

Mission d'évaluation économique de la filière nucléaire

Le parc nucléaire actuel

Mars 2000

Mission d'évaluation économique de la filière nucléaire

Le parc nucléaire actuel

Groupe de travail « cycle nucléaire »

**Philippe GIRARD
Yves MARIGNAC
Jean TASSART**

Les opinions émises dans ce rapport sont de la responsabilité de leurs auteurs et n'engagent pas la mission. L'expertise réalisée par le groupe a été utilisée par la mission dans la préparation de l'étude économique.

Mars 2000

Sommaire

INTRODUCTION	9
CHAPITRE I - BILAN MATERIES DU PARC NUCLEAIRE ACTUEL	17
1. Préambule.	17
2. Les hypothèses sur le parc et sur les scénarios.....	19
2.1. Bilans annuels et scénarios	19
2.2. Elaboration des scénarios	20
3. La méthodologie d'établissement des flux matières	25
3.1. Difficultés de la méthode	25
3.2. Paramètres décrivant le cycle du combustible.....	26
3.3. Valeurs calculées	29
4. Hypothèses.....	30
4.1 Hypothèse sur la durée de vie des réacteurs du parc actuel.....	31
4.2 Hypothèses sur les performances du parc nucléaire	32
4.3 Hypothèses sur les performances des combustibles nucléaires	34
4.4 Hypothèses sur le recyclage de l'uranium de retraitement et du plutonium.....	35
4.5 Hypothèses sur la procédure d'arrêt des réacteurs	36
4.6 Hypothèses sur le démantèlement des installations nucléaires.....	36
5. Résultats	37
5.1 Résultats concernant l'amont du cycle	37
5.2 Résultats concernant l'aval du cycle	40
5.3 Résultats concernant la fin du cycle	51
6. Incidence des autres installations nucléaires.....	57
6.1 Autres réacteurs électronucléaires en fonctionnement ou arrêtés.....	57
7. Conclusions	68
 Annexe 1 - Conséquences d'un éventuel arrêt du retraitement en 2001.....	71

Annexe 2 - Parc nucléaire actuel	75
---	-----------

CHAPITRE II - BILAN ECONOMIQUE DU PARC NUCLEAIRE ACTUEL.....	121
---	------------

1. Examen des dépenses réalisées pour le parc nucléaire actuel (période 1970-1998)	122
1.1 Investissements.....	124
1.2 Exploitation.....	125
1.3 Combustibles.....	129
1.4 Provisions effectuées.....	130
1.5 Dépenses de recherche et développement	132
2. Examen des dépenses prévisibles pour le parc nucléaire actuel (à partir de 1999)	137
2.1 Démantèlement.....	137
2.2 Exploitation - post-exploitation - jouvence	141
2.3 Combustibles.....	144
2.4 Stockage définitif des déchets nucléaires	151
2.5 Dépenses de recherche et développement	154
3. Examen des dépenses prévisibles liées aux autres installations nucléaires	154
3.1 Autres réacteurs électro-nucléaires arrêtés ou en fonctionnement	154
3.2 Installations du cycle du combustible.....	157
3.3 Les installations de R & D civiles	157
3.4 Répartition des dépenses entre EDF, le CEA et la COGEMA	158
4. Bilan économique du scénario 6.....	158

CHAPITRE III - FICHES.....	163
-----------------------------------	------------

Fiche n° 1 - Parc nucléaire français	165
Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial	193
Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire	217
Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel.....	231
Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires.....	249

Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX	271
Fiche n° 7 - Plutonium	297
Fiche n° 8 - Cycle du combustible	329
Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC (1964-1997).....	371
Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires.....	421

INTRODUCTION

Dans le cadre de leur mission d'évaluation économique de la filière nucléaire, MM. Charpin, Dessus et Pellat ont mis en place un groupe de travail chargé de dresser le bilan du parc nucléaire actuel. Ce travail a été confié à un groupe pluraliste représentatif de sensibilités différentes, composé de Philippe Girard (CEA), Yves Marignac (WISE-Paris) et Jean Tassart (CFDD).

Au cours de la préparation de ce rapport, le groupe a pu accéder de manière satisfaisante à la plupart des données industrielles - techniques et économiques - nécessaires à l'évaluation et a retenu une méthode de travail respectueuse de sa pluralité - dans les limites des orientations fixées par la mission.

Au risque de dérouter le lecteur par une présentation « à plat » d'une analyse dense et complexe, ce rapport reflète la richesse de ces informations et de ces échanges. En particulier, les auteurs ont choisi de présenter en détail les données utilisées aussi bien que les résultats. Ils ont également pris le parti de laisser, sur des points particuliers, s'exprimer leurs divergences de vue. Ainsi, bien que les membres du groupe de travail partagent l'analyse globale et les résultats présentés, certaines parties du rapport peuvent ne pas refléter l'opinion de l'ensemble des auteurs.

On s'intéresse dans ce rapport uniquement au bilan du parc nucléaire actuel comprenant :

- 34 réacteurs d'une puissance moyenne de 900 MWe ;
- 20 réacteurs d'une puissance moyenne de 1 300 MWe ;
- 4 réacteurs d'une puissance moyenne de 1 450 MWe.

- Introduction -

On a aussi essayé de chiffrer les conséquences en terme de bilan matières et de bilan économique engendrées par les autres installations nucléaires en service ou arrêtées : réacteurs UNGG, réacteur à eau lourde, réacteurs à neutrons rapides, installations du cycle du combustible, installations de R & D.

Afin de ne pas interférer avec les choix proposés pour le renouvellement du parc nucléaire, en termes de puissance ou de moyen de production électrique, nous avons choisi de découpler complètement les bilans matière et économique du parc nucléaire actuel de ceux des différents parcs futurs envisagés. Ceci nous a permis de présenter un bilan complet indépendamment des choix futurs. Les limites de ce découplage résident dans ses avantages puisque suivant le type et le nombre de réacteurs nucléaires envisagés pour le futur, les possibilités dans le domaine de la fin de cycle du combustible nucléaire diffèrent.

Ce rapport final comprend **trois** parties :

- 1 – Bilan matières du parc nucléaire actuel**
- 2 - Bilan économique du parc nucléaire actuel**
- 3 - Fiches**

- Fiche n° 1 : Parc nucléaire français
- Fiche n° 2 : Parc nucléaire mondial
- Fiche n° 3 : Performances d'un parc nucléaire
- Fiche n° 4 : Durée de vie du parc nucléaire actuel
- Fiche n° 5 : Démantèlement des installations nucléaires
- Fiche n° 6 : Taux de combustion des assemblages UOX et MOX
- Fiche n° 7 : Plutonium
- Fiche n° 8 : Présentation générale du cycle du combustible
- Fiche n° 9 : Historique des exercices PEON et DIGEC
- Fiche n°10 : Dépenses de R & D nucléaires en France

Les fiches permettent de développer soit certains aspects du programme nucléaire, soit l'origine des hypothèses que nous avons retenues.

Six scénarios ont été étudiés en couplant différentes hypothèses :

- deux hypothèses quant à la durée de vie moyenne des réacteurs actuels : 41 et 45 ans ;

- Introduction -

- trois hypothèses quant à la politique de retraitement-recyclage retenue : arrêt du retraitement-recyclage en 2010, poursuite du retraitement-recyclage au niveau de 20 tranches 900 MWe moxées, poursuite du retraitement-recyclage au niveau de 28 tranches 900 MWe moxées.

	Arrêt du retraitement en 2010	20 tranches moxées	28 tranches moxées
41 ans de durée de vie	S1	S2	S3
45 ans de durée de vie	S4	S5	S6

De façon synthétique, les deux tableaux ci-après donnent les bilans matières et économique des six scénarios. Les données économiques sont exprimées en GF conditions économiques 1999. Pour la période 1970-1998, il s'agit des dépenses réelles.

- Introduction -

Bilan matières cumulé jusqu'en 2050

Production	41 ans			45 ans		
Production électrique en TWh	18 111			20 238		
Besoins	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium naturel en ktonnes	415	407	398	460	447	437
Enrichissement en MUTS	297	290	284	330	321	313
Fabrication UOX en ktonnes	52	51	50	56	55	54
Fabrication MOX en ktonnes	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Retraitements en ktonnes	15,0	22,4	31,1	15,0	26,2	36,1
Capacité d'entreposage en ktonnes	25-30	15-30	5-20	30-45	20-35	10-25
Entreposage	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium appauvri en ktonnes	361	353	344	401	389	379
Uranium de retraitement REP en ktonnes	14,3	21,4	29,5	14,3	24,8	34,1
Combustibles UOX en ktonnes	36,2	28,0	18,4	41,0	28,6	17,6
Combustibles MOX en ktonnes	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Stock Pu + Am non séparé en tonnes	542	512	476	602	555	514
Stockage déchets	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Déchets B en m ³ issus du retraitement)	117 876	13 811	16 564	11 786	14 825	18 091
Déchets B en m ³ issus de l'exploitation des réacteurs	20 000					
Déchets C en m ³ (verres)	1 601	2 695	3 974	1 601	3 325	4 808

Bilan économique

En GF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Investissements	470	470	470	470	470	470
Démantèlement immédiat	128	128	128	128	128	128
Démantèlement décalé	112	112	112	112	112	112
R & D	100	100	100	100	100	100
<i>s/t investissements (Dmt I)</i>	698	698	698	698	698	698
<i>s/t investissements (Dmt D)</i>	682	682	682	682	682	682
Exploitation	1 035	1 035	1 035	1 109	1 109	1 109
Post-exploitation	66	66	66	66	66	66
Jouvence	109	109	109	122	122	122
<i>s/t exploitation</i>	1 210	1 210	1 210	1 297	1 297	1 297
Amont 77-98	271	271	271	271	271	271
Amont 99-49	284	275	266	331	318	307
<i>s/t amont</i>	555	546	537	602	589	578
Aval 77-98	93	93	93	93	93	93
Aval 99-49	97	120	147	102	139	170
<i>s/t aval</i>	190	213	240	195	232	263
Fin de cycle B + C	18	24	31	18	27	35
Fin de cycle comb. irradiés	85	77	68	94	82	72
<i>s/t fin de cycle</i>	103	101	99	112	110	107
<i>s/t aval + fin de cycle</i>	293	314	339	307	342	370
<i>s/t cycle</i>	848	860	876	909	931	948
Total (Dmt immédiat)	2 768	2 780	2 796	2 916	2 938	2 955
Total (Dmt décalé)	2 740	2 752	2 768	2 888	2 910	2 927
Production électrique	18 111	18 111	18 111	20 238	20 238	20 238
<i>Coût moyen du kWh en cts</i>	15,13	15,20	15,28	14,27	14,38	14,46

Influence du choix relatif à la politique de retraitement-recyclage

D'un point de vue économique, les différences sont faibles pour une durée de vie donnée entre les différentes options en ce qui concerne la politique de retraitement-recyclage. En effet, les différences ne jouent que sur le poste combustible qui ne représente environ que 33 % du total des dépenses. De plus, au sein du poste combustible, les choix au niveau de la politique de retraitement-recyclage jouent de façon diverse. Lorsqu'on augmente la politique de retraitement-recyclage, le sous-poste amont et le sous-poste fin de cycle combustibles irradiés (CI) diminuent, le sous-poste aval et le sous-poste fin de cycle déchets B et C augmentent.

- Introduction -

Les principales incertitudes économiques résident dans le coût d'évacuation des déchets à vie longue, c'est-à-dire :

- les déchets B issus soit du retraitement des combustibles irradiés, soit de l'exploitation des réacteurs nucléaires ;
- les déchets C issus du retraitement des combustibles irradiés ;
- les combustibles irradiés entreposés.

Nous avons utilisé les données fournies par l'ANDRA, qui se situent en haut des fourchettes indiquées par les différents pays nucléaires aussi bien pour le stockage des déchets B et C que pour le stockage des combustibles irradiés. Il faut noter que le stockage définitif des déchets B, C et CI ne représente que 3,4 à 3,9 % des dépenses et que toute variation de ce poste n'aura qu'une incidence faible sur les dépenses totales.

Dans le cas du scénario S6, pour la période au-delà de 1999, les dépenses restant à effectuer atteignent 1 696 GF (58 % du total). Les postes les plus importants sont par ordre décroissant :

	Part en %
Exploitation	46,3 %
Combustible amont	18,1 %
<i>dont enrichissement</i>	8,4 %
<i>dont achat d'uranium naturel</i>	6,0 %
Combustible aval	10,0 %
<i>dont retraitement</i>	7,1 %
<i>dont fabrication MOX</i>	1,8 %
Démantèlement décalé	6,6 %
Fin de cycle	6,3 %
Jouvence	6,1 %
Post-exploitation	3,9 %
R & D	2,7 %

Au niveau de la quantité de déchets, la différence ne porte que sur les actinides produits. L'augmentation du retraitement-recyclage permet de diminuer la quantité de plutonium en stock (avec une légère augmentation de la quantité d'actinides mineurs).

Influence de la durée de vie moyenne du parc nucléaire

L'augmentation de la durée de vie moyenne a une influence importante sur le coût du kWh moyen entraînant un gain de 0,82 centime par kWh entre 41 ans et 45 ans de durée de vie moyenne. On peut estimer que la prolongation d'une année de la durée de vie moyenne du parc nucléaire actuel permet de « gagner » 44 GF environ, soit 0,68 GF par GWe. Cette estimation est un ordre de grandeur car il est probable qu'une prolongation au delà de 50 ans de durée de vie pour certains réacteurs nécessiterait des dépenses de jouvence plus élevées que celles considérées dans notre bilan : 1,5 GF par GWe pour les réacteurs ayant une durée de vie de 40 ans maximum et 2,0 GF par GWe pour les réacteurs ayant une durée de vie de 50 ans maximum.

Remarquons qu'une prolongation de trois ans de la durée de vie moyenne permet de « gagner » une somme supérieure à celle nécessaire pour le démantèlement de l'ensemble du parc nucléaire actuel.

Chapitre I

BILAN MATIERES DU PARC NUCLEAIRE ACTUEL

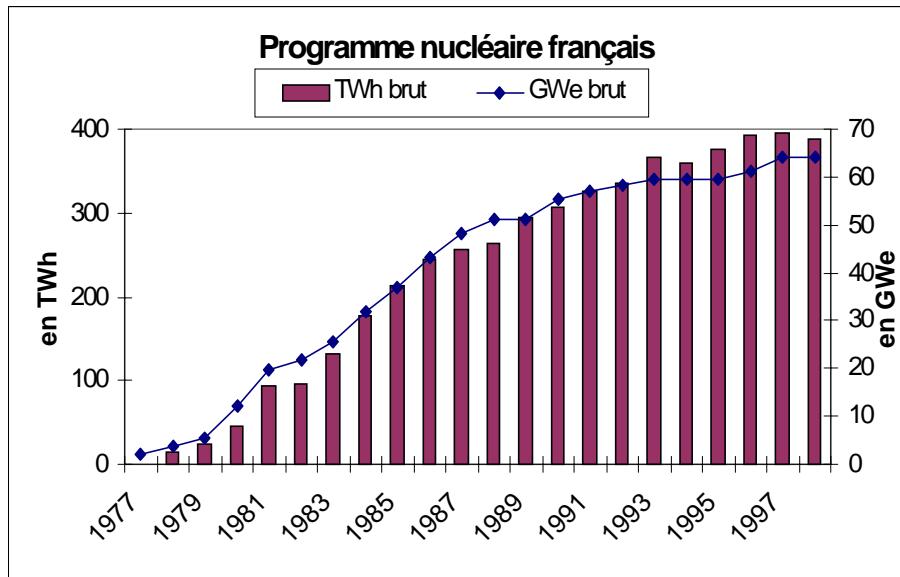
1. Préambule

On s'intéresse dans un premier temps uniquement au bilan des matières nucléaires issues du parc nucléaire actuel.

Afin de ne pas interférer avec les choix faits pour le renouvellement du parc nucléaire, en termes de puissance ou de type de réacteurs, nous avons choisi de découpler complètement le bilan matières du parc nucléaire actuel de celui du parc futur. Ceci nous permet de mener un exercice complet indépendamment des choix futurs. Les limites de ce découplage se comparent à ses avantages, puisque suivant le type et le nombre de réacteurs nucléaires envisagés pour le futur, les possibilités dans le domaine de la fin de cycle diffèrent.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution du programme nucléaire actuel.



Remarques

- Pour effectuer des bilans matières, on utilise généralement les valeurs brutes. Les valeurs nettes en terme de puissance ou de production électrique sont obtenues à partir des valeurs brutes en déduisant l'autoconsommation du réacteur nucléaire (pompes, ventilation, etc.).
- Le découplage du parc nucléaire actuel avec les autres installations nucléaires en service ou arrêtées est plus délicat, surtout en ce qui concerne la fin de cycle où il faut prendre en compte, d'une part, les déchets d'exploitation actuellement entreposés ainsi que (dans une moindre mesure) les matières nucléaires recyclées ou recyclables, d'autre part, les déchets issus des opérations de démantèlement de ces installations nucléaires.

2. Les hypothèses sur le parc et sur les scénarios

2.1 Bilans annuels et scénarios

L'évaluation économique du cycle du combustible sur la base de son bilan matières annuel impose de décrire avec précision les flux et stocks annuels, donc de disposer de scénarios fins sur l'évolution du parc nucléaire actuel. En effet, il est important de noter que des variations mineures dans les hypothèses sur le parc peuvent avoir une influence majeure sur son bilan¹, et que cette sensibilité aux paramètres techniques met en jeu de nombreux critères.

Une limite méthodologique complique encore l'exercice : le cycle du combustible nucléaire (extraction, fabrication, utilisation, entreposage puis stockage ou recyclage) est fondé sur des durées de l'ordre de la dizaine d'années voire de plusieurs dizaines d'années en cas d'entreposage longue durée des combustibles irradiés ; le cycle du parc industriel nucléaire (construction, exploitation, démantèlement) est fondé sur des durées de l'ordre de la centaine d'années. Les effets de certaines évolutions du parc ou du cycle se manifestent donc à des rythmes lents par rapport à un bilan annuel des flux et rendent difficiles son évaluation en le perturbant sur de nombreuses années.

Le bilan matières, pour un scénario donné, sera donc d'autant plus précis que ce scénario sera décrit avec précision et utilisera des technologies proches des technologies existantes (techniques évolutives). Compte tenu de la période d'étude assez longue que s'est fixée la mission, qui couvre un siècle environ à partir de la mise en place de l'industrie nucléaire sous sa forme actuelle (en

(1) En effet, le bilan matières d'un parc est le résultat d'un équilibre entre de très nombreux paramètres (dont le niveau de production électrique, le taux de recyclage des matières énergétiques, le taux de combustion, le taux de matières fissiles dans le combustible, etc.). Cet équilibre, complexe, peut être totalement modifié par une simple variation de l'un de ces paramètres. Par exemple :

- à production électrique égale, un parc de réacteurs fonctionnant en mono-recyclage est à l'équilibre lorsque les quantités de plutonium issu du retraitement et de plutonium recyclé dans le combustible MOX sont égales : une légère augmentation du taux de combustion du combustible UOX (combustible de première génération) sans augmentation du taux de combustion du combustible MOX (combustible issu du retraitement) perturbe cet équilibre et conduit à la constitution d'un stock de plutonium séparé ;
- on aboutit au même résultat si, sans que les autres paramètres soient modifiés, ce même parc à l'équilibre augmente d'une unité (un réacteur supplémentaire fonctionnant avec du combustible UOX).

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

1977), ce constat conduit à proposer pour l'établissement de scénarios un découpage en deux périodes.

- Le passé (1977-1999) : le bilan annuel et les stocks de matières sont toujours, notamment à cause des temps de lissage des évolutions, très dépendants des bilans et stocks des années passées. Les débuts du programme de réacteurs à eau sous pression (REP), en 1977, constituent donc un point de référence obligé. On a sur cette période une connaissance précise de l'évolution du parc qui permet d'établir des bilans « réels ».
- Le présent (2000-fin de vie des réacteurs actuels) : plusieurs hypothèses sont prises quant à la durée de vie des réacteurs ou quant aux choix dans le domaine de l'aval du cycle. C'est pendant cette période, que des décisions devraient être prises dans le domaine du stockage définitif des déchets à vie longue.

2.2 Elaboration des scénarios

Pour la construction de scénarios globaux portant sur l'ensemble de la période 1977-2050 correspondant à la période de fonctionnement du parc nucléaire actuel, on a fait les hypothèses suivantes :

- on a considéré deux durées de vie moyennes, 41 ans et 45 ans, avec une répartition des arrêts pour tenir compte d'un vieillissement différentié des réacteurs entre 35 et 50 ans ;
- on a considéré trois choix concernant l'aval du cycle : un arrêt du retraitement-recyclage vers 2010, un retraitement-recyclage limité à 20 réacteurs 900 MWe et un retraitement-recyclage limité à 28 réacteurs 900 MWe.

On a, par ailleurs, étudié la possibilité d'un arrêt du retraitement-recyclage en 2001. Les conséquences engendrées par un arrêt quasi-immédiat de la politique de retraitement-recyclage, soit en termes de modifications de l'outil industriel (création de site d'entreposage pour combustibles irradiés, modification des autorisations relatives au fonctionnement des usines de retraitement de La Hague), soit en termes de conséquences sociales à La Hague et Marcoule ou en termes de litiges commerciaux avec les clients étrangers, étaient telles qu'il nous a semblé plus raisonnable d'étudier un arrêt plutôt vers 2010 afin d'avoir le temps nécessaire pour « lisser » et traiter les différents problèmes. On

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

trouvera cependant en annexe 1, un résumé des conséquences engendrées par un arrêt du retraitement en 2001.

Dans le domaine de la gestion des déchets ultimes¹, on a supposé :

- la disponibilité d'un centre de stockage pour les déchets très faiblement actifs (déchets TFA) d'ici 2005-2010 ;
- la disponibilité d'un centre de stockage définitif pour les déchets B (faible et moyenne activité à vie longue) d'ici 2020 ;
- pour les déchets C (haute activité à vie longue), compte tenu du temps nécessaire pour leur refroidissement, qu'une solution définitive sera mise en œuvre d'ici 2040-2050.

Les déchets C posent des problèmes spécifiques. Compte tenu des incertitudes liées aussi bien à la définition de ces déchets qu'à leur devenir, nous nous sommes posés les questions suivantes :

- le plutonium est-il un déchet ou une matière première énergétique valorisable ?
- la solution d'un stockage définitif pour les différents types de déchets est-elle envisageable ?
- quelles sont les possibilités de réduire la production de déchets C par kWh ?

Le plutonium est-il un déchet ou une matière première énergétique valorisable ?

Le plutonium contenu dans les combustibles irradiés possède une valeur énergétique, potentiellement valorisable dans des réacteurs à neutrons rapides en couplage avec l'uranium 238 (ou le thorium 232). Toutefois, compte tenu du prix actuel de l'uranium et de l'expérience acquise dans les réacteurs à neutrons rapides, le recours à ce type de réacteurs semble exclu pour l'instant².

D'une certaine façon, on peut l'assimiler à une ressource fissile non conventionnelle par analogie avec les combustibles fossiles non conventionnels (schistes bitumineux, huiles, hydrates de méthane), dont l'utilisation est

(1) Une description des déchets ultimes est effectuée dans la fiche n° 8.

(2) Le démarrage d'une filière de réacteurs à neutrons rapides *isogénérateur* (quantité de plutonium avant et après irradiation identique) nécessite un stock initial de 10 tonnes de plutonium par GWe installé pour réaliser le premier et le deuxième cœur, le troisième cœur étant fabriqué à partir du plutonium récupéré lors du retraitement du premier cœur.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

envisageable, moyennant des progrès technologiques dans l'extraction et/ou la valorisation, une fois les ressources conventionnelles consommées¹ (et, si les conséquences liées au stockage des déchets radioactifs sont maîtrisées).

En attendant, une valorisation partielle peut être obtenue en utilisant, dans les réacteurs du parc nucléaire actuel du combustible MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium). Une telle solution présente des avantages et des inconvénients :

- diminution de la quantité de combustible entreposé ;
- diminution légère de l'inventaire plutonium ;
- pas de changement quant à la quantité de produits de fission, excepté le fait qu'une partie significative se retrouve conditionnée sous forme de verres ;
- diminution légère des besoins en uranium naturel et en besoins d'enrichissement ;
- augmentation importante des problèmes de thermique liés aux assemblages MOX ;
- dégradation de la qualité isotopique du plutonium rendant difficile sa réutilisation en dehors de réacteurs à neutrons rapides ;
- différence de coût (cf. bilan financier).

Les possibilités de choix étant limitées avec le parc nucléaire actuel, on a retenu trois solutions :

- arrêt du retraitement-recyclage en 2010 ;
- maintien du retraitement-recyclage dans 20 réacteurs, niveau actuellement atteint ;
- extension du retraitement-recyclage à 28 réacteurs, niveau maximal actuellement envisageable techniquement.

Comme on le verra dans les résultats, les différences en terme de stock de plutonium sont faibles entre les trois solutions. Il est sûr que les choix pourront être plus étendus avec le parc nucléaire futur permettant :

- soit une stabilisation de l'inventaire plutonium ;

(1) Les ressources fissiles conventionnelles sont essentiellement l'uranium solide naturel, les ressources non conventionnelles étant en premier le plutonium, puis l'uranium dissous dans l'eau de mer. Le cas du thorium est plus ambiguë, car son utilisation nécessite une ressource fissile, d'abord de l'uranium 235 ou du plutonium 239, puis ensuite de l'uranium 233 généré *in situ* par irradiation de l'uranium 233.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

- soit une réduction de l'inventaire plutonium, en utilisant le plutonium dans un réacteur, ou en le stockant de façon définitive au sein d'un combustible irradié ou d'un autre conditionnement spécifique ;
- soit un accroissement de l'inventaire plutonium.

A plus long terme, après épuisement des ressources fissiles conventionnelles, le recours au plutonium sera probablement nécessaire.

La solution d'un stockage définitif pour les différents types de déchets est-elle envisageable ?

Il est difficile de répondre à cette question avant 2006, échéance fixée par la loi de 1991 sur les recherches sur les déchets à vie longue, le choix définitif appartenant au Parlement.

Sans préjuger des décisions du Parlement, on a supposé que la mise en œuvre d'un stockage définitif pour les déchets B était envisageable à l'horizon 2020, ceci n'excluant pas une éventuelle reprise de certains déchets B anciens en fonction des conditions d'acceptation des colis qui seront fixées par l'ANDRA¹.

