fait, le Laboratoire National d'Oak Ridge a réalisé des études d'irradiation et de chocs thermiques depuis 1972 sur des modèles réduits de cuves de réacteurs en service dont les résultats semblent encourageants<sup>13</sup>. Par ailleurs, des modèles mathématiques des structures microscopiques des aciers concernés et de leur comportement sous irradiation ont été mis au point, afin d'améliorer les capacités de prévision de la fragilisation des métaux à partir des températures de transition fragile-ductile.

En tout état de cause, ces résultats, s'ils sont confirmés, devraient faciliter aux exploitants la démonstration que la cuve de leurs réacteurs remplit les conditions requises pour la prolongation de fonctionnement de 20 ans.

### **2.3. L'influence des modes de gestion et des types de combustibles**

Certains experts redoutent que l'utilisation du MOX<sup>14</sup> accélère le vieillissement de la cuve d'un réacteur et limite sa durée de vie.

Une particularité du parc électronucléaire français est l'utilisation de combustibles MOX sur 20 tranches du palier 900 MW.

Selon Framatome ANP, il n'existe aucun signe que le choix du combustible, classique ou MOX, ait un impact quelconque sur la fragilisation de la cuve, ce qui va dans le sens d'une influence déterminante de la dose cumulée de neutrons sur la fragilisation.

En revanche, le mode de gestion du combustible, en particulier le plan de chargement du combustible, a une importance déterminante pour réduire la fluence et donc l'endommagement par les neutrons.

Pour *maximiser* la durée de vie de la cuve, il convient en conséquence de mettre en place une gestion à faible fuite, ce qui conduit à placer à l'extérieur du cœur du réacteur les combustibles déjà irradiés, un mode de gestion qui peut être compatible avec une gestion à 18 mois.

---

<sup>12</sup> Commissioner Nils DIAZ, audition du 11 mars 2003 à Rockville, MA.

<sup>13</sup> Randy K. NANDSTAD, Nuclear Materials Science and Technology Group, Metals and Ceramics Division, et B. Richard BASS, Modeling and Simulation Group, Computational Sciences and Engineering Division, audition du 13 mars 2003, Oak Ridge National Laboratory, TN.

<sup>14</sup> MOX : Mixed Oxide Fuel. Le MOX est un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium. Des variantes existent tant pour le ratio uranium 235 fissile / uranium 238 fertile de l'oxyde d'uranium que pour la teneur globale de l'oxyde de plutonium et sa composition isotopique. On considère généralement que le pourcentage maximal admissible de plutonium par rapport à l'uranium est d'environ 12 %.

### **3. Les enceintes de confinement, un problème sous contrôle**

L'enceinte de confinement est un autre composant réputé non remplaçable qui occupe une place particulière dans les réflexions relatives à l'impact du vieillissement sur la durée de vie d'un réacteur.

Ayant une double fonction, l'enceinte d'un réacteur nucléaire joue le rôle de troisième barrière de confinement en cas d'accident ou de protection contre les agressions externes.

Les caractéristiques techniques des enceintes ont évolué entre le palier 900 MWe et les paliers 1300 MWe et N4.

Les réacteurs du palier 900 MWe disposent d'une enceinte simple en béton précontraint, dotée intérieurement d'un revêtement métallique qui assure l'étanchéité.

Les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4 sont au contraire dotés d'une enceinte double. L'enceinte interne et l'enceinte externe ne sont ni l'une ni l'autre dotées d'un revêtement à la construction. L'espace entre les deux enceintes, maintenu en dépression, assure la reprise des fuites en totalité.

Les paramètres les plus importants dans l'évolution de l'enceinte sont d'une part sa géométrie et, d'autre part, son étanchéité.

Les enceintes subissent des phénomènes de déformation lente dus à un relâchement de la précontrainte, tant verticalement que tangentiellement. Le béton des enceintes ayant été préparé avec des granulats de provenance locale, ces phénomènes dépendent de la composition du béton et donc du site de construction.

La surveillance des enceintes est assurée par un système dit « EAU » d'auscultation qui permet la mesure des déformations et des déplacements de l'ouvrage tout au long de son exploitation industrielle. D'après les relevés des déformations effectués tous les trois mois - un rapport complet d'auscultation étant effectué tous les deux ans - les déformations obéissent à une cinétique qui s'amortit dans le temps, l'asymptote étant atteinte après 17 années.

Les décrets d'autorisation de création des réacteurs<sup>15</sup> spécifient le niveau d'étanchéité global des enceintes dans une situation d'accident dite APRP (Accident de perte de réfrigérant primaire). Le taux de fuite dans cette situation, exprimé en pourcentage par jour de la masse de gaz contenue dans l'enceinte, doit être inférieur ou égal à 0,3 % pour les enceintes simples et 1,5 % pour la première enceinte des enceintes doubles. Traduit dans les rapports de sûreté, ce critère en situation d'accident est transposé aux essais périodiques, avec prise en compte d'une marge de sécurité pour tenir compte du vieillissement.

---

<sup>15</sup> DAC : décret d'autorisation de création.

Pour les enceintes doubles, la valeur maximale autorisée du taux de fuite du décret d'autorisation, fixé à 1,5 % par jour pour la vapeur, devient successivement 1,5 % par jour pour l'air dans le rapport de sûreté, puis 1,125 % par jour une fois appliqué un coefficient de 0,75 pour le vieillissement et finalement, pour les essais en air, 1,0 % par jour en appliquant une marge de qualité supplémentaire.

Pour les enceintes à simple paroi, la valeur maximale autorisée pour le taux de fuite est de 0,3 % pour la vapeur dans le décret d'autorisation de création, mais de 0,162 % seulement pour l'essai en air.

L'étanchéité des enceintes simples varie peu dans le temps, la principale préoccupation étant d'éviter que les traversées de l'enceinte n'induisent pas de fuites.

S'agissant des enceintes doubles, le béton précontraint n'étant pas étanche, le principe est de collecter les fuites dans l'espace entre les deux enceintes.

Le dépassement du critère de fuite à Flamanville a pu faire craindre un fluage<sup>16</sup> du béton plus important que prévu, ce qui a conduit l'autorité de sûreté à accorder une attention soutenue à cette question. L'épreuve de mise en pression de l'enceinte du réacteur Flamanville 1, réalisée en octobre 1997, a mis en évidence une évolution significative du taux de fuite global depuis la dernière épreuve réalisée en août 1987. Cette évolution trouve son origine principalement dans l'apparition d'un réseau de fissures au niveau de points singuliers de l'enceinte, en particulier le tampon matériel. De telles fissures ont été constatées, depuis, sur les enceintes des réacteurs Flamanville 2, Cattenom 1, 2 et 3, Saint-Alban 1 et 2, Belleville 1 et 2<sup>17</sup>.

En réalité, la responsabilité majeure dans le dépassement des taux de fuite autorisés est à imputer à la zone tampon pour le matériel. En conséquence, un programme de revêtement partiel des enceintes par des matériaux composites a été mis en oeuvre en prévoyant une extension des zones concernées, de manière à qualifier les enceintes à l'échéance d'au moins 40 années.

#### **4. L'évolution positive du contrôle-commande**

Ayant été réalisés pour les premiers réacteurs du parc d'EDF avec des dispositifs analogiques introuvables semble-t-il sur le marché, les systèmes de contrôle commande sont aussi perçus comme limitant la durée de vie d'un réacteur. Qu'en est-il exactement ?

Une grande attention est accordée dans la pratique aux systèmes de contrôle commande. Ainsi, les coûts annuels de maintenance sont de l'ordre de 45 millions € par an en coûts externes pour l'ensemble du parc.

---

<sup>16</sup> Déformation sous l'action de la pression.

<sup>17</sup> Source : DGSNR.

Le contrôle commande est un ensemble tellement déterminant pour la sûreté et les performances à long terme d'un réacteur que son remplacement pour cause d'obsolescence peut et doit être envisagé lorsque la durée d'exploitation restant à courir permet de rentabiliser le nouveau système<sup>18</sup>.

C'est ainsi que les contrôles commandes des réacteurs suisses de Beznau ont été intégralement remplacés à la fin des années 1990. Des rénovations partielles ont été effectuées en Suède, en République tchèque, en Hongrie, en Slovaquie et aux Etats-Unis<sup>19</sup>.

Si le remplacement d'un système de contrôle commande présente un intérêt économique, l'exploitant n'a donc aucune hésitation à le faire.

Au-delà de ces composants, d'autres sont considérés comme remplaçables couramment et l'ont déjà été. Leur importance pour la durée de vie est donc moindre en apparence. Mais la maintenance prédictive et les coûts des opérations de remplacement revêtent toutefois une très grande importance pour la durée de vie réelle des installations.

## **5. La gestion optimale des composants remplaçables**

Dans la chronique des problèmes rencontrés par EDF, deux chapitres ont suscité une attention particulière, d'une part le vieillissement des composants moulés et, d'autre part, les couvercles de cuve.

### **5.1. Le vieillissement des composants moulés**

Le circuit primaire principal des réacteurs à eau sous pression comprend des composants moulés dont on s'est aperçu, au début des années 1980, qu'ils subissaient un vieillissement thermique accéléré se traduisant par une diminution de la résilience et de la ténacité de l'acier inoxydable austéno-ferritique. Non pris en compte à la conception, le problème de vieillissement des produits moulés du circuit primaire touche les tuyauteries et les corps de pompes primaires.

Les études réalisées par Framatome et EDF, qui ont reposé en particulier sur l'utilisation de sondes atomiques, ont permis de comprendre les causes et les

---

<sup>18</sup> Les matériels et logiciels correspondant au contrôle commande représentent un investissement considérable, évalué à 1,71 milliard €, dont 0,92 milliard pour le palier 900 MW, 0,62 milliard pour le palier 1300 MW et 0,17 milliard pour le palier 1450 MW.

<sup>19</sup> Suède : commande des barres de contrôle du réacteur BWR de Forsmark 3 (1998). République tchèque : systèmes de protection, limitation et contrôle des 4 réacteurs VVER (2000). Hongrie : systèmes de protection, limitation et contrôle des deux réacteurs VVER de Paks (1998). Slovaquie : systèmes de protection, limitation et contrôle des 2 premiers VVER de Bohunice (1999). Etats-Unis : système de traitement d'eau du condenseur du réacteur REP de Callaway (2001) ; rénovation complète du contrôle-commande des deux réacteurs REP de Commanche Peak (2001) ; système de protection des trois réacteurs REP d'Oconee (2001).

mécanismes de rupture, entraînées par une diminution des caractéristiques de consolidation des matériaux.

Une saturation des effets de ces mécanismes se produisant, le dossier transmis par EDF à l'autorité de sûreté établit, de son point de vue, l'aptitude de ces matériels à fonctionner au moins 40 ans.

Les centrales nucléaires d'EDF ont fait l'objet d'opérations coûteuses de remplacement de composants lourds, comme les générateurs de vapeur et les couvercles de cuve, en raison de la tenue insuffisante à la corrosion en milieu primaire de l'inconel 600.

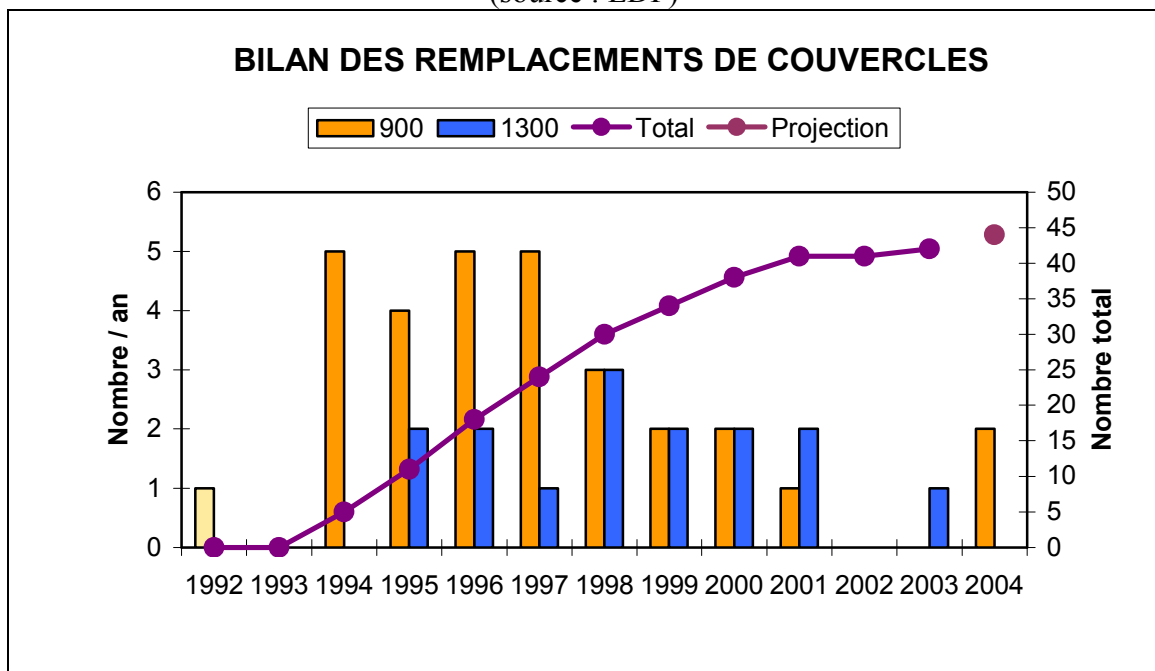
Cette démarche d'anticipation a prouvé toute sa valeur par comparaison avec la politique de réponse ponctuelle suivie aux Etats-Unis.

## 5.2. Le remplacement des générateurs de vapeur et des couvercles de cuve en France

Les couvercles de cuve des paliers 900 MWe et 1300 MWe ont été remplacés avec une fréquence moyenne de 5 à 7 par an entre 1994 et 1997, puis de 4 par an entre 1999 et 2001 et enfin de 1 à 2 par actuellement, la fin du programme de remplacement étant prévue pour 2008. En définitive, cette opération aura porté sur les 28 tranches du palier 900 MWe et sur 15 tranches du palier 1300 MWe.

Figure 4 : Le remplacement des couvercles de cuve dans le parc EDF

(source : EDF)



Au coût moyen de 2,1 millions euros pour le couvercle et de 2,4 millions euros pour l'intervention, le total de la dépense pour le palier 900 MWe représente 126 millions euros courants. Pour le palier 1300 MWe<sup>20</sup>, la dépense représente 73,5 millions euros. Le budget total du remplacement des couvercles de cuve atteint donc 200 millions euros.

Par ailleurs, les générateurs de vapeur ont été changés dans 11 centrales EDF<sup>21</sup>. La dépense totale, en matériels neufs et en intervention est estimée à 957 millions euros.

Par ailleurs, les pertes d'exploitation entraînées par le remplacement des couvercles de cuve sont estimées par EDF à 0,1 % de l'énergie annuelle disponible entre 1994 et 1997. Pour le remplacement des générateurs de vapeur, la perte annuelle est de l'ordre de 0,15 % de l'énergie disponible entre 1990 et 2002.

Démontrant la maîtrise technique de l'exploitant, ces opérations lourdes ont montré également la capacité d'anticipation de l'autorité de sûreté et de son appui technique, qui ont préféré prendre les devants et organiser dans la durée ces remplacements. Les causes des dégradations étant identifiées, il a en effet été jugé plus avantageux pour la sûreté et pour la performance économique du constructeur et de l'exploitant de planifier les remplacements plutôt que de devoir réagir dans l'urgence, au fur et à mesure de l'identification des dégradations.

Cette démarche d'anticipation a prouvé toute sa valeur par comparaison avec la politique de l'autorité de sûreté américaine.

Celle-ci en effet n'a pas tiré les mêmes conséquences des informations pourtant livrées par l'autorité de sûreté française sur les problèmes des couvercles de cuve dus à la tenue insuffisante à la corrosion de l'inconel 600.

Il en est résulté des opérations effectuées non seulement dans l'urgence<sup>22</sup> mais également aux limites de sûreté des équipements concernés.

### **5.3. Le couvercle de cuve de Davis Besse et d'autres centrales nucléaires américaines**

Lors de l'arrêt pour rechargement commencé le 15 février 2002, l'exploitant du réacteur de la centrale de Davis Besse à Oak Harbor dans l'Ohio réalisa une

---

<sup>20</sup> Le coût d'un couvercle de cuve d'un réacteur 1300 MWe s'élève à 2,2 millions euros et le coût de l'intervention à 2,7 millions euros.

<sup>21</sup> 1990 : Dampierre 1. 1993 : Bugey 5. 1994 : Gravelines 1. 1995 : Saint Laurent B1, Dampierre 3. 1996 : Gravelines 2. 1997 : Tricastin 2. 1998 : Tricastin 1. 2000 : Gravelines 4. Tricastin 3. 2002 : Fessenheim 1.

<sup>22</sup> Framatome ANP possède une part de marché très importante du remplacement des couvercles de cuve aux Etats-Unis. L'impact financier de l'immobilisation d'une tranche concernée est tel pour l'exploitant que des pénalités de 2 millions \$ par jour de retard sont appliquées au constructeur pour le remplacement, avec une prime d'1 million \$ par jour d'avance.

inspection des tubulures traversantes du couvercle de cuve, en se focalisant sur les tubulures par lesquelles les barres de contrôle pénètrent dans la cuve.

Suite à l'apparition fortuite, après cette première inspection, d'une inclinaison dans la pénétration n° 3, une inspection visuelle supplémentaire permit de découvrir le 7 mars 2002 une large cavité dans le couvercle de cuve à proximité de la pénétration n° 3. D'une largeur pouvant atteindre 7 cm, cette cavité se révéla occuper toute l'épaisseur du couvercle, soit environ 10 cm, l'étanchéité n'étant plus assurée que par le revêtement interne du couvercle en acier inoxydable d'une épaisseur de 0,5 cm.

Bien que l'analyse des causes de ce phénomène ne soit pas achevée, il semble que des remontées d'eau boriquée dans les pénétrations et leur déversement sur la partie externe du couvercle soient à imputer, l'inconel 600 pouvant être corrodé dans ces conditions.

Dans la mesure où cette dégradation du couvercle de cuve aurait pu avoir un impact non négligeable sur la sûreté et la radioprotection, un premier programme d'investigation a été lancé, qui s'est traduit par la découverte de défauts analogues et donc la commande et le remplacement de couvercles de cuve sur d'autres réacteurs<sup>23</sup>.

Le 11 février 2003, la NRC a finalement lancé un programme exhaustif d'investigation de tous les couvercles de cuve de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée en service aux Etats-Unis.

La démarche d'anticipation de l'autorité de sûreté française et d'EDF se trouve en tout état de cause confortée.

Pour autant, des craintes sont souvent soulevées sur l'influence du suivi de charge sur le vieillissement des réacteurs d'EDF.

## **6. L'influence du suivi de charge, une question délicate**

A l'heure actuelle, selon les informations communiquées à vos Rapporteurs, seules 10 tranches sur les 58 du parc électronucléaire d'EDF fonctionnent en base. Les 48 autres voient leur puissance modulée en fonction des besoins du réseau.

Cette situation est totalement originale dans le parc nucléaire mondial. Dans quelle mesure est-elle de nature à réduire la durée de vie des réacteurs d'EDF ?

### **6.1. L'utilisation particulière du parc d'EDF**

Dans les quatre pays visités par vos Rapporteurs, Finlande, Suède, Allemagne et Etats-Unis, les exploitants utilisent leurs réacteurs en base, accordant la

---

<sup>23</sup> Début mars 2003, le chiffre d'affaires réalisé par Framatome ANP Inc. en 2002 pour les couvercles de cuve s'est élevé à 17,5 millions \$.

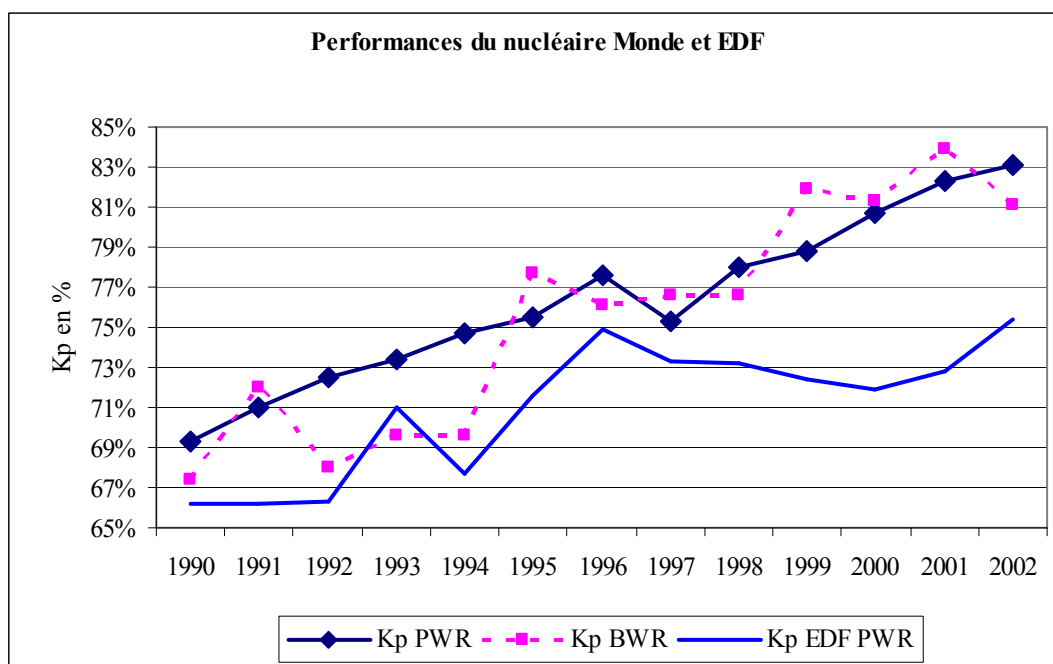


plus grande importance à la régularité de fonctionnement non seulement pour atteindre leur meilleure efficacité et la meilleure rentabilité des investissements consentis, mais également pour accroître leur longévité.