Pour les déchets C, l'examen de la situation internationale montre qu'un seul pays pour l'instant, les États-Unis, s'est doté d'un centre de stockage définitif pour les déchets radioactifs à vie longue (il s'agit d'un centre de stockage pour déchets contenant du plutonium de qualité militaire). Compte tenu, d'une part, des quantités de combustibles nucléaires déjà déchargés et non retraités au niveau mondial, environ 100 000 tonnes, d'autre part, du caractère mondial sur le long terme des conséquences éventuelles du stockage définitif des déchets radioactifs à vie longue, nous avons considéré que :

- le stockage définitif des déchets radioactifs à vie longue était une nécessité, devant faire l'objet d'un consensus international ;
- la protection de l'homme et de l'environnement devait être obtenue par la mise au point d'un conditionnement sûr, et par le choix d'un environnement géologique adapté ;
- il fallait chercher à réduire la quantité de déchets radioactifs à vie longue par kWh produit, cette réduction pouvant se faire soit au niveau du réacteur nucléaire, soit par la mise en œuvre d'un traitement ultérieur.

(1) ANDRA : agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Quelles sont les possibilités de réduire la production de déchets C par kWh ?

Les déchets radioactifs à vie longue comprennent essentiellement les produits issus de la fission de l'uranium et/ou du plutonium, et les actinides (Neptunium, Américium, Plutonium, Curium, etc.).

Concernant les produits de fission, la réduction de la quantité produite par kWh nécessite d'augmenter le rendement du réacteur (actuellement on ne récupère sous forme d'électricité que l'énergie dégagée par une fission sur trois, le reste de l'énergie étant rejeté). A très long terme, il est possible d'envisager des possibilités de réduction après la production des produits de fission. Pour le parc nucléaire actuel, le rendement des réacteurs ne pouvant quasiment pas évoluer, il n'est donc pas possible de diminuer la quantité de produits de fission produits par kWh.

Concernant les actinides, les deux possibilités de réduction sont une augmentation du rendement du réacteur et un traitement post-production.

La première possibilité est exclue avec les réacteurs actuels. La deuxième est envisageable dans le parc actuel dans le cas du plutonium, et éventuellement de façon plus étendue avec le parc nucléaire futur suivant les choix qui seront effectués.

On va donc distinguer dans nos bilans matières :

- les déchets B produits ;
- les déchets C conditionnés sous forme de verres et contenant essentiellement des produits de fission et des actinides mineurs (actinides hors uranium et plutonium) ;
- les combustibles irradiés entreposés, en distinguant les assemblages UOX et les assemblages MOX qui, suivant les scénarios ou les décisions futures, pourront faire l'objet soit d'un post traitement pour récupérer les matières valorisables, uranium et plutonium, soit d'un stockage définitif après conditionnement ;
- les matières nucléaires séparées et potentiellement valorisables (uranium appauvri, uranium de retraitement, etc.).

Certaines installations nucléaires autres que les réacteurs du parc actuel ont produit ou produisent des combustibles irradiés (ou certains radio nucléides) non recyclables, ou dont il n'est pas prévu pour l'instant le retraitement. On abordera la problématique de leur devenir dans le § 5.

3. La méthodologie d'établissement des flux matières

3.1 Difficultés de la méthode

Le bilan annuel en flux matières d'un parc donné repose sur un jeu complexe entre de très nombreux paramètres. Son calcul est assez simple lorsqu'il s'applique à un parc homogène à l'équilibre, c'est-à-dire dont tous les réacteurs et les combustibles sont gérés à l'identique selon un ou deux modèles, et qui n'évolue pas dans le temps.

Mais l'application de cette méthode à des situations plus proches de la réalité, où le parc n'est jamais ni totalement homogène ni totalement à l'équilibre, pose des problèmes méthodologiques difficiles. Ces problèmes sont liés surtout :

- au caractère itératif du processus dès lors que l'on introduit le retraitement - recyclage (le combustible neuf est fabriqué à partir de l'ancien, et permettra de fabriquer le prochain) si bien que les caractéristiques des combustibles d'au moins trois générations sont fortement liées¹ ;
- à la durée des étapes successives du cycle du combustible, qui obligent à tenir compte à chaque pas des bilans de différentes années² ;
- à l'imbrication des différents paramètres, par exemple les taux de combustion et les taux de matières fissiles dans le combustible³.

Lorsqu'on travaille sur des parcs réels ou sur des simulations de parc réels, comme c'est le cas dans cet exercice, et non sur des parcs idéaux¹, on a d'abord

(1) *Puisque les teneurs en matière fissile du combustible neuf, le taux de combustion qu'on peut lui appliquer (l'énergie thermique qu'il peut fournir) et les teneurs du combustible usé sont fortement liés.*

(2) *Ainsi, si par exemple le combustible irradié est entreposé cinq ans avant son retraitement, puis que le plutonium retraité vieillit encore trois ans, ce sont les quantités de combustible usé extraites des réacteurs l'année N, puis de combustible retraité l'année N + 5, enfin de plutonium recyclé dans du MOX l'année N + 8 qui devront être mises en correspondance. Par ailleurs, le plutonium « vieillit » assez rapidement d'où l'apparition de certaines contraintes sur les caractéristiques du MOX ou les conditions de sa fabrication.*

(3) *Le taux de combustion, qui décrit l'énergie thermique extraite par unité massique de combustible, est dépendant de la qualité énergétique du combustible neuf, c'est-à-dire de la quantité de matières fissiles (uranium et, éventuellement, plutonium) qu'il contient par unité de masse. Inversement, les quantités et les caractéristiques des matières fissiles présentes dans le combustible usé (donc sa valeur pour le recyclage) dépendent, en plus de sa composition de départ, du taux de combustion qu'on lui a appliquée.*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

cherché à valider sur la période 1977-1999 notre méthode en identifiant les paramètres importants. Etant obligés de faire un certain nombre de simplifications, on ne parvient pas par cette méthode à des valeurs rigoureusement exactes, mais à des ordres de grandeur suffisamment précis sur les flux et les stocks.

3.2 Paramètres décrivant le cycle du combustible

La détermination d'un très grand nombre de paramètres, dont beaucoup sont interdépendants, est nécessaire pour caractériser le parc d'installations nucléaires à un instant donné, et plus encore si on le considère sur une longue période. La description du parc dans les différents scénarios doit reposer sur le choix d'un nombre restreint de ces paramètres, suffisant toutefois pour décrire la stratégie du cycle du combustible correspondante. Le choix de ces variables doit également être cohérent avec les éléments retenus pour différencier les différents scénarios.

Les paramètres à considérer concernent :

la production électrique - celle-ci est déterminée par la puissance installée du parc d'une part, et le rendement de ce parc d'autre part, qui lui-même dépend du rendement propre des réacteurs, de leur disponibilité, de leur utilisation. La production électrique et la puissance installée sont liées par le coefficient de production, qui indique le rapport entre la production réalisée et la production maximale possible² ;

les caractéristiques des combustibles - il s'agit essentiellement du type de combustible utilisé, dépendant de sa composition (les matières fissiles qu'il contient) et de sa valeur énergétique (la proportion de matières fissiles par

(1) C'est-à-dire un parc homogène, standardisé, et maintenu à l'équilibre sans évolution.

(2) Le coefficient de production d'un parc nucléaire est, à disponibilité du parc égale, fonction de l'utilisation qui en est faite. Ainsi, le coefficient est le plus élevé lorsque le parc n'est utilisé qu'en base, diminue si il est utilisé pour de la semi-base, et enfin chute si le parc sert également pour couvrir les pointes de consommation. A titre d'exemple, le parc nucléaire français, qui fournit 75 % de la production électrique, fonctionne avec un coefficient de production de 69 % aujourd'hui, alors que des pays comme les Etats-Unis, le Japon ou l'Allemagne, dont le parc est plus diversifié, atteignent un coefficient de production de 80, voire 85 % pour leur parc nucléaire. Typiquement, le coefficient de production du parc nucléaire français devrait augmenter si la part du nucléaire dans l'offre électrique diminue.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

rapport aux matières fertiles ou inertes dans le combustible). Par exemple, on utilise aujourd’hui du combustible à l’oxyde d’uranium (UOX) et du combustible mélangeant des oxydes d’uranium et de plutonium (MOX, pour « mixed oxyde »), ce dernier provenant du retraitement de combustible usé¹. Et on peut pour chacune de ces catégories faire varier les propriétés énergétiques, en jouant notamment sur la teneur en isotopes fissiles² de l’uranium et, dans le cas du MOX, du plutonium contenu dans le combustible ;

les caractéristiques des réacteurs - chaque réacteur est décrit par sa puissance et sa filière (actuellement le parc français est constitué par des réacteurs à eau sous pression REP). Pour le parc nucléaire actuel, on raisonnera donc avec un seul modèle de réacteur, REP, mais en faisant varier la durée de vie des réacteurs ;

les durées des différentes étapes - le bilan matières annuel doit tenir compte du rythme du cycle du combustible, qui s’étale sur une durée de l’ordre d’une dizaine d’années. Les durées des étapes du cycle, plus particulièrement dans sa partie aval (temps de refroidissement du combustible usé, temps de vieillissement des matières retraitées) sont notamment importantes du fait de la dégradation progressive, et permanente, de la valeur énergétique des matières fissiles concernées³ ;

les modes de gestion des réacteurs - les réacteurs sont chargés avec un ou plusieurs combustibles, lesquels sont introduits périodiquement dans le cœur par tranches, avec un roulement. Ainsi, les combustibles employés, la part rechargée (en général un tiers ou un quart) et la période entre deux

(1) *On peut noter que l’uranium séparé par retraitement des combustibles usés (URT) peut, comme le plutonium, être utilisé pour la fabrication de nouveaux combustibles. A l’heure actuelle, l’URT est utilisé en petites quantités pour produire du combustible UOX. En revanche, EDF exclut pour le moment de fabriquer du MOX en utilisant de l’uranium de retraitement à la place de l’uranium appauvri.*

(2) *Ainsi, les paramètres les plus importants pour déterminer le potentiel énergétique du combustible sont sa teneur en uranium 235 (l’isotope fissile de l’uranium) et, lorsqu’il en contient, la teneur en isotopes impairs (fissiles) du plutonium – et, dans ce cas, la proportion entre uranium et plutonium dans le combustible. L’uranium peut, par rapport à sa teneur naturelle en uranium 235, être enrichi (on augmente cette teneur) ou appauvri (on la diminue). Le premier est en général utilisé pour le combustible UOX, le second pour le combustible MOX.*

(3) *Le plutonium, surtout, se dégrade du fait de l’apparition d’américium à partir de l’un de ses isotopes (Pu 241), au point que le plutonium séparé ne peut plus être utilisé sans purification dans du combustible MOX après quelques années de vieillissement, compte tenu des spécifications actuelles des usines de fabrication du MOX.*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

rechargements (en général 12 ou 18 mois) décrivent un mode de gestion. Le mode de gestion est étroitement lié au taux de combustion¹ ;

les caractéristiques des usines du cycle du combustible - ces différentes usines, dont certaines sont indispensables dans toutes les options (fabrication du combustible UOX, enrichissement) et d'autres uniquement dans les stratégies de retraitement-recyclage (retraitement, fabrication du combustible MOX), sont définies par un ensemble de caractéristiques diverses. Leur performance, leur capacité de production, leurs rejets d'effluents radioactifs, les caractéristiques des déchets qu'elles génèrent et leur durée de vie figurent parmi les éléments à prendre en compte ;

les capacités d'entreposage et de stockage des matières radioactives - les matières radioactives, et notamment celles qui composent le combustible neuf et le combustible usé, doivent être tout au long du cycle entreposées entre les différentes étapes puis, en sortie de cycle, définitivement stockées. Les sites dédiés à ces deux fonctions jouent un rôle important dans la mise en œuvre du cycle du combustible. Les questions d'entreposage sont cruciales pour la stratégie de retraitement-recyclage, qui multiplie les étapes et augmente les délais du cycle. L'existence de solutions de stockage, avec leurs caractéristiques (en surface, subsurface ou profondeur, réversible ou non, etc.), mises en œuvre pour les différentes catégories de déchets² doit également être intégrée à l'évaluation du bilan.

(1) *Le problème des taux de combustion est en particulier crucial pour les réacteurs « moxés » : ils emploient en effet à la fois du combustible UOX et du combustible MOX, auxquels on ne peut, pour des raisons de sûreté notamment, appliquer pour l'instant le même taux de combustion. La gestion est alors optimisée par une gestion dite hybride, où les deux combustibles sont rechargés avec la même périodicité mais par tiers de cœur pour l'un et quart de cœur pour l'autre.*

(2) *Le cycle du combustible génère dans toutes ses étapes des déchets, répartis en six catégories : les résidus miniers, matériaux produits en grandes quantités par l'extraction du minerai d'uranium ; les déchets TFA, ou très faiblement radioactifs, qui comprennent essentiellement les très importants volumes de gravats et de ferrailles attendus du démantèlement des installations nucléaires ; les déchets A, de faible et moyenne activité, à vie courte, provenant notamment des matériaux et équipements de protection (gants, etc.) et du traitement des effluents radioactifs liquides et gazeux ; les déchets B, de faible et moyenne activité à vie longue, principalement produits par les opérations de retraitement ; les déchets C, de haute activité, à vie courte ou longue, qui désignent les déchets vitrifiés contenant les produits de fission et d'activation extraits des combustibles irradiés au cours du retraitement ; les combustibles irradiés non retraités et définitivement stockés.*

Parmi ces paramètres, ceux qui servent de variables principales pour la description des évolutions du parc et l'évaluation de son bilan matières sont :

- **la production électrique**, qui dimensionne le parc en fonction des scénarios de référence sur l'offre et la demande, et le coefficient de production qui détermine la puissance installée nécessaire à cette production ;
- **la part de combustible MOX sur l'ensemble du parc**, c'est-à-dire le niveau de recyclage, qui détermine le niveau de retraitement et l'ensemble des flux de l'aval du cycle¹ ;
- **les taux de combustion**, qui permettent de déduire de la production électrique les quantités de combustible nécessaires, et déterminent indirectement la composition des combustibles et le mode de gestion des réacteurs.

3.3 Valeurs calculées

Une fois ces principaux paramètres définis, dans le cadre des scénarios choisis, on peut déterminer la valeur des autres paramètres secondaires définis ci-dessous :

- soit par un calcul direct lorsque les paramètres sont liés (par exemple les quantités à retraiter compte tenu de la part du parc fonctionnant au combustible MOX) ;
- soit en tenant compte des caractéristiques d'installations de référence (par exemple le rendement des réacteurs, ou le taux de rebut d'une usine de fabrication de MOX) ;
- soit en obtenant l'information par interrogation directe des exploitants (par exemple les modes de gestion prévus par EDF dans ses réacteurs pour différents taux de combustion) ;
- soit lorsqu'aucun des trois moyens précédents n'est utilisable, en émettant une hypothèse cohérente avec les autres paramètres et avec les connaissances théoriques disponibles (par exemple les caractéristiques d'installations d'entreposage de longue durée pour les combustibles irradiés).

(1) *Le volume de MOX suffit à décrire la répartition du parc pour calculer les flux dans des scénarios d'évolution à technologie constante.*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Lorsque tous les paramètres requis sont connus, on peut procéder au calcul des flux annuels et des stocks dans différents scénarios d'évolution du parc.

Flux de matières :

- flux entrants : uranium naturel utilisé pour la fabrication de combustible ;
- flux internes : UTS (unités de travail de séparation) ; matières liées au cycle du combustible (combustibles neufs, combustibles usés, uranium et plutonium séparés après retraitement) en cours d'utilisation ou mis en entreposage, passant d'une étape à une autre ;
- flux sortants : déchets de toutes catégories (résidus miniers, déchets TFA, A, B, C, et combustibles usés placés en stockage définitif), rejets d'effluents liquides et gazeux.

Autres éléments quantitatifs :

- énergie produite ;
- capacité de production (programmation des arrêts des réacteurs) ;
- installations du cycle (mises en service et arrêts d'usines du cycle, voire de sites de stockage).

Les résultats sont présentés sous forme de tableaux pour chaque scénario.

4. Hypothèses

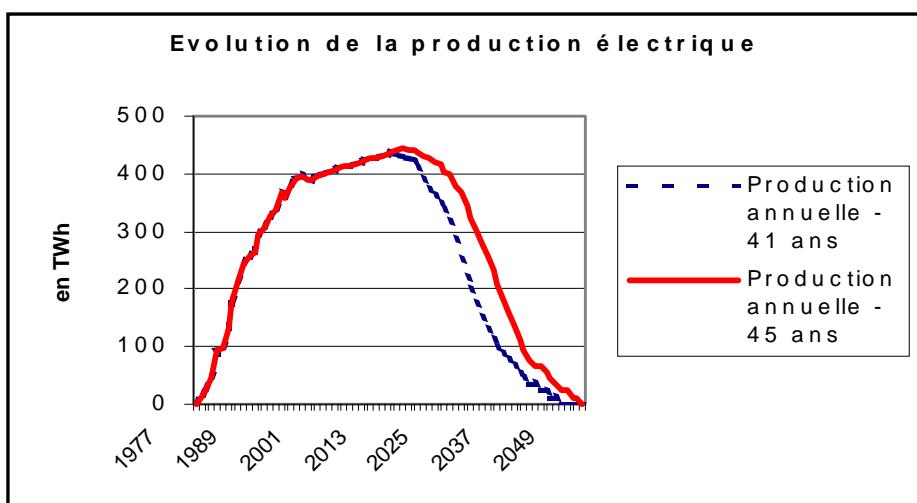
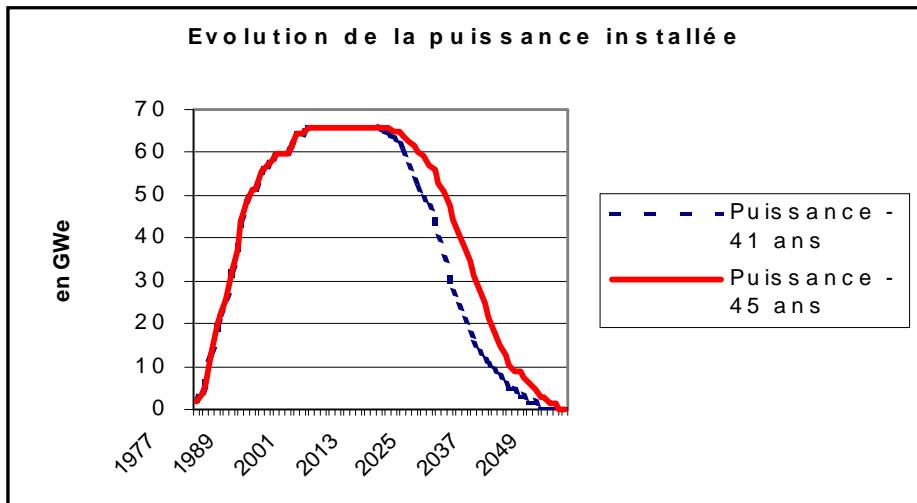
On a donc effectué 6 bilans matières détaillés suivant la durée de vie et la politique de retraitement-recyclage retenue.

	Arrêt retraitement en 2010	20 tranches moxées	28 tranches moxées
41 ans de durée de vie moyenne	S1	S2	S3
45 ans de durée de vie moyenne	S4	S5	S6

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

4.1 Hypothèse sur la durée de vie des réacteurs du parc actuel

On a retenu les deux chronologies d'arrêts suivantes :



L'écart entre les deux courbes de puissance est faible, mais les conséquences sur la production électrique ainsi que sur le calendrier des besoins en nouveaux moyens de production sont relativement importantes. En cumulé, la production

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

électrique atteindrait 18,1 PWh¹ dans le cas d'une durée de vie moyenne de 41 ans et 20,2 PWh dans le cas d'une durée de vie moyenne de 45 ans.

Remarques

On a tenu compte d'un vieillissement différentié des réacteurs en supposant la distribution suivante des arrêts en fonction de la durée de vie depuis le couplage² des réacteurs.

	35 ans	40 ans	45 ans	50 ans
41 ans moyenne	15 %	50 %	35 %	0 %
45 ans moyenne	5 %	20 %	45 %	30 %

Les arrêts de réacteurs ne pouvant être réalisés que par tranche de 900, 1 300 ou 1 450 MWe, on a ensuite effectué un lissage des arrêts par rapport à la modélisation de la répartition des arrêts mentionnée ci-dessus.

4.2 Hypothèses sur les performances du parc nucléaire

Les performances annuelles d'un parc nucléaire peuvent s'apprécier de façon synthétique par le « *coefficient de production* » qui représente le rapport de l'énergie réellement produite sur l'énergie qui aurait été produite par l'ensemble du parc nucléaire s'il avait fonctionné en permanence à pleine puissance.

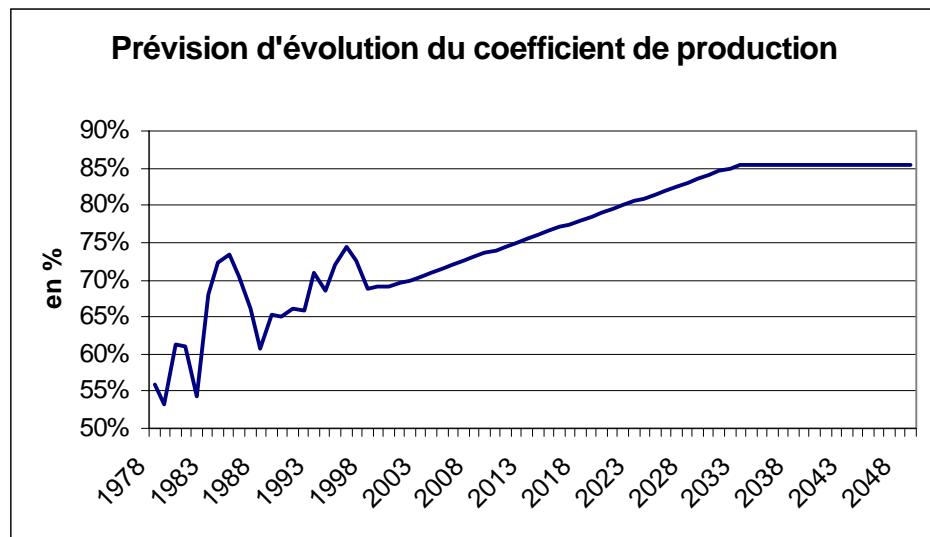
Par rapport aux autres compagnies électriques, le parc nucléaire actuel d'EDF souffre d'un handicap lié à une surcapacité, qui conduit à un non fonctionnement en base de ses réacteurs nucléaires. C'est à dire que les réacteurs sont opérationnels mais la puissance produite est inférieure à la puissance nominale.

Pour le futur, on a pris une hypothèse de résorption progressive de la surcapacité du fait de la croissance de la demande et du retrait progressif des premiers réacteurs nucléaires actuels, entraînant une augmentation du coefficient de production jusqu'à une valeur maximale de 85,5 %.

(1) 1 PWh : 10^{+12} kWh.

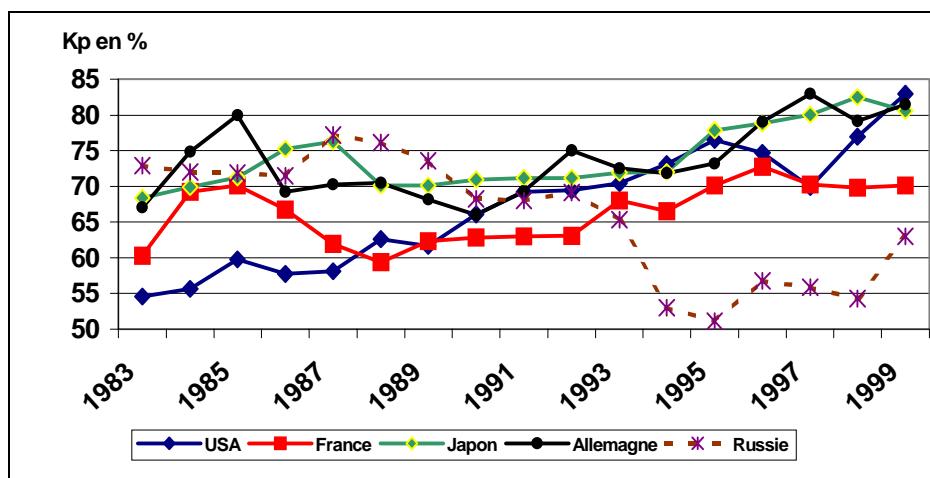
(2) Trois étapes principales rythment le démarrage d'un réacteur nucléaire : divergence, réalisation de la première réaction nucléaire ; couplage, production du premier kWh envoyé sur le réseau électrique ; mise en service industriel (MSI), étape réglementaire marquant la fin de la période de construction et des essais.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -



Remarquons que certains parcs nucléaires ont déjà des coefficients de production dépassant la valeur de 85 %. A titre d'exemple, le graphique ci-dessous retrace l'évolution des coefficients de production des parcs nucléaires des principaux pays.

Evolution des performances de production des principaux parcs 1983 – 1999



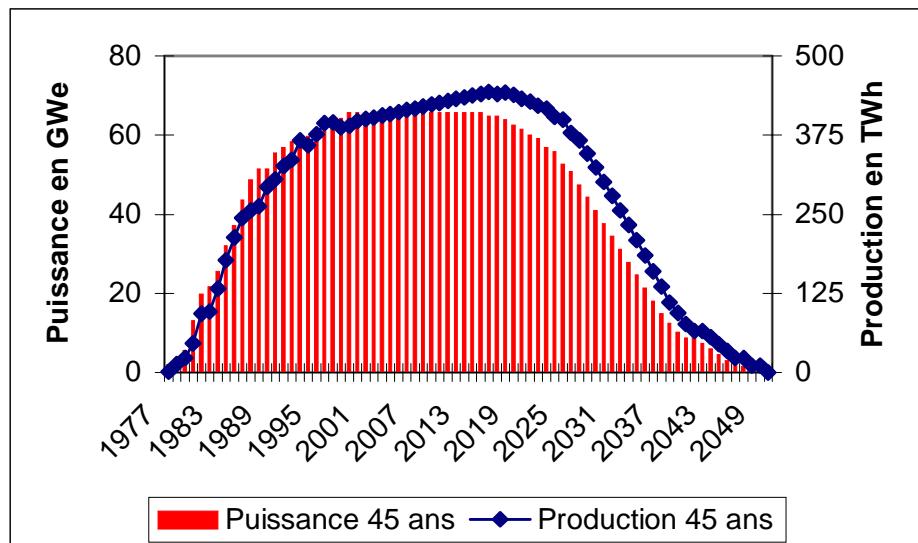
Référence : Elecnuc

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Si le parc nucléaire français avait suivi la même progression depuis 1997 que le parc nucléaire américain, la production nucléaire aurait dépassé 450 TWh au lieu de 375 TWh en 1999.

Il faut donc noter que les décisions quant au parc nucléaire futur pourront avoir des conséquences sur l'évolution du coefficient de production du parc nucléaire actuel en cas d'anticipation du besoin ou de mauvaise programmation.