Un décalage important existe donc entre les coefficients de production ou facteur de charge  $K_p$  des réacteurs d'EDF et ceux du reste du monde (voir figure suivante). Le coefficient  $K_p$  est défini comme le ratio dont le numérateur est égal à l'énergie électrique brute réellement produite et envoyée sur le réseau pendant la période considérée et au dénominateur le produit de la puissance électrique brute du réacteur par la durée de la période considérée, c'est-à-dire l'énergie électrique qui aurait pu être produite si le réacteur avait fonctionné à pleine puissance pendant toute la période.

Figure 5 : Coefficients de production des réacteurs d'EDF comparés aux réacteurs du parc mondial

(source : P. Girard – EDF Trading, d'après Elecnucl-CEA et Nucleonics Week)



Sans équivalent dans le monde, le mode d'exploitation d'EDF pose plusieurs questions cruciales.

Le suivi de charge est-il de nature à accélérer le vieillissement des tranches qui y sont soumises ?

Si aucune influence directe n'est mesurable à cet égard pour le moment, peut-on s'attendre à ce que, le temps passant, des phénomènes de vieillissement qui plus est non linéaires se révèlent à l'avenir et compromettent la durée de vie ?

Est-il envisageable de mettre en application une spécialisation du parc entre d'une part des réacteurs fonctionnant en suivi de charge que l'on s'attendrait à renouveler rapidement, par exemple au bout de 30 ans, et, d'autre part, en réacteurs fonctionnant en base dont on essaierait de pousser la durée de vie au maximum ?

L'influence du suivi de charge sur la longévité des réacteurs est une question que vos Rapporteurs ont systématiquement posée à l'ensemble de leurs interlocuteurs.

Aucune des personnes auditionnées à l'étranger n'a émis le moindre doute sur le fait que les variations de réactivité, de température et de pression entraînées par le suivi de charge ne peuvent qu'accélérer le vieillissement des composants d'une centrale.

A l'inverse, les responsables français ont tous tendance, à des degrés divers toutefois, à considérer que son impact sur le vieillissement est faible.

## 6.2. Les réponses rassurantes de l'ensemble des parties prenantes du nucléaire français

Selon *Framatome ANP*, « les expériences conduites en laboratoire montrent une dégradation plus importante des composants avec le suivi de charge mais il n'existe actuellement pas d'éléments objectifs montrant que les tranches fonctionnant en suivi de charge seraient plus dégradées que les tranches fonctionnant en base<sup>24</sup> ». Au reste, des comparaisons ont été faites entre les réacteurs du palier français 900 MWe avec leurs équivalents en service en Afrique du Sud et en Chine. Le résultat est que « l'on n'arrive pas à mettre en évidence des différences significatives ».

En réponse à une demande d'approfondissement de la réponse, il a toutefois été répondu que « si l'on n'arrive pas à séparer le suivi de charge et la base, peut-être une fatigue supplémentaire apparaîtra en fin de vie ».

Selon l'IRSN, le suivi de charge aurait un impact sur la durée de vie de certains composants, en particulier les mécanismes de commande des grappes de contrôle.

Selon *EDF*, si le suivi de charge n'a pas d'impact sur la cuve, des transitoires peuvent présenter des inconvénients pour certains composants. Les dispositions prises à la conception et pour l'exploitation permettent de pallier ces difficultés.

A la conception, les concepteurs des centrales nucléaires connaissent les points de sollicitation et adoptent en conséquence des critères de dimensionnement adaptés. Par exemple, s'il existe des transitoires thermiques ayant une allure spécifique à un endroit donné avec une température maximale de 100 °C, le dimensionnement sera prévu de manière que le composant puisse supporter une température de 150 °C.

---

<sup>24</sup> Audition du 22 janvier 2003.

Deuxième moyen de prévenir les effets éventuels du suivi de charge, l'exploitant surveille les éléments de l'installation qui ont été identifiés comme sensibles et fait une comptabilisation des situations rencontrées, de manière à vérifier que l'installation reste à tout moment dans les limites de conception. Par ailleurs, il existe un retour d'expérience systématique des différentes situations rencontrées. S'il existe des écarts, l'exploitant fait baisser l'occurrence des situations les plus gênantes. C'est ainsi que certaines procédures ont été simplifiées pour cette raison, lors des essais périodiques. L'identification des composants concernés, la comptabilisation des situations rencontrées et la modification éventuelle des méthodes d'exploitation constituent des réponses satisfaisantes.

En tout état de cause, les dimensionnements adoptés lors de la conception et les modes d'exploitation permettront d'atteindre et de dépasser les 40 années de fonctionnement.

L'exploitation de la cuve étant « *chahutée* » par les transitoires, on peut toutefois se demander si la prolongation de la durée de vie ne nécessitera pas un mode d'exploitation différent des réacteurs d'EDF.

En réalité, en 2002, le mode d'exploitation des réacteurs n'est pas, pour le moment, significativement modifié par l'objectif d'extension de la durée de vie. Toutefois, les dispositions d'exploitation pourront, si nécessaire, être adaptées aux circonstances. Par exemple si une cuve devait être ménagée, les températures de l'eau injectée pourraient être modifiées, d'où des consignes différentes.

Pour *l'autorité de sûreté*<sup>25</sup>, le suivi de charge est intégré dans la conception des réacteurs d'EDF. Les étapes de mise à l'arrêt et de redémarrage et leurs fréquences sont évidemment prévues par le constructeur, les transitoires liés au suivi de charge étant en outre comptabilisés par l'exploitant.

En réalité, selon vos Rapporteurs, il est difficile d'imaginer que le suivi de charge ait été prévu pour les premiers réacteurs du palier 900 MWe, sinon pour la totalité de ce palier. En effet, la part du nucléaire dans la production nationale d'électricité n'a pas atteint immédiatement le pourcentage qu'on lui connaît actuellement. Le pourcentage de l'électricité nucléaire est en effet passé de 8 % en 1973 à 17 % en 1979 et n'a atteint 65 % qu'en 1985 avant d'atteindre les trois quarts en 1990. On peut ainsi penser que le suivi de charge est directement lié à l'arrivée du parc électronucléaire à un niveau de production tel qu'il était indispensable de lier sa production à la demande instantanée. Selon le CEA, le suivi de charge a commencé d'être appliqué en 1983<sup>26</sup>.

Au-delà de cette question historique qui a toutefois son importance, toute la question est de savoir quelle est l'ampleur des sollicitations sur les composants

---

<sup>25</sup> Audition du 14 janvier 2003.

<sup>26</sup> Elecnu, les centrales nucléaires dans le monde, édition 2002, CEA.

entraînées par le suivi de charge. Selon EDF, les procédures de suivi de charge comportent des dispositions pour atténuer les variations de température et de pression.

Toutefois, la liste des transitoires à comptabiliser est en cours de révision. L'expérience a montré qu'un vieillissement rapide a pu affecter les circuits de refroidissement du réacteur à l'arrêt du palier N4. EDF conduit par ailleurs des expériences sur cette question avec le palier 1300 MW, le suivi de charge étant concentré sur certaines tranches.

En tout état de cause, il semble difficile de démontrer un éventuel effet du suivi de charge sur le vieillissement des réacteurs. Mais il est évident que la plus grande attention devra être accordée à cette question et que la R&D devra y apporter des réponses convaincantes.

### **III.- La prolongation de la durée de vie, un paramètre économique capital, indissociable des performances d'exploitation**

La longévité d'un équipement industriel a, quelles que soient sa nature et sa fonction, une incidence économique très importante. Prolonger l'utilisation d'un équipement, c'est à l'évidence éviter une dépense en capital correspondant à l'investissement de remplacement. Mais c'est aussi bénéficier de coûts de production réduits dès lors que l'équipement est amorti fiscalement et financièrement.

A ce titre, il est donc essentiel d'accorder la plus grande importance à la question de la durée de vie des centrales nucléaires en exploitation en France ou dans les autres pays<sup>27</sup>.

Toutefois, le problème de la durée de vie d'une centrale nucléaire est indissociable d'un autre problème plus global, mais d'une importance comparable, les performances d'exploitation, qui, plus que dans tout autre secteur, ont une double dimension de sûreté et d'efficacité productive.

Dans les pays comme les Etats-Unis, la Finlande ou la Suède, où existent à la fois plusieurs producteurs d'électricité et un marché de l'électricité, c'est à une appréciation globale que les centrales nucléaires sont confrontées. La durée de vie y est certes un paramètre fondamental pour la compétitivité du nucléaire, mais les performances d'exploitation, encadrées bien sûr par la réglementation de la sûreté, sont un autre paramètre essentiel.

En tout état de cause, la qualité d'exploitation influe à l'évidence sur la longévité de l'installation. Ainsi TVO, l'exploitant de la centrale finlandaise d'Olkiluoto utilise le mot d'ordre suivant pour inciter ses employés à apporter tous leurs soins aux deux réacteurs : « *la centrale doit être entretenue d'une manière telle que, chaque jour, sa durée de vie est encore de 40 ans* »<sup>28</sup>, alors que le réacteur 1, connecté au réseau en 1978, a déjà 25 ans d'âge et que le réacteur 2, connecté en 1980, a déjà 23 ans de fonctionnement.

Adapté à un contexte économique et réglementaire propre à chaque pays, chaque parc électronucléaire national a ses propres contraintes et ses propres objectifs de fonctionnement. Les comparaisons que l'on peut faire d'un pays à un autre ont donc des limites. Mais l'expérience des autres pays, qui ne peut être ni totalement transposée ni totalement repoussée, montre clairement que durée de vie et qualité d'exploitation sont les deux faces d'une même stratégie.

---

<sup>27</sup> L'ordre de grandeur de l'investissement dans le parc électronucléaire d'EDF est estimé à environ 70 milliards €.

<sup>28</sup> Audition du 10 février 2003, Helsinki.

## **1. L'importance économique capitale de la prolongation de la durée de vie**

Dans son rapport sur les coûts de production de l'électricité publié en février 1999<sup>29</sup>, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques a souligné l'enjeu économique considérable que représente l'éventuelle prolongation de la durée de vie des réacteurs d'EDF, le « *cash flow* » engendré par l'ensemble du parc étant considérablement accru si la durée de vie des réacteurs atteignait 40 ans.

Évaluation ni démentie ni contestée depuis lors, il avait ainsi été indiqué que « *dix années de vie supplémentaires du parc représentent un cash flow cumulé compris entre 100 et 150 milliards de francs (entre 15 et 23 milliards €)* ».

Indiquant que la rente dégagée par un parc électronucléaire en voie d'amortissement appartient en tout état de cause à la collectivité qui l'a financé, l'Office détaillait ensuite les différents types possibles d'utilisation du cash flow engendré par l'augmentation de la durée de vie, à savoir le remboursement de la dette, l'amélioration de la rémunération de l'actionnaire, la couverture de charges futures fatales ou le financement de nouveaux investissements.

Deuxième méthode pour chiffrer l'impact d'une prolongation de la durée de vie, on peut apprécier le gain engendré par la prolongation de la durée de vie en calculant la valeur du réacteur nucléaire compte tenu des profits futurs actualisés à 8%. Compte tenu des hypothèses retenues, l'augmentation de la durée de vie du parc actuel d'EDF a un impact significatif sur sa valorisation, environ 7 milliards € si la durée de vie passe de 30 ans à 40 ans et 15 milliards € si la durée de vie passe de 30 à 50 ans<sup>30</sup>.

Troisième méthode d'évaluation, l'avantage procuré par la prolongation de la durée de vie d'un réacteur peut être évalué sur la base du différentiel des coûts de production entre un réacteur nucléaire supposé amorti et un moyen de production de remplacement<sup>31</sup>.

Selon les calculs communiqués à vos Rapporteurs par la DGEMP, sur la base de travaux réalisés par la Direction de la Prévision du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, le coût du MWh nucléaire produit par un réacteur nucléaire après 30 années de fonctionnement, c'est-à-dire après qu'il soit amorti, ressort à 12 € / MWh, en prenant en compte les coûts d'investissement correspondant à la jouvence nécessaire du réacteur pour qu'il soit autorisé à fonctionner de 30 à 40 ans.

Le coût de production du MWh par un réacteur nucléaire neuf ou par une centrale combiné à gaz sans taxation ni du CO<sub>2</sub> ni des NO<sub>x</sub> émis, étant de 28 € / MWh,

---

<sup>29</sup> L'aval du cycle nucléaire, tome II : les coûts de production de l'électricité, Christian BATAILLE et Robert GALLEY, Députés, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 1359, Sénat n° 195, Paris, février 1999.

<sup>30</sup> Note aux Rapporteurs, Philippe GIRARD, Membre du Comité de pilotage, 15 janvier 2003.

<sup>31</sup> Au-delà de la durée d'amortissement une baisse de la taxe professionnelle et de la provision pour démantèlement peut également intervenir.

une année de prolongation d'un réacteur nucléaire amorti se traduit par une économie annuelle de coûts de production de 100 millions €.

Sur une période de 10 années, le différentiel de coût de production s'élève donc à 1 milliard € par réacteur.

Pour la période allant de la 40<sup>ème</sup> à la 50<sup>ème</sup> année, le différentiel de coûts de production serait selon toute vraisemblance inférieur, dans la mesure où les coûts de jouvence pour obtenir l'autorisation de franchir la barre des 40 années de fonctionnement s'ajouteraient à ceux de la 30<sup>ème</sup> année et seraient sans doute plus élevés.

En tout état de cause, l'intérêt de prolonger l'exploitation d'un réacteur nucléaire amorti économiquement, est potentiellement supérieur à ce qui vient d'être décrit, si l'on prend en compte les différentes structures des coûts de production, notamment l'importance relative du coût du combustible.

A l'inverse du MWh gaz pour lequel le coût du combustible représente environ 70 % du coût total, la part du coût du combustible dans le coût de production total du MWh nucléaire ne représente que 20 % environ<sup>32</sup>.

L'intérêt d'un réacteur nucléaire amorti est donc d'autant plus grand que le coût du combustible est susceptible d'augmenter, ce qui est, au demeurant, beaucoup plus probable pour le gaz que pour le nucléaire.

Cette analyse rapide de l'importance économique de la durée de vie pour le parc électronucléaire d'EDF pourrait évidemment être transposée, toutes choses égales par ailleurs, aux autres parcs électronucléaires.

Ainsi, aux Etats-Unis, un vaste mouvement de demandes de prolongation de l'autorisation de fonctionnement est lancé.

Début mars 2003, 10 réacteurs avaient déjà obtenu leur prolongation de 40 à 60 ans de leur licence d'exploitation, tandis que la NRC examinait à la même date 26 demandes de prolongation.

Les méthodes de gestion d'un parc électronucléaire fonctionnant en situation de concurrence sur un marché dérégulé apportent un autre éclairage, qui fait ressortir le fait que la durée de vie d'un réacteur nucléaire est un aspect qui est certes important mais qui n'est qu'un aspect du problème plus général des performances d'exploitation.

---

<sup>32</sup> La part du coût du combustible dans le MWh produit par une centrale thermique au charbon est d'environ 45 %.

## **2. Le problème global et fondamental des performances d'exploitation**

Les progrès effectués ces dernières années par EDF dans la gestion de son parc électronucléaire sont incontestables.

La production brute d'électricité nucléaire s'est élevée à 437 TWh en 2002, soit une augmentation de 3,7 % par rapport aux 421 TWh de 2001, venant après l'augmentation de 1,4 % de 2001 par rapport à 2000.

Cette augmentation de la production résulte d'un double phénomène, l'un exceptionnel et l'autre plus structurel.

La mise en service industriel des tranches N4 de Civaux 1 et 2, effectuée respectivement en janvier et avril 2002, a apporté une capacité de production d'autant plus importante que leur puissance nette a pu être révisée à la hausse (1495 MW), comme celle des tranches N4 de Chooz (1500 MW).

Par ailleurs, le taux de disponibilité du parc français s'est établi à 82,5 % en 2002 (+1,4 point en 2002 par rapport à 2001).

Pour autant l'analyse du fonctionnement des parcs étrangers, soumis à la concurrence sur des marchés dérégulés ou non, montre l'importance des performances économiques d'ensemble.

Selon STUK, l'autorité de sûreté finlandaise, la gestion de la durée de vie est constituée de « *l'ensemble des mesures assurant une exploitation sûre et fiable d'une centrale nucléaire, aussi longtemps qu'il y a une demande pour l'électricité qu'elle produit* »<sup>33</sup>.

En réalité, selon STUK, la durée ultime d'exploitation d'une centrale ne dépend pas que de ses caractéristiques initiales, mais aussi de son mode d'exploitation. Une particulière importance est donc attachée à la prévention des attaques par des impuretés chimiques, à la minimisation de l'impact mécanique et thermique des transitoires, à la régularité des opérations de maintenance, au contrôle des caractéristiques et de la fiabilité des composants ou au remplacement préventif, avant panne ou rupture, des composants vieillissants. Les deux centrales nucléaires finlandaises fonctionnant en base, leur régularité de fonctionnement est considérée comme un facteur essentiel de longévité.

Plus de la moitié des centrales nucléaires américaines sont actuellement en service sur des marchés locaux dérégulés<sup>34</sup>. Ceci signifie que leur production est

---

<sup>33</sup> Audition de Dr. Laaksonen, Directeur général de STUK, Helsinki, 11 février 2003.

<sup>34</sup> Au début 2003, les États dérégulés étaient les suivants : à l'Est : Maine, Vermont, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island, Connecticut, New Jersey, Delaware, Maryland, District of Columbia, Pennsylvanie, West Virginia, Virginia ; au Centre : Ohio, Michigan, Illinois ; au Sud : Arkansas, Texas, Oklahoma, New Mexico, Arizona ; à l'Ouest : Montana, Oregon. Les législations de réglementation ont été annulées en Californie et au Nevada.



rémunérée lorsqu'elle est appelée, ce qui est pratiquement toujours le cas compte tenu de leur compétitivité. Les moyens de production appelés par les gestionnaires des réseaux ou « *dispatchers* » sont d'abord les plus performants – hydroélectricité, cogénérations au gaz, cycles combinés à gaz, nucléaire, centrales à charbon -. Puis les moins performants le sont aussi s'ils sont nécessaires pour satisfaire la demande. Contrairement aux marchés régulés où les producteurs d'électricité nucléaire sont rémunérés selon un tarif de base, les prix de l'électricité sur un marché dérégulé varient en fonction de la demande, avec des fluctuations très importantes, le prix de vente étant au moins égal au coût variable de production<sup>35</sup> de la dernière unité de production mise en service<sup>36</sup>.

Dans une telle configuration, les centrales nucléaires peuvent engranger des profits énormes. Dans la pratique, on constate toutefois que les exploitants nucléaires se placent dans une situation mixte où leurs ventes à long terme et à prix fixe représentent les deux tiers de leurs revenus et où leurs ventes sur le marché spot constituent un tiers de leur production.

En définitive, sur de tels marchés, un exploitant nucléaire a deux objectifs. Le premier est de baisser le plus possible ses coûts de production pour maximiser ses profits, qui peuvent être considérables lorsqu'une forte demande d'électricité pousse le prix de vente à la hausse et oblige à mettre en service des moyens de production peu compétitifs. Le deuxième objectif est de réduire au minimum les périodes d'arrêt de tranche où il ne peut, par hypothèse, profiter des fluctuations de prix.

Considérant les perspectives de profit dans les périodes de pointe, les compagnies d'électricité conduisent des opérations de modernisation de leurs centrales très ambitieuses et très coûteuses, qu'elles n'ont aucune difficulté à financer. Ainsi la compagnie Constellation Energy Group a pratiqué des investissements de 800 millions \$ pour ses deux réacteurs PWR de Calvert Cliffs.

En outre, les opérations de modernisation des centrales comportent le plus souvent une augmentation de puissance des réacteurs. Les exploitants ont réussi à diminuer la durée des arrêts de tranche pour rechargement et à allonger à 24 mois les cycles d'exploitation.

Au total, la modernisation des centrales et la réduction de la durée des arrêts de tranche ont conduit à une augmentation très nette des facteurs de charge  $K_p$ <sup>37</sup>. En 2002, le facteur de charge  $K_p$  du parc nucléaire américain de 103 réacteurs en service a atteint 91,7 %, contre un peu moins de 70 % en 1997.

---

<sup>35</sup> Les seuls coûts pris en considération sont les coûts du combustible. Les frais de personnel font partie des coûts fixes.

<sup>36</sup> Les prix spots ne reflètent pas tout le marché mais seulement les transactions effectuées la veille pour le lendemain.