Le graphique ci-dessous permet de comparer dans le cas d'une durée de vie moyenne de 41 ans l'évolution de la puissance installée et de la production électrique annuelle compte tenu de nos hypothèses.



La période 2000-2020 correspond à une augmentation de la production annuelle alors que la puissance nucléaire installée diminue, d'où une amélioration automatique des performances d'exploitation. Cette amélioration peut être accélérée en cas de croissance rapide de la demande dans l'Union européenne (demande française + exportations) ou ralentie en cas de croissance faible.

4.3 Hypothèses sur les performances des combustibles nucléaires

Les performances d'un combustible nucléaire peuvent s'apprécier à travers l'indicateur du taux de combustion, qui représente l'énergie extraite par tonne

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

de combustible nucléaire (l'unité couramment utilisée est le GWj/t, 1 GWj/t ↔ 86,4 GJ/kg ou 24 000 kWh/kg)

Le taux de combustion des assemblages UOX pour les REP s'est constamment amélioré en passant de 33 GWj/t à 52 GWj/t, valeur maximale autorisée par les autorités de sûreté actuellement. Toutefois, à partir des informations fournies par les industriels, comme des informations issues des conditions d'exploitation actuelles de réacteurs similaires à l'étranger, nous avons retenu l'hypothèse d'une augmentation progressive du taux de combustion jusqu'à 55-60 GWj/t, valeur moyenne. Cette augmentation du taux de combustion permet de mieux utiliser l'uranium en raison de l'accroissement de l'énergie produite par la fission du plutonium fabriqué simultanément in situ par irradiation de l'uranium 238.

En terme de bilan matières, cette augmentation a une incidence sur un grand nombre de postes, excepté sur le poste produits de fission (cf. remarque § 2.2) et partiellement sur les déchets C (produits de fission, actinides mineurs), la quantité d'actinides mineurs s'accroissant avec le taux de combustion.

Pour les assemblages MOX, on a retenu une hypothèse de croissance plus faible, le taux de combustion passant de 36-37 GWj/t à 49 GWj/t.

4.4 Hypothèses sur le recyclage de l'uranium de retraitement et du plutonium

Uranium de retraitement

Pour des raisons de simplification, nous n'avons pas tenu compte du recyclage de l'uranium de retraitement, qui actuellement ne porte que sur un peu moins de 400 tonnes par an. Celui-ci permet de fabriquer après enrichissement deux recharges par an (37 tonnes) et d'économiser environ 5 % des besoins en uranium naturel. EDF prévoit à court terme de restreindre le recyclage de l'uranium de retraitement à un seul réacteur, soit le recyclage de 200 tonnes par an environ.

On supposera donc que l'uranium de retraitement est entreposé, jusqu'au moment où les conditions économiques (et techniques) permettront son recyclage.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Plutonium

Au-delà de la définition des trois scénarios (arrêt du retraitement-recyclage en 2010, 20 tranches moxées, 28 tranches moxées) on a supposé, quelle que soit la date d'arrêt du retraitement-recyclage dans les réacteurs actuels, que le stock de plutonium séparé était ramené à une valeur nulle. Ceci conduit à un décalage moyen de 3 ans entre l'arrêt du retraitement et l'arrêt du moxage, compte tenu de notre choix de découpler complètement le parc nucléaire actuel du parc futur.

On a supposé par ailleurs un délai de 8 ans entre le déchargement d'un combustible irradié et son retraitement, et un délai de 3 ans entre le retraitement et le chargement du combustible MOX fabriqué à partir de ce plutonium.

4.5 Hypothèses sur la procédure d'arrêt des réacteurs

Nous n'avons pas tenu compte qu'au moment de l'arrêt d'un réacteur, celui-ci contient des combustibles avec des taux de combustion différents. Pour être rigoureux il aurait fallu prévoir, avant chaque arrêt le chargement progressif de combustibles avec des taux d'enrichissement différents afin de ne pas « gaspiller » de la matière fissile. On fait ainsi une erreur de 3 300 tonnes sur le bilan des tonnes d'UOX entreposées. Par contre, ceci n'a quasiment pas d'incidence sur le stock de plutonium.

Par ailleurs, EDF étudie actuellement une solution alternative permettant, en cas d'arrêt décalé de deux réacteurs sur un même site, de transférer les combustibles insuffisamment irradiés d'un réacteur à l'autre, ce qui éviterait cette surproduction de combustibles irradiés.

Pour les tranches moxées, on a retenu comme hypothèse la possibilité d'arrêt rapide du moxage des tranches avant l'arrêt définitif de production. On a considéré qu'on ne pouvait pas conserver un outil industriel (retraitement + recyclage) complet dès que les besoins annuels en retraitement étaient inférieurs à 500 tonnes et/ou les besoins annuels en fabrication de combustibles MOX inférieurs à 50 tonnes. Cette hypothèse pourrait être remise en cause suivant les choix susceptibles d'être faits pour le parc futur.

4.6 Hypothèses sur le démantèlement des installations nucléaires

Deux méthodes sont généralement considérées dans le cas du démantèlement des installations nucléaires : soit un démantèlement immédiat ; soit un

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

démantèlement partiel suivi d'une période d'attente, avant le démantèlement final.

Pour les installations nucléaires du cycle du combustible, compte tenu de la présence d'éléments radioactifs à vie longue, la deuxième méthode n'apporte aucun gain ni d'un point de vue financier, ni d'un point de vue irradiation des personnes chargées du démantèlement. On a donc retenu comme hypothèse un démantèlement immédiat (nécessitant pour certaines installations une quinzaine d'années).

Pour les réacteurs nucléaires, compte tenu de la présence d'éléments radioactifs à vie courte, la deuxième méthode permet de diminuer l'irradiation du personnel chargé du démantèlement et, de façon importante, le volume des déchets à stocker en décharge spécifique. On a donc retenu un démantèlement en deux étapes comme solution de référence, avec en option un démantèlement rapide en une étape

5. Résultats

5.1 Résultats concernant l'amont du cycle

Besoins cumulés d'uranium naturel

En k tonnes		2000	2020	2050
41ans	S1	155	333	415
	S2	155	328	407
	S3	155	322	398
45 ans	S4	155	337	460
	S5	155	330	447
	S6	155	325	437

Les besoins en uranium naturel pour la période 2000-2050 représentent 7 à 8 années de la production annuelle mondiale actuelle, ou 5 années de la consommation annuelle mondiale.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Besoins cumulés d'UTS (enrichissement)

En MUTS		2000	2020	2030	2050
41ans	S1	104	236	282	297
	S2	104	231	276	290
	S3	104	227	269	284
45 ans	S4	104	238	298	330
	S5	104	233	289	321
	S6	104	229	282	313

La période 2020-2030 correspond à l'époque où l'usine actuelle d'enrichissement Eurodif devrait s'arrêter, Eurodif ayant été mise en service de 1978 à 1982.

En cas d'arrêt d'Eurodif vers 2030, on peut constater que les besoins d'UTS pour la période 2030-2050 pour le parc nucléaire actuel sont compris entre 15 et 32 MUTS soit à peine la production de 2 à 3 années d'Eurodif.

En cas d'arrêt d'Eurodif vers 2020, on peut constater que les besoins pour la période 2020-2050 pour le parc nucléaire actuel sont compris entre 57 et 92 MUTS, soit la production de 6 à 9 années d'Eurodif.

Le dimensionnement de l'usine devant remplacer Eurodif dépendra :

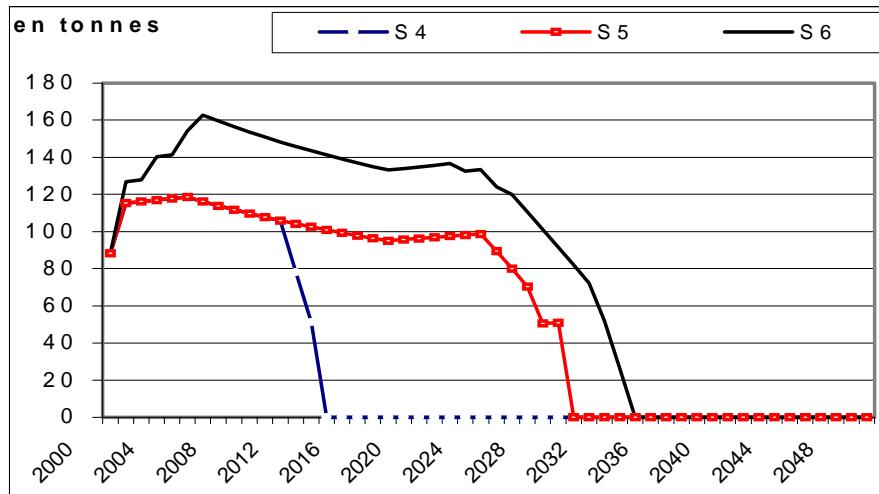
- de la taille du parc nucléaire futur ;
- de la concurrence ;
- des besoins restant à couvrir pour le parc nucléaire actuel.

Besoins annuels en fabrication de combustibles UOX et MOX

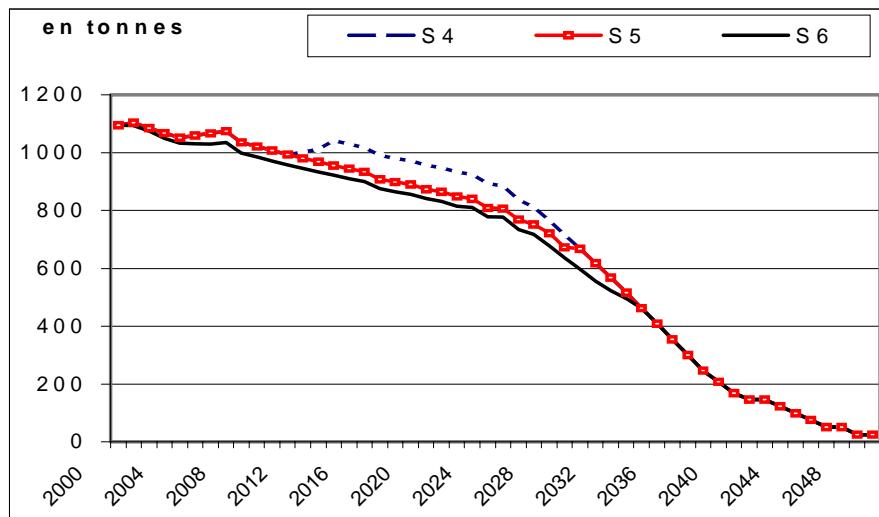
Le graphique ci-après résume l'évolution des besoins annuels de combustibles UOX et MOX dans le cas d'une durée de vie moyenne du parc actuel de 45 ans.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Besoins annuels en fabrication de MOX



Besoins annuels en fabrication d'UOX



Pour les assemblages UOX, les besoins annuels restent supérieurs à 800 tonnes jusqu'en vers 2025. Sous réserve d'un bon vieillissement des usines actuelles de FBFC¹ (Romans, Dessel), leur remplacement n'est pas à prévoir jusqu'à cette date.

(1) FBFC appartient à COGEMA et FRAMATOME.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

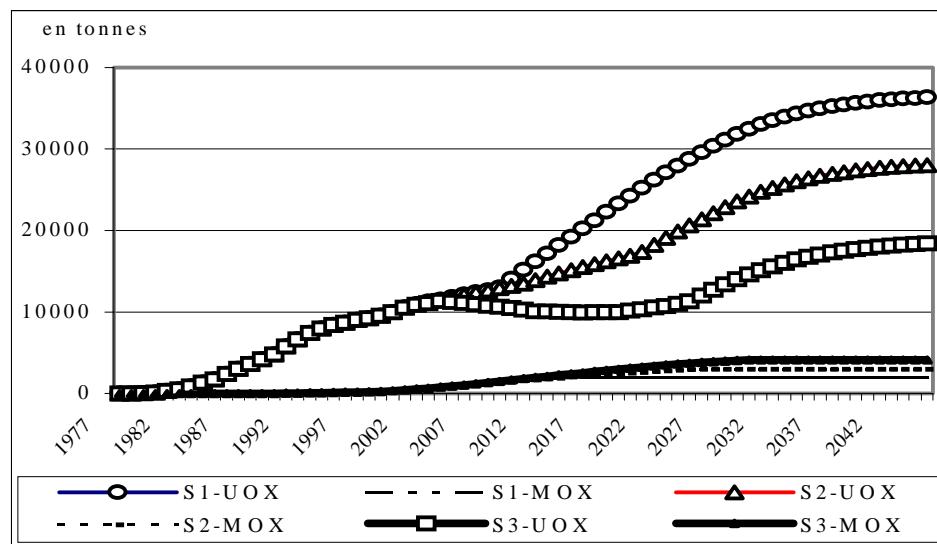
Pour les assemblages MOX, l'usine de MELOX est suffisante, excepté dans le cas du scénario S6 – 28 tranches moxées – pour lequel une augmentation de la capacité de l'usine MELOX sera nécessaire. Les scénarios S1 et S4 – arrêt du retraitement en 2010 – entraîneront probablement une fermeture anticipée de l'usine MELOX après 2010.

5.2 Résultats concernant l'aval du cycle

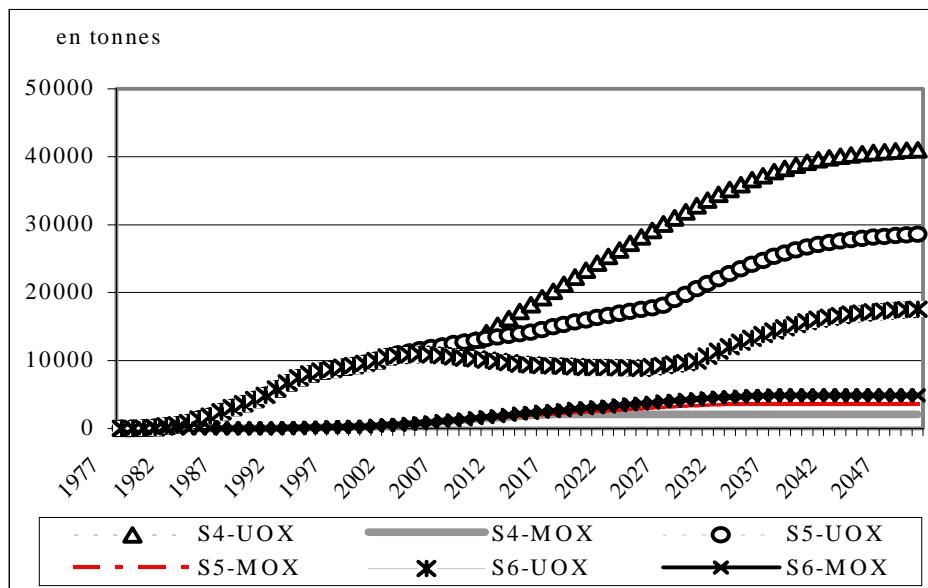
Besoins en entreposage de combustibles irradiés

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des stocks d'UOX et de MOX entreposés.

41 ans – Evolution des stocks d'UOX et de MOX



45 ans – Evolution des stocks d'UOX et de MOX



Sur les courbes des stocks d'UOX, les ruptures de pentes correspondent aux modifications des quantités retraitées, la première rupture en 1994 correspondant à la mise en service d'UP2-800 et à l'augmentation significative des quantités retraitées.

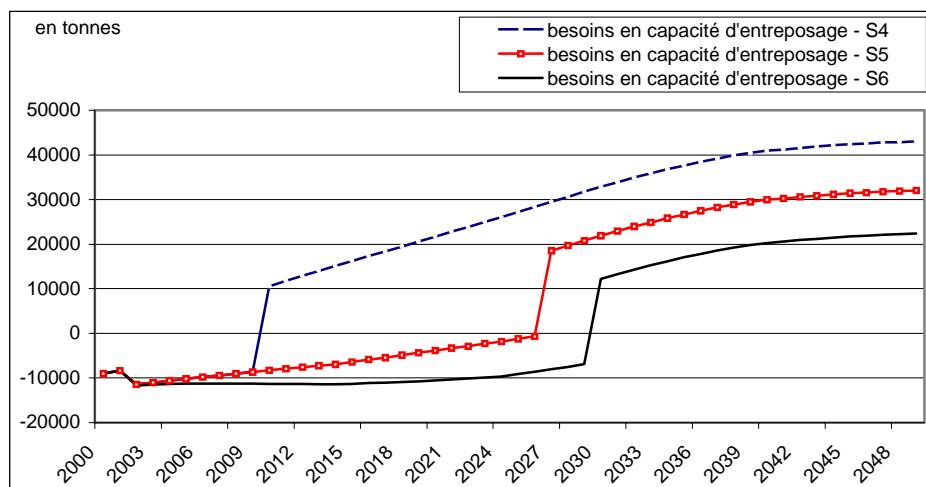
Pour déterminer les besoins en capacité d'entreposage, on a supposé, conformément aux autorisations actuelles, que :

- au moment de l'arrêt définitif de production d'un réacteur, la capacité d'entreposage associée disparaissait (l'équivalent de 2 cœurs par réacteur) l'année de l'arrêt, même si en pratique l'évacuation de la totalité des combustibles irradiés entreposés nécessitera probablement 2 à 3 années ;
- au moment de l'arrêt des usines de retraitement, la capacité d'entreposage associée disparaissait puisque la destination de ces installations est le retraitement et non l'entreposage. Cependant, il est probable que les durées de vie des piscines d'entreposage soient telles que leur prolongement soit possible à condition d'obtenir toutes les autorisations nécessaires.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Le graphique ci-après résume les besoins minimaux en capacité d'entreposage pour les 3 scénarios dans le cas d'une durée de vie de 45 ans : une valeur positive correspond à un besoin de capacité d'entreposage ; les capacités d'entreposage de tous les réacteurs sont supposées être utilisées au maximum, ce qui n'est pas compatible avec des conditions normales d'exploitation. On a par ailleurs, supposé acquis l'augmentation des capacités d'entreposage sur le site de La Hague. Celle-ci fait l'objet d'une demande (enquête publique de février-mars 2000).

Evolution des besoins en capacité d'entreposage



Remarque

Il s'agit des besoins minimaux. En pratique, il est nécessaire de disposer de capacités d'entreposage plus importantes pour tenir compte :

- qu'en exploitation normale, les piscines des réacteurs contiennent, d'une part, des combustibles en attente d'expédition vers La Hague après une période minimale de refroidissement¹, d'autre part divers objets², dont la

(1) Cette période de refroidissement dépend du taux de combustion et de la nature de l'assemblage UOX et MOX. L'augmentation du taux de combustion des UOX et à terme des MOX entraînera un allongement du temps de séjour des combustibles dans les réacteurs mais une quantité annuelle nécessaire de combustible plus faible.

(2) Grappes de contrôle usées, squelettes d'assemblages, étuis contenant divers objets, etc.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

plupart seront évacués sous forme de déchets B. Le tableau ci dessous, qui a été établi à partir de l'inventaire 1999 publié par l'ANDRA¹, donne une synthèse des objets (hors combustibles nucléaires) présents dans les piscines des réacteurs nucléaires au 31/12/1998 :

	Etuis	Squelette	Grappes	Divers	Total	En % de la capacité ²
900 MWe	592	28	1 537	64	2 221	20 %
1 300 MWe	308	11	731	120	1 170	15 %

- qu'on ne peut être à l'abri d'un blocage des expéditions des combustibles irradiés des réacteurs vers La Hague (ou toute autre installation d'entreposage) ;
- et que, suivant la façon dont on arrête les réacteurs, ceci pourrait générer 3 000 tonnes de combustibles de plus (voir § 3).

S'il est possible de conserver les piscines d'entreposage de La Hague indépendamment du reste de l'usine, les besoins de nouvelles capacités d'entreposage sont à diminuer de 18 000 tonnes. Le tableau ci-dessous résume les nouveaux besoins en capacité d'entreposage suivant le maintien ou non des piscines d'entreposage de La Hague (on a considéré que les installations d'entreposage à construire seront modulaires d'une capacité unitaire de 5 000 tonnes).

Période	S4		S5		S6	
	avec LH	sans LH	avec LH	sans LH	avec LH	sans LH
2000-2010	0	10 000		0		
2010-2020	10 000	15 000	5 000	10 000		5 000
2020-2030	10 000	10 000	5 000	15 000		10 000
2030-2050	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Total en tonnes	30 000	45 000	20 000	35 000	10 000	25 000
Total en modules	6	9	4	7	2	5

(1) *Etat et localisation des déchets radioactifs en France – ANDRA, 1999.*

(2) *On a supposé que chaque objet occupait un emplacement, et que chaque réacteur avait une capacité de stockage équivalente à 2 cœurs (plus une capacité équivalente à 1 cœur laissée vacante pour raisons de sûreté).*

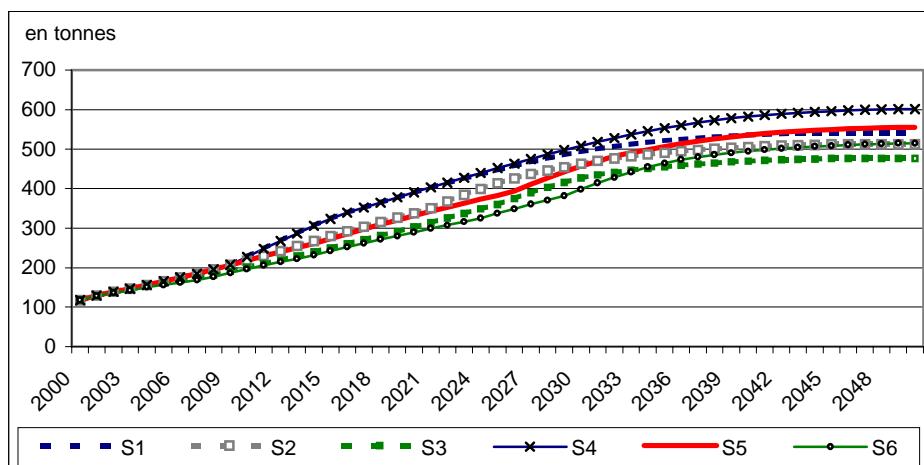
- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Dans le cas d'une durée de vie moyenne de 41 ans, il faut construire un module de moins quel que soit le scénario, mais le calendrier des mises en service sera plus resserré.

Inventaire plutonium

Le graphique ci-dessous donne l'évolution du stock de plutonium contenu dans les combustibles irradiés entreposés suivant les 6 scénarios. Pour simplifier, nous n'avons pas tenu compte de la désintégration du plutonium 241 en américium 241, il s'agit donc de stock plutonium + américium.

**Evolution du stock de Pu + Am
dans les combustibles entreposés**



Les écarts entre les différents scénarios sont faibles : 66 tonnes entre S1 et S3, 88 tonnes entre S4 et S6.

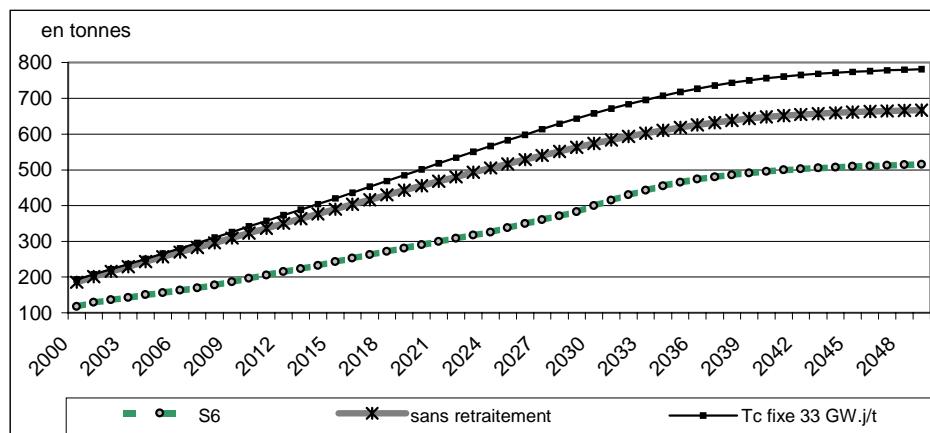
Par ailleurs, on a simulé ce qu'aurait été l'évolution du stock de plutonium dans deux cas :

- choix de l'option de non retraitement dès le début du parc actuel ;
- choix de l'option de non retraitement dès le début du parc actuel avec un taux de combustion maximal de 33 GWj/t (au lieu d'une progression jusqu'à 57 GWj/t).

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Le graphique ci-dessous donne, dans le cas d'une durée de vie moyenne de 45 ans, l'évolution simulée des stocks de plutonium en les comparant à la courbe du scénario S6.

45 ans – stock de Pu + Am - Influences du taux de combustion et du retraitement-recyclage



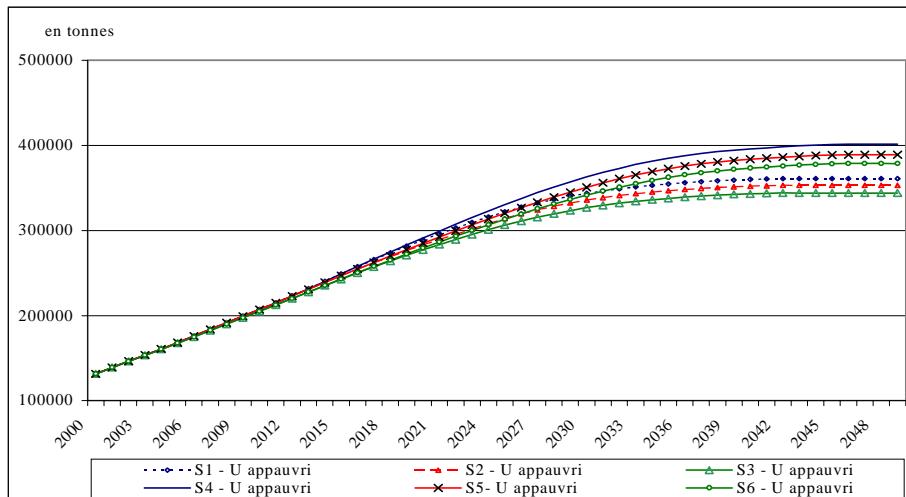
L'augmentation du taux de combustion permet de « gagner » 15 % sur le stock de plutonium, et suivant le niveau de retraitement-recyclage, on peut « gagner » de 8 à 19 % de plus, soit au total un gain allant de 23 % (S4) à 34 % (S6) sur le stock de plutonium.