<sup>37</sup> Le facteur de charge est un ratio dont le numérateur est égal à la production effective envoyée sur le réseau et le dénominateur égale le produit de la puissance maximale du réacteur multiplié par 365 jours et par 24 heures.

En terme de capacité de production, l'augmentation du facteur de capacité américain, depuis 1990, équivaut à la construction de 23 réacteurs de 1000 MW supplémentaires. Le Nuclear Energy Institute estime que, dans les prochaines années, l'augmentation de puissance et de facteur de capacité des réacteurs actuellement en service se traduiront par une augmentation de 6000 à 10 000 MWe de la puissance installée<sup>38</sup>.

Considérables aux Etats-Unis dans certaines régions où le marché électrique est dérégulé, des perspectives de profit se trouvent aussi en Europe du Nord sur le Nord Pool.

En raison de la sécheresse de l'année 2002 qui a diminué la production hydroélectrique, les prix de l'électricité ont fortement augmenté fin 2002-début 2003.

Sur le Nord Pool, le nucléaire est concurrencé par l'hydroélectricité et par la cogénération au gaz. Pour être compétitif en longue période vis-à-vis de l'hydroélectricité dont les coûts de production sont très bas, le nucléaire doit avoir une régularité de fonctionnement maximale et des coûts les plus bas possibles. Ceci justifie l'investissement de 200 millions € pratiqué par Vattenfall pour moderniser le réacteur d'Oskarshamn 1. A l'inverse, faute d'une compétitivité suffisante de ses réacteurs, la compagnie britannique British Energy a pu se retrouver au bord de la faillite en 2002, ses coûts de production étant alors le plus souvent supérieurs aux prix du marché sur le marché électrique dérégulé du Royaume Unis.

Certes, on peut estimer qu'une transposition de ces constats à la situation française serait doublement impossible à l'heure actuelle.

En effet, le marché français n'est pas encore totalement dérégulé et la concurrence y est encore relativement réduite par rapport aux marchés américain et nordique.

Par ailleurs, le parc électronucléaire français fonctionne dans la configuration particulière du suivi de charge, ce qui conduit à évaluer sa performance, non pas en termes de facteur de charge  $K_p$  mais en terme de coefficient de disponibilité  $K_d$ . Par ailleurs, l'utilisation du combustible MOX sur 20 tranches du palier 900 MWe est relativement contraignante dans la mesure où le MOX n'est pas encore autorisé à avoir les mêmes taux de combustion que le combustible classique.

Il n'en demeure pas moins, d'une part, que l'horizon de ce parc est celui d'une ouverture accrue à la concurrence du marché électrique français et européen, et, d'autre part, que la rationalité économique commande que les réacteurs nucléaires d'EDF soient exploités au maximum de leurs possibilités techniques dans le respect de la réglementation de sûreté.

---

<sup>38</sup> Angelina S. HOWARD, Executive Vice President, Nuclear Energy Institute, audition du 11 mars 2003, Washington DC.

L'objectif pour l'économie française doit donc être non seulement de maximiser, autant que faire se peut, la durée de vie de ses réacteurs nucléaires, mais aussi de les valoriser au mieux en maximisant leurs performances d'exploitation.

#### **IV.- Des réglementations de la durée de vie devant allier rigueur pour la sûreté et visibilité pour l'investisseur**

S'agissant de la réglementation de la durée de vie des centrales nucléaires, l'inévitable débat entre les impératifs de sûreté et les impératifs de l'efficacité économique porte non seulement sur la procédure et la durée de l'autorisation d'exploiter, mais aussi sur l'éventuelle obligation faite à l'opérateur de réviser à la hausse le niveau de sûreté de son installation dès lors que le progrès technique le permet.

Comparée trop rapidement à ses équivalents étrangers, la réglementation française pourrait paraître, en première analyse, doublement exigeante. Les centrales nucléaires sont en effet autorisées à fonctionner sur des durées limitées à 10 ans mais renouvelables. Par ailleurs, les grands carénages réalisés tous les dix ans, désignés sous le nom de visites décennales, entraînent pour l'exploitant l'obligation de procéder à des actions correctives pour remettre le réacteur à son niveau de sûreté initial et à des actions d'amélioration pour hausser la sûreté globale autant que possible tout en tenant compte des contraintes économiques.

L'analyse détaillée de la pratique réglementaire française montre que ses exigences, qui sont réelles, sont néanmoins adaptées à la structure particulière du parc électronucléaire français.

Les comparaisons internationales montrent enfin que la méthode française est partagée par de nombreux autres pays, le cas des Etats-Unis faisant au final exception dans le paysage réglementaire internationale.

Toutefois, ce même exemple américain et les changements structurels en cours ou à venir sur le marché de l'électricité militent en faveur, non pas d'un bouleversement de la réglementation française, mais de son toilettage afin d'améliorer sa lisibilité et donc la visibilité de l'investisseur.

##### **1. L'adéquation de la réglementation française à la structure particulière du parc**

La réglementation française de la durée de vie répond à une préoccupation particulière qui résulte de l'importance et de la structure originale du parc français.

###### **1.1. L'importance particulière de la maîtrise du vieillissement pour le parc français**

En matière de durée de vie, il existe un enjeu français spécifique. En effet, les 58 réacteurs du parc électronucléaire – 34 réacteurs du palier 900 MW, 20 réacteurs du palier 13000 MW et 4 réacteurs N4 – ont été fabriqués par le même constructeur (Framatome) sur une période de temps limitée et sur une base standardisée.

Comme on l'a vu plus haut, la pyramide des âges du parc électronucléaire d'EDF est ramassée, avec une forte base de réacteurs mis en service sur une période de 10 ans. En conséquence, le vieillissement peut toucher un nombre important de réacteurs en même temps. L'anticipation d'un problème de sûreté générique, grave et simultané revêt donc une importance critique. Savoir quand fermer une centrale est donc une question fondamentale. Il convient d'avoir, réacteur par réacteur, les éléments permettant de savoir si les dégradations dues au vieillissement sont maîtrisées et si la fermeture d'un réacteur en particulier est nécessaire ou non pour des raisons de sûreté.

La standardisation représente l'autre dimension particulière du parc français dont doivent tenir compte à la fois la réglementation et l'action de l'autorité de sûreté.

Selon l'autorité de sûreté, la standardisation a des conséquences « *à double tranchant* » (« *mixed blessing* »). On peut même dire que le parc électronucléaire français est doublement standardisé puisque il a été construit par un seul fabricant et est mis en oeuvre par un seul exploitant. En tout état de cause, cette standardisation permet un retour d'expérience très important, mais contient la menace potentielle d'un problème générique. D'où l'importance de l'anticipation.

A cet égard, le remplacement des couvercles de cuve de même type, demandé à EDF dès la mise en évidence d'un défaut d'étanchéité lors d'un test, avant même que des fuites soient apparues en exploitation et ceci sur l'ensemble des matériels correspondants, en est l'illustration. C'est aussi une bonne décision.

Dès lors, « *l'obsession* » de l'autorité de sûreté est d'anticiper et de prévenir l'apparition d'un défaut générique sur l'ensemble du parc<sup>39</sup>.

### **1.2. Les fondements de la stratégie de l'autorité de sûreté : une exigence de sûreté continûment en hausse dans le cadre général d'une défense en profondeur**

L'augmentation continue, mais raisonnée, des exigences de sûreté constitue une autre caractéristique fondamentale de la pratique réglementaire française.

Difficilement contestable dans son principe, la conviction de l'autorité de sûreté est qu'« *il est normal de voir le progrès technologique bénéficier à la sûreté* ». En conséquence, si le risque des installations les plus anciennes devient inacceptable dans les conditions du moment, leur fermeture s'impose.

Quels facteurs poussent les exigences de sûreté à la hausse ?

Le retour d'expérience national et international permet une meilleure identification des risques et des moyens de les prévenir. Les accidents et incidents sont également une source d'enseignements. L'évolution des connaissances peut aider à

---

<sup>39</sup> André-Claude LACOSTE, Directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, audition du 14 janvier 2003.

perfectionner les dispositifs de sûreté. De nouvelles normes extérieures au domaine nucléaire proprement dit peuvent s'imposer à toute activité, comme par exemple des normes antisismiques. La comparaison aux exigences retenues pour les réacteurs plus récents est une autre limite de la durée de vie.

Dans le domaine de la maîtrise du vieillissement comme dans tous les autres, la stratégie de l'autorité de sûreté nucléaire est celle de la défense en profondeur.

Si toutes les installations industrielles sont soumises au vieillissement, il existe toutefois un risque nucléaire spécifique qui impose de mettre en place plusieurs lignes de défense.

S'agissant de vieillissement, la première ligne de défense est la prévention. En particulier, les conditions d'exploitation prévues et les modes et cinétiques de dégradation des composants connus ou supposés doivent être pris en compte dès la conception et la fabrication, par exemple en opérant des choix judicieux pour les matériaux.

Deuxième ligne de défense, il convient de mettre en place des programmes de surveillance pour vérifier la validité des hypothèses de conception, c'est-à-dire pour vérifier en permanence que le vieillissement se passe comme prévu. Il convient également de mettre en place une maintenance préventive.

Enfin, troisième ligne de défense, la réparation, la modification et le remplacement des composants vieillis ou obsolètes doivent intervenir au moment opportun.

### **1.3. L'absence de limitation de durée, mais l'obligation de rendez-vous réguliers**

Comme on l'a vu plus haut, il n'existe pas en France de limitation de la durée de vie dans le décret d'autorisation de création d'une installation nucléaire, mais un réexamen de sûreté peut être demandé par l'autorité de sûreté qui, en pratique, en a fixé la périodicité à 10 ans.

Ainsi, des rendez-vous réglementaires périodiques sont fixés sous la forme de visites décennales et de réexamens de sûreté associés.

Dans la pratique, les réexamens de sûreté sont calés sur les visites décennales (VD1, VD2, VD3 et éventuellement VD4). A ces occasions, sont effectués des tests importants, comme des tests hydrauliques réglementaires du circuit primaire et des tests d'étanchéité de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur.

Le *réexamen de sûreté* a pour premier objectif de vérifier la conformité de l'installation par rapport à ses plans initiaux. L'état du matériel est donc vérifié. De même, l'on contrôle si les dégradations ont bien été corrigées.

Deuxième étape de la démarche, la *réévaluation de sûreté* consiste à augmenter les exigences de sûreté, en fonction de l'état des connaissances, du retour d'expérience et par comparaison avec des réacteurs plus récents.

Il en découle la réalisation de modifications pour élever le niveau de sûreté. En 2002, la réévaluation de sûreté a été faite pour le palier 900 MW. A l'avenir, ses conclusions vont être appliquées à l'ensemble des réacteurs du palier et la démarche sera prolongée dans le temps et aux autres paliers.

L'autorisation de poursuite de l'exploitation vaut jusqu'à l'échéance suivante, correspondant au prochain réexamen.

Les réacteurs du palier 900 MW sont nombreux à avoir subi leur 2<sup>ème</sup> visite décennale au cours de laquelle ils ont subi un réexamen et une réévaluation de sûreté. Ce qui est à l'étude actuellement, avec notamment la préparation d'un Groupe Permanent Réacteurs<sup>40</sup> afférent, c'est la mise au point des objectifs de la réévaluation de sûreté qui sera réalisée à l'occasion de la 3<sup>ème</sup> visite décennale.

La fixation de ces objectifs se fait au terme d'un échange d'idées entre l'autorité de sûreté, le Groupe Permanent Réacteurs et EDF. Les deux sources fondamentales de projets à cet égard sont d'une part la comparaison des niveaux réels de sûreté avec celui des réacteurs les plus récents, et, d'autre part, le retour d'expérience.

#### **1.4. L'étape fondamentale de la troisième visite décennale après 30 années de fonctionnement**

La fin des 30 premières années de fonctionnement est considérée par l'autorité de sûreté comme une étape fondamentale.

Dans la perspective d'une prolongation de l'exploitation au delà de cette période, EDF a présenté un premier dossier sur la tenue à 40 ans de ses installations. Mais la démonstration que l'exploitant a apportée n'est pas considérée en l'état comme acceptable par l'autorité de sûreté.

Au plan technique, différentes démonstrations devront être apportées pour obtenir l'autorisation de prolongation de l'exploitation.

Par exemple, s'il a été prouvé par EDF que les défauts des cuves ne présentent pas de danger à l'horizon de 30 ans, des compléments de preuve sont attendus pour une durée de 40 ans. Quoiqu'il en soit, différents cas de dégradations n'ont pas été suffisamment pris en compte à la conception ou présentent des cinétiques plus rapides que prévu. Il s'agit de phénomènes de corrosion, de présence de défauts de

---

<sup>40</sup> Le Groupe Permanent Réacteurs est l'un des quatre groupes d'experts placés auprès de la DGSNR pour étudier les problèmes techniques posés en matière de sûreté par la création, la mise en service, le fonctionnement et l'arrêt des installations nucléaires et de leurs annexes.

fonderie dans les composants en acier inoxydable moulé. La question du vieillissement accéléré du béton des enceintes de confinement des réacteurs 1300 MW devra aussi être traitée.

Des justifications sont attendues non seulement sur des questions techniques, mais aussi sur des enjeux non techniques, notamment sur les risques de pertes de compétences techniques. L'évolution du tissu industriel conduit déjà l'exploitant à reporter certaines opérations de maintenance faute de composants de rechange ou de prestataires. De même, le risque de pertes de compétences techniques doit être minimisé.

Au final, l'autorité de sûreté attend les conclusions des examens approfondis de conformité qui accorderont une place importante aux questions de vieillissement.

La réévaluation de sûreté sera effectuée en prenant en compte les exigences de sûreté du projet de réacteur EPR, de manière à rapprocher la sûreté des réacteurs 900 MW de celle de l'EPR.

Il s'agit là d'une approche prudente, modeste mais robuste.

L'autorité de sûreté prendra position, *au cas par cas*, à l'issue des 3èmes visites décennales et du réexamen de sûreté associé, sur la poursuite de l'exploitation des réacteurs jusqu'à l'horizon des 40 ans. Deux facteurs auront alors un poids particulièrement important : l'état des matériels et la capacité de l'industriel à poursuivre l'exploitation.

Ainsi, pour chacun des réacteurs, l'autorité de sûreté donnera sa vision sur la poursuite de l'exploitation. Il ne s'agira pas de « *chèque en blanc* », des conditions pouvant notamment être imposées pour remédier au vieillissement de certains composants.

Cette prise de position pourra, le cas échéant, conduire à des rendez-vous intermédiaires.

En tout état de cause, il faudra dix ans pour intégrer les réévaluations de sûreté décidées pour un palier à l'ensemble des tranches de celui-ci.

Afin de l'aider à préparer ces visites, les orientations de l'autorité de sûreté pour la 3<sup>ème</sup> visite décennale ont été communiquées par celle-ci à EDF en février 2001 et rendues publiques.

Pour préparer les visites décennales, différentes conditions à remplir ont été énoncées : l'identification des zones et composants sensibles, l'élaboration de programmes de contrôle justifiés, l'analyse du retour d'expérience, la définition de programmes de R&D sur le vieillissement.

L'exploitant devra aussi constituer des dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation au-delà des 3<sup>èmes</sup> visites décennales.



L'exploitant devra enfin établir un programme de gestion du vieillissement au-delà des 3<sup>èmes</sup> visites décennales, comportant des actions de surveillance et de remplacement, des modifications matérielles et une démarche de maintien des compétences.

Le programme de travail d'EDF sera examiné en 2003 par le Groupe Permanent Réacteurs.

L'autorité de sûreté a enfin rappelé à l'exploitant en mai 2002 les éléments attendus à l'appui de cet examen : l'organisation retenue, l'identification des composants et zones qualifiées de « *sensibles* », la stratégie de gestion du vieillissement proprement dite, le bilan comparatif des pratiques internationales.

L'autorité de sûreté nucléaire veillera à ce que les moyens engagés par EDF pour préparer l'étape des 3<sup>èmes</sup> visites décennales soient à la hauteur des enjeux.

## **2. Les cas particuliers de la Suède, de l'Allemagne et de la Belgique en raison de leurs programmes de sortie du nucléaire**

C'est la *Suède* qui a donné en Europe le signal de l'abandon progressif du nucléaire par limitation anticipée de la durée d'exploitation de ses réacteurs, suivie 20 ans après par l'Allemagne et 22 ans plus tard par la Belgique<sup>41</sup>.

Lors d'un référendum organisé en 1980 à la suite de l'accident de Three Mile Island, les Suédois se prononcèrent, en effet, en faveur de l'arrêt de tous les réacteurs nucléaires du pays. En 1991, le Parlement fixa à 2010 l'échéance de la fermeture du dernier réacteur.

Les difficultés d'application de cette décision apparurent en plusieurs temps. En décembre 1995, la Commission publique sur l'énergie, dans une étude sur la faisabilité de l'abandon, conclut que le délai prévu ne pourrait pas être respecté.

En 1997, le Parlement suédois vota la loi « *pour un approvisionnement énergétique durable* » selon laquelle l'un des deux réacteurs de la centrale de Barsebäck devait être fermé avant le 1er juillet 1998, le second réacteur de la même centrale devait être fermé avant le 1<sup>er</sup> juillet 2001, à condition toutefois que la perte d'énergie correspondante puisse être compensée et toute échéance fixe pour le démantèlement du parc nucléaire était abandonnée.

Bien qu'en retrait par rapport aux décisions prises en 1980 par référendum, les dispositions restrictives de la loi de 1997 ont aussi rencontré des difficultés sérieuses pour entrer en vigueur.

---

<sup>41</sup> La Suède compte 12 réacteurs, dont 9 réacteurs à eau bouillante de conception et fabrication suédoises, et 3 réacteurs PWR d'origine Westinghouse. Pour le moment, malgré la décision prise en 1980 par référendum d'abandonner le nucléaire, 11 de ces réacteurs sont encore en service.

Ainsi la fermeture de Barsebäck 1 est intervenue en novembre 1999, au lieu du 1<sup>er</sup> juillet 1998, en raison de nombreuses procédures intentées par la société privée Skydraft propriétaire de la centrale. La décision de fermeture de Barsebäck 2, qui n'est pas intervenue à la date fixée, soit le 1<sup>er</sup> juillet 2001, sera réexaminée en mars 2003. Mais la forte hausse des prix de l'électricité intervenue en 2002 et au début 2003, rend peu probable une telle décision.

Au demeurant, la Suède se trouve aujourd'hui confrontée à deux inconvénients majeurs de sa politique. Ses importations d'électricité ont augmenté, non seulement en provenance de la Norvège et de la Finlande, mais aussi de Pologne et du Danemark qui exportent de l'électricité produite par des centrales thermiques fonctionnant au charbon.

Par ailleurs, du fait du déficit de production suédois et des aléas climatiques, les prix spots de l'électricité sur le marché de l'électricité des pays scandinaves et de la Finlande, intitulé Nord Pool, qui fluctuent normalement autour de 0,016 à 0,027 €/kWh, ont connu une très forte augmentation à la fin 2002, pour atteindre le niveau record de 0,11 € pendant la première semaine de 2003.

En outre les consommateurs subissent depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2003, une augmentation de la taxe sur l'énergie qui passe de 0,027 à 0,031 €/kWh, soit une augmentation de près de 15 %.

Enfin, la Suède doit respecter d'une part ses engagements du Protocole de Kyoto, qui l'oblige à n'augmenter ses émissions en 2010-2012 que de 4 % par rapport au niveau de 1990, et, d'autre part, la directive européenne fixant des plafonds d'émission de NOx et de SO2 en 2010. La possibilité de développer la biomasse a été étudiée, encore que la faible vitesse de croissance de la végétation dans les pays du Nord n'assure qu'à très longue échéance une équivalence en terme de fixation de CO<sub>2</sub> par rapport à la combustion<sup>42</sup>. Mais les centrales thermiques utilisant la biomasse comme combustibles sont peu nombreuses.

Il n'est donc pas étonnant dans ces conditions qu'en Suède, après avoir été majoritaires en 1998, les partisans de l'abandon du nucléaire soient aujourd'hui minoritaires (voir tableau ci-après).

Tableau 6 : Sondage sur le nucléaire – janvier 2003  
(source : SKI)

réponses favorables aux propositions suivantes :	% du total
utiliser les réacteurs actuels jusqu'à la fin	32 %
construire de nouveaux réacteurs si nécessaire	36 %
construire de nouveaux réacteurs dans tous les cas	15 %
fermer les réacteurs en service	14 %
ne savent pas	3 %
total	100

<sup>42</sup> Claude BIRRAUX, audition du 12 février 2003.

C'est pourquoi il paraît peu vraisemblable que l'échéance de 2010 pour la fermeture des réacteurs suédois soit respectée.

L'*Allemagne* constitue un autre exemple d'un pays qui a fixé une durée limite à l'exploitation de ses réacteurs nucléaires. Cette durée n'a pas été fixée en termes de date, mais en terme de durée de vie des réacteurs, à savoir 32 ans, durée qui résulte d'une négociation purement politique.

Singulière en Europe, la production électrique allemande était assurée en 1999 à 51 % par des centrales thermiques fonctionnant au charbon et au lignite et à 31 % par l'électronucléaire. C'est dans cette situation qu'est intervenu le 14 juin 2000 le compromis entre le Gouvernement et les exploitants nucléaires sur l'arrêt programmé des 19 réacteurs nucléaires allemands après 32 ans environ de fonctionnement.