Besoins en entreposage d'autres matières recyclables

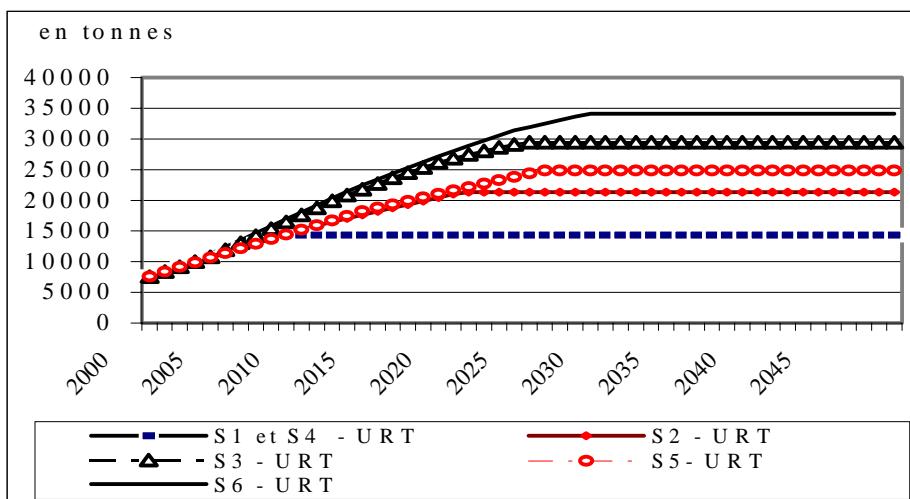
Les autres matières potentiellement recyclables sont essentiellement l'uranium appauvri issu des opérations d'enrichissement (et non recyclé dans le MOX) et l'uranium issu des opérations de retraitement et non réutilisé. On suppose que cet uranium est entreposé sous forme d' U_3O_8 .

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Evolution du stock d'uranium appauvri



Evolution du stock d'uranium de retraitement



Concernant le stock d'uranium appauvri, les écarts entre les scénarios sont faibles. Il s'élève dans chacun d'entre eux à 370 ktonnes \pm 30 ktonnes. A très long terme, ce stock d'uranium appauvri pourrait être utilisé dans des réacteurs à neutrons rapides (un RNR de 1 GWe consomme 1 tonne nette d'uranium appauvri par an). En dehors des problèmes d'entreposage (site, tenue des conteneurs de stockage), cet uranium appauvri peut être assimilé à une réserve non conventionnelle d'énergie fissile.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Concernant le stock d'uranium issu du retraitement, il pourrait varier à l'issue du parc actuel entre 14 et 34 ktonnes suivant les scénarios. Comme on l'avait indiqué, nous n'avons pas tenu compte du recyclage de cet uranium de retraitement mis en œuvre actuellement, à échelle modeste. On estime que le recyclage dans un réacteur de 900 MWe pendant 40 ans permettrait d'utiliser 8 ktonnes environ. Actuellement, l'uranium appauvri et l'uranium de retraitement sont stockés sous forme U₃O₈ dans des conteneurs sur le site de Pierrelatte. Compte tenu de la croissance prévisible, il sera nécessaire de créer une installation dédiée.

Une dernière catégorie de matières nucléaires recyclables concerne les rebuts issus de la fabrication du MOX. Les usines MOX possèdent un atelier de recyclage interne des pastilles de combustibles MOX ne répondant pas aux spécifications. Dans le cas de l'usine MELOX, compte tenu d'un certain nombre de difficultés lors de son démarrage, une quantité importante de rebuts MOX a été générée, dont une partie a pu être recyclée dans l'usine. Mais, compte tenu du vieillissement du plutonium (transformation du plutonium 241 en américium 241), une partie de ces rebuts dépassait la teneur maximale autorisée en américium. Ces rebuts ont été conditionnés sous forme d'assemblages MOX et envoyés à l'usine de La Hague. Les quantités concernées sont de l'ordre de 50 tonnes, contenant approximativement 2,5 tonnes de plutonium. On a supposé que ces rebuts seront recyclés avant la fermeture des usines de La Hague.

Besoins en retraitement - recyclage

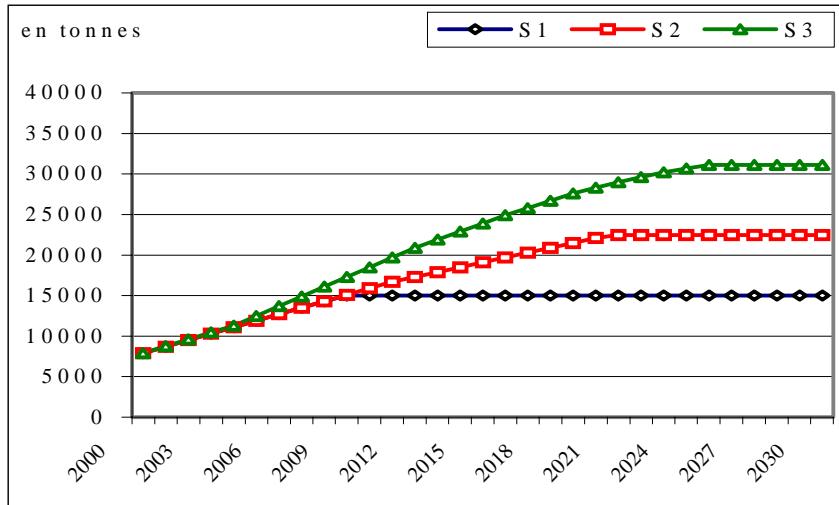
Rappel important : on considère que le volume retraité dépend directement de la possibilité de recycler le plutonium sous forme de combustible MOX et que le stock de plutonium séparé sera totalement utilisé avant l'arrêt du recyclage.

Les deux scénarios relatifs à un arrêt du retraitement-recyclage en 2010 (S1 et S4) conduisent à des quantités retraitées identiques.

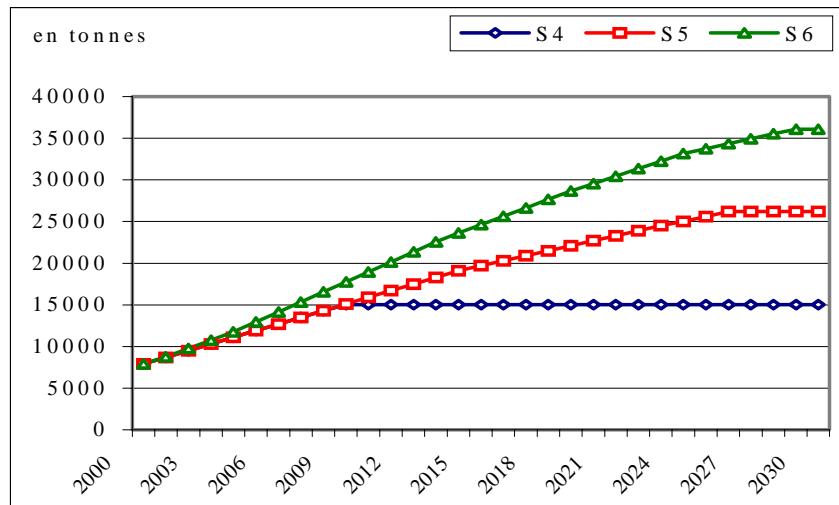
Pour les autres scénarios, l'allongement de la durée de vie des centrales moxées entraîne un accroissement des quantités d'UOX retraitées, respectivement de 4 000 à 5 000 tonnes pour 20 réacteurs et 28 réacteurs moxés.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

41 ans de durée de vie – cumul des tonnes d'UOX retraitées

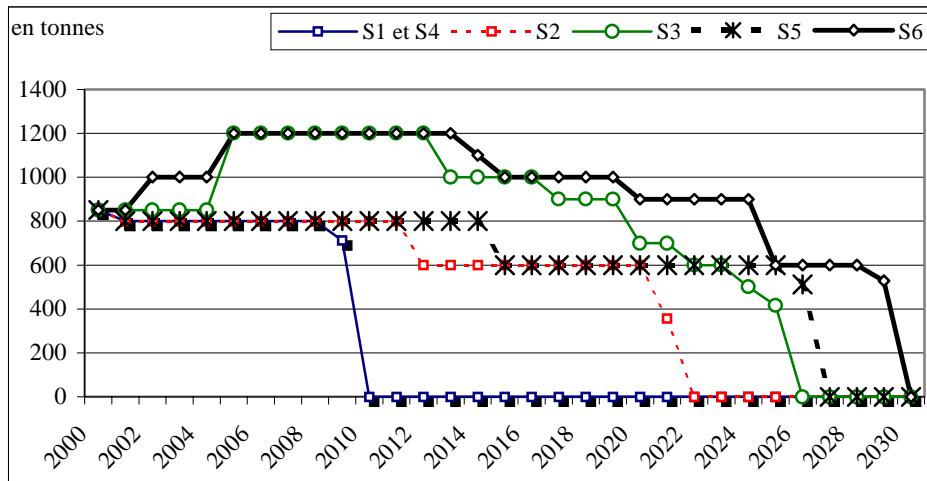


45 ans de durée de vie – cumul des tonnes d'UOX retraitées



Les besoins en capacité annuelle de retraitement évolueraient ainsi :

Besoins annuels en capacités de retraitement



Pour les besoins du parc nucléaire actuel, les différents scénarios conduiraient aux dates d'arrêt suivantes pour le retraitement : 2010 pour S1 et S4, 2022 pour S2, 2026 pour S3, 2027 pour S5, 2030 pour S6.

Remarque

Le site de La Hague comprend deux usines de retraitement d'une capacité maximale unitaire de 1 000 tonnes par an, la capacité du site ne pouvant dépasser 1 700 tonnes par an (sous réserve d'une issue positive de la procédure actuellement en cours à La Hague). Compte tenu du poids des charges fixes dans une usine de retraitement, et sans préjuger du volume du retraitement lié à des contrats de compagnies électriques étrangères, on peut donc faire les hypothèses suivantes sur l'utilisation du site pour les prochaines décennies.

Scénarios 1 et 4

- réduction probable de la capacité de retraitement à 1 000 tonnes par an puis arrêt définitif de la production vers 2010.

Scénarios 2 et 5

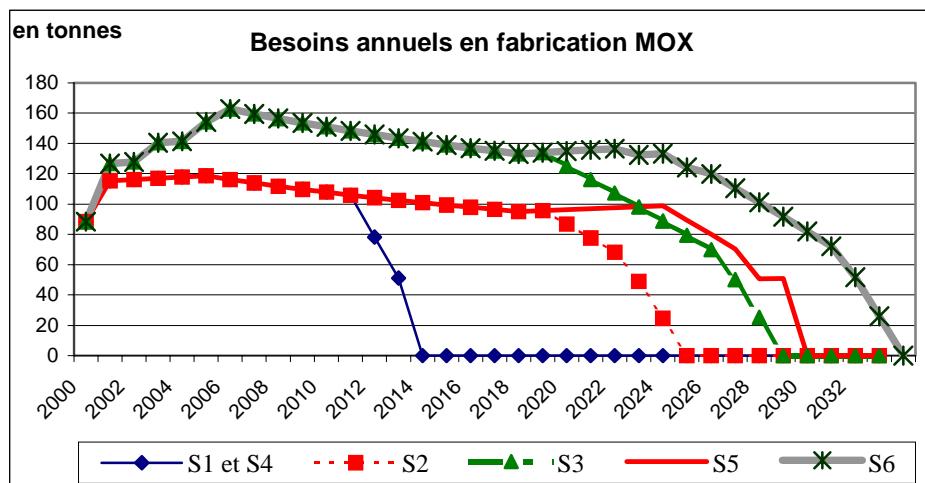
- réduction probable de la capacité de retraitement à 1 000 tonnes par an puis arrêt définitif de la production au-delà de 2020.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Scénarios 3 et 6

- maintien de la capacité actuelle jusque vers 2015, puis réduction à 1 000 tonnes par an et enfin arrêt au-delà de 2025.

Le plutonium extrait lors des opérations de retraitement est intégralement recyclé sous forme de combustible MOX. La figure ci-dessous représente l'évolution des besoins annuels de MOX. Elle est proche de celle des besoins annuels en capacités de retraitement avec un décalage provenant, d'une part, du temps s'écoulant entre le retraitement et le recyclage, d'autre part, du souci d'épuiser le stock de Pu séparé avant l'arrêt du recyclage.



Ceci conduirait à un arrêt de la fabrication de combustibles MOX pour les besoins du parc nucléaire actuel aux dates suivantes : S1 et S4 en 2013, S2 en 2024, S3 en 2028, S5 en 2029 et S6 en 2031. En supposant la fermeture d'ici 2005 de l'usine de fabrication de combustibles MOX, CFCa à Cadarache, d'une capacité de 35 tonnes par an, il sera nécessaire d'augmenter la capacité de fabrication en combustibles MOX pour les REP en France pour les scénarios S3 et S6.

5.3 Résultats concernant la fin du cycle

Besoins en capacité de stockage des déchets TFA

Les déchets TFA seront essentiellement produits lors des opérations de démantèlement des réacteurs nucléaires et des usines du cycle du combustible associées. Par ailleurs, certaines opérations de jouvence réalisées dans les réacteurs nucléaires pourraient générer des déchets TFA.

Le tableau ci-dessous donne l'inventaire¹ des déchets TFA issus ou susceptibles d'être issus des installations d'EDF. Il a été réalisé en 1995 et concerne les 58 réacteurs du parc actuel et 5 réacteurs UNGG². Cet inventaire est susceptible d'évoluer en fonction de la réglementation ou des décisions quant au calendrier de démantèlement des réacteurs.

En tonnes	Gravats	Métal	Autres	Total
Exploitation et maintenance	5 500	500	20 000	26 000
Démantèlement niveau 2	120 000	380 000	26 000	526 000
Démantèlement niveau 3	300 000	410 000	15 000	725 000
Total	425 500	790 500	61 000	1 277 000

Concernant les usines du cycle du combustible, l'inventaire réalisé en 1995 indiquait qu'elles devraient générer 175 000 tonnes de déchets TFA, démantèlement inclus.

Ces estimations avaient été faites sur la base d'un zonage des déchets qui devrait permettre de séparer les déchets non radioactifs des déchets radioactifs, et d'évacuer les premiers vers une décharge normale. Ces déchets pourraient représenter 13,4 millions de tonnes (référence 20) pour l'ensemble des installations CEA, EDF et COGEMA.

Actuellement, l'ANDRA a prévu de réaliser une décharge spécifique pour les déchets TFA, d'une capacité de 0,75 million de tonnes et dont la mise en service devrait intervenir après 2002. Elle serait utilisée jusqu'en 2030 environ.

(1) Contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, C. Birraux, AN (26551) Sénat (278) 1996.

(2) Le parc nucléaire EDF comprend 6 réacteurs UNGG. Aucune précision n'est donnée quant au réacteur UNGG dont le démantèlement n'est pas pris en compte dans les chiffres donnés.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Besoins en capacité de stockage des déchets A

Les déchets A produits annuellement en France (industrie et recherche) représentent un volume moyen de 1 000 m³, ce chiffre comprenant les déchets A issus de l'exploitation et du démantèlement des installations nucléaires. Le tableau ci-après retrace l'historique des livraisons de déchets depuis l'ouverture du centre de stockage de l'Aube en 1992¹.

En m ³	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Livraison	4 750	8 012	12 471	17 639	21 862	17 148	12 764	13 824

La mise en service de nouvelles installations comme l'usine CENTRACO à Marcoule a permis de réduire encore la production annuelle de déchets A.

Les opérations de démantèlement des réacteurs, toujours avec les mêmes hypothèses de calendrier, devraient générer 43 000 tonnes de gravats, 107 000 tonnes de ferrailles et 4 000 tonnes de divers relevant de la catégorie des déchets A. Les installations du cycle devraient générer 10 000 tonnes de déchets A lors de leur démantèlement.

Compte tenu de la vitesse de remplissage du centre de stockage de l'Aube (CSA), on peut estimer que le CSA avec une capacité de stockage de 1 million de m³ devrait suffire pour les besoins du parc nucléaire actuel en y incluant les usines associées, aussi bien pour la phase d'exploitation que pour la phase de démantèlement.

Besoins en capacité d'entreposage et de stockage pour les déchets B

Les déchets B sont principalement produits, soit lors de l'exploitation des réacteurs, soit lors des opérations de retraitement des combustibles irradiés.

Déchets B produits lors de l'exploitation des réacteurs

Il s'agit des déchets B contenant une partie des « objets » mentionnés dans le § 5.2. Selon une estimation fournie par EDF à l'ANDRA, ces déchets pourraient représenter un volume 16 000 m³ en 2020 pour la totalité du parc nucléaire d'EDF (REP + UNGG). En supposant une production continue de ce type de déchets, on peut estimer à 20 000 m³ la quantité de déchets B issus des réacteurs (parc actuel + parc ancien). Une ouverture du centre de stockage vers 2020

(1) Avant 1992, le stockage des déchets A se faisait au centre de stockage de la Manche qui a accueilli 500 000 m³ de déchets.

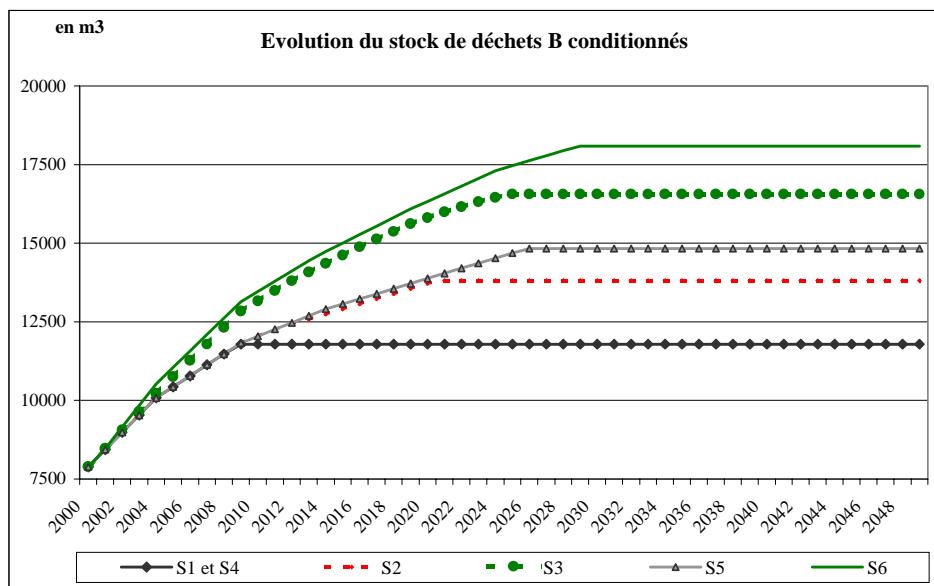
- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

permettrait d'évacuer ces déchets au moment de l'arrêt définitif des premiers réacteurs sans avoir besoin d'une capacité d'entreposage intermédiaire.

Déchets B produits lors des opérations de retraitement :

- déchets B contenant les coques et embouts. Initialement, les coques et embouts étaient mis en fûts avec un liant (ciment). Depuis 1996 environ, les coques et embouts sont entreposés avant la mise en service théoriquement prévue en 2000 d'une nouvelle installation dans laquelle les coques et embouts seront d'abord compactés avant d'être mis en fûts, d'où un gain d'un facteur 5 en volume;
- déchets B contenant les résidus du traitement des effluents liquides. Initialement, ces résidus étaient mis en fût avec du bitume. Le changement de procédé devrait permettre de gagner un facteur 3 sur les volumes ;
- déchets B contenant des déchets technologiques divers. Suivant les déchets, on peut ici encore envisager de gagner un certain facteur en volume.

Nous avons donc tenu compte d'une évolution temporelle des techniques mises en œuvre permettant de diminuer la quantité de déchets B produits par tonne d'uranium retraité.



- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Remarques

- Pour simplifier, nous avons supposé que l'intégralité des coques et embouts entreposés depuis l'arrêt du précédent procédé en 1996 était traitée en 2000.
- L'inventaire ANDRA¹ publié annuellement ne permet pas de distinguer les déchets B destinés à rester en France de ceux devant repartir à l'étranger, actuellement entreposés sur le site de l'usine de La Hague. Par ailleurs, il intègre les déchets B issus des opérations de retraitement des combustibles UNGG réalisées antérieurement (4 900 tonnes de 1966 à 1987), ainsi que les déchets B issus des opérations de retraitement à petite échelle de combustibles Phénix, MOX, etc. (environ 20 tonnes).

Type	Conditionnés	En attente
Coques et embouts	3 658 fûts	2 220 tonnes
Déchets issus des effluents liquides	9 805 fûts bitumés	9 264 m ³ de boues
Déchets technologiques	2 989 coques béton 1 565 coques béton 858 fûts métalliques	Divers déchets

Fin 1998, le volume des déchets B conditionnés entreposés à La Hague était approximativement de 18 000 m³ à La Hague.

Le cumul des quantités de combustibles irradiés se répartit ainsi à fin 1999 :

- combustibles UNGG (de 1966 à 1987) : 4 900 tonnes ;
- combustibles REP France : 7 050 tonnes ;
- combustibles REP et REB étrangers : 8 400 tonnes ;
- autres combustibles : environ 20 tonnes.

La quantité de déchets B entreposés sur le site de La Hague varient selon le combustible retraité, le procédé utilisé et suivant les expéditions de déchets B vers les clients étrangers, il est relativement difficile d'apprécier la précision de nos simulations. Les capacités d'entreposage sur le site de La Hague sont de 40 000 fûts dont 9 510 fûts bitumés et 1 720 fûts coques et embouts entreposés fin 99 (+ 2 730 fûts en attente du démarrage de la nouvelle installation de

(1) *Etat et localisation des déchets radioactifs en France – ANDRA, 1999.*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

compactage). 53 % des fûts coques et embouts et 40 % des fûts bitumés doivent être réexpédiés vers les clients étrangers¹.

Il est difficile de se prononcer sur le besoin de nouvelles capacités d'entreposage en raison de l'interférence de plusieurs facteurs :

- la possibilité de garder opérationnels les sites d'entreposage de La Hague en cas d'arrêt de l'activité retraitement (cf. § besoins en entreposage de combustibles irradiés) ;
- la vitesse de retour des déchets B étrangers ;
- la date d'ouverture d'un centre de stockage définitif acceptant les déchets B ;
- la capacité annuelle d'accueil de ce futur site de stockage définitif.

En supposant l'ouverture d'un centre de stockage définitif vers 2020, d'une capacité voisine de 130 000 m³ pour les déchets B², une capacité d'accueil au niveau du site de stockage de 2 000 m³/an, quel que soit le scénario, on ne devrait pas avoir besoin de nouvelles capacités d'entreposage (sous réserve de pouvoir conserver celle de La Hague dans le cas des scénarios avec arrêt du retraitement en 2010). Il faut noter qu'il est possible de réaliser une extension pouvant accueillir 16 000 fûts pour les résidus bitumés en plus de la capacité existante (40 000 fûts).

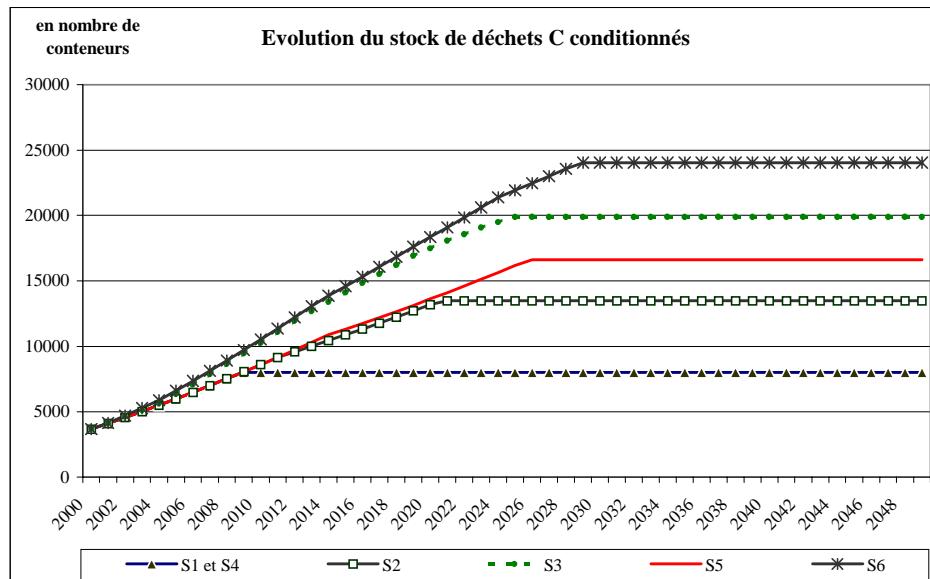
Besoins en capacité d'entreposage et de stockage pour les déchets C (produits de fission, actinides mineurs)

Les déchets C que nous avons considéré, proviennent uniquement des opérations de vitrification des solutions de produits de fission et d'actinides mineurs issues des opérations de retraitement. Par ailleurs, pour simplifier, on suppose que l'intégralité des solutions de produits de fission – actinides mineurs sont conditionnés immédiatement. Un conteneur pèse 0,5 tonnes et son volume est de 0,2 m³.

(1) Information COGEMA février 2000.

(2) Données ANDRA de novembre 1999 : la capacité pour les déchets B s'élève à 134 000 m³, la durée d'exploitation est de 50 ans, ce qui permet une vitesse moyenne de remplissage de 2 700 m³ par an.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -



Fin 1998, l'inventaire ANDRA indique la présence de 6 300 conteneurs de verre à La Hague mais n'indique ni la quantité de déchets C en attente de vitrification, ni la répartition par propriétaire des déchets C entreposés.

Toutefois, notre simulation donne pour fin 1998 une production cumulée de 3 000 conteneurs. En supposant un taux de combustion moyen de 2,5 GWj/t pour les 4 900 tonnes de combustibles UNGG retraités, on arriverait à 100-200 conteneurs pour les déchets C fabriqués lors du retraitement des combustibles UNGG à La Hague, suivant la teneur en produits de fission considérée dans le verre.

En supposant un taux de combustion uniforme pour l'ensemble des combustibles retraités (REP, REB, France, Etranger), on arriverait à environ 2 800 conteneurs fabriqués lors du retraitement des combustibles REP issus du parc nucléaire actuel. Compte tenu des différentes hypothèses prises, on peut considérer que notre simulation est suffisamment précise.

Les capacités d'entreposage sur le site de La Hague sont actuellement de 12 400 conteneurs, dont 6 640 conteneurs entreposés fin 1999. 53 % des verres produits à La Hague appartiennent aux compagnies électriques étrangères, 6 % ont fait l'objet d'une réexpédition¹.

(1) Information COGEMA février 2000.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Par ailleurs, il est possible de réaliser une extension d'une capacité de 13 000 conteneurs.

En supposant d'une part, que l'ensemble des conteneurs « étrangers » repartiront, d'autre part, qu'il sera possible de conserver en activité les sites d'entreposage (cf. remarque § besoins en entreposage de combustibles irradiés), il faudra construire suivant les scénarios une capacité d'entreposage supplémentaire de 0 à 13 000 conteneurs.

6. Incidence des autres installations nucléaires

6.1 Autres réacteurs électronucléaires en fonctionnement ou arrêtés

Parc UNGG

Le tableau ci-dessous décrit les principales caractéristiques des 9 réacteurs UNGG construits en France.

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh ¹	Kp cumulé ²	Démantèlement
Marcoule G1	2	1956	1968	0,142	68,4 %	niveau 2 en cours
Marcoule G2	43	1959	1980	5,3	68,5 %	niveau 2 en cours
Marcoule G3	43	1960	1984	6,3	69,6 %	niveau 2 en cours
Chinon A1	80	1963	1973	3,1	45,8 %	niveau 1
Chinon A2	230	1965	1985	27,2	67,5 %	niveau 2
Chinon A3	500	1966	1990	31,4	30,5 %	niveau 2
St-Laurent A1	500	1969	1990	47,9	52,6 %	MAD ³ en cours
St-Laurent A2	435	1971	1992	48,8	62,4 %	MAD en cours
Bugey 1	555	1972	1994	57,2	53,4 %	MAD en cours

Référence : Elecnuc

(1) 1 TWh = 10^9 kWh.

(2) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

(3) MAD : Mise à l'arrêt définitif.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Les trois réacteurs de Marcoule ayant une vocation militaire, leur fin de cycle sera étudié plus loin avec les « autres installations nucléaires ».

Ce type de réacteur utilisait :

- comme modérateur de neutrons, du graphite ;
- comme caloporteur, du CO₂ sous pression (30 bars, 400 °C) ;
- comme combustible, de l'uranium naturel sous forme métallique.

La quasi totalité des combustibles sortis des réacteurs UNGG ont été retraités à l'usine UP1 de Marcoule (8 400 tonnes) et à l'usine de La Hague (4 900 tonnes). Le tonnage déchargé représentait approximativement 13 300 tonnes pour une production électrique totale de 227 TWh, soit un taux de combustion moyen de 2,5 GWj/t. En pratique, le taux de combustion a varié entre 0,5 et 5 GWj/t suivant l'objectif recherché, qu'il soit militaire ou civil. Cette filière a été abandonnée en 1969.

La fin de cycle du parc UNGG comprend :

- l'entreposage de l'uranium de retraitement récupéré¹ ;
- le démantèlement des réacteurs UNGG appartenant à EDF, 6 réacteurs ;
- l'évacuation des déchets B et C issus, soit du démantèlement des réacteurs, soit du retraitement des combustibles.

Environ 13 000 tonnes d'uranium ont été récupérées. Le recyclage de cet uranium présente encore moins d'intérêt que celui de l'uranium issu du retraitement du combustible UOX des REP, du fait d'une teneur en uranium 235 inférieur à 0,5 % (au lieu de 0,8 % à 1 %).

Certains des déchets posent des problèmes spécifiques comme les chemises graphite (présence de carbone 14 de durée de vie 5 600 ans et de tritium d'une durée de vie de 14 ans) dont le stockage définitif n'est pas résolu (19 000 tonnes² pour la part d'EDF).

Les déchets issus du démantèlement ont été inclus dans les estimations du § 5.3 (à l'exception d'un seul UNGG). Pour les déchets B et C, il faut tenir compte

(1) Le plutonium issu du retraitement des combustibles UNGG a été utilisé dans sa quasi totalité (combustibles pour Phénix, Superphénix, et combustibles MOX).

(2) CNE, rapport n° 4, 1998.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

des déchets entreposés sur les sites de La Hague et de Marcoule. Pour le site de La Hague, on a déjà donné dans le même paragraphe le détail des déchets B et C entreposés. L'inventaire ANDRA de 1999 indique dans la fiche concernant Marcoule, pour les déchets issus des opérations de retraitement des combustibles et pour les déchets issus des opérations de maintenance les quantités suivantes :

- *déchets C* :

- 2952 conteneurs de verre + 217 m³ de solutions de produits de fission (PF) ;

- *déchets B*

- déchets solides d'enrobés bitumeux : 61 191 fûts ;
- déchets issus du traitement des combustibles UNGG : 1 616 tonnes de magnésium, 986 tonnes de graphite, 32 tonnes d'inox, 56 tonnes d'aluminium, etc. ;
- déchets issus du traitement des eaux des piscines : 152 m³ ;
- déchets technologiques : 4 600 m³.

Le site de Marcoule a retraité des combustibles mixtes civils et militaires, et les données figurant dans l'inventaire ANDRA ne permettent pas de les distinguer.

Compte tenu des difficultés mentionnées ci-dessus, on n'a pas pu identifier le volume des déchets spécifiques aux réacteurs UNGG.

	Déchets TFA	Déchets A	Déchets B + C
UNGG	Inclus avec les REP	Inclus avec les REP	Marcoule : inclus dans les autres installations nucléaires La Hague : inclus § 5.3

Réacteur EL4

Il s'agit du réacteur à eau lourde construit à Brennilis (29). C'était le prototype d'une filière à eau lourde (modérateur) + CO₂ (caloporeur) appartenant par moitié au CEA et à EDF.

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé	Démantèlement
EL4	75	1967	1985	6,78	58,7 %	niveau 2 et 3 en cours

Référence : Elecnuc

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

La fin de cycle du réacteur EL4 comprend :

- les combustibles irradiés (46 tonnes entreposées à Cadarache¹ et dont le retraitement n'est pas envisagé) ;
- le démantèlement du réacteur.

L'eau lourde contenue dans le réacteur (environ 100 tonnes) est entreposée à Cadarache après avoir été « détritée » et, elle pourrait théoriquement être recyclée (ou vendue).

La logique retenue initialement pour le démantèlement d'EL4 était similaire à celle retenue pour les autres réacteurs d'EDF : démantèlement au niveau 2 ; entreposage in situ pendant 40-50 ans ; démantèlement niveau 3. A la demande de la DSIN², le CEA et EDF ont décidé en décembre 1999³ d'accélérer le processus de démantèlement, à savoir d'atteindre le démantèlement au niveau 3 d'ici une quinzaine d'années.

Le tableau suivant donne une estimation des déchets liés à la fin de cycle d'EL4.

	Déchets TFA	Déchets A	Déchets B	Déchets C
EL4	inclus inventaire CEA	inclus inventaire CEA	inclus inventaire CEA	46 tonnes non conditionnées

Chooz-A

La filière à eau pressurisée a commencé avec le réacteur Chooz-A qui a été construit et exploité par une filiale commune d'EDF et d'Electrabel, SENA⁴.

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé	Démantèlement
Chooz-A	320	1967	1991	40.32	59.4%	MAD ⁵

Référence : Elecnuc

(1) Inventaire ANDRA, 1999.

(2) DSIN : Direction de la sûreté des installations nucléaires.

(3) Communiqué de presse CEA – EDF diffusé le 10/12/1999.

(4) SENA : Société d'énergie nucléaire Franco-Belge des Ardennes.

(5) MAD : mise à l'arrêt définitif.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

En 1997, la société SENA a été dissoute et les différentes obligations (déchets, démantèlement) ont été transférées à EDF¹. On peut estimer la totalité des combustibles utilisés dans Chooz-A à 150 tonnes environ, dont le retraitement a généré 1,5 tonne de plutonium, 142 tonnes d'uranium de retraitement, 180 m³ de déchets B et 16 m³ de déchets C. La fin de cycle de Chooz-A devrait comprendre essentiellement le démantèlement et l'évacuation des déchets issus des opérations de retraitement.

Le planning de démantèlement de Chooz-A est pour l'instant le planning de référence d'EDF, la DSIN ayant formulé la même demande que pour EL4, c'est-à-dire un démantèlement niveau 3 immédiat.

	Déchets TFA + A	Déchets B	Déchets C
Chooz-A	6 800 tonnes + 400 m ³	180 m ³ + déchets entreposés ²	16 m ³ ?

Parc RNR³

Le parc nucléaire RNR comprend deux réacteurs Phénix et Superphénix, le premier RNR construit en France, Rapsodie, étant uniquement un réacteur de recherche (pris en compte dans le paragraphe sur les autres installations nucléaires).

Phénix

Phénix a été réalisé conjointement par le CEA (80 %) et EDF (20 %). Son coût de construction a été de 4,0 GF environ (hors coût du combustible).

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Mise en service industriel	Kp cumulé à fin 1999	Etat actuel
Phénix	250	1973	1974	41,5 %	en travaux, ADP ⁴ prévu en 2004

Référence : Elecnuc

(1) EDF est devenu l'exploitant officiel de Chooz-A par décret daté du 16/10/1996.

(2) Inventaire Andra, 1999 : fiche Chooz-A.

(3) RNR : réacteur à neutrons rapides. Pour des précisions sur la technologie RNR, les surgénérateurs, CEA – Eyrolles, 1986.

(4) ADP : arrêt définitif de production.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Phénix utilise du sodium comme caloporeur, ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées qu'avec de l'eau pressurisée. Cela lui permet un rendement brut meilleur, de 44,4 % contre 33-34 % pour les REP.

Le combustible utilisé par cœur¹ comprend :

- 103 assemblages fissiles contenant de l'oxyde mixte uranium-plutonium avec 17 à 24 % de Pu, soit environ 8 kg par assemblage ;
- 90 assemblages fertiles contenant de l'oxyde d'uranium appauvri.

La fin de cycle de Phénix en y incluant la période d'exploitation jusqu'en 2004 comprend :

- le devenir des combustibles de Phénix déjà irradiés entreposés et à venir jusqu'en 2004 ;
- la phase de cessation définitive d'exploitation avec en particulier la destruction du sodium ;
- le démantèlement du réacteur, ;
- l'évacuation des différents déchets.

Concernant le devenir des combustibles irradiés, environ 10 tonnes de combustibles irradiés ont été retraités à La Hague et d'autres l'ont été à Marcoule. Le plutonium a été recyclé. Le stock actuel de combustibles irradiés entreposés à la fin de 1999 s'élève à 9 tonnes environ. D'ici 2004, ce stock devrait s'accroître d'au maximum 33 tonnes. Ces combustibles devraient être retraités, générant au maximum une dizaine de tonnes de plutonium environ.

	Déchets TFA	Déchets A	Déchets B	Déchets C
Phénix	inclus inventaire CEA	inclus inventaire CEA	inclus inventaire CEA	inclus inventaire CEA

Superphénix

Superphénix a été réalisé pour le compte de la NERSA² dont le capital était réparti entre :

- EDF (France) : 51 %
- ENEL (Italie) : 33 %

(1) *Les surgénérateurs P. Boulinier (Eyrolles), 1986.*

(2) *Centrale nucléaire européenne à neutrons rapides SA (NERSA).*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

- RWE (Allemagne) : 11 %
- SEP (Pays-Bas) : 2,5 %
- Synatom (Belgique) : 2,5 %

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé ¹	Démantèlement
Superphénix	1242	1986	1998	8,3	6,4 %	ADP en cours

Référence : Elecnuc

La fin de cycle de Superphénix comprend : le devenir du combustible irradié et neuf, l'évacuation de certains fluides spécifiques (sodium) ainsi que le démantèlement du réacteur

Poste retraitement du combustible

Il s'agit de retraiter les deux cœurs fabriqués pour Superphénix, le premier ayant été utilisé à 60%, et le deuxième n'ayant jamais été utilisé².

	Initial		Final (estimé)	
	Uranium appauvri	Plutonium	Uranium	Plutonium
1° cœur	376 assemblages fissiles	50,7 tonnes	6,0 tonnes	49,3 tonnes
	222 assemblages fertiles	48,8 tonnes	0,0	48,5 tonnes
2° cœur	375 assemblages fissiles	49,9 tonnes	6,6 tonnes	-

Au total, 13 tonnes de plutonium sont potentiellement récupérables dans les deux cœurs de Superphénix (162 tonnes de combustibles au total). Cette quantité de plutonium correspond environ aux besoins en plutonium pour une année. Il faudrait donc envisager le retraitement des combustibles de Superphénix avant l'arrêt du retraitement-recyclage, ce qui diminuerait les quantités d'UOX retraitées d'environ 1 200 tonnes. Par contre la quantité de déchets B et C générés sera beaucoup plus faible, environ 50 m³ de déchets B et 10 m³ de déchets C.

(1) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

(2) Le deuxième cœur non utilisé s'apparente plus à un rebut MOX (absence de produits de fission et d'actinides mineurs en dehors de l'américium 241).

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Poste démantèlement

EDF a confirmé que « les scénarios de déconstruction de Superphénix sont à l'étude » et que les « études devraient permettre, à relativement court terme, de présenter un programme d'ensemble et d'en préciser le coût ».

	Déchets TFA	Déchets A	Déchets B	Déchets C
Superphénix - combustible - démantèlement	?	?	50 m ³ ?	10 m ³

Autres installations nucléaires¹

Les autres installations nucléaires sont : les installations nucléaires de R & D (hors Phénix et EL4), les installations nucléaires à vocation militaire (réacteurs sous-marins, armes, matières nucléaires).

Les incidences sur le bilan matières sont faibles, excepté sur l'inventaire en déchets. Il est relativement difficile de faire un bilan précis. La CNE dans son rapport n°4 de 1998² notait d'ailleurs l'imprécision des inventaires de déchets B et C.

On a d'abord essayé de déterminer le bilan des déchets à partir des données disponibles (inventaire ANDRA 1999, rapport d'activité 1998 de la Direction chargée de la gestion des déchets du CEA).

- **déchets C :**

- combustibles sans emploi du CEA : 90 tonnes³ ;
- combustibles usés de la propulsion navale : ? ;
- verres produits à Marcoule dans les installations CEA (AVM + PIVER) : 9 m³ ;

(1) On ne tient pas compte des déchets résultant des expérimentations militaires.

(2) Commission Nationale d'Evaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs, rapport d'évaluation n°4, octobre 1998.

(3) Le rapport d'activité de la Direction chargée de la Gestion des Déchets au CEA indique la présence de 90 tonnes de combustibles fin 1998 se répartissant ainsi : UNGG 21 tonnes, eau légère 4,5 tonnes, eau lourde 50 tonnes, neutrons rapides - cœur 0,9 tonnes, couvertures 6 tonnes – caramel Osiris (réacteur de recherche) 6,5 tonnes, MTR 0,2 tonne, échantillons de laboratoire 1,3 tonne.

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

- verres produits lors du retraitement des combustibles à Marcoule : 532 m³.

- ***déchets B***

- déchets entreposés au CEA (principalement à Cadarache) : 9 000 m³;
- déchets B issus du retraitement des combustibles à Marcoule : 14 300 m³ + 2 900 tonnes ;
- déchets métalliques issus des réacteurs nucléaires des sous-marins nucléaires arrêtés : 2 100 tonnes.

- ***autres déchets***

- déchets tritiés : 400 m³ de déchets tritiés (Marcoule) + 1 500 m³ (Valduc) ;
- déchets graphite issus des réacteurs UNGG (civils et militaires) : 24 347 tonnes ;
- déchets radifères : 760 m³ (Cadarache) + ? ;
- déchets TFA : 12 000 m³ (Marcoule) + ?.

Les déchets A destinés au centre de stockage de l'Aube ne font pas partie de cet inventaire, étant généralement évacués rapidement. Par ailleurs, une partie des déchets (principalement B) pourrait être traitée afin, soit de diminuer le volume, soit de permettre leur déclassement en catégorie A.

Concernant les prévisions long terme, elles sont, comme l'a noté la CNE dans son rapport n° 4, fluctuantes, imprécises (certains déchets sont « oubliés »), et difficilement vérifiables compte tenu de l'imprécision des hypothèses retenues (production, traitement), et dans certains cas de leur non validation actuellement.

Le tableau ci-dessous donne les prévisions pour 2020 et 2070 fournies par l'ANDRA à la CNE en 1997. Ces prévisions ne concernent que les déchets B et C, et n'incluent pas les déchets issus du démantèlement de Marcoule. Par ailleurs, il est supposé une production électrique constante à hauteur de 400 TWh, une production annuelle de 1 200 tonnes de combustibles usés dont 1 080 tonnes d'UOX et 120 tonnes de MOX, et un retraitement à hauteur de 1 200 tonnes par an (ce scénario s'apparente aux scénarios S3 ou S6 jusqu'en 2020 seulement).

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

Producteurs	Prévisions 2020		Prévisions 2070	
	déchets B m ³	déchets C m ³ + combustibles en t.	déchets B m ³	déchets C m ³ + combustibles en t.
Cogema La Hague	21 695	4 352	38 783	7 664
Cogema Marcoule	19 425	504	19 425	504
EDF	16 010	0	24 130	0
CEA	19 800-26 400	10-60 tonnes	non défini	non défini
TOTAL	76 930-83 350 m ³	4 856 m ³ +10-60t	>82 338 m ³	> 8 168 m ³

Une incertitude importante existe au niveau de Marcoule, car l'estimation donnée suppose la possibilité d'y envoyer après traitement, plus de 60 % des fûts de bitume actuellement entreposés. Si cette opération de traitement n'atteint pas les performances espérées, les déchets B issus de Marcoule pourraient augmenter de 13 000 m³. Une remarque similaire peut être faite pour la reprise des déchets anciens.

Le démantèlement de l'usine UP1 (au niveau 2) pourrait générer 5 500 m³ de déchets B et 26 m³ de déchets C.

Incidence sur la fin de cycle

La consolidation de l'ensemble des déchets (TFA, A, B, C) permet de juger de leur adéquation avec les capacités des centres de stockage définitifs actuels et envisagés. Le tableau ci-dessous résume notre estimation grossière des déchets générés par le parc nucléaire actuel (démantèlement inclus) et par les autres installations (hors déchets radifères, tritiés ou déchets graphite).

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

	Déchets TFA	Déchets B	Déchets C
Parc actuel + UNGG	1,27 Mtonnes	18 000 m ³	-
COGEMA	0,175 Mtonnes	40 000-60 000 m ³	3 000-6 000 m ³
CEA	0,05 Mtonnes	25 000-35 000 m ³	10-100 tonnes + 10 m ³
Autres	0,2 Mtonnes?	10 000 m ³ ¹	? tonnes
Total	1,7 Mtonnes	93 000-123 000 m³	3 500 – 6 500 m³ + 100 tonnes ?

Pour le CEA, le volume des déchets TFA correspond à un démantèlement au **niveau 2 seulement** et non au niveau 3 (libération inconditionnelle du site) comme pour les réacteurs nucléaires. De même, le démantèlement du site de Marcoule est prévu de s'arrêter au niveau 2.

Pour être complet, il faudrait aborder le devenir des résidus miniers suite à l'exploitation de mines d'uranium en France, des déchets radifères, des déchets tritiés et des déchets graphite :

- résidus miniers : 50 millions de tonnes ;
- déchets radifères : 100 000 tonnes ;
- déchets tritiés : < 3 000 m³ ;
- déchets graphite : 25 000 tonnes.

Concernant les déchets tritiés, cette estimation suppose qu'aucune installation de fusion thermonucléaire contrôlée n'est mise en service en France au moins jusqu'en 2050.

(1) *Cette estimation comprend les ferrailles issues des réacteurs nucléaires de la propulsion navale. Ces ferrailles représentaient fin 1998 2 100 tonnes pour 3 réacteurs nucléaires arrêtés. On a supposé l'arrêt d'ici 2050 de 15 nouveaux réacteurs nucléaires (7 SNLE, 6 SNA et 1 PAN). Les réacteurs étant de taille différente, on a retenu un ratio de 800 tonnes de ferrailles par réacteur, d'où 14 600 tonnes. soit un volume supposé de 10 000 m³.*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

7. Conclusions

Principaux résultats concernant le parc nucléaire actuel

Production	41 ans			45 ans		
Production électrique en TWh	18 111			20 238		
<hr/>						
Besoins	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium naturel en ktonnes	415	407	398	460	447	437
Enrichissement en MUTS	297	290	284	330	321	313
Fabrication UOX en ktonnes	52	51	50	56	55	54
Fabrication MOX en ktonnes	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Retraitemen t en ktonnes	15,0	22,4	31,1	15,0	26,2	36,1
Capacité d'entreposage en ktonnes	25-30	15-30	5-20	30-45	20-35	10-25
<hr/>						
Entreposage	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium appauvri en ktonnes	361	353	344	401	389	379
Uranium de retraitement REP en ktonnes	14,3	21,4	29,5	14,3	24,8	34,1
Combustibles UOX en ktonnes	36,2	28,0	18,4	41,0	28,6	17,6
Combustibles MOX en ktonnes	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Stock Pu + Am non séparé en tonnes	542	512	476	602	555	514
<hr/>						
Stockage déchets	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Déchets B en m ³ (retraitement)	11 786	13 811	16 564	11 786	14 825	18 091
Déchets B en m ³ exploitation	20 000					
Déchets C en m ³ (verres)	1 601	2 695	3 974	1 601	3 325	4 808

Prise en compte des autres installations nucléaires (réacteurs actuels, installations nucléaires de R & D, installations nucléaires militaires) en phase d'exploitation ou de démantèlement :

- production électrique des autres réacteurs : 306 TWh (hors production de Phénix de 2000 à 2004) ;
- résidus miniers : 50 millions de tonnes ;
- uranium produit en France : 80 000 tonnes ;
- uranium appauvri issu des opérations d'enrichissement de l'uranium militaire ? ;
- uranium de retraitement des combustibles UNGG : 13 000 tonnes ;
- uranium appauvri issu du retraitement des combustibles RNR ou rebuts MOX : 200 tonnes + ? ;
- plutonium récupéré lors du retraitement des combustibles RNR ou rebuts MOX : 15 tonnes ;
- combustibles civils et/ou militaires non retraités : 0 à 100 tonnes + ? ;
- déchets TFA issus du démantèlement des installations nucléaires : > 1,7 million de tonnes ;
- déchets A issus du démantèlement ou de l'exploitation : < 1,5 million de m³ ;
- déchets B issus du retraitement des combustibles UNGG et du démantèlement : 60 000 m³ ;
- déchets C issus du retraitement des combustibles UNGG : 1 500 m³ ;
- déchets graphites : 25 000 tonnes ;
- déchets tritiés : 3 000 m³ ;
- déchets radifères : 100 000 tonnes.

A la demande du gouvernement en 1999, le président de l'ANDRA a remis en juin 2000 un rapport¹ sur la méthodologie de l'inventaire des déchets radioactifs. Dans ce rapport, des ordres de grandeur sont donnés sur les stocks et les prévisions des quantités des différents déchets radioactifs.

(1) *Rapport de la mission sur la méthodologie de l'inventaire des déchets radioactifs, Yves le Bars, La documentation française (2000).*

- Bilan matières du parc nucléaire actuel -

	Estimation ANDRA	Notre estimation
TFA résidus miniers	52 millions de tonnes	50 millions de tonnes
TFA hors résidus miniers	1 à 2 millions de m ³	> 1,7 million de tonnes
FMA (déchets A)	1,3 million de m ³	< 1,5 million de tonnes
FMA (déchets tritiés)	3 500 m ³	3 000 m ³
FA graphite	14 000 m ³	25 000 tonnes
FA radifères	>100 000 m ³	100 000 tonnes
MA	60 000 m ³	90 000 à 110 000 m ³
HA	5 000m ³	3 000 à 6 300 m ³
Combustibles usés entreposés	3 500 à 15 000 tonnes	22 à 43 000 tonnes

Excepté sur le poste combustibles usés entreposés, les estimations sont cohérentes. Concernant le poste combustible usé, le rapport du président de l'ANDRA mentionne le fait que l'inventaire dépend fortement des choix susceptibles d'être faits dans le domaine de l'aval du cycle.

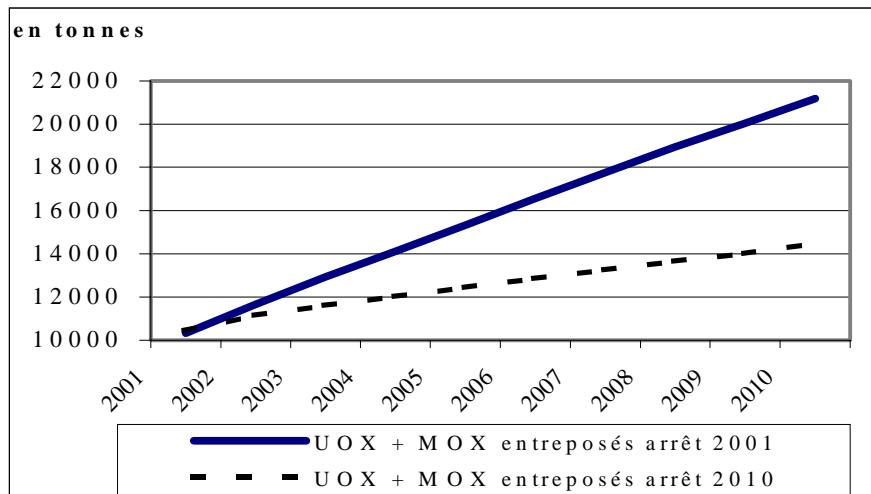
ANNEXE 1

CONSEQUENCES D'UN EVENTUEL ARRET DU RETRAITEMENT EN 2001

On s'est intéressé aux conséquences qu'aurait un éventuel arrêt du retraitement en 2001, au moment où le contrat de retraitement actuel entre EDF et COGEMA se termine. On a supposé la poursuite du recyclage du MOX pour épuiser le stock de plutonium séparé.

Conséquences quant aux besoins en capacité d'entreposage

La figure ci-dessous montre l'écart entre les assemblages UOX et MOX entreposés en cas d'arrêt du retraitement en 2001 par rapport au scénario S1 ou S4 (arrêt du retraitement en 2010)



- Annexe 1 - Conséquences d'un éventuel arrêt du retraitement en 2001 -

On peut s'interroger sur la disponibilité des piscines d'entreposage situées à La Hague pour plusieurs raisons :

- à la fin du contrat actuel de retraitement en 2001, environ 7 000 tonnes de combustibles irradiés seront déjà entreposés à La Hague en provenance d'EDF, en attente de retraitement ;
- actuellement, les piscines d'entreposage ne sont pas des INB individualisées¹, de même que les entreposages de déchets B et C issus du retraitement. En cas d'arrêt définitif des usines UP2 et UP3, il faudrait modifier les décrets d'autorisation de création, ce qui nécessite un délai d'au minimum 3 à 4 ans ;
- tant que ces décrets n'auront pas été modifiés, il est probable qu'aucune nouvelle livraison de combustible irradié en provenance d'EDF ne pourra avoir lieu car ces combustibles n'ayant plus vocation à être retraités, ceci constituerait une violation de la destination des INB 116 et 117 (UP2-800 et UP3)².