Un accord politique affiché étant intervenu sur une durée de fonctionnement de 32 ans, des négociations techniques permirent d'intégrer à celui-ci le concept de quantités d'électricité restant à produire à intégrer dans l'accord.

Au terme de l'accord final qui est un accord de compromis, la durée nominale de fonctionnement des réacteurs allemands est de 32 ans, mais la production quantitative autorisée correspond à une durée de 34 ans (voir tableau ci-après).

Tableau 7 : Volume de production restant au début 2000 selon l'accord de consensus (source : RWE)

	réacteur	Type- Puissance	date de mise en service	production cumulée autorisée	date probable d'arrêt	Exploitant
1	Obrigheim	PWR Siemens-357 MWe	01.04.1969	8,7 TWh	2004-2006	EnBW
2	Stade	PWR Siemens-672 MWe	19.05.1972	23,2 TWh	2004-2006	E.ON
3	Biblis A	PWR Siem KWU-1225 MWe	26.02.1976	62,0 TWh	2007-2009	RWE
4	Neckar 1	PWR Siem KWU-840 MWe	01.12.1976	57,4 TWh	2009-2012	GKN
5	Biblis B	PWR Siem KWU-1300 MWe	31.01.1977	81,5 TWh	2009-2011	RWE
6	Brunsbüttel	BWR AEG-KWU-806 MWe	08.02.1977	47,7 TWh	2009-2011	HWE
7	Isar 1	BWR AEG-KWU-912 MWe	21.03.1979	78,4 TWh	2012-2014	E.ON
8	Unterweser	PWR Siem-KWU-1410 MWe	06.09.1979	118,0 TWh	2012-2014	E.ON
9	Philippsburg 1	BWR AEG-KWU-926 MWe	26.03.1980	87,1 TWh	2013-2015	EnBW
10	Grafenrheinfeld	PWR KWU-1345 MWe	17.08.1982	150,0 TWh	2015-2017	E.ON
11	Krümmel	BWR AEG-KWU-1316 MWe	28.03.1984	158,2 TWh	2017-2019	HEW
12	Gundremmingen B	BWR KWU-1344 MWe	19.07.1984	160,9 TWh	2017-2019	RWE
13	Gundremmingen C	BWR KWU-1344 MWe	18.01.1985	168,4 TWh	2018-2020	RWE
14	Grohnde	PWR KWU-1430 MWe	01.02.1985	200,9 TWh	2018-2020	E.ON-KWG
15	Philippsburg 2	PWR KWU-1458 MWe	18.04.1985	198,6 TWh	2019-2021	EnBW
16	Brokdorf	PWR KWU-1440 MWe	22.12.1986	217,9 TWh	2020-2022	E.ON
17	Isar 2	PWR KWU-1475 MWe	09.04.1988	231,2 TWh	2021-2023	E.ON
18	Emsland	PWR KWU-1400 MWe	20.06.1988	230,1 TWh	2021-2023	RWE
19	Neckar 2	PWR KWU-1365 MWe	16.04.1989	236,0 TWh	2022-2024	GKN

Aussi, les perspectives de production des différents réacteurs sont contrastées, entre ceux qui ne peuvent encore produire que peu d'électricité et ceux qui, au contraire, comme Neckar 2 pourront produire jusqu'en 2022.

Toutefois, pour donner plus de flexibilité à ce système de quotas de production, les exploitants pourront procéder à des transferts d'autorisations de production d'une centrale à une autre appartenant à un même exploitant. Ce dispositif a un double avantage : le Gouvernement peut mettre en avant les fermetures de réacteurs, tandis que les opérateurs peuvent optimiser le fonctionnement de leur parc.

En définitive, l'accord du 14 juin 2000 programme l'effacement théorique progressif du parc allemand entre 2004 et 2025, avec une disparition complète entre 2020 et 2025.

Les tensions au niveau fédéral entre le ministère de l'environnement et le ministère de l'économie et du travail, ainsi que le réalisme des exploitants qui estiment le nucléaire toujours compétitif, ne doivent pas pour autant laisser penser qu'un « *abandon de l'abandon* » et la construction d'un nouveau réacteur sont probables dans la prochaine décennie.

Après l'adoption définitive le 16 janvier 2003, du projet de loi visant à l'abandon du nucléaire, la **Belgique** a décidé de limiter à 40 ans la durée de vie de ses 7 réacteurs nucléaires, ce qui signifie l'arrêt, à partir de 2015, des installations les plus anciennes et, au plus tard en 2025, de ses réacteurs les plus récents.

Une clause suspensive a été incluse dans la loi, le Gouvernement pouvant suspendre l'abandon en cas de force majeure.

### **3. La convergence des pratiques étrangères et françaises**

Ainsi qu'il a été rapidement vu plus haut, de nombreux pays réglementent la durée de vie des réacteurs nucléaires d'une manière comparable à la France, même si les Etats-Unis présentent une originalité.

Cette question est d'une grande importance dans la mesure où il s'agit de déterminer si des obligations particulièrement lourdes pèsent sur l'exploitant français ou au contraire si celui-ci est placé sur un pied d'égalité par rapport à ses concurrents.

Pour répondre à cette question, les organisations internationales AIEA et AEN-OCDE ont été consultées par vos Rapporteurs, ainsi que différentes autorités de sûreté nationales, notamment en Europe du Nord et aux Etats-Unis.

Selon l'AEN OCDE, dont les membres représentent 85 % de la capacité nucléaire mondiale installée, la quasi-totalité des pays octroient des autorisations de fonctionnement à durée illimitée, l'exception majeure étant les Etats-Unis<sup>43</sup>.

Autre élément fondamental, tous les pays considèrent comme faisant partie intégrante de l'autorisation donnée à un exploitant, l'obligation pour celui-ci non

---

<sup>43</sup> Regulatory Aspects of Life Extension and Upgrading of NPPs, CNRA Special Issue's Meeting 2000 Report, AEN-OCDE, janvier 2001.

seulement d'évaluer en permanence la sûreté de ses installations, mais aussi d'y intégrer les progrès de la science et de la technologie dès lors que ceux-ci peuvent permettre d'augmenter la sûreté à des coûts raisonnables. Il y a toutefois une exception majeure, celle des Etats-Unis, où le processus de renouvellement de licence se focalise sur les dommages causés par le vieillissement et ne touche pas aux bases de l'autorisation initiale.

En *Finlande*, les centrales électriques n'ont pas de durée de vie fixe prédéterminée. La durée de l'autorisation est déterminée par le Gouvernement en fonction de l'estimation fournie par l'exploitant sur la période pendant laquelle l'installation pourra fonctionner en respectant les standards de sûreté requis. L'autorisation, qui est limitée dans le temps, fixe son propre terme mais elle est renouvelable.

Les deux réacteurs à eau pressurisée de Loviisa fonctionnent dans le cadre d'autorisations de 10 ans<sup>44</sup> et ceux d'Olkiluoto de 20 ans.

L'autorité de sûreté finlandaise peut exiger des exploitants qu'ils intègrent de nouveaux dispositifs de sûreté pour être en accord avec les règles de sûreté plus rigoureuses qu'elle peut décider. Non seulement le remplacement des composants non fiables est exigé, mais leur modernisation doit être réalisée, telle qu'elle est permise par les technologies avancées. Des évaluations exhaustives de la sûreté<sup>45</sup> sont périodiquement effectuées. Ces évaluations font soit partie du processus de renouvellement de l'autorisation d'exploiter, soit programmées spécialement si l'autorisation est supérieure à 10 ans. A cette occasion, sont notamment effectuées une évaluation en profondeur des équipements, une évaluation de sûreté actualisée et une évaluation de la sûreté réelle comparée aux standards du moment. A titre d'exemple, la centrale d'Olkiluoto fera l'objet d'une évaluation de sûreté exhaustive en 2008.

Au total, la Finlande applique comme la France le principe de l'élévation continue du niveau de sûreté, mais octroie des autorisations de fonctionnement de 10 ans ou de 20 ans selon les cas.

La *Suède* a, entre 1965 et 1976, octroyé aux exploitants des autorisations d'exploitation pour une durée illimitée en principe, sur la base d'une durée de vie technique estimée à 40 ans. Il existe toutefois un cadre réglementaire définissant les obligations de l'exploitant. Ainsi, celui-ci doit définir et mettre à jour des programmes de maintenance, de surveillance et de contrôle. Un réexamen de sûreté doit être effectué tous les 10 ans. Enfin, des inspections assurent un contrôle continu du niveau de sûreté. Date importante pour le parc suédois, les réacteurs devront subir vers 2010 une

---

<sup>44</sup> Le réacteur de Loviisa-1 est autorisé jusqu'en 2007, et celui de Loviisa-2 jusqu'en 2010, dates auxquelles les durées de fonctionnement auront atteint 31 ans. Les deux réacteurs d'Olkiluoto opèrent actuellement dans le cadre d'une autorisation de 20 ans, qui expirera en 2018, au terme d'une période de 40 ans et 4 mois d'exploitation.

<sup>45</sup> Comprehensive Periodic Safety Review.

« *grande visite* » dont le programme, correspondant à un réexamen de sûreté par SKI, est en cours d'élaboration<sup>46</sup>.

La Suède a, ainsi, des pratiques proches de celles de la France. Il n'existe pas, en Suède comme en France, de limite réglementaire à la durée d'exploitation. L'exploitation fait l'objet d'un contrôle continu du niveau de sûreté. Comme en France, il est procédé à un réexamen de sûreté, mais celui-ci est inscrit dans la réglementation.

En *Allemagne*, la durée de vie des réacteurs ayant été limitée par un compromis politique à 32 ans, soit une durée inférieure à la durée de vie technique, on pourrait hâtivement considérer que la prévention des effets du vieillissement pourrait être moins cruciale que dans d'autres pays. En réalité, le niveau de sûreté et la régularité de fonctionnement demeurent des variables tout aussi importantes.

Quelles sont les exigences réglementaires en matière de gestion du vieillissement et de quelle façon les entreprises parviennent-elles à en proportionner le coût à la durée de vie raccourcie imposée aux réacteurs ?

L'autorisation d'exploiter un réacteur nucléaire n'est assortie d'aucun délai, au contraire des autorisations délivrées aux centres d'entreposage de déchets nucléaires.

Toutefois, depuis 1996, il a été décidé, sur une base non contraignante, que des évaluations de sûreté seraient effectuées tous les dix ans. Cette disposition a ensuite été intégrée à la nouvelle loi nucléaire de 2002.

L'ensemble des aspects liés à la sûreté sont examinés à cette occasion, selon un processus approfondi et précis, afin d'obtenir l'assurance que le réacteur est toujours sûr. Il ne s'agit pas de recréer une nouvelle centrale au niveau technologique du moment car cela ne serait pas possible. La philosophie allemande pour la sûreté est qu'il peut y avoir un différentiel entre des centrales anciennes et des centrales récentes, mais que toute centrale doit être modernisée si un risque est identifié.

Les discussions entre les exploitants et le ministère fédéral de l'environnement, qui est en charge de la sûreté nucléaire, portent sur les processus de vieillissement des différents composants, leurs causes et les délais dans lesquels la sûreté de la centrale peut en être affectée. Le RSK, organisme de conseil composé de plusieurs commissions<sup>47</sup>, donne un avis au ministère avant qu'un programme de gestion du vieillissement soit appliqué.

---

<sup>46</sup> Audition de M. Christer Viktorsson, Chef du département Sécurité des réacteurs, SKI, Stockholm, 12 février 2003.

<sup>47</sup> Au 1<sup>er</sup> janvier 2003, les commissions du RSK étaient les suivantes : ingénierie des centrales et systèmes nucléaires (groupes de travail : tenue aux chutes d'avion, tenue aux séismes); appareils à pression ; installations électriques ; conduite des réacteurs (groupe de travail sur les hauts taux de combustion) ; enjeux fondamentaux du nucléaire ; gestion des déchets.

Selon E.ON<sup>48</sup>, l'ensemble des composants d'une centrale nucléaire étant interchangeables, il n'y a pas d'autre limite à la durée de vie d'une centrale que celle de la cuve, qui est estimée à 60 ans par l'ensemble des techniciens. Pour RWE, cette limite pourrait même sans doute être dépassée<sup>49</sup>.

Au delà de ces critères techniques, l'économie des opérations de modernisation joue un rôle évidemment décisif.

Il existe en effet non seulement une évolution des coûts de production de l'électricité pour toutes les filières, mais aussi une évolution des standards techniques et des standards de sûreté nucléaire, ce qui oblige à prévoir des investissements. Il y a donc des limites économiques aux investissements nécessités par la prolongation de l'exploitation. A titre d'exemple, en 1995, E.ON a ainsi décidé, au vu du coût rédhibitoire d'une éventuelle modernisation, d'arrêter le réacteur de petite puissance de Wurgassen.

Selon RWE, chacun des réacteurs en service en Allemagne devra subir, dans les prochaines années, non seulement un renouvellement de son contrôle commande, d'où une dépense d'environ 150 millions € par réacteur, mais aussi un renforcement de ses dispositifs anti-sismiques dont le coût est évalué à 100 millions €, d'où une dépense totale d'environ 500 millions € si l'on ajoute les pertes d'exploitation correspondant aux travaux de modernisation. Ce coût total, permettant de prolonger l'exploitation d'un réacteur de 25 ans, doit être mis en parallèle avec le coût d'un nouveau réacteur que l'on situe entre 1,5 et 2 milliards €.

Au reste, indépendamment de la durée de vie moyenne de 32 ans, qui n'a de valeur que politique et non pas technique, la durée de vie de conception des réacteurs allemands est de 40 ans. Toutes les commandes passées à Siemens ont fait référence à une durée d'exploitation de 40 ans. Selon le ministère fédéral de l'économie et du travail, les techniciens prévoient une durée de vie de 40 ans assortie d'une rentabilité satisfaisante, mais sont en réalité convaincus que la durée de vie technique proprement dite est supérieure à 40 ans.

Selon E.ON, les questions de sûreté nucléaire ont toujours été sujettes en Allemagne à des abus « *politiques* ». Les opposants au nucléaire se servent de l'argument selon lequel la sûreté d'un réacteur ne peut être considérée comme absolue pour rejeter l'électronucléaire. Dans le processus de négociation sur la sortie du nucléaire, les exploitants ont considéré comme essentielle la question suivante : « *quelles garanties le Gouvernement peut-il fournir sur le fait que la fin de l'exploitation des réacteurs allemands ne sera pas entravée par des abus politiques ?* ».

La loi de 2002 entérinant l'accord du 14 juin 2000 comprend, de fait, plusieurs garanties.

---

<sup>48</sup> Audition du Dr. Gerald HENNEHÖFER, membre du directoire d'E.ON Énergie, Berlin, 13 février 2003.

<sup>49</sup> Audition du Dr. Klaus PETERSEN, Vice-President Nuclear Power Plants of RWE Power AG, Berlin, 13 février 2003.

En premier lieu, la notion de quantité d'électricité restant à produire ayant été préférée à celle de durée de vie, toute perturbation apportée pour une raison politique au fonctionnement d'un réacteur a pour conséquence la prolongation de son activité.

La deuxième garantie est représentée par la mise en place, à la Chancellerie, d'un groupe de surveillance de l'application de l'accord. Ainsi l'industrie peut soumettre au Chancelier tout problème rencontré dans l'exploitation des réacteurs nucléaires, ce dernier ayant pris l'engagement de faire pression sur les Verts pour que les perturbations cessent.

La loi elle-même indique que le Gouvernement garantit le fonctionnement sans perturbation des centrales nucléaires pendant la période restant à courir. La loi précise également que « *les parties reconnaissent le niveau élevé de la sûreté nucléaire en Allemagne* ». En conséquence de quoi, la sûreté ne sera plus remise en question. Dans la même veine, le Gouvernement s'est engagé à ne pas prendre de mesures modifiant les standards de sûreté existant en juin 2000, date de signature de l'accord.

Enfin, le Gouvernement a déclaré, lors de la signature de l'accord, que « *la philosophie et les pratiques générales en matière de sûreté ne seront pas modifiées dans les années à venir* ». En foi de quoi, le ministère fédéral de l'environnement a été invité à ne pas changer de critères d'évaluation de la sûreté, sur toute la période d'exploitation restant à courir.

Pour les 20 ans à venir, l'accord de compromis du 14 juin 2000 donne l'assurance aux exploitants que leurs centrales pourront continuer à fonctionner sans perturbation extérieure notable.

Le **Royaume Uni** a autorisé BNFL et Magnox Electric PLC à exploiter leurs réacteurs Magnox sur une durée de 40 années.

Les **Etats-Unis** appliquent un système de licence ou autorisation de fonctionnement sur 40 ans, avec un renouvellement possible pour 20 ans au plus. Le renouvellement de la licence pour 20 ans au plus est accordé si l'exploitant démontre que son installation est conforme à l'autorisation initiale, l'obligation d'augmenter le niveau de sûreté par rapport à celle-ci n'ayant pas cours aux Etats-Unis.

Le renouvellement de la licence d'exploitation<sup>50</sup> par l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la NRC (Nuclear Regulatory Commission), s'établit selon un processus réglementaire bien conçu<sup>51</sup>.

L'exploitant doit démontrer que tous les composants de structure comme la cuve sont conformes aux spécifications. Les composants d'une centrale qui ne sont pas ordinairement contrôlés font par ailleurs l'objet d'investigations poussées, dans la

---

<sup>50</sup> « *License renewal* ».

<sup>51</sup> Audition des Commissioners Nils DIAZ et Edward McGAFFIGAN, Jr, US Nuclear Regulatory Commission, Rockville, MA, 11 mars 2003.



perspective qu'ils devront fonctionner 20 années supplémentaires. L'impact sur l'environnement de la tranche est également examiné. De même, la manière dont l'exploitant s'est acquitté de ses obligations vis-à-vis de la non prolifération, fait l'objet d'une enquête de la commission chargée des garanties.

L'instruction des dossiers de prolongation de la licence pour 20 années supplémentaires est conduite en 22 mois et facturée environ 10 millions \$ aux exploitants. La NRC prévoit que des demandes de prolongation seront présentées pour la plupart des 104 tranches, les réacteurs les moins puissants faisant sans doute exception, ce qui ramènerait le total à 95-99 réacteurs bénéficiant de prolongations de licence d'exploiter de 20 années supplémentaires, au delà des 40 années initiales.

Pour l'autorité de sûreté américaine, l'intérêt majeur de la prolongation de 20 ans de la licence d'exploiter un réacteur nucléaire au-delà des 40 années initiales est d'introduire une certitude dans l'activité future des compagnies d'électricité, au contraire de la pratique française, jugée vertueuse en termes de sûreté, mais réductrice en terme de perspectives.

#### **4. Les améliorations possibles de la réglementation française vers une visibilité accrue**

On peut estimer que l'évolution de la réglementation française est nécessaire pour plusieurs types de raisons.

La première est liée aux impératifs de l'égalité des contraintes pesant sur des exploitants soumis à la concurrence.

On peut relever à cet égard que les obligations faites aux exploitants français ou européens et américains ne sont pas identiques puisque des réévaluations de sûreté, nécessairement coûteuses, s'imposent aux premiers et non pas aux seconds. Mais compte tenu du fait que les réseaux européens et américains ne sont pas interconnectés et que les opérateurs européens se sont pas implantés aux Etats-Unis et vice-versa, l'argument de l'égalité des conditions de concurrence ne s'impose pas avec évidence.

Il n'en demeure pas moins que, comme l'estiment les autorités de sûreté de plusieurs pays européens, les producteurs d'électricité, qui se concertent même s'ils sont en concurrence, demanderont à terme à leurs autorités de sûreté respectives de s'harmoniser. A cet égard, une démarche de type « *bottom up* » a été initialisée par l'association des autorités de sûreté européennes WENRA<sup>52</sup> qui a formé un groupe de travail dont la mission est de comparer les réglementations nationales entre elles et avec le niveau de sûreté optimal souhaitable déterminé d'un commun accord.

---

<sup>52</sup> Western European Nuclear Regulators' Association.

Une autre raison de faire évoluer la réglementation française peut être trouvée dans la nécessité de donner une plus grande lisibilité à la réglementation et davantage de visibilité aux perspectives d'exploitation des réacteurs nucléaires.

La lisibilité de la réglementation pourrait être améliorée en particulier dans le processus d'ouverture d'une installation nucléaire de base. Comprenant deux étapes, cette procédure prévoit deux autorisations, la première pour la création de l'INB et la seconde pour sa mise en service. La proposition a été faite à plusieurs reprises par l'Office parlementaire de faire coïncider la procédure de permis de construire avec celle d'autorisation de création. Par ailleurs, certains observateurs estiment que la procédure de mise en service pourrait être simplifiée, l'autorité de sûreté se bornant à constater la conformité de la réalisation avec les spécifications approuvées lors de la création.

S'agissant de la durée de vie, à l'issue des visites décennales, l'autorité de sûreté fait connaître une non opposition au redémarrage du réacteur pour une durée de 10 ans, à l'issue de laquelle une autre visite permettra, le cas échéant, d'envisager une nouvelle période d'exploitation de 10 années. On comprend que, dans le souci de respecter le principe de la responsabilité pleine, entière et unique de l'exploitant, la formulation utilisée soit une « *non opposition* ». Toutefois, cette formulation présente l'inconvénient d'être sans doute exagérément restrictive quant à la confiance accordée à l'exploitant par l'autorité de sûreté.