Les capacités d'entreposage dans les piscines des réacteurs sont de 5 000 tonnes environ, dont 20 % sont utilisées pour les objets mentionnés au § 4-b-1. Fin 2000, on peut estimer que 3 000 tonnes de combustibles seront entreposés dans ces piscines en attente d'expédition vers La Hague. En cas de blocage des expéditions vers La Hague dans le courant de l'année 2001 et compte tenu de l'absence d'autres installations d'entreposage, les piscines des réacteurs seraient saturées au cours de l'année 2002. Il y aurait alors deux possibilités : soit arrêter

(1) *Le site de La Hague COGEMA comprend les Installations Nucléaires de Base (INB) suivantes : INB 33 (UP2-400 usine de retraitement mise en service en 1966 pour le retraitement des combustibles UNGG et AT1 pilote pour le retraitement des combustibles RNR en cours de démantèlement), INB 38 (Station de traitement des effluents 2), INB 47 (Elan II B en cours de démantèlement), INB 80 (HAO atelier mis en service en 1976 pour le retraitement des combustibles des réacteurs à eau légère et dont l'arrêt est prévu en 2000), INB 116 (UP3 usine de retraitement mise en service en 1989), INB 117 (UP2-800 usine de retraitement mise en 1994), INB 118 (Station de traitement des effluents n° 3). L'enquête publique réalisée en février-mars 2000 prévoit un redécoupage au sein de certaines INB du site de La Hague.*

(2) cf. le précédent Superphénix avec l'annulation par le Conseil d'Etat en février 1997 du décret de 1994 autorisant le fonctionnement du réacteur estimant que « les modifications contenues dans le décret attaqué revêtent en l'espèce une importance telle qu'elles affectent substantiellement sa destination. ».

- Annexe 1 - Conséquences d'un éventuel arrêt du retraitement en 2001 -

les réacteurs nucléaires, soit utiliser des conteneurs avec stockage sur le site, cette possibilité nécessitant probablement des autorisations spécifiques.

Par ailleurs, la création d'une nouvelle installation d'entreposage nécessite au moins 6 ans : 2 à 3 ans pour obtenir le décret d'autorisation de création, 2 à 3 ans pour la construction et la mise en service.

Conséquences en terme industriel et social

En cas d'arrêt du retraitement en 2001, ceci entraînerait la fermeture rapide des deux usines de retraitement du site de La Hague, et quelques années plus tard de MELOX. Il est difficile de chiffrer le coût engendré par ces fermetures ou par les éventuels litiges avec les clients étrangers.

Conséquences en terme économique

En utilisant les mêmes hypothèses pour réaliser le bilan économique d'un scénario conduisant à un arrêt du retraitement en 2010 et en supposant qu'aucun problème ne se posera au niveau de l'entreposage pendant la période 2001-2006, le bilan économique de ce scénario est inférieur de 10 GF seulement par rapport au scénario conduisant à un arrêt du retraitement en 2010 (avec un accroissement de la quantité de plutonium stocké de 30 tonnes environ).

En tenant compte du coût engendré par une fermeture anticipée des usines de La Hague et de MELOX, on peut estimer que l'écart économique entre les deux scénarios sera au moins nul, voire négatif.

Conclusion

Compte tenu des différents problèmes juridiques, techniques et sociaux susceptibles d'être engendrés par un arrêt du retraitement en 2001, d'un gain économique probablement nul, de l'accroissement du volume des déchets à vie longue à stocker, on a préféré choisir comme scénario bas, un arrêt du retraitement en 2010, ce délai permettant de lisser les différents problèmes.

ANNEXE 2

PARC NUCLEAIRE ACTUEL

1. Bilans matières détaillés pour les six scénarios

Tableaux synthétiques

Tableaux détaillés par scénario

- S1 : 41 ans de durée de vie moyenne, arrêt du retraitement – recyclage en 2010
- S2 : 41 ans de durée de vie moyenne, retraitement – recyclage dans 20 tranches 900 MWe
- S3 : 41 ans de durée de vie moyenne, retraitement – recyclage dans 28 tranches 900 MWe
- S4 : 45 ans de durée de vie moyenne, arrêt du retraitement – recyclage en 2010
- S5 : 45 ans de durée de vie moyenne, retraitement – recyclage dans 20 tranches 900 MWe
- S6 : 45 ans de durée de vie moyenne, retraitement – recyclage dans 28 tranches 900 MWe

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitement 2010 (1977 à 1986)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1/année	0	1,84	3,73	5,564	13,16	19,8	21,7	25,52	32,1	37,2
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4	55,9	53,2	61,4	60,9	54,2	67,9	72,3	73,4	70,5
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches mixées										
teneur moyenne Pu Mox										
teneur moyenne Pu Mox irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	1,0	1,0	1,0
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	1681	1643	2069
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	16	17	19
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	0,33	0,32	0,41
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	6086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX déchargés	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	0	0	0	0						
Pu dans MOX déchargé										
cumul Pu MOX déchargés (t.)										
besoins en Pu en tonnes									0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									0	0
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	0	0	0	0	0	1	2	3	
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	2,08	3,15
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	147,02	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,4	82,50
cumul déchets B conditionnés en m³	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposés	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposés	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitemt 2010 (1987 à 1996)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1année	43,656	48,698	51,424	51,424	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches mixées	2	4	5	5	5	5	6	7	7	9
teneur moyenne Pu Mox	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu Mox irradié					3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargés	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargés	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargés	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargés	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	100532
tonnes UOX déchargés	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargés	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	11	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul MOX déchargés	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)				0	1	2	3	3	5	6
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX retraités	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX retraités	673	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,39	232,29	385,42	289,79	164,21	212,51	341,95	550,27	724,14	812,03
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	157,76	161,16	271,32	204,00	115,60	149,60	240,72	391,68	515,44	578,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	127,60	130,35	219,45	165,00	93,50	121,00	194,70	316,80	416,90	467,50
cumul déchets B conditionnés en m3	828	1119	1610	1979	2188	2459	2894	3603	4535	5581
déchets C produits en m3	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,55	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t.)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitement 2010 (1997 à 2006)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1/année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches moxées	15	17	19	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargées	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8711	8570	8435	8306	8659	8868
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	181	189	198	206
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,17	6,07	5,98	5,89	6,21	6,39
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,45	116,52	122,50	128,38	134,59	140,98
tonnes UOX chargées	1406	1169	1100	1096	1104	1086	1069	1052	1060	1067
cumul UOX chargées	19445	20614	21714	22810	23913	24999	26068	27120	28180	29247
tonnes MOX chargées	77	118	107	88	115	116	117	118	119	116
besoins en U appauvri	73	112	100	83	108	109	109	109	108	106
cumul MOX chargées	339	456	563	651	767	883	1000	1118	1236	1352
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	139014	146389	153647	160791	168282	175977
tonnes UOX déchargées	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1104	1086
cumul UOX déchargées	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23755	24841
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargées	40	26	40	77	118	107	88	115	116	117
cumul t MOX déchargées	195	221	261	339	456	563	651	767	883	1000
Pu dans MOX déchargé	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	5,4	5,5	5,8
cumul Pu MOX déchargées (t.)	7	8	10	13	18	23	27	32	38	43
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	7,5	7,5	8,3	8,3	10,3	10,1	9,9	9,7
Te UOX traité moyen GW.j/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	773	779	813	809	984	953	934	917
tonnes UOX traitées	850	811	849	850	800	800	800	800	800	800
cumul t UOX traitées	5387	6198	7047	7897	8697	9497	10297	11097	11897	12697
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	7,85	7,95	8,05	8,15	8,24	8,34
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	88	97	105	113	121
stock de Pu séparé	18,39	20,96	21,69	22,38	21,96	21,57	19,36	17,45	15,84	14,51
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	763,31	762,37	761,42	760,48	759,53	758,59
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	5184	5959	6770	7582	8345	9108	9869	10630	11389	12148
déchets B-CE en m3/t d'U retraité					0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m3					456,96	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m3	467,50	446,05	466,95	467,50	440,00	440,00	440,00	440,00	240,00	240,00
cumul déchets B conditionnés en m3	6048	6494	6961	7885	8434	8983	9532	10081	10429	10778
déchets C produits en m3	90,10	85,97	89,99	90,10	87,37	89,94	92,51	95,08	97,65	100,22
cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4107	4556	5019	5494	5983	6484
UOX entreposés	335	250	305	411	606	369	300	296	304	286
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10590	10959	11259	11554	11858	12144
Pu dans UOX entreposés (t)					99	104	111	116	120	124
stock Pu+Am non séparé en t					117	129	139	147	156	166
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitemt 2010 (2007 à 2016)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0,947	0,947	0,947
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808	62,861
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	434	430
nb de tranches mixées	20	20	20	20	20	15	10	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargés	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	9080	8897	8914	8931	8950	9171	9394	9820	9703	9449
cumul besoins en Unat (kt)	216	224	233	242	251	260	270	280	289	299
besoins en enrichissement (MUTS)	6,58	6,48	6,52	6,57	6,61	6,81	7,00	7,35	7,30	7,11
cumul enrichissement (UTS)	147,56	154,04	160,57	167,14	173,75	180,56	187,56	194,91	202,21	209,32
tonnes UOX chargés	1075	1036	1021	1007	994	1003	1012	1042	1015	988
cumul UOX chargés	30322	31358	32379	33386	34380	35383	36395	37437	38451	39439
tonnes MOX chargés	114	112	110	108	106	78	51	0	0	0
besoins en U appauvri	104	102	100	98	97	71	47	0	0	0
cumul MOX chargés	1466	1578	1688	1796	1902	1980	2031	2031	2031	2031
cumul U appauvri entreposé	183878	191637	199430	207255	215115	223212	231547	240324	249013	257473
tonnes UOX déchargés	1069	1052	1060	1067	1075	1036	1021	1007	994	1003
cumul UOX déchargés	25909	26962	28022	29089	30163	31199	32221	33228	34222	35224
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	118	119	116	114	112	110	108	106	78	51
cumul MOX déchargés	1118	1236	1352	1466	1578	1688	1796	1902	1980	2031
Pu dans MOX déchargé	5,9	7,1	7,7	7,5	7,4	7,2	7,1	7,0	5,2	3,4
cumul Pu MOX déchargés (t.)	49	56	64	72	79	86	93	100	105	109
besoins en Pu en tonnes	9,5	9,3	9,2	6,8	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	900	864	840	612	397	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	800	800	712	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	13497	14297	15009							
Pu produit en tonnes	8,44	8,54	7,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	130	138	146							
stock de Pu séparé	13,46	12,67	11,19	4,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	757,64	756,69	672,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	12905	13662	14335							
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	108,80	108,80	96,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	240,00	240,00	213,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11127	11476	11786							
déchets C produits en m3	102,79	105,36	96,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	6998	7524	8005							
UOX entreposés	269	252	348	1067	1075	1036	1021	1007	994	1003
cumul UOX entreposés	12412	12665	13013	14080	15154	16190	17212	18219	19213	20215
Pu dans UOX entreposés (t.)	136	139	144	156	169	181	193	206	218	230
stock Pu-Am non séparé en t	185	195	208	228	248	267	287	306	323	339
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12180	12610

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitement 2010 (2017 à 2026)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1/année	62,861	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902
Retrait GWe	0,947	1,894	3,27	3,27	1,894	1,894	1,894	3,266	4,64	4,64
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902	35,264
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	427	423	413	393	373	362	350	339	318	287
nb de tranches mixées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargées	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	9201	8961	8743	8320	7891	7659	7424	7185	6736	6071
cumul besoins en Unat (kt)	308	317	326	334	342	350	357	364	371	377
besoins en enrichissement (MUTS)	6,92	6,74	6,57	6,26	5,93	5,76	5,58	5,40	5,07	4,57
cumul enrichissement (UTS)	216,24	222,98	229,55	235,81	241,74	247,50	253,08	258,49	263,55	268,12
tonnes UOX chargées	962	937	914	870	825	801	776	751	704	635
cumul UOX chargées	40402	41339	42253	43123	43948	44749	45525	46277	46981	47616
tonnes MOX chargées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargées	2031									
cumul U appauvri entreposé	265712	273737	281565	289015	296080	302938	309586	316020	322052	327488
tonnes UOX déchargées	1012	1042	1015	988	962	937	914	870	825	801
cumul UOX déchargées	36236	37278	38293	39281	40243	41180	42095	42965	43790	44591
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	13	13	12	12	12	12	11	10	10
tonnes MOX déchargées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargées	2031									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargées (t.)	109									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Te UOX retraité moyen GW.j/t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	15009									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	14335									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00									
cumul déchets B conditionnés en m3	11786	11786	11786	11786	11786	11786	11786	11786	11786	11786
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005									
UOX entreposés	1012	1042	1015	988	962	937	914	870	825	801
cumul UOX entreposés	21227	22269	23284	24272	25234	26171	27086	27956	28781	29582
Pu dans UOX entreposés (t)	243	256	269	281	293	305	317	328	338	348
stock Pu+Am non séparé en t	352	365	378	390	402	414	426	437	447	457
cumul TWh	13037	13460	13873	14265	14638	14999	15350	15689	16007	16294

S1 - 41 ans – arrêt retraitemt 2010 (2027 à 2036)

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1année	35,264	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18
Retrait GWe	4,64	3,266	3,266	3,266	3,266	2,319	2,319	1,372	1,372	1,372
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18	8,808
Kp en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	255	223	200	177	154	131	114	97	87	76
nb de tranches mixées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	5398	4717	4239	3756	3266	2770	2418	2050	1833	1615
cumul besoins en Unat (kt)	382	387	391	395	398	401	404	406	407	409
besoins en enrichissement (MUTS)	4,06	3,55	3,19	2,82	2,46	2,08	1,82	1,54	1,38	1,21
cumul enrichissement (UTS)	272,18	275,73	278,91	281,74	284,19	286,28	288,10	289,64	291,02	292,23
tonnes UOX chargés	565	493	443	393	342	290	253	214	192	169
cumul UOX chargés	48181	48674	49117	49510	49851	50141	50394	50608	50800	50969
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	2031									
cumul U appauvri entreposé	332322	336546	340342	343704	346629	349109	351275	353111	354752	356198
tonnes UOX déchargés	776	751	704	635	565	493	443	393	342	290
cumul UOX déchargés	45367	46118	46823	47458	48022	48515	48959	49351	49693	49983
Pu dans UOX déchargés (t.)	10	9	9	8	7	6	6	5	4	4
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX déchargés	2031									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	15009									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	14335									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11786									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005									
UOX entreposés	776	751	704	635	565	493	443	393	342	290
cumul UOX entreposés	30358	31109	31814	32449	33013	33506	33950	34342	34684	34974
Pu dans UOX entreposés (t.)	358	368	376	384	392	398	403	408	413	416
stock Pu-Am non séparé en t	467	476	485	493	500	507	512	517	521	525
cumul TWh	16549	16771	16971	17149	17303	17434	17548	17645	17731	17807

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S1 - 41 ans – arrêt retraitement 2010 (2037 à 2045)

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
P brute 1/1année	8,808	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,372	1,372	1,516	0	1,516	0	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	66	56	45	34	34	23	23	11	11
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	1397	1180	962	722	722	481			
cumul besoins en Unat (kt)	410	412	413	413	414	415	415	415	415
besoins en enrichissement (MUTS)	1,05	0,89	0,72	0,54	0,54	0,36			
cumul enrichissement (UTS)	293,28	294,17	294,89	295,44	295,98	296,34	296,34	296,34	296,34
tonnes UOX chargés	146	123	101	75	75	50	50	25	25
cumul UOX chargés	51115	51238	51339	51414	51490	51540	51591	51616	51641
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	2031								
cumul U appauvri entreposé	357449	358506	359367	360013	360659	361090	361040	361015	360989
tonnes UOX décharges	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX décharges	50236	50450	50642	50811	50957	51080	51181	51256	51332
Pu dans UOX déchargés (t.)	3	3	2	2	2	2	1	1	1
tonnes MOX décharges	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	2031								
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109								
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	15009								
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146								
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé									
cumul URT entreposé (t.)	14335								
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11786								
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005								
UOX entreposés	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX entreposés	35227	35441	35633	35802	35948	36071	36172	36247	36323
Pu dans UOX entreposés (t)	420	422	425	427	429	430	431	432	433
stock Pu+Am non séparé en t	528	531	533	536	537	539	540	541	542
cumul TWh	17873	17929	17974	18008	18042	18065	18088	18099	18111

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (1977 à 1986)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1année	0	1,84	3,73	5,564	13,156	19,799	21,704	25,516	32,099	37,195
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4%	55,9%	53,2%	61,4%	60,9%	54,2%	67,9%	72,3%	73,4%	70,5%
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches moxées										
teneur moyenne Pu Mox										
teneur moyenne Pu Mox irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	6129	6273	8073
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	20	26	35
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	3,90	4,07	5,29
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	5086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0									
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX déchargés	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX déchargés	0									
Pu dans MOX déchargé										
cumul Pu MOX déchargés (t.)	0	0	0	0	0	12	12	12	12	12
besoins en Pu en tonnes									0,4	0,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									52	103
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	1	2	3						
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	1,71	2,04
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	203,87	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m3/t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,40	82,50
cumul déchets B conditionnés en m3	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposés	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposés	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (1987 à 1996)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1/année	43,656	48,698	51,424	51,424	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches moxées	1	2	4	5	5	5	6	7	7	9
teneur moyenne Pu Mox	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu Mox irradié				3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargées	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargées	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargées	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargées	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargées	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	100532
tonnes UOX déchargées	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargées	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	11	12	12	12	12
tonnes MOX déchargées	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul t MOX déchargées	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargées (t.)	0	1	2	3	3	3	5	6		
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Te UOX traité moyen GW.j/t	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX traitées	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX traitées	673	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,39	232,29	385,42	289,79	164,21	212,51	341,95	550,27	724,14	812,03
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m ³	157,76	161,16	271,32	204,00	115,60	149,60	240,72	391,68	515,44	578,00
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m ³	127,60	130,35	219,45	165,00	93,50	121,00	194,70	316,80	416,90	467,50
cumul déchets B conditionnés en m³	828	1119	1610	1979	2188	2459	2894	3603	4535	5581
déchets C produits en m ³	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,35	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (1997 à 2006)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches moxées	15	17	19	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargés	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8711	8570	8435	8306	8659	8868
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	181	189	198	206
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,17	6,07	5,98	5,89	6,21	6,39
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,45	116,52	122,50	128,38	134,59	140,98
tonnes UOX chargés	1406	1169	1100	1096	1104	1086	1069	1052	1060	1067
cumul UOX chargés	19445	20614	21714	22810	23913	24999	26068	27120	28180	29247
tonnes MOX chargés	77	118	107	88	115	116	117	118	119	116
besoins en U appauvri	73	112	100	83	108	109	109	109	108	106
cumul MOX chargés	339	456	563	651	767	883	1000	1118	1236	1352
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	139014	146389	153647	160791	168282	175977
tonnes UOX déchargés	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1104	1086
cumul UOX déchargés	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23755	24841
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	40	26	40	77	118	107	88	115	116	117
cumul MOX déchargés	195	221	261	339	456	563	651	767	883	1000
Pu dans MOX déchargé	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	5,4	5,5	5,8
cumul Pu MOX déchargés (t.)	7	8	10	13	18	23	27	32	38	43
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	7,5	7,5	8,3	8,3	10,3	10,1	9,9	9,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	773	779	813	809	984	953	934	917
tonnes UOX retraités	850	811	849	850	800	800	800	800	800	800
cumul t UOX retraités	5387	6198	7047	7897	8697	9497	10297	11097	11897	12697
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	7,85	7,95	8,05	8,15	8,24	8,34
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	88	97	105	113	121
stock de Pu séparé	18,39	20,96	21,69	22,38	21,96	21,57	19,36	17,45	15,84	14,51
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	763,31	762,37	761,42	760,48	759,53	758,59
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	5184	5959	6770	7582	8345	9108	9869	10630	11389	12148
déchets B-CE en m3/t d'U retraité				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m3				456,96	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m3	467,50	446,05	466,95	467,50	440,00	440,00	440,00	440,00	240,00	240,00
cumul déchets B conditionnés en m3	6048	6494	6961	7885	8434	8983	9532	10081	10429	10778
déchets C produits en m3	90,10	85,97	89,99	90,10	87,37	89,94	92,51	95,08	97,65	100,22
cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4107	4556	5019	5494	5983	6484
UOX entreposés	335	250	305	411	606	369	300	296	304	286
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10590	10959	11259	11554	11858	12144
Pu dans UOX entreposés (t.)			99	104	111	116	120	124	128	132
stock Pu-Am non séparé en t				117	129	139	147	156	166	176
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (2007 à 2016)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0,947	0,947	0,947
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808	62,861
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	434	430
nb de tranches moxées	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargées	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	9080	8897	8914	8931	8950	8970	8991	9013	8894	8649
cumul besoins en Unat (kt)	216	224	233	242	251	260	269	278	287	296
besoins en enrichissement (MUTS)	6,58	6,48	6,52	6,57	6,61	6,66	6,70	6,75	6,69	6,50
cumul enrichissement (UTS)	147,56	154,04	160,57	167,14	173,75	180,41	187,11	193,86	200,55	207,05
tonnes UOX chargées	1075	1036	1021	1007	994	981	968	956	930	904
cumul UOX chargées	30322	31358	32379	33386	34380	35361	36329	37286	38216	39120
tonnes MOX chargées	114	112	110	108	106	104	102	101	99	98
besoins en U appauvri	104	102	100	98	97	95	94	92	91	89
cumul MOX chargées	1466	1578	1688	1796	1902	2006	2108	2209	2309	2406
cumul U appauvri entreposé	183878	191637	199430	207255	215115	223009	230938	238902	246775	254430
tonnes UOX déchargés	1069	1052	1060	1067	1075	1036	1021	1007	994	981
cumul UOX déchargés	25909	26962	28022	29089	30163	31199	32221	33228	34222	35202
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	118	119	116	114	112	110	108	106	104	102
cumul t MOX déchargés	1118	1236	1352	1466	1578	1688	1796	1902	2006	2108
Pu dans MOX déchargé	5,9	7,1	7,7	7,5	7,4	7,2	7,1	7,0	6,9	6,8
cumul Pu MOX déchargés (t.)	49	56	64	72	79	86	93	100	107	114
besoins en Pu en tonnes	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	8,7	8,6	8,5	8,3	8,2
Te UOX retraité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	900	864	840	816	794	773	753	734	716	699
tonnes UOX retraités	800	800	800	800	800	600	600	600	600	600
cumul t UOX retraités	13497	14297	15097	15897	16697	17297	17897	18497	19097	19697
Pu produit en tonnes	8,44	8,54	8,64	8,64	8,73	6,62	6,70	6,70	6,70	6,70
cumul Pu produit en tonnes	130	138	147	155	164	171	178	184	191	198
stock de Pu séparé	13,46	12,67	12,14	11,77	11,63	9,53	7,64	5,87	4,22	2,69
URT séparé	757,64	756,69	755,75	755,75	754,80	565,39	564,68	564,68	564,68	564,68
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	12905	13662	14418	15174	15928	16494	17059	17623	18188	18753
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	108,80	108,80	108,80	96,00	96,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	240,00	240,00	240,00	120,00	120,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11127	11476	11825	12041	12257	12419	12581	12743	12905	13067
déchets C produits en m3	102,79	105,36	107,93	107,93	110,50	84,80	86,73	86,73	86,73	86,73
cumul déchets C en conteneur	6998	7524	8064	8604	9156	9580	10014	10447	10881	11315
UOX entreposés	269	252	260	267	275	436	421	407	394	381
cumul UOX entreposés	12412	12665	12925	13192	13466	13902	14324	14731	15125	15505
Pu dans UOX entreposés (t)	136	139	143	147	150	156	162	167	173	178
stock Pu+Am non séparé en t	185	195	207	218	229	242	255	267	280	292
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12180	12610

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (2017 à 2026)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1année	62,861	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902
Retrait GWe	0,947	1,894	3,27	3,27	1,894	1,894	1,894	3,266	4,64	4,64
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902	35,264
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	427	423	413	393	373	362	350	339	318	287
nb de tranches moxées	20	20	20	18	16	14	10	5	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8411	8180	7956	7607	7253	7098	7021	6983	6736	6071
cumul besoins en Unat (kt)	304	312	320	328	335	342	349	356	363	369
besoins en enrichissement (MUTS)	6,33	6,15	5,98	5,72	5,45	5,34	5,28	5,25	5,07	4,57
cumul enrichissement (UTS)	213,38	219,53	225,51	231,23	236,69	242,03	247,31	252,56	257,62	262,19
tonnes UOX chargés	880	855	832	796	758	742	734	730	704	635
cumul UOX chargés	40000	40855	41687	42483	43241	43983	44717	45448	46152	46787
tonnes MOX chargés	96	95	96	87	78	68	49	25	0	0
besoins en U appauvri	88	87	87	79	71	62	45	23	0	0
cumul MOX chargés	2503	2598	2694	2780	2858	2926	2975	3000	3000	3000
cumul U appauvri entreposé	261874	269111	276148	282880	289304	295598	301839	308069	314101	319537
tonnes UOX déchargés	968	956	930	904	880	855	832	796	758	742
cumul UOX déchargés	36171	37127	38057	38962	39841	40697	41529	42324	43083	43825
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	11	11	11	11	10	10	9
tonnes MOX déchargés	101	99	98	96	95	96	87	78	68	49
cumul MOX déchargés	2209	2309	2406	2503	2598	2694	2780	2858	2926	2975
Pu dans MOX déchargé	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	5,7	5,1	4,5	3,2
cumul Pu MOX déchargés (t.)	121	127	134	140	146	153	158	163	168	171
besoins en Pu en tonnes	8,5	7,5	6,7	5,9	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoins en retraitement	696	624	558	491	353	178	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	600	600	600	600	358	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	20297	20897	21497	22097	22455	22455	22455	22455	22455	22455
Pu produit en tonnes	6,84	6,92	6,99	7,06	4,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	204	211	218	225	230	230	230	230	230	230
stock de Pu séparé	1,26	0,68	0,96	2,12	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	563,27	562,56	561,85	561,14	334,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	19316	19878	20440	21001	21336	21336	21336	21336	21336	21336
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	72,00	72,00	72,00	72,00	42,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	90,00	90,00	90,00	90,00	53,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	13229	13391	13553	13715	13811	13811	13811	13811	13811	13811
déchets C produits en m3	90,58	92,51	94,44	96,36	58,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	11768	12230	12702	13184	13477	13477	13477	13477	13477	13477
UOX entreposés	368	356	330	304	522	855	832	796	758	742
cumul UOX entreposés	15874	16230	16560	16865	17386	18242	19074	19869	20628	21370
Pu dans UOX entreposés (t.)	183	189	193	198	205	215	226	236	245	255
stock Pu-Am non séparé en t	304	316	327	338	351	368	384	399	413	426
cumul TWh	13037	13460	13873	14265	14638	14999	15350	15689	16007	16294