Par ailleurs, s'il s'agit de comparer la visibilité de la réglementation française avec celle d'autres pays, le renouvellement de licence pour 20 ans présente, dans le cas des Etats-Unis, l'avantage de permettre les décisions à long terme qui sont toujours nécessaires dans le domaine du nucléaire, que ce soit au niveau d'une entreprise ou d'un pays. Ce renouvellement pour 20 ans ne constitue en rien un chèque en blanc, la NRC ayant le pouvoir d'interrompre le fonctionnement du réacteur au cas où les prescriptions de sûreté ne sont pas respectées.

En tout état de cause, il semble nécessaire d'étudier les moyens de modifier la réglementation française dans le sens d'une meilleure visibilité pour la politique énergétique, compatible avec l'indispensable respect des prérogatives de l'autorité de sûreté.

Enfin, se pose la question du contenu des réévaluations de sûreté pratiquées à l'occasion des visites décennales. On a vu plus haut que la philosophie générale des réévaluations de sûreté est de mettre en oeuvre une démarche réaliste de réduction des risques, étant postulé au départ que le progrès technologique doit profiter à la sûreté. L'autorité de sûreté précise d'ailleurs, s'agissant des futures troisièmes visites décennales, que les améliorations de sûreté qui seront décidées pour une première application aux réacteurs de Fessenheim et Bugey vers 2007, continueront d'être appliquées aux autres réacteurs du palier 900 MWe jusqu'en 2027, puisque les obligations qui leur seront imposées seront identiques.

L'autorité de sûreté, qui a pour objectif de discuter l'intérêt des améliorations envisageables sur la base d'une approche coût bénéfice, considère qu'il

appartient à l'exploitant de produire des évaluations coût bénéfice de type différentiel permettant de répondre à la question suivante : « *où vaut-il mieux faire des investissements de sûreté ?* ». Cette approche semble en effet la meilleure, à condition toutefois que l'augmentation du niveau de sûreté demandée à l'exploitant soit réaliste.

Sans doute pour faire avancer ce débat fondamental entre régulateur et régulé, faut-il revenir à l'évolution récente du secteur nucléaire américain.

Selon la NRC, l'amélioration considérable des performances des réacteurs nucléaires américains provient tout autant de l'amélioration de la réglementation que des progrès effectués par l'industrie.

Il est incontestable que, sous l'impulsion de son Président, Richard A. MESERVE, la NRC a su réformer ses procédures dans le sens d'une simplification, tout en exigeant des exploitants un haut niveau de sûreté sans leur imposer des obligations inutiles. Réciproquement, un exploitant sait aujourd'hui qu'en cas de découvertes d'anomalies lors d'une inspection de sûreté, il subira des contrôles à répétition, la sanction des manquements étant finalement l'arrêt pur et simple du réacteur en cause. Ainsi, les exploitants de Davis Besse, dont la NRC avait constaté qu'ils rognaien trop sur les coûts, en particulier pour l'inspection des réacteurs, ont finalement payé cette erreur au prix fort, à savoir une amende énorme et l'arrêt de la tranche pour le remplacement du couvercle de cuve. Les exploitants américains savent désormais qu'il est préférable d'assurer par eux-mêmes un contrôle de haut niveau de la sûreté de leurs réacteurs, faute de quoi l'intervention du régulateur pourra leur coûter des centaines de millions de dollars<sup>53</sup>.

Ainsi, la rigueur et le réalisme semblent pouvoir être des sources de progrès, sous réserve, bien entendu, que les prochaines années confirment le bien-fondé de la politique américaine de sûreté nucléaire.

---

<sup>53</sup> Commissioner Edward McGAFFIGAN, Jr, US Nuclear Regulatory Commission, Rockville, MA, 11 mars 2003.

## **V.- L'exigence d'efforts accrus de R&D, d'investissement et d'organisation pour conforter l'objectif de 40 ans de fonctionnement et envisager l'après 40 ans**

### **1. Une R&D sur le vieillissement à renforcer**

La plupart des pays disposant d'un parc électronucléaire conduisent des recherches sur le vieillissement des composants des centrales nucléaires, avec une priorité semble-t-il donnée aux composants non remplaçables et selon des modes d'organisation de la R&D bien évidemment différents.

Un rapide bilan effectué auprès des organisations internationales et dans les pays visités pour la réalisation du présent rapport montre que l'effort global d'étude sur le vieillissement à long terme n'est pas très élevé, quel que soit le pays concerné, au moins sur le plan financier.

L'effort fait en France, principalement par EDF, semble en conséquence dans la ligne de ce qui est pratiqué dans les autres pays mais, compte tenu de l'importance de cette question, on peut toutefois se demander s'il n'y a pas lieu de le renforcer.

#### **1.1. Les travaux de l'AIEA et de l'AEN sur le vieillissement**

Les trois types d'action de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) dans le domaine de la maîtrise du vieillissement des centrales nucléaires sont la mise au point de normes de sûreté, la synthèse de résultats de R&D et la conduite d'actions de conseil sur le terrain<sup>54</sup>.

S'agissant du vieillissement, les principes de gestion des centrales nucléaires eu égard au vieillissement sont énoncés dans les documents de l'AIEA intitulés « *Safety Fundamentals* » qui précisent le contenu des tâches de vérification de la sûreté, ainsi que dans ceux intitulés « *Safety Requirements for Design and Operation* » qui détaillent les précautions à prendre en termes de qualification des équipements, de marges de sécurité, de maintenance, de test, de contrôle. En outre, les guides de sûreté « *Safety Guide* » de l'AIEA recommandent la pratique de revues périodiques de sûreté « *Periodic Safety Review* » (PSR) tous les dix ans<sup>55</sup>.

---

<sup>54</sup> Audition de M. Aybars GÜRPINAR, chef de la section Sûreté de conception et de M. Pierre LABBE, Chef de l'unité ingénierie, responsable du programme sur la prolongation de la durée de vie, AIEA, 30 janvier 2003.

<sup>55</sup> La recommandation de l'AIEA est la suivante : « *the first PSR should be undertaken about ten years after the start of operation and subsequent PSRs every ten years until the end of operation* ».

Représentant une sorte d'hybridation entre les conceptions et les pratiques nationales, d'une part, et l'optimum théorique que les spécialistes définissent, d'autre part, ces normes de sûreté, qui sont mises au point coopérativement par les États membres, constituent un consensus international.

Il est à remarquer que l'intervalle de 10 ans séparant les revues de sûreté périodiques préconisées par l'AIEA est appliqué par différents pays, en particulier la France avec son système de visites décennales de sûreté.

L'AIEA a par ailleurs coordonné et assuré l'échange de résultats de programmes de recherche réalisés par les États membres entre 1993 et 1995 sur des questions jugées critiques par ces derniers, comme les piquages du circuit primaire sur la cuve et les vannes motorisées. Des études plus complètes ont été effectuées entre 1993 et 1999 sur les câbles de contrôle-commande, tandis qu'un projet devrait se dérouler en 2004 et 2005 sur les pertes de précontrainte du béton des enceintes de confinement des réacteurs REP et VVER et des cuves béton des réacteurs Magnox.

Enfin, l'AIEA a apporté son concours à des examens nationaux ou régionaux de la sûreté de réacteurs en service liés aux questions de vieillissement. L'AIEA assure également l'organisation de missions d'évaluation sur le terrain de la gestion du vieillissement AMAT « *Ageing Management Assessment Team* » dont ont bénéficié l'Ukraine, l'Arménie et les Pays-Bas.

L'AEN OCDE traite pour sa part des questions de vieillissement au sein de son Comité pour la Sûreté des Installations Nucléaires (CSNI), qui comprend un groupe de travail spécialisé intitulé IAGE (« *Integrity and Ageing of Components and Structure* »)<sup>56</sup>.

Le constat de base que fait l'AEN OCDE est que les programmes de R&D nucléaire dans le monde ont diminué dans les dernières années. Considérée comme essentielle pour traiter le problème capital du vieillissement, une coopération internationale plus développée est appelée de leurs vœux par tous les pays membres. Assurant essentiellement le partage des informations détenues par les pays membres, y compris par la réalisation de banques de données, le groupe de travail IAGE se concentre actuellement sur l'intégrité des structures des réacteurs, sur le comportement à long terme des enceintes et sur la réévaluation sismique sur le vieillissement des systèmes câblés.

Sur le plan financier, la principale source de crédits pour les recherches en coopération sur le vieillissement des installations nucléaires a été, ces dernières années, le volet Euratom du 5<sup>ème</sup> PCRD qui leur avait alloué environ 40 millions € pour la période 1998-2002.

---

<sup>56</sup> Audition de M. Thierry DUJARDIN, Directeur adjoint Science et Développement et M. Eric MATHET, Administrateur, division de la sûreté nucléaire, AEN-OCDE, 30 janvier 2003.

Le 6<sup>ème</sup> PCRD, dans son volet Euratom, a défini des thèmes de recherche très précis pour les recherches sur la fission, à savoir la gestion des déchets radioactifs (90 millions €), la radioprotection (50 millions €) et les autres domaines, c'est-à-dire principalement la sûreté (50 millions €). Les financements de la recherche sur le vieillissement, qui ne devraient pas dépasser 15 millions € sur la période 2002-2006, sont donc réduits à la portion congrue.

Les décisions de retrait du nucléaire prises par certains pays ne sont évidemment pas étrangères à cette évolution.

On peut toutefois remarquer que la décision de diminuer les crédits alloués aux recherches sur le vieillissement est en contradiction avec le Livre vert de 2000 « *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* », et qu'elle manifeste un sens contestable des priorités.

## 1.2. La R&D sur le vieillissement des centrales dans différents pays nucléaires

En *Finlande*, le budget annuel de la R&D sur le nucléaire s'est élevé à environ 27 millions € par an sur la période 1999-2002, financés à parité par l'État et l'industrie, la Finlande exploitant 4 réacteurs nucléaires. Les recherches sur la gestion des déchets mobilisent 50 % du budget annuel, la fusion 10 % et la sûreté des réacteurs 40 %.

Doté d'environ 10 millions € par an, la R&D sur la sûreté des réacteurs se partage entre trois thèmes principaux, d'abord les études sur les risques, ensuite les études sur les accidents et enfin les travaux sur le vieillissement. Si l'on s'en tient au programme spécifique sur le vieillissement, l'effort annuel finlandais se limite à 1 million €. Ces recherches bénéficiant à l'évidence des résultats d'autres programmes, on peut considérer que l'effort réel est un peu plus élevé, sans toutefois être massif. Au plan pratique, la R&D nucléaire finlandaise, qui est principalement réalisée par le VTT, organisme indépendant financé principalement par le ministère du commerce et de l'industrie, est particulièrement réputée pour ses travaux et ses réalisations d'appareils de mesure.

La *Suède*, qui comptait 11 réacteurs en service au début 2003, a, comme on l'a vu plus haut, abandonné en 1997 toute échéance fixe pour le démantèlement de son parc pourtant voté par référendum en 1980, y compris semble-t-il pour le réacteur de Barsebäck-2 qui devait être arrêté en 2001<sup>57</sup>.

L'autorité de sûreté SKI conduit un programme de R&D entièrement sous-traité, dont le montant annuel représente moins de 7 millions €. Ne faisant pas l'objet de travaux dédiés, la dimension du vieillissement est prise en compte dans différents programmes.

---

<sup>57</sup> Le réacteur de Barsebäck-1 a été arrêté en novembre 1999.

En *Allemagne*, suite à l'accord de compromis signé le 14 juin 2000 entre le Gouvernement et les exploitants, la durée de vie autorisée pour les 19 réacteurs allemands est de 32 ans en moyenne, la possibilité existant toutefois pour un exploitant de transférer des quotas de production d'un réacteur à un autre. L'Allemagne, qui s'est interdit de participer à l'élaboration de nouveaux réacteurs, ne participe à des travaux de R&D nucléaire que s'il s'agit de sûreté nucléaire<sup>58</sup>. S'agissant du vieillissement, le ministère de l'environnement, en charge du contrôle de la sûreté des réacteurs, et son appui technique, la GRS, semblent limiter leurs efforts à la collecte d'informations sur le comportement des réacteurs en service et à une veille technologique.

Le budget annuel de la R&D nucléaire aux *Etats-Unis* s'élève à environ 100 millions \$.

L'essentiel des travaux de R&D financés par l'industrie porte sur la résolution de problèmes de court terme et sur l'apport de réponses aux demandes de l'autorité de sûreté.

C'est pourquoi le Département de l'Énergie a lancé en 2000 le programme pluriannuel NEPO (Nuclear Energy Plant Optimization), doté de 5 millions \$ en 2000 et 2001 et 6,6 millions \$ en 2002 de crédits publics, l'industrie devant apporter au financement des programmes un montant égal ou supérieur.

L'objectif du NEPO est que les centrales nucléaires américaines puissent produire de l'électricité à des coûts compétitifs, sur toute leur durée de vie, c'est-à-dire jusqu'à 40 ans de fonctionnement et au-delà. Bien qu'il soit loin d'être négligeable, l'effort réalisé par le Gouvernement est toutefois très inférieur aux souhaits du PCAST (President's Committee of Advisors on Science and Technology) qui en avait recommandé en 1997 la création, avec des financements publics de 10 millions \$ par an.

### **1.3. L'impératif d'un développement de la R&D française sur le vieillissement des centrales nucléaires**

La R&D sur le vieillissement des réacteurs est conduite en France par le constructeur, Framatome ANP, l'exploitant EDF, le CEA et l'IRSN en tant qu'appui technique de l'autorité de sûreté.

Doté d'un budget total de 250 millions € environ, l'*IRSN* (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire), dont la mission principale est d'être l'appui technique de l'autorité de sûreté, alloue 52 millions € à ses activités d'expertise et de recherche sur les réacteurs à eau sous pression. Les programmes stricto sensu sur le vieillissement des composants des centrales représentent environ 1,5 million € par an<sup>59</sup>.

---

<sup>58</sup> Audition de représentants du BMU et de la GRS, Cologne, 25 mars 2003.

<sup>59</sup> Audition de MM. QUENIART, NIEL, JOREL, ROY et VOUILLOUX, IRSN, 19 mars 2003.

En comptabilisant les retombées d'autres recherches sur la sûreté, cet effort est évalué à 4 millions € par an<sup>60</sup>.

On trouvera ci-après une description détaillée de l'effort du **CEA** effectué en 2002 et prévu en 2003 pour la R&D sur le vieillissement des centrales nucléaires.

L'effort du CEA se répartit en recherches faites sur son propre budget et recherches faites pour le compte de tiers. Le total du montant financier a représenté 59,6 millions € en 2002 et devrait représenter 56 millions € en 2003, soit une diminution de 6 %.

Par ailleurs, le CEA a, en 2002, alloué 4,2 millions € sur son budget propre à ces recherches et devrait y consacrer 2,1 millions € en 2003, soit une diminution de 50 %.

Tableau 8 : Effort de recherche du CEA sur le vieillissement des centrales nucléaires (source : CEA)

<b>2002</b>	Effectifs chercheurs	Coût complet (M€)	Dont programme propre (M€)	Participation EDF (M€)	Participation FRAMATOME (M€)	Participation IRSN et autre (M€)
Cuve	15,3	2,7	0,1	1,9	0,1	0,4
Internes	10,5	2,1	0,2	0,9	0,1	0,5 <sup>61</sup>
Enceinte	2	0,5	0	0,3	0	0
CND	5,4	1,3	0	1,1	0	0
R&D de base sur les matériaux	26,4	6,7	3,9	0,3	0,3	0
Irradiations EDF à OSIRIS		12,2		6,1		
<b>TOTAL</b>	<b>59,6</b>	<b>22,9</b>	<b>4,2</b>	<b>10,5</b>	<b>1,3</b>	<b>0,9</b>

<b>2003</b>	Effectifs chercheurs	Coût complet (M€)	Dont programme propre (M€)	Participation EDF (M€)	Participation FRAMATOME (M€)	Participation IRSN et autre (M€)
Cuve	16,9	2,4		1,7	0,1	0,5 <sup>62</sup>
Internes	7,9	1,3	0,1	0,9	0,1	0,4 <sup>63</sup>
Enceinte	2,5	0,7		0,6	0	
CND	5,4	1,2		1,0	0	
R&D de base sur les matériaux	23,3	4,0	2,0	0,2	0,2	0,2
Irradiations EDF à OSIRIS		12,2		6,1		
<b>TOTAL</b>	<b>56,0</b>	<b>21,8</b>	<b>2,1</b>	<b>10,5</b>	<b>0,4</b>	<b>1,1</b>

<sup>60</sup> Jean-Christophe NIEL, IRSN, audition publique, 3 avril 2003.

<sup>61</sup> AECL - Canada

<sup>62</sup> IRSN (0,4), Communauté Européenne (0,1)

<sup>63</sup> AECL - Canada



En 2001, la subvention civile versée par les différents ministères de tutelle du CEA a représenté 934 millions €<sup>64</sup>.

La recherche propre du CEA sur le vieillissement des réacteurs nucléaires représente donc moins de 0,5 % de la subvention civile.

On peut se demander si cette allocation est à la hauteur de l'enjeu. Lors de leur audition du 20 mars 2003, les représentants de la DGEMP ont indiqué que des instructions ont été données au CEA de renforcer en urgence son effort propre de recherche. Ces orientations ne peuvent qu'être approuvées.

L'action de *Framatome ANP* dans le domaine du vieillissement des réacteurs et de leurs composants a deux dimensions, la première étant celle du retour d'expérience et la seconde consistant en une R&D sur ces questions effectuées soit directement, soit en coopération nationale ou internationale.

Suite à son internationalisation par l'absorption de la division nucléaire de Siemens et par son développement aux Etats-Unis, Framatome ANP a élargi sa base de connaissances et la gamme de ses outils. Non seulement l'expérience accumulée sur d'autres parcs bénéficie au parc français, par exemple celle accumulée depuis 1990 sur le parc anciennement Babcock-Wilcox. Mais des transferts de technologies s'effectuent entre les différents marchés, français, allemands et américains principalement<sup>65</sup>.

Par ailleurs, Framatome ANP participe à des travaux de R&D coopérative ou concertée mise en place entre le CEA, EDF et Framatome ANP ou au plan international. Les principaux mécanismes de dégradation qui peuvent intervenir dans les centrales nucléaires font l'objet de la part des exploitants nucléaires européens de programmes de R&D concertés, ce qui a permis la constitution d'une base de données de connaissances relatives aux réacteurs à eau pressurisée comme à eau bouillante. On citera les programmes AMES sur le vieillissement des matériaux, NESC sur l'intégrité des structures, ENIQ sur les contrôles non destructifs ou WGSC sur les codes et les normes.

Au reste, il apparaît clairement que c'est *EDF* qui conduit en France l'effort de R&D le plus important en matière de vieillissement avec un budget d'environ 25 millions € par an, dont 10,5 pour le CEA. Les principaux domaines couverts sont la cuve du réacteur, les générateurs de vapeur, l'enceinte de confinement et les câbles.

S'agissant de la cuve, l'objectif d'EDF est d'étudier sa ténacité non seulement à 40 ans mais aussi à 50, voire 60 ans.

---

<sup>64</sup> Source : Rapport annuel du CEA pour 2001.

<sup>65</sup> Ainsi, l'ensemble des outils développés en France pour l'inspection, la réparation et le remplacement des générateurs de vapeur sont-ils utilisés en Allemagne et aux Etats-Unis, de même que les robots d'inspection des couvercles de cuve. Inversement, la filiale américaine a fourni des sondes de contrôle des tubes de GV et la filiale américaine des robots pour les tuyauteries de petit diamètre.

La première tâche que s'assigne EDF est de suivre le capital fluence de chaque cuve dans le cadre de l'optimisation des plans de chargement. En utilisant directement les résultats obtenus sur éprouvette, il s'agit de déterminer la ténacité en fin de vie. Une autre recherche conduite par EDF porte sur l'évaluation non destructive de la fragilisation, un indicateur intéressant semblant être la mesure du pouvoir thermoélectrique PTE, dont le lien avec les caractéristiques mécaniques doit encore être approfondi. Il s'agit là d'un projet européen dont EDF assure le pilotage. Le risque d'instabilité d'un défaut métallurgique fait l'objet d'autres analyses.

De même, EDF a mis en place une veille technologique sur le recuit des cuves, une technique controversée, qui fait l'objet de recherches aux Etats-Unis et d'applications concrètes en Russie<sup>66</sup>.

La R&D d'EDF porte également sur l'évaluation de la probabilité de rupture d'un tube de générateur de vapeur et la durée de vie résiduelle de ces matériels complexes, ainsi que sur la justification de l'alliage Inconel 690 comme produit de remplacement à l'inconel 600 initialement utilisé<sup>67</sup>.

Par ailleurs, des études sont nécessaires pour comprendre les pathologies du béton des enceintes de confinement, en particulier les phénomènes de gonflement du matériau, de corrosion des armatures, de carbonatation, d'attaque par les ions chlorures et de lixiviation. S'agissant des enceintes de confinement des tranches 1300 et 1450 MWe, les défauts d'étanchéité de la paroi interne restent à comprendre en détail. De même il est nécessaire d'étudier la tenue dans le temps des revêtements de réparation.

Enfin, les phénomènes altérant les câbles, difficiles à comprendre et à modéliser, sont dus au vieillissement physique et chimique des polymères sous l'action de multiples paramètres. Des programmes d'essais accélérés sont donc à réaliser, de concert avec la mise au point de méthodes de contrôle de l'environnement dans lequel ces câbles sont immergés.

Mais un autre défi doit être relevé, celui de la R&D sur le vieillissement à très long terme, c'est-à-dire 60 ans.

Selon EDF, une approche probabiliste assortie de modèles sera utile pour évaluer les conditions à respecter pour atteindre un tel objectif, sachant que trois types d'éléments doivent être pris en considération : la fragilisation des matériaux, la présence

---

<sup>66</sup> Le recuit est réputé rajeunir le métal de 4 à 5 ans. Mais certaines expériences montrent que la fragilisation peut reprendre et s'accélérer rapidement après le recuit. Pour EDF, il ne s'agit donc pas là d'une option de référence pour garantir une durée de vie à 40 ou 60 ans. Si la température de transition fragile-ductile atteignait 150 ou 200 °C, la question du recuit pourrait se poser mais d'autres méthodes sont plus efficaces, pour le moment, pour prévenir une telle évolution.

<sup>67</sup> Les endommagements des générateurs de vapeur peuvent revêtir des formes très diverses et provenir de causes multiples : corrosion interne, corrosion externe, vibrations, usure. Des travaux considérables ont permis de progresser sur la compréhension du phénomène de corrosion sous contrainte côté primaire de l'alliage Inconel 600 et sur sa maîtrise. Il reste des études importantes à mener sur la corrosion côté secondaire, la chimie locale étant difficile à maîtriser et les débits de fuite à travers des défauts traversants étant difficiles à comprendre et à prévoir.

éventuelle de défaut et enfin les sollicitations extérieures. En tout état de cause, il sera nécessaire d'obtenir des résultats probants sur les conséquences des hautes fluences et les mécanismes éventuels de saturation qui pourraient réduire la fragilisation des matériaux au cours du temps.

En tout état de cause, l'étude du vieillissement à 60 ans apparaît comme un domaine d'excellence pour la modélisation numérique. Les simulations numériques, qui doivent aboutir à un véritable réacteur virtuel, constitueront une véritable alternative aux réacteurs expérimentaux. Pour réaliser les modèles correspondants, il est nécessaire de connaître les mécanismes en jeu aux différentes échelles atomique, microscopique et macroscopique. La recherche sur la simulation d'un réacteur nucléaire fait l'objet d'un programme international de grande ampleur figurant dans le 6<sup>ème</sup> PCRD, dont EDF est le leader.

D'une manière générale, la R&D portant sur des échéances à très long terme doit être approfondie et imaginative. La tenue des enceintes de confinement en fournit un bon exemple. Il existe dans le monde un effort de R&D très important sur les pathologies classiques des bétons, notamment sur leur gonflement, sur la corrosion des armatures et la lixiviation. De tels problèmes n'ont jamais été observés sur les enceintes des réacteurs d'EDF. Il entre donc dans la responsabilité de la R&D d'EDF de comprendre pourquoi les conditions de démarrage de tels phénomènes ne sont pas réunies pour celles-ci<sup>68</sup>.

En définitive, d'après les indications fournies à vos Rapporteurs, l'exploitant EDF semble avoir engagé les efforts nécessaires pour soumettre ses installations aux interrogations permanentes de la recherche, ce qui pourrait lui permettre de valoriser complètement son parc nucléaire tout en respectant les contraintes de sûreté et de rentabilité.

Mais les enjeux du vieillissement du parc nucléaire sont tels que la France doit augmenter ses efforts dans ce domaine. Répondant à ses propres besoins, une recherche dynamisée dans ce secteur aurait par ailleurs comme avantage d'augmenter son rayonnement dans le monde, puisque les efforts de R&D nucléaire ralentissent dans la plupart des pays. De plus, dans le domaine de la R&D comme dans celui de l'expertise, le pluralisme est nécessaire.

C'est pourquoi il paraît indispensable que le CEA et l'IRSN augmentent fortement et rapidement, par redéploiement, les budgets et les équipes travaillant sur le vieillissement des réacteurs nucléaires.

---

<sup>68</sup> De même, si l'on obtient le résultat d'une probabilité de rupture de cuve de  $10^{-8}$  par an avec une température de transition RTNDT de 100 °C, la R&D doit s'interroger sur l'intervalle de confiance d'un tel résultat, en évaluant la part du hasard ou l'importance d'éventuels biais dans l'expérience et l'analyse.

## **2. L'investissement de jouvence, un objectif particulièrement rentable pour l'exploitant et non pas seulement une obligation réglementaire**

La modernisation des centrales nucléaires en service est une question en apparence difficile, compte tenu de ses conséquences financières.

Faut-il se contenter de maintenir les réacteurs en l'état ou, au contraire, faut-il les rénover en permanence ? Par ailleurs, les modifications des installations doivent-elles se limiter à répondre aux exigences de l'autorité de sûreté ou, au contraire, doivent-elles être décidées pour incorporer le progrès technique qui permettra d'améliorer les performances de l'installation ?

Dans la pratique, comme on l'a vu plus haut, la totalité des exploitants, qui ont pour objectif la valorisation maximale de leur parc électronucléaire grâce à l'extension de sa durée de vie, ont arbitrés en faveur d'une politique de modernisation continue, quitte à engager des investissements considérables.

La *Finlande* est clairement engagée dans une politique d'amélioration continue de son parc de 4 centrales. Les deux réacteurs de la société FORTUM à Loviisa, qui sont des VVER de conception soviétique mais fabriqués spécifiquement<sup>69</sup> pour la Finlande, ont été profondément remaniés pour améliorer leur sûreté et continuent de l'être pour élever leurs performances, en tous points remarquables puisque le réacteur de Loviisa-1 a atteint en 2002 un coefficient de capacité de 89,3 %<sup>70</sup>.

La centrale d'Olkiluoto, composée de deux réacteurs BWR identiques de 710 MWe<sup>71</sup> a elle aussi fait l'objet d'un programme complet et de longue haleine de gestion de la durée de vie et de modernisation décidé par l'exploitant, la société TVO<sup>72</sup>, fondée en 1969 par différentes entreprises industrielles pour leur fournir de l'électricité à prix coûtant.

Au total, sur la période 1994-1998, les opérations de modernisation de la centrale d'Olkiluoto auront coûté 132 millions €. L'un des traits les plus remarquables de ces opérations est qu'elles ont été accomplies pendant les arrêts de tranche annuels programmés, sans les rallonger puisque le coefficient de capacité<sup>73</sup> n'est jamais descendu en dessous de 93 % sur la période, atteignant même 96,4 % en 2001. Il est à noter d'ailleurs que les arrêts de tranche sont extrêmement courts en Finlande puisqu'ils durent 16 jours, contre 24 en Suède et une moyenne de 40 jours en France<sup>74</sup>. En définitive, TVO estime que ses deux réacteurs d'Olkiluoto pourraient fonctionner

---

<sup>69</sup> « *Tailor made systems for Finland* » selon l'expression d'un représentant de Fortum.

<sup>70</sup> Le réacteur de Loviisa-2 a enregistré un facteur de capacité de 82,2 % en raison d'un arrêt prolongé pour une revue programmée de sûreté approfondie.

<sup>71</sup> Le réacteur d'Olkiluoto 1 a été autorisé en 1979 et celui d'Olkiluoto 2 en 1981.

<sup>72</sup> Teollisuuden Voima Oy.

<sup>73</sup> Capacity Factor.

<sup>74</sup> Au terme du programme 1994-1998 de modernisation, la probabilité d'endommagement du cœur a été réduite d'un facteur 5 et la puissance de chaque réacteur est passée de 710 à 840 MWe. Les principales opérations à venir correspondent à la modernisation de l'îlot de la turbine sur la période 2003-2006 et à celle du contrôle commande en 2013-2014.

jusqu'en 2040, pour une durée totale de 60 ans et une production réelle supérieure d'un facteur 2,5 aux attentes initiales.

En *Suède*, la même politique d'investissement est conduite par les exploitants. Le réacteur d'Oskarshamn 1 a fait l'objet d'une grande rénovation, qui s'est étalée sur 10 ans, a coûté 200 millions €. A son terme, ce réacteur a redémarré début janvier 2003, après un changement complet des pompes primaires et de l'instrumentation de contrôle commande. La modernisation de Ringhals 2 est en cours et sera terminée dans quatre ans. Puis viendra le tour d'Oskarshamn 2. Dans les dix années qui viennent l'ensemble des centrales suédoises sera modernisé. Estimant que ce réacteur ne sera pas fermé en mars 2003, SKI prévoit également une modernisation de Barsebäck 2.

Aux *Etats-Unis*, la rénovation des centrales constitue un marché considérable, en particulier pour le constructeur Framatome-ANP. A titre d'exemple, pour assurer la rénovation et l'augmentation de puissance de 10 % d'un réacteur des trois PWR Babcock-Wilcox de 850 MW de sa centrale d'Oconee, Duke Energy a investi 250 millions \$<sup>75</sup>. Au plan global, alors que les dépenses annuelles en services d'exploitation et de maintenance des opérateurs nucléaires ont représenté environ 1,8 milliard \$ entre 1998 et 2001, ces dépenses devraient dépasser 2,6 milliards \$ en 2003, et atteindre un total de 15 milliards \$ sur les cinq années suivantes.

Comme on l'a vu plus haut, la prolongation de 20 années a des effets vertueux sur le parc électronucléaire américain. En effet, la décision d'exploiter deux décennies supplémentaires suppose des investissements importants évalués à 200-300 millions \$ par réacteur, ce qui conduit à des réacteurs plus sûrs<sup>76</sup>. Au reste, un tel investissement, aussi élevé soit-il, présente une rentabilité très élevée pour l'exploitant. De plus, comme les opérations de modernisation en vue de la prolongation de 20 ans peuvent être faites 10 années avant l'expiration de 40 premières années de fonctionnement, l'exploitant a la possibilité de les amortir.

Justifiées par leur rentabilité, les opérations de modernisation engagées par les exploitants finlandais, suédois et américains, au demeurant des entreprises privées, sont donc conséquentes.

Les montants ci-dessus ne sont sans doute pas directement comparables avec les investissements consentis par EDF, sans doute plus continus et répartis sur toute la durée de vie des tranches.

Le tableau suivant indique différents coûts liés à l'exploitation dans la durée des réacteurs, en distinguant les modifications liées aux améliorations de sûreté, à la maintenance ou au programme « durée de vie ».

---

<sup>75</sup> Audition de M. Tom CHRISTOPHER, President & CEO, Framatome ANP Inc., Lynchburg VA, 12 mars 2003.

<sup>76</sup> Cet investissement d'environ 200 \$/kW est à comparer au coût de construction d'un cycle combiné à gaz (500 \$/kW) et à celui d'un réacteur nucléaire neuf (1500-1800 \$/kW).

Tableau 9 : Budgets correspondant à différentes opérations liées à l'exploitation  
(source : EDF)

type d'action	Durée et coût par tranche ou par an
<b>1. Modifications liées à des améliorations de sûreté</b>	
VD2 900 MW	25-30 millions € / tranche
VD2 1300 MW	20 millions € / tranche
plan d'action incendie	500 millions € pour l'ensemble du parc
<b>2. Maintenance</b>	
maintenance courante ou lors des visites décennales	650 millions € / an pour l'ensemble du parc
maintenance exceptionnelle	250-300 millions € / an pour l'ensemble du parc
modifications (70 à 80 % liées à la sûreté)	200 millions € / an
<b>3. Durée de vie</b>	
programme durée de vie	30-40 millions € / an pour l'ensemble du parc

On trouvera ci-dessus les durées et les coûts globaux des 2èmes visites décennales<sup>77</sup>.

Tableau 10 : Délais et coûts des 2èmes visites décennales des centrales d'EDF  
(source : EDF)

palier	CP0	CP1/CP2	1300
Durée visite décennale	90 jours	90 jours	100 jours
Coût 2 <sup>ème</sup> visite décennale	60 millions € 2000	30 millions € 2000	20-25 millions €

Par ailleurs, comme on l'a vu précédemment, les visites décennales sont aussi le moment choisi non seulement pour réaliser l'examen de conformité de l'installation par rapport aux normes initiales, mais aussi pour procéder à la réévaluation de la sûreté en fonction de l'évolution technique. Dès lors, on comprend que le coût de la 2<sup>ème</sup> visite décennale soit plus élevé pour le palier le plus ancien CP0 par rapport au palier CPY.

Mais, qu'elles soient exigées par l'autorité de sûreté à l'occasion des visites décennales ou lors des arrêts de tranche pour rechargement, les dépenses en capital engagées par EDF ne semblent pas hors de proportion avec celles consenties dans les pays cités.

### **3. L'organisation et la valorisation du facteur humain, des priorités de l'exploitant à approfondir encore**

Une gestion performante de la durée de vie nécessite d'agir dans plusieurs directions, ainsi que le précise une recommandation générale de l'AIEA.

<sup>77</sup> Une visite décennale dure environ 2 fois plus longtemps qu'une visite partielle. En effet, au cours de ces visites, des tests spécifiques effectués tous les dix ans sont en effet obligatoires, comme l'épreuve hydraulique des circuits primaires et secondaires principaux et le test d'étanchéité de l'enceinte de confinement.

L'exploitant doit définir une stratégie, en liaison avec l'autorité de sûreté, mettre en place une organisation spécifique pour la gestion de la durée de vie, allouer des moyens à cet objectif, définir un programme d'actions concrètes, se donner les moyens de les évaluer et implanter une démarche qualité avec des indicateurs de performance.

### **3.1. Une gestion des arrêts de tranche et du combustible à améliorer encore**

Les durées d'arrêt programmé des tranches françaises sont supérieures de 13,5 jours à celles des centrales américaines<sup>78</sup>. En outre, un arrêt de tranche dépasse souvent les délais prévus, quel que soit le pays. Il est également symptomatique de remarquer que les dépassements de délais sont en moyenne plus importants de 4,5 jours en France par rapport aux Etats-Unis.

Tableau 11 : Durées moyennes des arrêts de tranche du parc EDF  
(source : EDF)

moyenne 1997-2002	arrêt à simple rechargement <sup>79</sup>	visite partielle	visite décennale
Palier 900 MWe	41 jours	55 jours	90 jours
Palier 1300 MWe	47 jours	63 jours	100 jours

Selon les explications données par EDF, la durée supérieure des arrêts de tranche en France s'explique au deux tiers par des règles de sûreté plus contraignantes. Ces règles pourraient toutefois être ajustées en accord avec l'autorité de sûreté sur la base de dossiers étayés et agréés par celle-ci. Le délai pourrait être également comprimé d'un tiers grâce à une meilleure planification et une meilleure maîtrise du déroulement des arrêts.

En tout état de cause, les arrêts de tranche constituent un problème de gestion de grande ampleur, encore compliqué par l'importance du recours à la sous-traitance. Selon EDF, la part des activités de maintenance sous-traitées est stable depuis quelques années au niveau de 80 à 85 % du volume total. Le nombre d'entreprises sous-traitantes d'EDF s'élève à 600, représentant environ 12 à 13 000 salariés, l'essentiel travaillant aux tâches de maintenance<sup>80</sup>.

Un autre paramètre de la performance est la longueur des campagnes, dans la mesure où plus les arrêts sont espacés (et courts), et plus la production peut être importante. Au cours du temps, EDF s'est bien entendu efforcé d'allonger les campagnes (voir tableau suivant).

<sup>78</sup> Selon les résultats d'une analyse comparative effectuée en 2001 sur environ 40 arrêts de tranche de centrales françaises et environ 30 arrêts de tranches de centrales américaines parmi les plus performantes.

<sup>79</sup> Les arrêts à simple rechargement et les visites partielles ont lieu en alternance.

<sup>80</sup> Les nombres de salariés impliqués dans les tâches de maintenance est estimé à 10 000 – 10 500 et le nombre de ceux impliqués dans les travaux de modification est de 2 000 à 2 500.

Tableau 12 : Caractéristiques du cycle du combustible du parc électronucléaire d'EDF  
(source : EDF)

palier		CP0	CP1/CP2	1300	N4
nb tranches		6	28	20	4
Enrichissement de l'UOx	initial	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,4 %
	2003	4,2 %	3,7 %	4,0 %	3,4 %
	objectif moyen terme	4,2 %	4,5 % (2011)	4,5 % (2006 / 2009)	4,0 % (2007)
Durée de campagne moyenne	initiale	12 mois	12 mois	12 mois	12 mois
	2003	16 mois	12 mois	17 mois	11 mois
	objectif moyen terme	16 mois	14 mois (2011)	18 mois (2006 / 2009)	16 mois (2007)

Si l'on veut comparer le parc EDF avec les autres parcs, une de ses particularités doit toutefois être prise en compte, à savoir que 20 tranches du palier CP1/CP2 utilisent partiellement du combustible du MOX, dont le taux de combustion autorisé est inférieur à celui du combustible UOx, ce qui limite de facto la durée des campagnes<sup>81</sup>.

Cette réserve étant faite, on constate que de même que pour les durées d'arrêt de tranches, la comparaison des longueurs de campagne avec celles des centrales américaines de même type ne se fait pas à l'avantage d'EDF. En effet, d'après les résultats d'une étude faite sur le fonctionnement des centrales américaines en 2001, les longueurs de campagne sont supérieures, avec une durée moyenne de 18 mois pour 90 % du parc REP et de 24 mois pour quelques tranches REP.

On comprend donc qu'EDF se soit fixé comme objectif à moyen terme de passer à 14 mois pour les paliers CP1/CP2 dans le cadre du programme Parité MOX, qui vise à démontrer la capacité des combustibles MOX à atteindre les taux de combustion des combustibles UOX. Pour les paliers CP0 et N4, l'objectif est de passer à 16 mois, le palier 1300 MW devant atteindre 18 mois.

### **3.2. L'organisation d'EDF pour la gestion de la durée de vie**

C'est en 1985 qu'EDF a lancé un « *projet durée de vie* ». Entre 1985 et 1993, des études opérationnelles ont été réalisées dans plusieurs directions. Après une sélection à dire d'experts, 18 composants sensibles ont été analysés. Une synthèse des connaissances a été réalisée sur les mécanismes de vieillissement. Certains composants déposés à Chooz et à Dampierre ont été expertisés afin d'identifier les mécanismes de vieillissement et leur cinétique. Les principales zones d'incertitude ont été identifiées. Enfin, une première approche de préconisations a été définie pour les pratiques d'exploitation, les études et les expertises complémentaires.

Le coût total des études liées au « *projet durée de vie* » sur la période 1985-1993 est estimé à 65 millions €.

<sup>81</sup> Le taux de combustion maximal autorisé du combustible UO2 est de 52 GWj/t. Le mode de gestion actuel du MOX limite dans les faits son taux de combustion à 42 GWj/t.



Entre 1993 et 1996, un approfondissement des conclusions de 1993 a conduit à leur confirmation. Des réflexions complémentaires ont été réalisées pour l'organisation à créer au sein d'EDF, tandis qu'une démarche d'anticipation fondée sur les analyses de risques a été mise en place.

La période 1996 à 2001 s'est traduite par une mise en oeuvre des préconisations de 1993. EDF s'est aussi attachée à approfondir ses connaissances du vieillissement, en assurant une veille technologique des 67 réacteurs les plus âgés dans le monde et en capitalisant les résultats du retour d'expérience. Au plan organisationnel, EDF s'est efforcé de mieux intégrer les actions « *durée de vie* » dans l'exploitation quotidienne et a créé le programme « *durée de vie* ».

Au cours de la période 2001/2002, EDF s'est focalisée sur les dix premiers mécanismes de vieillissement et sur l'élaboration d'une méthode exhaustive, traçable et reconnue au plan international, permettant de justifier la maîtrise du vieillissement pour une durée de vie d'au moins 40 ans.

Le coût des projets en cours liés à la maîtrise du vieillissement est évalué par EDF à 29 millions € pour l'année 2003.

A la lumière d'exemples étrangers, on peut toutefois remarquer que la sensibilisation des personnels à l'importance de la durée de vie pourrait être encore plus intense, en utilisant d'autres approches.

A Olkiluoto, en **Finlande**, où les opérations de gestion de la durée de vie ont été programmées sur une durée de 10 ans, avec une mise à jour annuelle, des responsables de cette gestion ont été nommés dans chaque unité, dans chaque zone technique et dans chaque groupe de composants, des groupes techniques ayant été également constitués en tant que de besoin. Les buts de la modernisation permanente sont d'augmenter la sûreté et les performances de la centrale, d'étendre sa durée de vie, mais aussi de maintenir et de renforcer la motivation et l'expertise des équipes d'exploitation, ce qui suppose de leur assigner des objectifs ambitieux<sup>82</sup>.

Autre dimension spécifiquement prise en compte en Finlande, la question du transfert de compétences est considérée par FORTUM comme d'une particulière importance pour atteindre l'objectif d'une durée de vie de 50 ans de ses réacteurs de Loviisa. A cet égard, un programme de gestion à long terme des ressources humaines a été mis en place avec, comme priorité, la transmission des compétences d'une génération à une autre, dans la mesure où l'exploitation sur 50 ans fera nécessairement succéder deux générations différentes de chercheurs, d'ingénieurs et de techniciens de conception et d'exploitation.