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (2027 à 2036)

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1/année	35,264	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18
Retrait GWe	4,64	3,266	3,266	3,266	3,266	2,319	2,319	1,372	1,372	1,372
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18	8,808
Kp en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	255	223	200	177	154	131	114	97	87	76
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargées	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	5398	4717	4239	3756	3266	2770	2418	2050	1833	1615
cumul besoins en Unat (kt)	374	379	383	387	390	393	396	398	400	401
besoins en enrichissement (MUTS)	4,06	3,55	3,19	2,82	2,46	2,08	1,82	1,54	1,38	1,2
cumul enrichissement (UTS)	266,25	269,80	272,98	275,81	278,26	280,35	282,17	283,71	285,09	286,30
tonnes UOX chargées	565	493	443	393	342	290	253	214	192	169
cumul UOX chargées	47352	47845	48288	48681	49022	49312	49565	49779	49971	50140
tonnes MOX chargées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargées	3000									
cumul U appauvri entreposé	324371	328595	332391	335754	338678	341158	343324	345160	346801	348247
tonnes UOX déchargés	734	730	704	635	565	493	443	393	342	290
cumul UOX déchargés	44559	45289	45994	46629	47193	47686	48130	48522	48864	49154
Pu dans UOX déchargés (t.)	9	9	9	8	7	6	6	5	4	4
tonnes MOX déchargées	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargées	3000									
Pu dans MOX déchargé	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	173									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Te UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	22455									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	230									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	21336									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	13811									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	13477									
UOX entreposés	734	730	704	635	565	493	443	393	342	290
cumul UOX entreposés	22104	22834	23539	24174	24738	25231	25675	26067	26409	26699
Pu dans UOX entreposés (t)	264	273	282	290	297	304	309	314	318	322
stock Pu+Am non séparé en t	437	446	455	463	470	476	482	487	491	495
cumul TWh	16549	16771	16971	17149	17303	17434	17548	17645	17731	17807

S2 - 41 ans – 20 tranches moxées (2037 à 2045)

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
P brute 1/1/année	8,808	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,372	1,372	1,516	0	1,516	0	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	66	56	45	34	34	23	23	11	11
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	1397	1180	962	722	722	481			
cumul besoins en Unat (kt)	403	404	405	405	406	407	407	407	407
besoins en enrichissement (MUTS)	1,05	0,89	0,72	0,54	0,54	0,36			
cumul enrichissement (UTS)	287,35	288,24	288,96	289,51	290,05	290,41	290,41	290,41	290,41
tonnes UOX chargés	146	123	101	75	75	50	50	25	25
cumul UOX chargés	50286	50409	50510	50585	50661	50711	50761	50787	50812
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	3000								
cumul U appauvri entreposé	349498	350555	351416	352062	352708	353139	353089	353064	353039
tonnes UOX déchargés	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX déchargés	49406	49621	49813	49981	50128	50251	50352	50427	50502
Pu dans UOX déchargés (t.)	3	3	2	2	2	2	1	1	1
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	3000								
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	173								
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	22455								
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	230								
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé									
cumul URT entreposé (t.)	21336								
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	13811								
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	13477								
UOX entreposés	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX entreposés	26951	27166	27358	27526	27673	27796	27897	27972	28047
Pu dans UOX entreposés (t)	325	328	330	333	334	336	337	338	339
stock Pu+Am non séparé en t	498	501	503	505	507	509	510	511	512
cumul TWh	17873	17929	17974	18008	18042	18065	18088	18099	18111

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (1977 à 1986)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1/année	0	1,84	3,73	5,564	13,156	19,799	21,704	25,516	32,099	37,195
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4%	55,9%	53,2%	61,4%	60,9%	54,2%	67,9%	72,3%	73,4%	70,5%
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches moxées										
teneur moyenne Pu MoX										
teneur moyenne Pu MoX irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	6129	6273	8073
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	20	26	35
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	3,90	4,07	5,29
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	6086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0	0	0	0						
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX déchargés	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	0	0	0	0						
Pu dans MOX déchargé										
cumul Pu MOX déchargés (t.)										
besoins en Pu en tonnes									0,4	0,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									52	103
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	1,71	2,04
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	203,87	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m3/t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,40	82,50
cumul déchets B conditionnés en m3	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposés	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposés	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (1987 à 1996)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1année	43,656	48,698	51,424	51,424	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches moxées	2	4	5	5	5	5	6	7	7	9
teneur moyenne Pu Mox	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu Mox irradié					3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargés	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargés	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargés	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargés	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	100532
tonnes UOX déchargés	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargés	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	11	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul MOX déchargés	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)				0	1	2	3	3	5	6
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX retraités	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX retraités	673	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,39	232,29	385,42	289,79	164,21	212,51	341,95	550,27	724,14	812,03
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	157,76	161,16	271,32	204,00	115,60	149,60	240,72	391,68	515,44	578,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	127,60	130,35	219,45	165,00	93,50	121,00	194,70	316,80	416,90	467,50
cumul déchets B conditionnés en m3	828	1119	1610	1979	2188	2459	2894	3603	4535	5581
déchets C produits en m3	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,55	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t.)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (1997 à 2006)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1/année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches moxées	15	17	19	20	22	22	24	24	26	28
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargées	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8633	8493	8284	8157	8427	8551
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	180	189	197	205
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,12	6,02	5,87	5,78	6,04	6,16
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,39	116,41	122,28	128,06	134,10	140,27
tonnes UOX chargées	1406	1169	1100	1096	1094	1076	1050	1033	1031	1029
cumul UOX chargées	19445	20614	21714	22810	23903	24980	26029	27063	28094	29123
tonnes MOX chargées	77	118	107	88	127	128	140	141	154	163
besoins en U appauvri	73	112	100	83	119	119	130	131	141	149
cumul MOX chargées	339	456	563	651	778	906	1046	1188	1342	1505
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	138935	146233	153337	160329	167583	174957
tonnes UOX déchargées	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1094	1076
cumul UOX déchargées	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23745	24821
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargées	40	26	40	77	118	107	88	127	128	140
cumul t MOX déchargées	195	221	261	339	456	563	651	778	906	1046
Pu dans MOX déchargé	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	6,0	6,0	7,0
cumul Pu MOX déchargées (t.)	7	8	10	13	18	23	27	33	39	46
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	8,2	8,3	9,9	10,0	13,3	14,1	13,8	13,5
Tc UOX traité moyen GW.j/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	850	856	976	971	1279	1334	1308	1283
tonnes UOX traitées	850	811	849	850	850	850	850	850	1200	1200
cumul t UOX traitées	5387	6198	7047	7897	8747	9597	10447	11297	12497	13697
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	8,35	8,45	8,55	8,66	12,37	12,51
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	89	98	107	119	132
stock de Pu séparé	18,39	20,96	20,94	20,88	19,29	17,73	12,94	7,52	6,09	5,07
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	811,02	810,02	809,01	808,01	1139,30	1137,88
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	5184	5959	6770	7582	8393	9203	10012	10820	11959	13097
déchets B-CE en m3/t d'U retraité				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m3				456,96	115,60	115,60	115,60	115,60	163,20	163,20
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m3	467,50	446,05	466,95	467,50	467,50	467,50	467,50	467,50	360,00	360,00
cumul déchets B conditionnés en m3	6048	6494	6961	7885	8469	9052	9635	10218	10741	11264
déchets C produits en m3	90,10	85,97	89,99	90,10	92,83	95,56	98,29	101,02	146,47	150,33
cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4134	4612	5103	5608	6341	7092
UOX entreposés	335	250	305	411	556	319	250	246	-106	-124
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10540	10859	11109	11354	11248	11124
Pu dans UOX entreposés (t)				99	104	111	115	119	122	122
stock Pu+Am non séparé en t				117	129	138	145	155	161	167
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (2007 à 2016)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0,947	0,947	0,947
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755	63,808	62,861
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	434	430
nb de tranches moxées	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargés	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8754	8579	8594	8611	8630	8649	8669	8690	8570	8329
cumul besoins en Unat (kt)	214	223	231	240	249	257	266	275	283	292
besoins en enrichissement (MUTS)	6,34	6,25	6,29	6,33	6,38	6,42	6,46	6,51	6,44	6,26
cumul enrichissement (UTS)	146,61	152,86	159,15	165,48	171,86	178,28	184,74	191,25	197,69	203,96
tonnes UOX chargés	1036	999	985	971	958	946	934	922	896	871
cumul UOX chargés	30159	31158	32142	33114	34072	35018	35951	36873	37770	38641
tonnes MOX chargés	160	157	154	151	148	146	143	141	139	137
besoins en U appauvri	146	143	140	138	135	133	131	129	127	125
cumul MOX chargés	1664	1821	1974	2125	2274	2419	2563	2704	2843	2980
cumul U appauvri entreposé	182529	189966	197435	204938	212473	220043	227647	235286	242833	250166
tonnes UOX déchargés	1050	1033	1031	1029	1036	999	985	971	958	946
cumul UOX déchargés	25871	26904	27935	28964	30000	30999	31984	32955	33913	34859
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	141	154	163	160	157	154	151	148	146	143
cumul MOX déchargés	1188	1342	1505	1664	1821	1974	2125	2274	2419	2563
Pu dans MOX déchargé	7,1	9,3	10,7	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	9,5
cumul Pu MOX déchargés (t.)	53	62	73	83	94	104	114	123	133	143
besoins en Pu en tonnes	13,3	13,1	12,8	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,7	11,5
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	1260	1209	1175	1143	1112	1083	1055	1028	1003	978
tonnes UOX retraités	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1000	1000	1000	1000
cumul t UOX retraités	14897	16097	17297	18497	19697	20897	21897	22897	23897	24897
Pu produit en tonnes	12,66	12,81	12,95	12,95	13,10	13,25	11,16	11,16	11,16	11,16
cumul Pu produit en tonnes	144	157	170	183	196	209	220	232	243	254
stock de Pu séparé	4,44	4,19	4,31	4,65	5,34	6,37	5,50	4,81	4,29	3,94
URT séparé	1136,46	1135,04	1133,62	1133,62	1132,20	1130,79	941,14	941,14	941,14	941,14
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	14234	15369	16502	17636	18768	19899	20840	21781	22723	23664
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	163,20	163,20	163,20	144,00	144,00	144,00	120,00	120,00	120,00	120,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	360,00	360,00	360,00	180,00	180,00	180,00	150,00	150,00	150,00	150,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11787	12311	12834	13158	13482	13806	14076	14346	14616	14886
déchets C produits en m3	154,18	158,04	161,89	161,89	165,75	169,60	144,55	144,55	144,55	144,55
cumul déchets C en conteneur	7863	8654	9463	10272	11101	11949	12672	13395	14117	14840
UOX entreposés	-150	-167	-169	-171	-164	-201	-15	-29	-42	-54
cumul UOX entreposés	10974	10807	10638	10467	10303	10102	10087	10058	10016	9962
Pu dans UOX entreposés (t.)	121	120	119	118	117	115	116	117	117	118
stock Pu-Am non séparé en t	173	182	191	201	210	219	230	240	250	260
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12180	12610

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (2017 à 2026)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1/année	62,861	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902
Retrait GWe	0,947	1,894	3,27	3,27	1,894	1,894	1,894	3,266	4,64	4,64
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	61,914	60,02	56,754	53,488	51,594	49,7	47,806	44,54	39,902	35,264
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	427	423	413	393	373	362	350	339	318	287
nb de tranches moxées	28	28	28	26	24	22	20	18	16	14
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargées	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8095	7867	7642	7291	6935	6777	6617	6455	6083	5496
cumul besoins en Unat (kt)	300	308	315	322	329	336	343	349	355	361
besoins en enrichissement (MUTS)	6,09	5,92	5,75	5,48	5,22	5,10	4,98	4,85	4,57	4,13
cumul enrichissement (UTS)	210,05	215,96	221,71	227,19	232,41	237,50	242,48	247,33	251,91	256,04
tonnes UOX chargées	846	823	799	762	725	709	692	675	636	575
cumul UOX chargées	39487	40310	41109	41871	42596	43305	43997	44672	45308	45883
tonnes MOX chargées	135	133	134	125	116	107	98	89	79	70
besoins en U appauvri	123	122	122	114	106	98	90	81	73	64
cumul MOX chargées	3115	3248	3382	3507	3624	3731	3829	3918	3997	4067
cumul U appauvri entreposé	257291	264214	270934	277348	283451	289422	295257	300956	306330	311188
tonnes UOX déchargés	934	922	896	871	846	823	799	762	725	709
cumul UOX déchargés	35793	36715	37611	38482	39329	40151	40951	41713	42438	43147
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	11	11	11	10	10	10	9	9
tonnes MOX déchargés	141	139	137	135	133	134	125	116	107	98
cumul t MOX déchargés	2704	2843	2980	3115	3248	3382	3507	3624	3731	3829
Pu dans MOX déchargé	9,3	9,2	9,0	8,9	8,8	8,8	8,3	7,7	7,1	6,5
cumul Pu MOX déchargés (t.)	152	161	170	179	188	197	205	213	220	226
besoins en Pu en tonnes	11,6	10,8	10,1	9,3	8,5	7,7	6,9	6,1	4,3	2,2
Te UOX traité moyen GW.j/t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoins en retraitement	974	901	837	772	706	640	572	504	362	182
tonnes UOX traitées	900	900	900	700	700	600	600	500	416	0
cumul t UOX traitées	25797	26697	27597	28297	28997	29597	30197	30697	31113	31113
Pu produit en tonnes	10,26	10,37	10,48	8,24	8,32	7,21	7,28	6,13	5,15	0,00
cumul Pu produit en tonnes	264	275	285	293	302	309	316	322	327	327
stock de Pu séparé	2,61	2,16	2,58	1,54	1,38	0,90	1,31	1,38	2,18	0,00
URT séparé	844,90	843,83	842,77	654,66	653,83	559,72	559,01	465,25	386,60	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	24509	25352	26195	26850	27504	28063	28622	29088	29474	29474
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	108,00	108,00	108,00	84,00	84,00	72,00	72,00	60,00	49,92	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	135,00	135,00	135,00	105,00	105,00	90,00	90,00	75,00	62,40	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	15129	15372	15615	15804	15993	16155	16317	16452	16564	16564
déchets C produits en m3	135,87	138,76	141,65	112,42	114,67	100,22	102,15	86,73	73,49	0,00
cumul déchets C en conteneur	15519	16213	16922	17484	18057	18558	19069	19502	19870	19870
UOX entreposés	34	22	-4	171	146	223	199	262	309	709
cumul UOX entreposés	9996	10018	10014	10185	10332	10554	10754	11016	11325	12034
Pu dans UOX entreposés (t)	119	120	121	124	126	130	132	136	140	149
stock Pu+Am non séparé en t	271	282	291	303	314	326	337	348	360	375
cumul TWh	13037	13460	13873	14265	14638	14999	15350	15689	16007	16294

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (2027 à 2036)

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1année	35,264	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18
Retrait GWe	4,64	3,266	3,266	3,266	3,266	2,319	2,319	1,372	1,372	1,372
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	30,626	27,36	24,094	20,828	17,562	15,243	12,924	11,552	10,18	8,808
Kp en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	255	223	200	177	154	131	114	97	87	76
nb de tranches moxées	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	4985	4509	4239	3756	3266	2770	2418	2050	1833	1615
cumul besoins en Unat (kt)	366	370	375	378	382	384	387	389	391	392
besoins en enrichissement (MUTS)	3,75	3,39	3,19	2,82	2,46	2,08	1,82	1,54	1,38	1,21
cumul enrichissement (UTS)	259,79	263,18	266,37	269,19	271,65	273,73	275,55	277,09	278,47	279,69
tonnes UOX chargés	521	472	443	393	342	290	253	214	192	169
cumul UOX chargés	46404	46876	47319	47712	48053	48343	48596	48810	49002	49171
tonnes MOX chargés	50	25	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	46	23	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	4118	4143								
cumul U appauvri entreposé	315606	319620	323416	326779	329703	332183	334349	336185	337826	339272
tonnes UOX déchargés	692	675	636	575	521	472	443	393	342	290
cumul UOX déchargés	43839	44514	45150	45725	46246	46717	47161	47553	47895	48185
Pu dans UOX déchargés (t.)	9	9	8	7	7	6	6	5	4	4
tonnes MOX déchargés	89	79	70	50	25	0	0	0	0	0
cumul MOX déchargés	3918	3997	4067	4118	4143	4143	4143	4143	4143	4143
Pu dans MOX déchargé	5,9	5,2	4,6	3,3	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	232	237	242	245	247	247	247	247	247	247
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	31113									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	327									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	29474									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	16564									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	19870									
UOX entreposés	692	675	636	575	521	472	443	393	342	290
cumul UOX entreposés	12726	13401	14037	14612	15133	15604	16048	16440	16782	17072
Pu dans UOX entreposés (t.)	158	166	174	181	188	194	200	205	209	212
stock Pu-Am non séparé en t	390	403	416	427	435	441	446	451	456	459
cumul TWh	16549	16771	16971	17149	17303	17434	17548	17645	17731	17807

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S3 - 41 ans – 28 tranches moxées (2037 à 2045)

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
P brute 1/1année	8,808	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,372	1,372	1,516	0	1,516	0	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	7,436	6,064	4,548	4,548	3,032	3,032	1,516	1,516	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	66	56	45	34	34	23	23	11	11
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	1397	1180	962	722	722	481			
cumul besoins en Unat (kt)	394	395	396	397	397	398	398	398	398
besoins en enrichissement (MUTS)	1,05	0,89	0,72	0,54	0,54	0,36			
cumul enrichissement (UTS)	280,74	281,62	282,35	282,89	283,43	283,79	283,79	283,79	283,79
tonnes UOX chargés	146	123	101	75	75	50	50	25	25
cumul UOX chargés	49317	49440	49541	49616	49692	49742	49793	49818	49843
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	4143								
cumul U appauvri entreposé	340523	341580	342441	343087	343734	344164	344114	344089	344064
tonnes UOX décharges	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX décharges	48438	48652	48844	49013	49159	49282	49383	49458	49534
Pu dans UOX décharges (t.)	3	3	2	2	2	2	1	1	1
tonnes MOX décharges	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX décharges	4143								
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX décharges (t.)	247								
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW/j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	31113								
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	327								
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé									
cumul URT entreposé (t.)	29474								
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	16564								
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	19870								
UOX entreposés	253	214	192	169	146	123	101	75	75
cumul UOX entreposés	17325	17539	17731	17900	18046	18169	18270	18345	18421
Pu dans UOX entreposés (t)	216	218	221	223	225	226	228	229	230
stock Pu+Am non séparé en t	462	465	468	470	472	473	474	475	476
cumul TWh	17873	17929	17974	18008	18042	18065	18088	18099	18111

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitement 2010 – 1977 à 1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1année	0	1,84	3,73	5,564	13,156	19,799	21,704	25,516	32,099	37,195
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4%	55,9%	53,2%	61,4%	60,9%	54,2%	67,9%	72,3%	73,4%	70,5%
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches mixées										
teneur moyenne Pu Mox										
teneur moyenne Pu Mox irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	6129	6273	8073
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	20	26	35
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	3,90	4,07	5,29
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	5086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0	0	0	0						
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX déchargés	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX déchargés	0	0	0	0						
Pu dans MOX déchargé										
cumul Pu MOX déchargés (t.)	0	0	0	0	0	12	12	12	12	12
besoins en Pu en tonnes									0,4	0,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									52	103
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	1	2	3						
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	1,71	2,04
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	203,87	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m3/t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,40	82,50
cumul déchets B conditionnés en m3	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposés	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposés	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitemet 2010 – 1987 à 1996

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1/année	43,65	48,69	51,42	51,42	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
6	8	4	4	0	0	0	0	0	0	0
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches mixées	1	2	4	5	5	5	6	7	7	9
teneur moyenne Pu Mox	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu Mox irradié				3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargés	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargés	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargés	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargés	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	10053
										2
tonnes UOX déchargés	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargés	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	11	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul t MOX déchargés	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)				0	1	2	3	3	5	6
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Tc UOX retraité moyen	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
GW.j/t										
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX retraités	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX retraités	673	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,3	232,2	385,4	289,7	164,2	212,5	341,9	550,2	724,1	812,0
URT utilisée	9	9	2	9	1	1	5	7	4	3
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m3/t d'U	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
retraité										
déchets B-CE conditionnés en m3	157,7	161,1	271,3	204,0	115,6	149,6	240,7	391,6	515,4	578,0
6	6	2	0	0	0	0	2	8	4	0
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
retraité										
autres déchets B conditionnés en m3	127,6	130,3	219,4	165,0	93,50	121,0	194,7	316,8	416,9	467,5
conditionnés en m3	0	5	5	0	0	0	0	0	0	0
cumul déchets B conditionnés en m3	828	1119	1610	1979	2188	2459	2894	3603	4535	5581

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

déchets C produits en m ³	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,35	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitemen^t 2010 – 1997 à 2006

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches mixées	15	17	19	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargés	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8711	8570	8435	8306	8059	8868
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	181	189	198	206
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,17	6,07	5,98	5,89	6,21	6,39
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,45	116,52	122,50	128,38	134,59	140,98
tonnes UOX chargés	1406	1169	1100	1096	1104	1086	1069	1052	1060	1067
cumul UOX chargés	19445	20614	21714	22810	23913	24999	26068	27120	28180	29247
tonnes MOX chargés	77	118	107	88	115	116	117	118	119	116
besoins en U appauvri	73	112	100	83	108	109	109	108	106	106
cumul MOX chargés	339	456	563	651	767	883	1000	1118	1236	1352
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	139014	146389	153647	160791	168282	175977
tonnes UOX déchargées	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1104	1086
cumul UOX déchargées	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23755	24841
Pu dans UOX déchargées (t)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargées	40	26	40	77	118	107	88	115	116	117
cumul t MOX déchargées	195	221	261	339	456	563	651	767	883	1000
Pu dans MOX décharge	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	5,4	5,5	5,8
cumul Pu MOX déchargées (t)	7	8	10	13	18	23	27	32	38	43
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	7,5	7,5	8,3	8,3	10,3	10,1	9,9	9,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	773	779	813	809	984	953	934	917
tonnes UOX retraités	850	811	849	850	800	800	800	800	800	800
cumul t UOX retraités	5387	6198	7047	7897	8697	9497	10297	11097	11897	12697
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	7,85	7,95	8,05	8,15	8,24	8,34
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	88	97	105	113	121
stock de Pu séparé	18,39	20,96	21,69	22,58	21,96	21,57	19,36	17,45	15,84	14,51
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	763,31	762,37	761,42	760,48	759,53	758,59
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t)	5184	5959	6770	7582	8345	9108	9869	10630	11389	12148
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité					0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m ³					456,96	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m ³	467,50	446,05	466,95	467,50	440,00	440,00	440,00	440,00	240,00	240,00
cumul déchets B conditionnés en m³	6048	6494	6961	7885	8434	8983	9532	10081	10429	10778
déchets C produits en m ³	90,10	85,97	89,99	90,10	87,37	89,94	92,51	95,08	97,65	100,22

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4107	4556	5019	5494	5983	6484
UOX entreposés	335	250	305	411	606	369	300	296	304	286
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10590	10959	11259	11554	11858	12144
Pu dans UOX entreposés (t)			99	104	111	116	120	124	128	132
stock Pu+Am non séparé en t			117	129	139	147	156	166	176	
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitement 2010 – 2007 à 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,947
Co-plage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	440	443
nb de tranches mixées	20	20	20	20	20	15	10	0	0	0
teneur moyenne Pu MoX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MoX irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargés	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	9080	8897	8914	8931	8950	9171	9394	9820	9845	9729
cumul besoins en Unat (kt)	216	224	233	242	251	260	270	280	289	299
besoins en enrichissement (MUTS)	6,58	6,48	6,52	6,57	6,61	6,81	7,00	7,35	7,40	7,32
cumul enrichissement (UTS)	147,56	154,04	160,57	167,14	173,75	180,56	187,56	194,91	202,32	209,63
tonnes UOX chargés	1075	1036	1021	1007	994	1003	1012	1042	1029	1017
cumul UOX chargés	30322	31358	32379	33386	34380	35383	36395	37437	38466	39483
tonnes MOX chargés	114	112	110	108	106	78	51	0	0	0
besoins en U appauvri	104	102	100	98	97	71	47	0	0	0
cumul MOX chargés	1466	1578	1688	1796	1902	1980	2031	2031	2031	2031
cumul U appauvri entreposé	183878	191637	199430	207255	215115	223212	231547	240324	249140	257851
tonnes UOX déchargés	1069	1052	1060	1067	1075	1036	1021	1007	994	1003
cumul UOX déchargés	25909	26962	28022	29089	30163	31199	32221	33228	34222	35224
Pu dans UOX déchargés (t)	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	118	119	116	114	112	110	108	106	78	51
cumul t MOX déchargés	1118	1236	1352	1466	1578	1688	1796	1902	1980	2031
Pu dans MOX décharge	5,9	7,1	7,7	7,5	7,4	7,2	7,1	7,0	5,2	3,4
cumul Pu MOX déchargés (t)	49	56	64	72	79	86	93	100	105	109
besoins en Pu en tonnes	9,5	9,3	9,2	6,8	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX traité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	900	864	840	612	397	0	0	0	0	0
tonnes UOX traités	800	800	712	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX traités	13497	14297	15009							
Pu produit en tonnes	8,44	8,54	7,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	130	138	146							
stock de Pu séparé	13,46	12,67	11,19	4,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	757,64	756,69	672,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t)	12905	13662	14335							
déchets B-CE en m3/t d'U traité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	108,80	108,80	96,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U traité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	240,00	240,00	213,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11127	11476	11786							
déchets C produits en m3	102,79	105,36	96,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	6998	7524	8005							

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

UOX entreposés	269	252	348	1067	1075	1036	1021	1007	994	1003
cumul UOX entreposés	12412	12665	13013	14080	15154	16190	17212	18219	19213	20215
Pu dans UOX entreposés (t)	136	139	144	156	169	181	193	206	218	230
stock Pu+Am non séparé en t	185	195	208	228	248	267	287	306	323	339
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12186	12629