En réalité, on peut se demander si la qualité de l'organisation interne d'une centrale et la motivation du personnel n'acquiescent pas une importance décisive dans le domaine de la gestion globale de la performance et donc de la durée de vie.

---

<sup>82</sup> Audition de M. RASTAS, Directeur de la centrale d'Olkiluoto, Helsinki, 11 février 2003.

### **3.3. Le facteur humain, paramètre clé de la durée de vie d'une installation**

Les différents réacteurs d'un vaste parc électronucléaire comme celui d'EDF présentent des performances très variables. Bien entendu, d'une année sur l'autre, un même réacteur pourra enregistrer un niveau de production différent, du fait qu'il aura ou non subi un arrêt de tranche recharge du combustible, un grand carénage de visite décennale ou des arrêts non programmés pour maintenance ou pour d'autres raisons.

Les réacteurs des paliers 900 MW, 1300 MW ou N4 présentent des performances différentes du fait de leur conception, de leurs combustibles ou de leur mode d'utilisation.

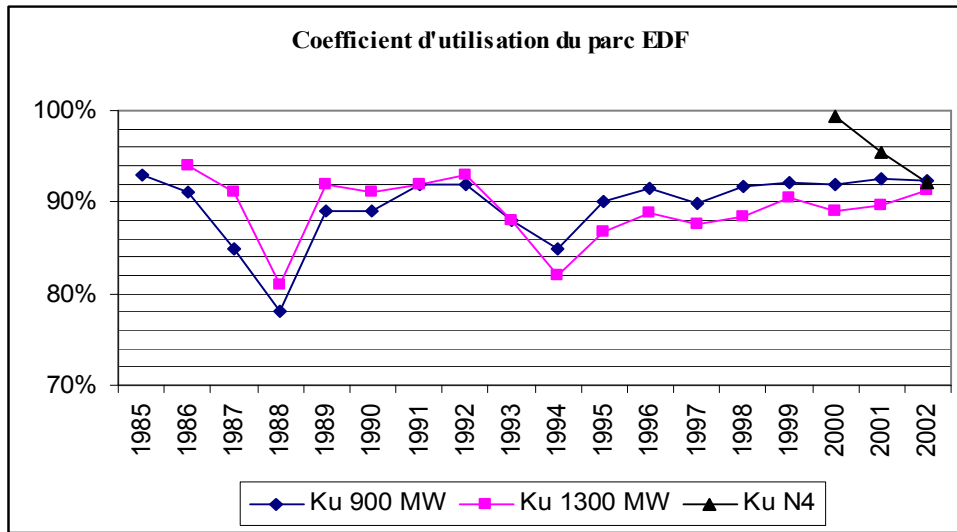
Au sein d'un même palier, les performances peuvent aussi être très différentes d'une centrale à une autre.

A cet égard, on peut même parler de centrales voire de réacteurs mal nés. Dans ce cas, il est fréquent de constater que, plus qu'à des dysfonctionnements d'équipements matériels, les difficultés sont dues à des problèmes récurrents d'organisation ou à un climat social dégradé. Ce fut le cas de la centrale de Dampierre dont l'autorité de sûreté a été proche de suspendre purement et simplement l'exploitation tant les problèmes humains y étaient nombreux et handicapants.

Autre domaine où l'organisation joue un rôle important, les arrêts de tranche obéissent, semble-t-il, à des spécificités particulières en France qui ont pour conséquence leur durée inhabituelle, en moyenne 40 jours, contre 16 en Finlande et 24 en Suède.

Le suivi de charge, qui est une spécificité du parc électronucléaire français, n'est donc pas le seul facteur tirant vers le bas le coefficient de capacité  $K_p$  et diminuant la performance économique des réacteurs d'EDF.

Figure 6 : Coefficient d'utilisation<sup>83</sup> du parc EDF (source : P. Girard – EDF Trading)



L'importance du parc électronucléaire d'EDF, 58 réacteurs, est souvent mise en avant pour expliquer cette longueur inhabituelle. Les intervenants et les entreprises prestataires de services lors d'un arrêt de tranche réalisé par EDF sont multiples, ce qui peut allonger les délais. Mais la situation est pire aux Etats-Unis, avec un parc de 103 réacteurs dispersés sur un vaste territoire et où, du fait des pics de consommation en hiver et en été, les arrêts de tranches se concentrent sur le printemps. Or la durée moyenne des arrêts de tranche y est inférieure de 20 %.

Au final, on peut se demander s'il ne conviendrait pas, à la fois pour maximiser la durée de vie des réacteurs et pour augmenter la performance économique globale du parc, qu'EDF s'attache à développer la motivation de ses équipes en restaurant l'impératif économique et en fixant des objectifs de production à court et à long terme. Ces objectifs pourraient être l'augmentation de la disponibilité du réacteur et la diminution de la durée des arrêts de tranche.

Que l'on se place sous l'angle des intérêts de l'économie toute entière ou sous celui de l'entreprise elle-même, l'amélioration des performances du parc EDF constitue sans aucun doute une priorité.

En termes d'optimum macroéconomique, il est évidemment souhaitable de tirer le meilleur parti du parc installé, en produisant le MWh le moins cher possible.

En terme d'optimum microéconomique, il est évidemment capital qu'EDF abaisse encore ses prix de revient afin d'augmenter ses marges ou ses débouchés.

<sup>83</sup> Coefficient d'utilisation Ku : ratio dont le numérateur est égal à la durée réelle de production pendant une période donnée et le dénominateur à la durée totale de la période considérée où le réacteur est disponible. Ku est donc égal au rapport Kp/Kd.

Dans ces conditions, le renforcement de la capacité des interconnexions avec les pays limitrophes de la France est sans aucun doute une priorité.

#### **4. La pérennité du secteur nucléaire, une responsabilité collective**

Le maintien des compétences et la pérennité du tissu industriel du secteur nucléaire sont deux conditions évidentes et essentielles à une bonne gestion du vieillissement des centrales nucléaires et à la prolongation éventuelle de leur durée de vie.

Les organisations internationales du nucléaire que sont l'AIEA et l'AEN OCDE, qui accordent une grande importance à ces questions, émettent la crainte que le secteur nucléaire rencontre des difficultés à pallier les départs en retraite des générations qui ont construit les parcs actuels et à maintenir un volume de commandes suffisant pour garder en activité les constructeurs et les entreprises de service indispensables.

Le pessimisme des organisations internationales n'est pas partagé par tous au vu des informations collectées en Finlande, Suède, Allemagne, aux Etats-Unis et même en France, informations qui témoignent d'une grande variété d'opinions sur ce sujet. Pour certains, les menaces sur la pérennité des compétences et du tissu industriel sont telles que seule la perspective de construction de nouveaux réacteurs est de nature à prévenir l'effondrement du secteur. Pour d'autres, au contraire, la prolongation de la durée de vie des réacteurs, en générant des bénéfices considérables, est, en soi, suffisante pour recruter les spécialistes et pérenniser les entreprises, à condition bien sûr que les conditions de rémunération consenties par l'industrie et les exploitants soient suffisamment attractives.

En tout état de cause, non seulement les points de vue sont divergents mais l'organisation adoptée pour traiter ces questions n'est pas identique d'un pays à l'autre.

S'agissant de la France, si la prise de conscience des nécessités par EDF et Framatome ANP semble dans l'ensemble satisfaisante, l'autorité de sûreté pourrait sans doute donner davantage d'impulsions dans ce domaine.

En outre, les formations de tous niveaux aux métiers de la gestion du risque et de la maintenance devraient être reconnues et développées du fait de leur importance pour l'avenir des installations industrielles et des débouchés qu'elles offrent à l'emploi.

##### **4.1. Une préoccupation plus ou moins importante selon les pays**

Les points de vue sur le maintien des compétences sont extrêmement variables selon les pays. Certains mettent l'accent sur l'organisation interne des exploitants. D'autres sont préoccupés par le maintien des compétences de l'autorité de sûreté elle-même.

Pour l'autorité de sûreté de *Finlande*, STUK, l'un des domaines les plus importants de la gestion de la durée de vie des centrales est celui du maintien des compétences et des savoir-faire des exploitants. Ceci oblige en conséquence à accorder la plus grande importance à l'entraînement des personnels, à l'amélioration des procédures d'exploitation, à l'actualisation permanente de la documentation relative à la centrale et au contrôle de la pérennité des compétences pour les composants critiques.

Il est intéressant de constater l'impact de la relance du nucléaire dans ce pays sur l'attractivité des carrières proposées par le secteur.

Après la décision du 24 mai 2002 de construire un 5<sup>ème</sup> réacteur, le nombre d'étudiants s'inscrivant dans les deux cursus de techniques nucléaires proposés en Finlande, qui était auparavant de 40 par an, a brutalement augmenté. Par ailleurs, la compagnie TVO qui a bénéficié de la décision de principe de construire ce nouveau réacteur, a reçu plus de 600 candidatures pour participer à la réalisation de ce projet.

En *Suède*, le projet d'abandon du nucléaire voté en 1980 est parallèle à l'assèchement certain des vocations pour cette industrie, même s'il a été remis en cause en 1997. Originalité considérable par rapport à la situation française, l'autorité de sûreté nucléaire SKI est en charge de la surveillance des formations aux techniques nucléaires. Elle y consacre de nombreux efforts, dans le cadre d'une coopération trilatérale entre l'État, les universités et les centres de recherche et les exploitants<sup>84</sup>.

Actuellement, il est manifeste que les jeunes étudiants suédois sont peu nombreux à vouloir « *embarquer* » dans le nucléaire, par comparaison avec les années 1980. Différents cours continuent toutefois d'être proposés aux étudiants de KTH, en particulier sur l'ingénierie nucléaire, la sûreté des réacteurs, l'analyse probabiliste de sûreté<sup>85</sup>. Enfin, une activité de recherche importante sur la sûreté des réacteurs est maintenue au KTH grâce aux subventions de SKI et des exploitants nucléaires. Traitant régulièrement cette question dans son rapport d'activité au Gouvernement, SKI estime que « *il est indispensable que le Gouvernement signale clairement qu'il y a un avenir pour le nucléaire* ».

Privée de commandes depuis 1985, date de mise en service du plus récent réacteur suédois, l'industrie nucléaire suédoise a subi l'absorption d'ASEAN par Brown Boveri pour former le groupe ABB, celle de Combustion Engineering par Westinghouse qui a aussi absorbé quelques années plus tard le département nucléaire d'ABB. Il reste actuellement en Suède une équipe d'ingénieurs de Westinghouse spécialisée dans la rénovation de centrales ainsi qu'une usine de fabrication de combustible. Une des missions de SKI est d'assurer un niveau d'activité suffisant aux consultants.

Par ailleurs, SKI s'interroge sur les conditions de sa propre pérennité. Malgré la possibilité qui lui est donnée de fixer librement les rémunérations de ses

---

<sup>84</sup> SKI assume la charge financière de deux chaires professorales sur le nucléaire, à KTH, l'école polytechnique royale de Stockholm et à l'université de Stockholm.

<sup>85</sup> KTH étudie également la possibilité de créer un Master international d'ingénierie nucléaire.

employés, SKI pourrait en effet à l'avenir ne pas pouvoir suivre la concurrence forte des producteurs d'électricité pour le recrutement de spécialistes du nucléaire. En l'occurrence, il serait dramatique que l'autorité de sûreté ne parvienne plus à recruter les personnels hautement spécialisés et compétents, dont le rôle est critique pour l'avenir du nucléaire. Le gouvernement suédois devra, en conséquence, veiller à ne pas diminuer voire à augmenter la taxe sur le kWh qui alimente son budget.

Familiers des politiques de « *stop and go* », les *Etats-Unis* bénéficient d'une main d'oeuvre dont la mobilité est importante tant sur le plan géographique que sectoriel.

Au début des années 1990, la NRC avait noté un déclin des compétences nucléaires aux Etats-Unis, sans toutefois s'alarmer particulièrement, dans la mesure où les laboratoires nationaux du Département de l'Énergie (DOE) ainsi que la Navy constituent des réservoirs de spécialistes qui peuvent aisément être redéployés vers l'industrie.

La NRC considère par ailleurs que la prolongation de licence, en générant un retour sur investissement rapide, a créé un vrai marché du travail et pérennisé le tissu industriel. Il est incontestable à cet égard que les investissements de modernisation ont permis à General Electric et Framatome ANP de conserver une activité nucléaire, alors que ces entreprises auraient été tentées de se retirer du marché. La NRC estime ainsi que les investissements nécessaires pour obtenir une licence de 20 années supplémentaires pour plus de quatre-vingt dix réacteurs représentent un volume de chiffre d'affaires très largement supérieur à celui généré par la construction d'une tranche même de deux ou trois. Autre avantage, le renouvellement de licence rend obligatoire le transfert des compétences d'une génération à une autre.

S'attaquant à ce qu'elle considère pour sa part comme le coeur du problème, à savoir les compétences initiales, l'association professionnelle NEI (Nuclear Energy Institute) a lancé avec succès dans les années 1990 une action visant à soutenir les formations technologiques et universitaires relatives aux métiers du nucléaire.

#### **4.2. La vision de l'autorité de sûreté pour la situation française**

L'autorité de sûreté française considère que le maintien des compétences nucléaires, une question prioritaire pour la sûreté, doit être traitée à plusieurs niveaux.

En premier lieu, EDF devra veiller à la transmission de la mémoire de ses installations et à disposer des compétences techniques nécessaires à la réparation de composants qui ne sont plus fabriqués, en particulier lorsque leur technologie est obsolète.

Contrairement à son homologue suédois, l'autorité de sûreté française estime qu'il n'entre pas dans ses missions de mettre en place un marché pérenne de sous-traitants pour le nucléaire. En réalité, selon l'autorité de sûreté, l'insuffisance de sous-traitance est toute relative. En effet, il a été possible à EDF d'étaler la charge de

travail des arrêts de tranche de manière à disposer de l'aide attendue. Au reste, la nouvelle politique du combustible devait renforcer les possibilités d'étalement, en permettant d'allonger les campagnes et de diminuer la durée des arrêts de tranche.

Quoi qu'il en soit, dans le cadre de ses demandes d'autorisation de fonctionnement au delà de 30 ans, EDF devra exposer en détail son organisation.

S'agissant des compétences, le vieillissement des effectifs employés dans le parc nucléaire posera des problèmes de recrutement spécifiques à certains métiers et un problème général de gestion des départs en retraite des personnels d'exploitation, sur lequel EDF a heureusement lancé une réflexion au niveau stratégique.

Un problème identique se pose pour l'autorité de sûreté et son appui technique.

Dans certains pays, notamment au Royaume Uni, il serait actuellement impossible à l'autorité de sûreté d'instruire des demandes d'autorisation de création d'installations nucléaires, du fait d'une perte de compétences.

En tout état de cause, la question doit être posée du renforcement et de la pérennité de l'autorité de sûreté nucléaire qui comprend un échelon national et des échelons régionaux avec les divisions nucléaires des DRIRE (Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement).

Décidées après la catastrophe d'AZF à Toulouse, les augmentations des effectifs des DRIRE pour l'inspection des installations classées pour l'environnement ne concernent pas l'autorité de sûreté nucléaire. En revanche, un doublement de ses effectifs a été décidé par le Gouvernement de Lionel Jospin pour lui permettre de prendre en charge ses nouvelles tâches de radioprotection et de contrôle des matériels à usage médical.

Sur l'EPR, les travaux de la DSIN puis de la DGSNR et de son appui technique l'IPSN, devenu l'IRSN, ont commencé depuis plus de dix ans, les études ayant commencé en 1991 au niveau français puis en 1993 aux deux niveaux français et allemand.

Ce travail a été conduit par la 2<sup>ème</sup> et la 5<sup>ème</sup> sous direction de la DGSNR, avec leurs effectifs courants. L'activité relative à la prolongation de la durée de vie est également une activité courante. Le parc électronucléaire comptant 58 réacteurs et subissant par définition une visite décennale tous les 10 ans, l'autorité de sûreté doit gérer environ 6 visites décennales par an avec les réexamens de sûreté. Les tâches correspondantes sont assumées en continu, avec un réexamen étant toujours en cours, précédé et suivi d'un autre. Si un site nucléaire particulier n'est concerné par les visites décennales que tous les dix ans, l'autorité de sûreté nucléaire est en permanence mobilisée sur une visite décennale, dont chacune a d'ailleurs ses spécificités.

Dans l'hypothèse où pour la construction d'un nouveau réacteur en France, il serait nécessaire d'ouvrir un appel d'offres, l'autorité de sûreté ferait appel au concours de ses homologues étrangers.

#### **4.3. La question des formations aux métiers utilisés dans le nucléaire**

D'ici à 2015, 45 % des personnels employés par EDF dans ses centrales nucléaires devront être remplacés du fait de leur départ à la retraite. D'ici à 2010, 1000 à 1200 personnes de l'ingénierie d'EDF partiront à la retraite.

La pérennité du parc électronucléaire français à l'horizon de 40 à 60 années de fonctionnement suppose donc un transfert de compétences de la génération des constructeurs du parc à la suivante. L'évolution des effectifs des formations initiales au cours du temps a donc une importance. Mais les capacités de recrutement des entreprises joueront également un rôle clé.

S'agissant des formations d'ingénieurs nucléaires proprement dites, le nombre de diplômés en génie atomique de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires (INSTN) a été divisé par deux entre 1998 et 2002. La désaffectation des études scientifiques à l'université ne concerne pas les formations d'ingénieurs, grâce à l'attractivité des écoles d'ingénieurs. Si l'on constate une baisse du nombre des diplômés d'une école prestigieuse comme l'école centrale de Paris s'orientant vers le secteur nucléaire, c'est que les autres industries sont préférées par les jeunes ingénieurs. Les perspectives d'avenir d'une industrie jouent sans aucun doute un rôle dans le choix d'un premier emploi, avec les niveaux de rémunération, les deux facteurs étant liés.

Mais l'industrie nucléaire étant une industrie pluridisciplinaire, le recul des effectifs des formations initiales spécialisées dans le nucléaire n'a pas de conséquence grave si la spécialisation peut s'effectuer dans les entreprises, grâce à une formation interne de qualité. Pour la technicité de l'industrie nucléaire, il est capital qu'une activité soutenue continue de se dérouler dans les laboratoires où les jeunes ingénieurs peuvent acquérir une formation de pointe par la recherche.

Pour les autres types de formation, on observe de réelles difficultés pour remplir les promotions, difficultés aggravées au final par la faible capacité de nombreuses entreprises petites ou moyennes à former leur personnel. Par exemple, le recrutement d'étudiants en BTS de radioprotection ne s'effectue pas au maximum des possibilités de formation, en dépit des débouchés. La situation est en réalité générale pour un grand nombre de métiers technico-scientifiques dans les qualifications techniques des CAP, BEP, BTS voire DUT. On observe en effet une grande désaffectation pour les « métiers du réel »<sup>86</sup>. Les problèmes de pérennité des compétences pourraient être les plus importants dans les métiers de la maintenance et des spécialités techniques indispensables au fonctionnement des centrales nucléaires

---

<sup>86</sup> Claude PICHOT, Président de l'AFIM (association nationale des ingénieurs de maintenance), audition du 2 avril 2003.



En conséquence, une filière de formation spécifique devrait être créée pour la gestion des risques et de la maintenance. Bien entendu, le système éducatif français délivre plus de 50 000 diplômes par an, allant du mastère au BEP, avec des spécialisations maintenance. Mais faute d'une filière « *risque et maintenance* » qui devrait être reconnue comme discipline de recherche par l'éducation nationale, l'enseignement des risques et de la maintenance est assuré en tant que sous-chapitre d'autres enseignements, ce qui conduit à une insuffisance de la formation.

#### **4.4. Les recrutements dans le nucléaire**

La plupart des intervenants du nucléaire en France ne rencontrent pas de difficultés particulières de recrutement.

Framatome ANP a dans les années récentes rajeuni sans difficulté la pyramide des âges de ses ingénieurs. Dans le même but, entre 1998 et 2001, le CEA a procédé à trois mille recrutements, sans rencontrer d'autre difficulté que celle d'assurer la formation en interne.

Pour EDF, le vrai problème n'est pas tant celui des départs en retraite que celui de la gestion des embauches, qui nécessite une vision prospective. Pour certaines qualifications dont les besoins sont constants comme pour les opérateurs de conduite, le problème à résoudre est celui du volume de formation. Pour d'autres qualifications, la difficulté est de garder des compétences sur des technologies obsolètes pour lesquelles il n'existe plus de formation dans le système scolaire et universitaire. Pour assurer la formation interne, qui revêt dans ces conditions la plus haute importance, EDF a notamment mis en place des pépinières et recourt au compagnonnage. Enfin, le plus difficile est d'assurer le maintien de compétences pointues sur l'histoire ancienne ou récente des installations<sup>87</sup>.

Par ailleurs, l'industrie dans son ensemble devrait s'attaquer enfin à l'amélioration des conditions d'emploi des employés de la maintenance. Dans les métiers de la maintenance, plus de 70 % des effectifs sont des ouvriers, les cadres ne représentant que 3 % des effectifs chez les donneurs d'ordre et 1,5 % chez les prestataires de service. Or la maintenance est un secteur où les risques de maladies professionnelles sont 7 à 10 fois plus importants que dans les autres métiers<sup>88</sup>. Ce sont à la fois la formation de base des exécutants et leur encadrement qui devraient être améliorés, la revalorisation des prestations fournies par les sous-traitants et les rémunérations de leurs employés étant évidemment la clé du problème.

#### **4.5. Les entreprises sous-traitants et les prestataires de service**

La pérennité du tissu industriel semble, elle, poser un problème plus difficile.

---

<sup>87</sup> Georges SERVIERE, EDF, audition du 14 janvier 2003.

<sup>88</sup> Claude PICHOT, op. cit.

Le groupe intersyndical de l'industrie nucléaire, qui rassemble plus de 200 entreprises employant 35 000 personnes pour un chiffre d'affaires de 3 milliards € environ, estime que le tissu industriel est actuellement fragile et vulnérable, pour deux raisons principales qui sont, d'une part, le manque de rentabilité et, d'autre part, un horizon incertain.

Deux problèmes doivent être traités avec attention : la pérennité de fabrications et de matériels et la pérennité des prestataires de service.

Ayant considérablement évolué entre le palier 900 MWe et les paliers suivants – 1300 MWe et N4 –, le contrôle-commande fournit un bon exemple des difficultés liées à des durées de vie très étendues.

Le contrôle-commande des réacteurs 900 MWe fait largement appel à une technologie fondée sur une logique câblée et des relayages dont les taux de défaillance sont très faibles. Dans la perspective des troisièmes visites décennales, EDF estime ainsi qu'il sera possible d'amener ces systèmes à 40 ans et au-delà. Toutefois, la disponibilité de composants doit être assurée par la constitution de stocks stratégiques et par la mise en place de protocoles à long terme de partenariat avec les fabricants. De même, l'exploitant devrait s'assurer de la pérennité des compétences en interne et en externe.

Après la construction du palier 900 MWe, dont l'exemplaire le plus récent a été couplé au réseau en novembre 1987 à Chinon (B4), la numérisation s'est progressivement développée, en s'appliquant aux actionneurs et aux capteurs, puis aux automatismes de sauvegarde, de régulation et de protection et enfin aux dispositifs de commande. La maintenance et donc la maîtrise de millions de lignes de programme, des technologies en apparence plus modernes, posent en réalité le même problème de maintien des compétences en interne et en externe que celui de l'instrumentation analogique.

D'une manière générale, stocks stratégiques, maintien de compétences en interne sont des méthodes complétées par la diminution du recours à des technologies propriétaires et l'augmentation de la part de dispositifs standard disponibles sur le marché, quitte à en augmenter la fiabilité et la robustesse.

Mais la stratégie sans doute la plus importante devrait consister en la mise en place de contrats de pérennité avec les fournisseurs et avec les prestataires de service.

En première approximation, on peut considérer qu'un industriel est intéressé à maintenir une activité voire à la racheter à une autre entreprise, tant qu'il existe un marché. Mais aussi bien le constructeur que l'exploitant doivent être vigilants vis-à-vis de l'évolution de leurs fournisseurs, et être prêts, en cas de besoin, à racheter des technologies pour les faire vivre en interne.

La sous-traitance joue un rôle capital dans la maintenance des centrales nucléaires. La sous-traitance lors d'un arrêt de tranche représente un volume de 200 à 300 000 heures de travail. Selon EDF, la répartition entre les travaux réalisés en interne

et ceux assumés par des prestataires est à peu près constante dans le temps, aucun transfert significatif n'étant réalisé dans la pratique<sup>89</sup>. Pour autant, comme on peut le constater en allant sur le terrain, le recours à la sous-traitance varie dans le temps et selon les centrales nucléaires. On estime que les salariés des sous-traitants de maintenance travaillant pour EDF sont au nombre de 25 000 personnes, réparties dans environ 1 000 entreprises.

EDF estime qu'elle n'a pas de difficulté à trouver une main d'oeuvre compétente chez ses sous-traitants, à condition d'opérer un lissage de ses besoins sur l'année. Pour une meilleure répartition de la charge de travail sur toute une année, une concertation devrait intervenir entre tous les industriels recourant aux prestations d'entreprise de maintenance sur un même bassin industriel<sup>90</sup>. Pourtant, nombreux sont les sous-traitants qui ne veulent plus avoir d'activité dans le nucléaire car les prix sont laminés par une concurrence sauvage<sup>91</sup>.

Or, que ce soit pour les fabricants de matériels soumis à l'obsolescence ou pour ses prestataires de service, l'objectif d'EDF de pousser ses centrales au maximum de leur durée de vie ne peut avoir une chance d'être atteint qu'à partir du moment où ses partenaires verront leur activité pérennisée.

Les principaux intervenants du nucléaire que sont Framatome ANP et EDF l'ont parfaitement compris en mettant en place différents mécanismes de coopération à long terme.

Il reste que pour sécuriser le secteur, les prestations des entreprises de maintenance et les conditions de travail et de rémunération des employés des sous-traitants devraient impérativement être revalorisées.

En l'espèce, ceci ne sera possible pour l'exploitant que s'il améliore ses performances économiques, en faisant fonctionner son parc électronucléaire avec une efficacité accrue.

---

<sup>89</sup> Georges SERVIERE, EDF, op. cit.

<sup>90</sup> Une étude réalisée par l'AFIM en 1999 sur les départements de Gironde et des Landes montre une fluctuation considérable des travaux de maintenance au cours d'une même année.

<sup>91</sup> Mathilde BOURRIER, audition du 14 janvier 2003.



## **VI.- Extension de la durée de vie et solution de remplacement, deux stratégies complémentaires**

### **1. Les inconnues techniques, réglementaires et économiques du prolongement des réacteurs en service**

Comme on l'a vu précédemment, EDF est confiant dans sa capacité à maîtriser les conséquences du vieillissement de ses réacteurs. Tant pour les composants, que pour la cuve et l'enceinte, une durée de vie de 50 ou 60 ans est envisagée par l'exploitant.

Des composants lourds sont remplaçables, comme les couvercles de cuve ou les générateurs de vapeur, qui ont fait l'objet d'opérations longues et coûteuses au cours de la dernière décennie. Les premiers générateurs de vapeur ont été remplacés en 1990 et les premiers couvercles l'ont été en 1994. Au début 2003, 27 réacteurs du palier 900 MWe sur un total de 34, avaient reçu un nouveau couvercle, deux changements supplémentaires ayant été prévus en 2004. 14 réacteurs du palier 1300 MWe sur 20 réacteurs avaient également fait l'objet d'un remplacement, un remplacement étant encore prévu en 2003<sup>92</sup>.

Des opérations de ce type occasionnent des coûts directs importants – le prix d'un générateur de vapeur est d'environ 15 millions \$ et celui d'un couvercle de cuve de 4-5 millions \$. Mais les coûts d'installation sont du même ordre de grandeur<sup>93</sup>, à quoi il faut ajouter les pertes d'exploitation entraînées par l'arrêt du réacteur.

Il est évident que ces remplacements d'équipements importants ont, par leur poids, empêché le coût de production du MWh de baisser aussi vite que l'aurait permis l'amortissement dégressif de l'investissement initial.

Quoi qu'il en soit, il est évidemment impossible de prévoir si, à l'avenir, des opérations lourdes de ces types seront nécessaires ou non et à quel coût. Plus les réacteurs seront anciens, plus la probabilité de réparations importantes sera forte mais, une fois amorti, les fondamentaux d'un réacteur génèrent une marge d'exploitation importante qui permet de faire plus facilement face à des opérations de rénovation lourdes.

Mais un autre point clé doit être pris en compte, à savoir le référentiel de sûreté. Les centrales actuellement en fonctionnement seront en effet jugées vers 2015-2020 à l'aune des standards des réacteurs de nouvelle génération.

Les Etats-Unis ne font pas peser sur les exploitants d'autre obligation que celle de respecter les normes de sûreté initiales.

D'autres pays, au contraire, comme les pays européens, considèrent indispensable d'améliorer continûment la sûreté de l'ensemble du parc, au fur et à mesure des avancées du progrès technique. Pour pallier cette difficulté, la sûreté des

---

<sup>92</sup> EDF Énergie, Audition du 22 janvier 2003.

<sup>93</sup> M. Joël PIJSELMANN, Directeur général délégué, Framatome ANP, audition du 2 avril 2003.

centrales est améliorée à chaque visite décennale. Mais il existe des opérations d'amélioration physiquement impossibles à effectuer ou économiquement inenvisageables.

L'impact financier de ces améliorations de sûreté ne semble pas pour le moment disproportionné par rapport aux opérations de modernisation auxquelles les exploitants nucléaires consentent dans d'autres pays pour améliorer les performances des réacteurs.

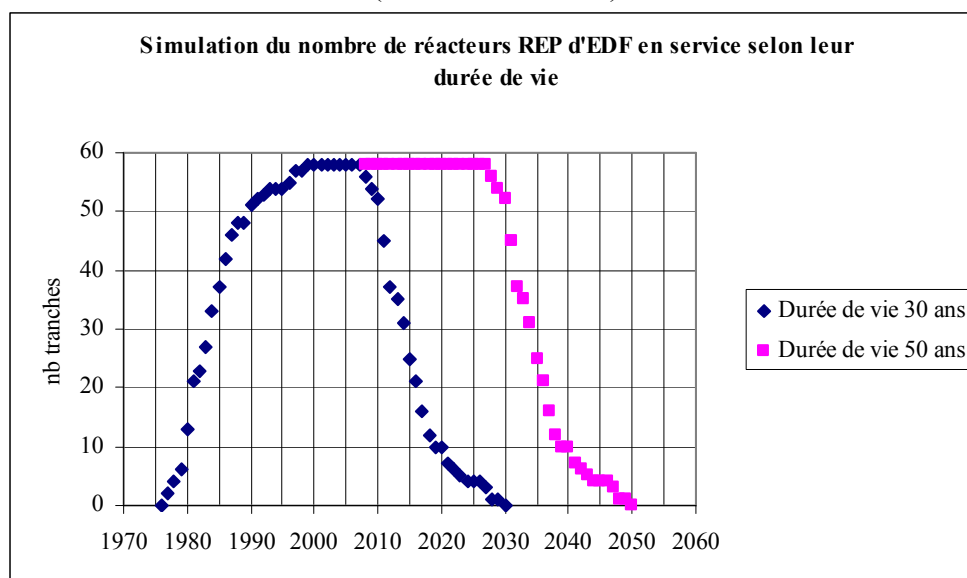
On ne peut toutefois exclure qu'à l'avenir, les opérations de remplacement ou d'amélioration de la sûreté, ne s'avèrent onéreuses au point de menacer l'équilibre économique de l'exploitation de certains réacteurs.

## **2. Sans solution de remplacement rapidement disponible, l'inévitable obligation de prolonger les réacteurs au-delà du raisonnable**

La durée de vie réelle des réacteurs électronucléaires est une décision qui dépendra au final de l'exploitant, à qu'il reviendra de concilier les exigences réglementaires et les impératifs économiques. Ainsi qu'il a été vu plus haut, il est acquis, au vu des positions de l'autorité de sûreté, que les décisions seront prises au cas par cas.

Le fond du problème est bien entendu la pyramide des âges très particulière du parc électronucléaire français (voir figure suivante). La diminution du parc électronucléaire d'EDF pourrait être aussi rapide que l'a été sa montée en puissance de 50 GWe entre 1980 et 1990.

Figure 7 : La diminution mécanique du parc électronucléaire français  
(source : OPECST)



Au vu de cette situation très particulière, il est indispensable d'étudier quelles seraient les durées de vie imposées au parc électronucléaire dans son ensemble,

si aucune limitation technique, économique ou réglementaire ne pesait sur ce paramètre, dès lors que différents choix de politique énergétique économique seraient effectués.

Les différents scénarios de renouvellement du parc étudiés par EDF<sup>94</sup> consistent à viser, à l'horizon 2050, un parc électronucléaire d'une taille plus ou moins importante, c'est-à-dire 40, 50 ou 60 GWe<sup>95, 96</sup>. Pour fixer les ordres de grandeur, 60 GWe correspondent à 80 % de la consommation d'électricité en base attendue en 2020, 50 GWe correspondent à 66 % et 40 GWe à 55 %.

On suppose, par ailleurs, que deux types de réacteurs électronucléaires seront disponibles à l'avenir, les uns prêts à être construits en 2015, intitulés dans la suite réacteurs pour 2015, et les autres prêts à être construits en 2035, dénommés réacteurs pour 2035.

L'hypothèse commune aux différents scénarios étudiés est que la puissance disponible en centrales thermiques en base, actuellement de 60 GWe, devrait passer à 75 GWe en 2050. L'hydraulique au fil de l'eau apporte actuellement une contribution de 5 GWe à la production en base, contribution qui se maintiendra sur la période étudiée.

Pourquoi avoir choisi, avec trois scénarios de 40, 50 ou 60 GWe de puissance nucléaire installée en 2050, un schéma de poursuite du nucléaire et non pas d'étudier au moins un cas d'abandon pur et simple du nucléaire ?<sup>97</sup>

D'une part la nécessité de maîtriser la facture énergétique et, d'autre part, les contraintes de la lutte contre l'effet de serre, obligent à conserver au moins une part significative de nucléaire en France.

C'est l'électricité nucléaire (113,8 Mtep en 2002) qui a permis à la France de faire passer son taux d'indépendance énergétique de 24 % en 1973 à 50,7 % en 2002, tout en ayant augmenté sa consommation d'énergie primaire de 50 % entre ces deux dates.

Par ailleurs, en raison des contraintes de la lutte contre l'effet de serre, il ne serait pas possible de remplacer la totalité des centrales nucléaires en fin de parcours par des centrales thermiques au gaz.

Selon ses engagements pris dans le cadre du protocole de Kyoto, la France devra ramener en 2010 l'ensemble de ses émissions de gaz à effet de serre<sup>98</sup> (GES) au niveau de 1990. La crainte est réelle que l'essentiel des baisses envisageables aient déjà

---

<sup>94</sup> Audition des représentants d'EDF, 19 décembre 2002.

<sup>95</sup> La capacité installée nette s'élève à 63 GW en 2002.

<sup>96</sup> Le scénario de 60 GW correspond à une perpétuation des exportations d'électricité. Mais, selon EDF, l'interconnexion des réseaux nationaux restera relativement limitée à l'avenir dans l'Union européenne, l'électricité devant être produite et consommée dans un cercle relativement restreint. En conséquence, l'exportation qui représente aujourd'hui 15 % de la production française peut difficilement aller beaucoup au-delà.

<sup>97</sup> Réciproquement, on peut se demander pourquoi un scénario à 80 GW mettant l'accent sur l'exportation n'a pas été étudié.

<sup>98</sup> Les parts des différents gaz à effet de serre, calculées en millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>, c'est-à-dire en tenant compte de pouvoirs radiatifs différents, étaient les suivantes en 2001 : CO<sub>2</sub> : 69 % ; N<sub>2</sub>O : 16 % ; CH<sub>4</sub> : 13 % ; HFC : 1,7 % ; SF<sub>6</sub> : 0,4 % ; PFC : 0,3 %.

été obtenues dans l'industrie, l'énergie, l'agriculture et du traitement des déchets et que les baisses envisageables à l'avenir soient insuffisantes pour compenser la poursuite de la croissance des émissions dans les transports et le résidentiel-tertiaire.

Avec les hypothèses ainsi soulignées, l'analyse des résultats des scénarios présentés par EDF est pleine d'enseignement.

En tout état de cause, le scénario moyen, avec un objectif de 50 GW nucléaire en 2050 avec un recours successif aux réacteurs disponibles en 2015 puis à ceux d'une génération ultérieure disponibles en 2035, permet d'identifier les paramètres critiques de la décision.

Dans ce scénario, si le renouvellement commence en 2020, il s'effectue, d'une part, à hauteur de 25 GW par des centrales thermiques à flamme du type cycle combiné à gaz et, d'autre part, à hauteur de 50 GW par des réacteurs nucléaires.

Entre 2020 et 2035, les réacteurs nucléaires de remplacement sont ceux de la Génération 2015, qui sont construits et mis en service industriel selon un rythme régulier entre 2020 et 2035, à hauteur de 25 GW. Puis, sur la période 2035-2050, les réacteurs de la génération 2035 peuvent prendre le relais à hauteur de 25 GW.

Pour assurer la production d'électricité requise, le bouclage du système doit être assuré par la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuellement en service. La durée de vie moyenne du parc actuel est alors poussée à 48 années.

Si le renouvellement est décalé de 5 ans et commence en 2025, alors entre 2025 et 2035, il apparaît nécessaire de construire et de mettre en service 15 GW de réacteurs de la génération 2015. La durée de vie des réacteurs en service doit alors être poussée à 52 ans.

Enfin, le fait de repousser le renouvellement à 2035 a pour conséquence que la durée de vie des réacteurs actuellement en service doit être poussée à 59 ans<sup>99</sup>.

Le tableau suivant, établi par la DGEMP sur la base de l'analyse d'EDF, synthétise les conséquences en matière de durée de vie.

Tableau 13 : Durée de vie moyenne d'un réacteur du parc EDF actuel pour maintenir un niveau de base donné  
(source : DGEMP)

---

<sup>99</sup> Autre constat important des scénarios étudiés par EDF, si l'on voulait parvenir à une puissance nucléaire installée de 60 GW en 2050, il serait nécessaire de pousser la durée de vie du parc existant à 60-63 ans.



<b>Période de renouvellement</b>	<b>2020-2050</b>	<b>2025-2055</b>	<b>2035-2055</b>
<b>Rythme de renouvellement</b>	<b>2000 MWe / an</b>	<b>2000 MWe / an</b>	<b>3000 MWe / an</b>
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = <b>60 GWe</b>	49 ans	54 ans	59 ans
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = <b>50 GWe</b>	48 ans	52 ans	56 ans
Durée de vie moyenne si capacité reconduite = <b>40 GWe</b>	47 ans	50 ans	57 ans

Les conclusions de l'étude d'EDF, reprise par la DGEMP, sont donc claires et difficilement contestables.

Sauf à prendre des risques considérables sur la durée de vie moyenne des réacteurs en service, il est indispensable que de nouveaux réacteurs entrent en fonctionnement, c'est-à-dire en service industriel, dès 2020.

Le compte à rebours est alors clair.

Compte tenu d'une durée de construction de 5 ans environ, la construction de ces réacteurs devra donc commencer en 2015 au plus tard.

En 2015, une expérience significative, c'est-à-dire de 5 ans au minimum, devra donc avoir été acquise sur un démonstrateur-tête de série, afin que les inévitables défauts de mise au point ou les défauts de jeunesse aient été corrigés.

Le démonstrateur-tête de série devra donc entrer en service en 2010 au plus tard.

Cette date limite de 2010 pour l'entrée en service du démonstrateur-tête de série est en elle-même optimiste. En effet, elle a pour condition que les réacteurs du parc actuel puissent être prolongés à 48 ans en moyenne, ce qui n'est évidemment pas acquis.

Une dernière remarque doit être faite sur la portée des conclusions tirées par EDF et la DGEMP.

S'il s'agissait d'un parc industriel autre que nucléaire, les contraintes de la gestion de la durée de vie seraient exactement les mêmes.

Quel que soit le secteur considéré, si l'objectif est de ne pas abandonner totalement une filière industrielle donnée, des solutions de remplacement doivent toujours être disponibles en temps utile, sauf à devoir prendre le risque de devoir conduire les anciens équipements au terme ultime de leur possibilité d'exploitation.

De même, l'existence de générations successives d'équipements incorporant des technologies de plus en plus évoluées n'est pas spécifique au nucléaire mais générale dans l'industrie.

Enfin, quel que soit le secteur considéré, la question est toujours d'optimiser la transition entre des générations successives d'équipements, sur les plans matériels, humains et économiques.

### **3. Vers une gestion différentielle du parc électronucléaire d'EDF ?**

Selon Framatome, les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4 ont les perspectives les plus favorables en termes de durée de vie. Bénéficiant de l'expérience acquise avec le palier 900 MWe, les matériels ont en effet été améliorés à la conception et au fur et à mesure de leur fonctionnement grâce au retour d'expérience.

Cette situation permet d'imaginer, en conséquence, une gestion différentielle du parc électronucléaire. Les réacteurs dont l'espérance de vie est la meilleure pourraient se voir affectés à la production en base. A l'inverse, les réacteurs les plus anciens se verraient affectés au suivi de charge.

Une telle option présenterait toutefois plusieurs inconvénients, dont l'importance fait question.

Le suivi de charge serait concentré sur les réacteurs dont le vieillissement est par hypothèse le plus avancé, ce qui risquerait de précipiter leur déclassement. Par ailleurs, le réseau de transport pourrait ne pas être adapté à une telle organisation, ce qui obligerait à des investissements complémentaires en lignes à très haute ou haute tension.

Ceci étant dit, les déclarations de M. François ROUSSELY, Président d'EDF, lors de l'audition publique organisée par vos Rapporteurs le 3 avril 2003, laissent entrevoir une gestion différenciée des différents types de tranches, qui pourrait se faire sur la base de différents critères desquels on ne peut exclure le suivi de charge.

S'exprimant sur le rythme souhaitable de renouvellement du parc électronucléaire d'EDF, M. François ROUSSELY déclarait en effet : « *nous pourrions sélectionner les unités les plus robustes pour les conduire au-delà de 40 ans, voire de 50 ans* ».

**[Voir la suite du rapport](#)**

---

N°0832 - Rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs (MM. Christian Bataille et Claude Birraux)