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitemen t 2010 – 2017 à 2026

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1/année	64,755	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638
Retrait GWe	0	0,947	1,37	0,95	1,372	0,947	2,319	0,947	3,27	1,89
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638	50,744
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	440	442	439	432	428	421	417	405	399	378
nb de tranches mixées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoin en Unat (t)	9479	9372	9295	9153	9071	8924	8839	8545	8454	8009
cumul besoins en Unat (kt)	309	318	327	337	346	355	363	372	380	388
besoins en enrichissement (MUTS)	7,13	7,05	6,99	6,88	6,82	6,71	6,65	6,43	6,36	6,02
cumul enrichissement (UTS)	216,76	223,81	230,80	237,68	244,51	251,22	257,86	264,29	270,65	276,67
tonnes UOX chargés	991	980	972	957	949	933	924	894	884	838
cumul UOX chargés	40475	41455	42427	43384	44332	45266	46190	47084	47968	48805
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoin en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	2031									
cumul U appauvri entreposé	266339	274731	283054	291249	299372	307363	315277	322928	330499	337671
tonnes UOX décharges	1012	1042	1029	1017	991	980	972	957	949	933
cumul UOX déchargés	36236	37278	38308	39325	40316	41296	42268	43226	44174	45107
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	2031									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109									
besoin en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoin en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraites	15009									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul URT entreposé (t.)	14335									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11786									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005									
UOX entreposés	1012	1042	1029	1017	991	980	972	957	949	933

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

cumul UOX entreposés	21227	22269	23299	24316	25307	26287	27259	28217	29165	30098
Pu dans UOX entreposés (t)	243	256	269	282	294	307	319	331	343	355
stock Pu+Am non séparé en t	352	365	378	391	403	415	428	440	452	464
cumul TWh	13069	13511	13950	14382	14810	15232	15649	16052	16451	16829

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitement 2010 – 2027 à 2036

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1/année	50,744	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35
Retrait GWe	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35	18,084
K _U en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	367	345	323	301	279	256	233	209	184	160
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu/Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu/Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargées	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	7768	7312	6850	6382	5908	5428	4942	4424	3905	3387
cumul besoins en Unat (kt)	396	403	410	417	423	428	433	437	441	445
besoins en enrichissement (MUTS)	5,84	5,50	5,15	4,80	4,44	4,08	3,72	3,33	2,94	2,55
cumul enrichissement (UTS)	282,51	288,01	293,16	297,96	302,41	306,49	310,20	313,53	316,47	319,02
tonnes UOX chargées	812	765	716	667	618	568	517	463	408	354
cumul UOX chargées	49618	50382	51099	51766	52384	52951	53468	53931	54339	54693
tonnes MOX chargées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargées	2031									
cumul U appauvri entreposé	344627	351174	357308	363023	368313	373174	377599	381560	385057	388090
tonnes UOX déchargées	924	894	884	838	812	765	716	667	618	568
cumul UOX déchargées	46032	46925	47809	48647	49459	50224	50940	51608	52225	52793
Pu dans UOX déchargées (t.)	12	11	11	11	10	10	9	8	8	7
tonnes MOX déchargées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX déchargées	2031									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul UOX retraités	15009									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul URT entreposé (t.)	14335									
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m³	11786									
déchets C produits en m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005									
UOX entreposés	924	894	884	838	812	765	716	667	618	568
cumul UOX entreposés	31023	31916	32800	33638	34450	35215	35931	36599	37216	37784

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

Pu dans UOX entreposés (t)	366	378	389	399	410	419	428	437	445	452
Stock Pu+Am non séparé en t	475	487	498	508	519	528	537	546	555	561
cumul TWh	17196	17541	17865	18166	18445	18701	18935	19143	19328	19488

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitemet 2010 – 2037 à 2046

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
P brute 1/1année	18,084	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,032
Retrait GWe	3,27	2,319	2,319	1,572	0	1,372	1,516	1,372	1,516	0
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,03	3,03
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	135	111	94	76	66	66	56	44	34	23
nb de tranches moxées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu MoX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MoX irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoin en Unat (t)	2869	2351	1983	1615	1397	1397	1180	939	722	481
cumul besoins en Unat (kt)	448	450	452	453	455	456	457	458	459	460
besoin en enrichissement (MUTS)	2,16	1,77	1,49	1,21	1,05	1,05	0,89	0,71	0,54	0,36
cumul enrichissement (UTS)	321,17	322,94	324,43	325,65	326,70	327,75	328,64	329,34	329,88	330,25
tonnes UOX chargés	300	246	207	169	146	146	123	98	75	50
cumul UOX chargés	54993	55239	55447	55616	55762	55908	56031	56129	56205	56255
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	2031									
cumul U appauvri entreposé	390659	392764	394540	395986	397237	398489	399545	400386	401032	401463
tonnes UOX déchargés	517	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX déchargés	53310	53772	54181	54535	54835	55081	55288	55457	55603	55749
Pu dans UOX déchargés (t.)	7	6	5	4	4	3	3	2	2	2
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX décharges	2031									
Pu dans MOX décharge	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109									
besoin en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoin en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	15009									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	14335									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11786									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005									
UOX entreposés	517	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX entreposés	38301	38763	39172	39526	39826	40072	40279	40448	40594	40740
Pu dans UOX entreposés (t)	458	464	469	474	478	481	483	485	487	489

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

stock Pu+Am non séparé en t	567	573	578	583	586	590	592	594	596	598
cumul TWh	19623	19734	19828	19904	19970	20036	20092	20136	20170	20193

S4 - 45 ans – Arrêt-retraitement 2010 – 2047 à 2049

	2047	2048	2049
P brute 1/1/année	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0
P brute 31/12/année	1,52	1,52	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	23	11	11
nb de tranches mixées	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX recharge	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés			
besoins en Unat (t)			
cumul besoins en Unat (kt)	460	460	460
besoins en enrichissement (MUTS)			
cumul enrichissement (UTS)	330,25	330,25	330,25
tonnes UOX chargés	50	25	25
cumul UOX chargés	56305	56331	56356
tonnes MOX chargés	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0
cumul MOX chargés	2031	2031	2031
cumul U appauvri entreposé	401412	401387	401362
tonnes UOX déchargés	123	98	75
cumul UOX déchargés	55873	55971	56046
Pu dans UOX déchargés (t.)	2	1	1
tonnes MOX déchargés	0	0	0
cumul t MOX déchargés	2031	2031	2031
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	109	109	109
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0
Tc UOX traité moyen GWJ/t	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0
tonnes UOX traités	0	0	0
cumul t UOX traités	15009	15009	15009
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	146	146	146
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00
URT utilisé			
cumul URT entreposé (t.)	14335	14335	14335
déchets B-CE en m ³ /t d'U traité	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U traité	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m³	11786	11786	11786
déchets C produits en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	8005	8005	8005
UOX entreposés	123	98	75
cumul UOX entreposés	40864	40962	41037
Pu dans UOX entreposés (t)	491	492	493
stock Pu+Am non séparé en t	600	601	602

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

cumul TWh | **20215** | **20227** | **20238**

S5 - 45 ans – 20 tranches – 1977 à 1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1année	0	1,84	3,73	5,564	13,156	19,799	21,704	25,516	32,099	37,195
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4%	55,9%	53,2%	61,4%	60,9%	54,2%	67,9%	72,3%	73,4%	70,5%
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches mixées										
teneur moyenne Pu Mox										
teneur moyenne Pu Mox irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	6129	6273	8073
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	20	26	35
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	3,90	4,07	5,29
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	6086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0	0	0	0						
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX décharges	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX décharges	0	0	0	0						
Pu dans MOX décharge										
cumul Pu MOX décharges (t.)	0	0	0	0						
besoins en Pu en tonnes									0,4	0,7
Tc UOX retraité moyen GW.j/t						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									52	103
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	1	2	3						
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	1,71	2,04
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	203,87	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m3/t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,40	82,50
cumul déchets B conditionnés en m3	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposées	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposées	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t.)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 1987 à 1996

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1/année	43,656	48,698	51,424	51,424	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches mixées	1	2	4	5	5	5	7	7	9	
teneur moyenne Pu MOX	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu MOX irradié				3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargés	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargés	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargés	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargés	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	100532
tonnes UOX déchargés	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargés	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	1	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul t MOX déchargés	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	0	1	2	3	3	5	6			
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX retraités	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX retraités	573	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,39	232,29	385,42	289,79	164,21	212,51	341,95	550,27	724,14	812,03
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	157,76	161,16	271,32	204,00	115,60	149,60	240,72	391,68	515,44	578,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	127,60	130,35	219,45	165,00	93,50	121,00	194,70	316,80	416,90	467,50
cumul déchets B conditionnés en m3	828	1119	1610	179	2188	2459	2894	3603	4535	5581
déchets C produits en m3	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,35	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 1997 à 2006

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1/année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches mixées	15	17	19	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargés	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8711	8570	8435	8306	8659	8868
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	181	189	198	206
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,17	6,07	5,98	5,89	6,21	6,39
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,45	116,52	122,50	128,38	134,59	140,98
tonnes UOX chargés	1406	1169	1100	1096	1104	1086	1069	1052	1060	1067
cumul UOX chargés	19445	20614	21714	22810	23913	24999	26068	27120	28180	29247
tonnes MOX chargés	77	118	107	88	115	116	117	118	119	116
besoins en U appauvri	73	112	100	83	108	109	109	109	108	106
cumul MOX chargés	339	456	563	651	767	883	1000	1118	1236	1352
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	139014	146389	153647	160791	168282	175977
tonnes UOX déchargés	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1104	1086
cumul UOX déchargés	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23755	24841
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	40	26	40	77	118	107	88	115	116	117
cumul t MOX déchargés	195	221	261	339	456	563	651	767	883	1000
Pu dans MOX déchargé	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	5,4	5,5	5,8
cumul Pu MOX déchargés (t.)	7	8	10	13	18	23	27	32	38	43
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	7,5	7,5	8,3	8,3	10,3	10,1	9,9	9,7
Tc UOX retraité moyen GW/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	773	779	813	809	984	953	934	917
tonnes UOX retraités	850	811	849	850	800	800	800	800	800	800
cumul t UOX retraités	5387	6198	7047	7897	8697	9497	10297	11097	11897	12697
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	7,85	7,95	8,05	8,15	8,24	8,34
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	88	97	105	113	121
stock de Pu séparé	18,39	20,96	21,69	22,38	21,96	21,57	19,36	17,45	15,84	14,51
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	763,31	762,37	761,42	760,48	759,53	758,59
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	5184	5959	6770	7582	8345	9108	9869	10630	11389	12148
déchets B-CE en m3/t d'U retraité				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m3				456,96	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80	108,80
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m3	467,50	446,05	466,95	467,50	440,00	440,00	440,00	440,00	240,00	240,00
cumul déchets B conditionnés en m3	6048	6494	6961	7885	8434	8983	9532	10081	10429	10778
déchets C produits en m3	90,10	85,97	89,99	90,10	87,37	89,94	92,51	95,08	97,65	100,22
cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4107	4556	5019	5494	5983	6484
UOX entreposés	335	250	305	411	606	369	300	296	304	286
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10590	10959	11259	11554	11858	12144
Pu dans UOX entreposés (t)			99	104	111	116	120	124	128	132
stock Pu-Am non séparé en t				117	129	139	147	156	166	176
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 2007 à 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,947
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	440	443
nb de tranches mixées	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
teneur moyenne Pu MOX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MOX irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargés	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	9080	8897	8914	8931	8950	8970	8991	9013	9036	8929
cumul besoins en Unat (kt)	216	224	233	242	251	260	269	278	287	296
besoins en enrichissement (MUTS)	6,58	6,48	6,52	6,57	6,61	6,66	6,70	6,75	6,80	6,72
cumul enrichissement (UTS)	147,56	154,04	160,57	167,14	173,75	180,41	187,11	193,86	200,66	207,37
tonnes UOX chargés	1075	1036	1021	1007	994	981	968	956	945	934
cumul UOX chargés	30322	31358	32379	33386	34380	35361	36329	37286	38231	39164
tonnes MOX chargés	114	112	110	108	106	104	102	101	99	98
besoins en U appauvri	104	102	100	98	97	95	94	92	91	89
cumul MOX chargés	1466	1578	1688	1796	1902	2006	2108	2209	2309	2406
cumul U appauvri entreposé	183878	191637	199430	207255	215115	223009	230938	238902	246902	254808
tonnes UOX déchargés	1069	1052	1060	1067	1075	1036	1021	1007	994	981
cumul UOX déchargés	25909	26962	28022	29089	30163	31199	32221	33228	34222	35202
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	13	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	118	119	116	114	112	110	108	106	104	102
cumul t MOX déchargés	1118	1236	1352	1466	1578	1688	1796	1902	2006	2108
Pu dans MOX déchargé	5,9	7,1	7,7	7,5	7,4	7,2	7,1	7,0	6,9	6,8
cumul Pu MOX déchargés (t.)	49	56	64	72	79	86	93	100	107	114
besoins en Pu en tonnes	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	8,7	8,6	8,5	8,3	8,2
Tc UOX traité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	900	864	840	816	794	773	753	734	716	699
tonnes UOX traitées	800	800	800	800	800	800	800	800	600	600
cumul t UOX traitées	13497	14297	15097	15897	16697	17497	18297	19097	19697	20297
Pu produit en tonnes	8,44	8,54	8,64	8,64	8,73	8,83	8,93	8,93	6,70	6,70
cumul Pu produit en tonnes	130	138	147	155	164	173	182	191	198	204
stock de Pu séparé	13,46	12,67	12,14	11,77	11,63	11,74	12,08	12,54	10,89	9,37
URT séparé	757,64	756,69	755,75	755,75	754,80	753,86	752,91	752,91	564,68	564,68
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	12905	13662	14418	15174	15928	16682	17435	18188	18753	19318
déchets B-CE en m3/t d'U traité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	108,80	108,80	108,80	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	72,00	72,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U traité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	240,00	240,00	240,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	90,00	90,00
cumul déchets B conditionnés en m3	11127	11476	11825	12041	12257	12473	12689	12905	13067	13229
déchets C produits en m3	102,79	105,36	107,93	107,93	110,50	113,07	115,64	115,64	86,73	86,73
cumul déchets C en conteneur	6998	7524	8064	8604	9156	9722	10300	10878	11312	11745
UOX entreposés	269	252	260	267	275	236	221	207	394	381
cumul UOX entreposés	12412	12665	12925	13192	13466	13702	13924	14131	14525	14905
Pu dans UOX entreposés (t)	136	139	143	147	150	154	157	161	166	171
stock Pu+Am non séparé en t	185	195	207	218	229	240	251	261	273	285
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12186	12629

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 2017 à 2026

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1année	64,755	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638
Retrait GWe	0	0,947	1,37	0,95	1,372	0,947	2,319	0,947	3,27	1,89
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638	50,744
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	440	442	439	432	428	421	417	403	399	378
nb de tranches mixées	20	20	20	20	20	20	20	20	18	16
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8688	8591	8508	8361	8274	8123	8032	7733	7719	7352
cumul besoins en Unat (kt)	305	313	322	330	339	347	355	363	370	378
besoins en enrichissement (MUTS)	6,53	6,46	6,40	6,29	6,22	6,11	6,04	5,82	5,81	5,53
cumul enrichissement (UTS)	213,91	220,37	226,76	233,05	239,27	245,38	251,42	257,24	263,04	268,57
tonnes UOX chargés	909	898	890	874	865	849	840	809	807	769
cumul UOX chargés	40073	40971	41861	42735	43601	44450	45290	46099	46906	47675
tonnes MOX chargés	96	95	96	96	97	98	98	99	89	80
besoins en U appauvri	88	87	87	88	89	89	90	90	82	73
cumul MOX chargés	2503	2598	2694	2790	2887	2984	3082	3181	3271	3351
cumul U appauvri entreposé	262500	270106	277637	285035	292356	299540	306642	313477	320307	326818
tonnes UOX déchargés	968	956	945	934	909	898	890	874	865	849
cumul UOX déchargés	36171	37127	38072	39006	39914	40813	41703	42577	43442	44292
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11
tonnes MOX déchargés	101	99	98	96	95	96	96	97	98	98
cumul t MOX déchargés	2209	2309	2406	2503	2598	2694	2790	2887	2984	3082
Pu dans MOX déchargé	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,5
cumul Pu MOX déchargés (t.)	121	127	134	140	146	153	159	165	172	178
besoins en Pu en tonnes	8,3	8,3	8,4	8,4	8,5	8,5	7,7	6,9	6,1	4,4
Tc UOX retraité moyen GW./t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoins en retraitement	696	693	698	702	706	711	644	576	507	364
tonnes UOX retraités	600	600	600	600	600	600	600	600	600	511
cumul t UOX retraités	20897	21497	22097	22697	23297	23897	24497	25097	25697	26208
Pu produit en tonnes	6,84	6,92	6,99	7,06	7,14	7,21	7,28	7,35	7,43	6,39
cumul Pu produit en tonnes	211	218	225	232	239	246	254	261	269	275
stock de Pu séparé	7,93	6,52	5,12	3,75	2,40	1,07	0,61	1,05	2,39	4,40
URT séparé	563,27	562,56	561,85	561,14	560,43	559,72	559,01	558,30	557,59	474,28
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	19881	20443	21005	21566	22127	22686	23245	23804	24361	24836
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	61,32
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	76,65
cumul déchets B conditionnés en m3	13391	13553	13715	13877	14039	14201	14363	14525	14687	14825
déchets C produits en m3	90,58	92,51	94,44	96,36	98,29	100,22	102,15	104,07	106,00	91,92
cumul déchets C en conteneur	12198	12661	13133	13615	14106	14607	15118	15638	16168	16628
UOX entreposés	368	356	345	334	309	298	290	274	265	338
cumul UOX entreposés	15274	15630	15975	16309	16617	16916	17206	17480	17745	18084
Pu dans UOX entreposés (t)	177	182	187	192	196	200	204	208	211	215
stock Pu-Am non séparé en t	297	309	320	332	342	353	363	373	383	394
cumul TWh	13069	13511	13950	14382	14810	15232	15649	16052	16451	16829

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 2027 à 2036

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1/année	50,744	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35
Retrait GWe	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35	18,084
Kp en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	367	345	323	301	279	256	233	209	184	160
nb de tranches mixées	14	10	10	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu MOX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MOX irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	7190	6896	6432	6382	5908	5428	4942	4424	3905	3387
cumul besoins en Unat (kt)	385	392	398	404	410	416	421	425	429	432
besoins en enrichissement (MUTS)	5,41	5,19	4,84	4,80	4,44	4,08	3,72	3,33	2,94	2,55
cumul enrichissement (UTS)	273,98	279,17	284,00	288,80	293,25	297,33	301,04	304,37	307,31	309,85
tonnes UOX chargés	752	721	673	667	618	568	517	463	408	354
cumul UOX chargés	48426	49148	49820	50488	51105	51673	52190	52652	53061	53415
tonnes MOX chargés	70	51	51	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	64	46	46	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	3421	3471	3522							
cumul U appauvri entreposé	333191	339320	345033	350748	356038	360899	365324	369285	372782	375815
tonnes UOX déchargés	840	809	807	769	752	721	673	667	618	568
cumul UOX déchargés	45131	45940	46747	47516	48268	48989	49662	50329	50947	51515
Pu dans UOX déchargés (t.)	11	10	10	9	9	8	8	8	8	7
tonnes MOX déchargés	99	89	80	70	51	51	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	3181	3271	3351	3421	3471	3522	3522	3522	3522	3522
Pu dans MOX déchargé	6,5	5,9	5,3	4,6	3,3	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	185	191	196	201	204	207	207	207	207	207
besoins en Pu en tonnes	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GWJ/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	26208									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	275									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	24836									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	14825									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	16628									
UOX entreposés	840	809	807	769	752	721	673	667	618	568
cumul UOX entreposés	18923	19732	20539	21308	22060	22781	23454	24121	24739	25307
Pu dans UOX entreposés (t)	226	236	246	256	266	275	283	292	300	307
stock Pu+Am non séparé en t	411	427	442	457	470	482	491	499	507	514
cumul TWh	17196	17541	17865	18166	18445	18701	18935	19143	19328	19488

S5 - 45 ans – 20 tranches – 2037 à 2046

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
P brute 1/1/année	18,084	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,032
Retrait GWe	3,27	2,519	2,319	1,372	0	1,372	1,516	1,372	1,516	0
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,03	3,03
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	135	111	94	76	66	66	56	44	34	23
nb de tranches mixées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	2869	2351	1983	1615	1397	1397	1180	939	722	481
cumul besoins en Unat (kt)	435	438	440	441	443	444	445	446	447	447
besoins en enrichissement (MUTS)	2,16	1,77	1,49	1,21	1,05	1,05	0,89	0,71	0,54	0,36
cumul enrichissement (UTS)	312,01	313,78	315,27	316,49	317,54	318,59	319,47	320,18	320,72	321,09
tonnes UOX chargés	300	246	207	169	146	146	123	98	75	50
cumul UOX chargés	53715	53961	54168	54337	54483	54630	54753	54851	54927	54977
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	3522									
cumul U appauvri entreposé	378384	380489	382265	383711	384962	386213	387270	388111	388757	389188
tonnes UOX déchargés	517	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX déchargés	52032	52494	52903	53257	53557	53803	54010	54179	54325	54471
Pu dans UOX déchargés (t.)	7	5	5	4	4	3	3	2	2	2
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	3522									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	207									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	26208									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	275									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	24836									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	14825									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	16628									
UOX entreposés	517	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX entreposés	25824	26286	26695	27049	27349	27595	27802	27971	28117	28263
Pu dans UOX entreposés (t)	313	319	324	329	332	336	338	340	342	344
stock Pu-Am non séparé en t	520	526	531	536	540	543	545	548	549	551
cumul TWh	19623	19734	19828	19904	19970	20036	20092	20136	20170	20193

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S5 - 45 ans – 20 tranches – 2047 à 2049

	2047	2048	2049
P brute 1/1/année	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0
P brute 31/12/année	1,52	1,52	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	23	11	11
nb de tranches mixées	0	0	0
tenue moyenne Pu MoX	8,7%	8,7%	8,7%
tenue moyenne Pu MoX irradié	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés			
besoins en Unat (t)			
cumul besoins en Unat (kt)	447	447	447
besoins en enrichissement (MUTS)			
cumul enrichissement (UTS)	321,09	321,09	321,09
tonnes UOX chargés	50	25	25
cumul UOX chargés	55027	55052	55077
tonnes MOX chargés	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0
cumul MOX chargés	3522	3522	3522
cumul U appauvri entreposé	389137	389112	389087
tonnes UOX déchargés	123	98	75
cumul UOX déchargés	54594	54693	54768
Pu dans UOX déchargés (t.)	2	1	
tonnes MOX déchargés	0	0	0
cumul t MOX déchargés	3522	3522	3522
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	207	207	207
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0
cumul t UOX retraités	26208	26208	26208
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	275	275	275
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00
URT utilisée			
cumul URT entreposé (t.)	24836	24836	24836
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m³	14825	14825	14825
déchets C produits en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	16628	16628	16628
UOX entreposés	123	98	75
cumul UOX entreposés	28386	28485	28560
Pu dans UOX entreposés (t)	346	347	348
stock Pu+Am non séparé en t	553	554	555
cumul TWh	20215	20227	20238

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 1977 à 1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
P brute 1/1/année	0	1,84	3,73	5,564	13,156	19,799	21,704	25,516	32,099	37,195
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	1,8	1,9	1,8	7,6	6,6	1,9	3,8	6,6	5,1	6,5
P brute 31/12/année	1,8	3,7	5,6	13,2	19,8	21,7	25,5	32,1	37,2	43,7
Kp en %	14,4%	55,9%	53,2%	61,4%	60,9%	54,2%	67,9%	72,3%	73,4%	70,5%
Prod TWh	1,1	13,4	23,0	46,1	92,9	96,4	132,5	177,1	212,9	243,6
nb de tranches mixées										
tenue moyenne Pu Mox										
tenue moyenne Pu Mox irradié										
nb assemblages MOX / recharge										
Tc UOX moyen			12	17	19	21	23	25	27	29
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2
besoins en Unat (t)	577	1038	658	3011	2823	2285	3662	6129	6273	8073
cumul besoins en Unat (kt)	1	2	2	5	8	10	14	20	26	35
besoins en enrichissement (MUTS)	0,30	0,56	0,37	1,74	1,68	1,39	2,28	3,90	4,07	5,29
cumul enrichissement (UTS)	0,30	0,86	1,23	2,97	4,65	6,04	8,33	12,23	16,30	21,59
tonnes UOX chargés	144	243	144	623	552	424	646	1031	1008	1269
cumul UOX chargés	144	387	532	1155	1708	2132	2778	3809	4817	6086
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri										
cumul MOX chargés	0	0	0	0						
cumul U appauvri entreposé	433	1228	1741	4129	6400	8261	11276	16374	21639	28443
tonnes UOX déchargés	0	0	48	96	221	191	335	567	599	813
cumul UOX déchargés	0	0	48	144	364	556	891	1458	2057	2870
Pu dans UOX déchargés (t.)			0	1	2	2	3	5	5	7
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	0	0	0	0						
Pu dans MOX déchargé										
cumul Pu MOX déchargés (t.)										
besoins en Pu en tonnes									0,4	0,7
Tc UOX retraité moyen GW/Jt						12	12	12	12	12
besoins en retraitement									52	103
tonnes UOX retraités						12	17	54	208	150
cumul t UOX retraités	0	0	0	0	0	12	29	83	291	441
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,12	0,39	1,48	1,07
cumul Pu produit en tonnes	0	1	2	3						
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,21	0,59	1,71	2,04
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,76	16,66	52,93	203,87	147,02
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	0	0	0	0	0	12	28	81	285	432
déchets B-CE en m3/t d'U retraité						0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,16	11,56	36,72	141,44	102,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité						0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	9,35	29,70	114,40	82,50
cumul déchets B conditionnés en m3	0	0	0	0	0	15	36	102	358	542
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	0,66	2,08	8,02	5,78
cumul déchets C en conteneur	0	0	0	0	0	2	6	16	56	85
UOX entreposés	0	0	48	96	221	179	318	513	391	663
cumul UOX entreposés	0	0	48	144	364	544	862	1375	1766	2429
Pu dans UOX entreposés (t.)										
stock Pu-Am non séparé en t										
cumul TWh	1	15	38	84	177	273	405	582	795	1039

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 1987 à 1996

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
P brute 1/1/année	43,656	48,698	51,424	51,424	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	5,0	2,7	0,0	4,1	1,4	1,4	1,4	0,0	0,0	1,5
P brute 31/12/année	48,7	51,4	51,4	55,5	56,9	58,3	59,6	59,6	59,6	61,2
Kp en %	66,1%	60,8%	65,4%	65,0%	66,1%	65,8%	71,0%	68,6%	72,1%	74,5%
Prod TWh	255,5	262,5	293,5	305,6	325,9	335,9	366,5	358,5	376,8	393,8
nb de tranches mixées	1	2	4	5	5	5	7	7	9	
teneur moyenne Pu MOX	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,3%
teneur moyenne Pu MOX irradié				3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
Tc UOX moyen	31	33	34	35	36	37	38	39	40	40
Tc MOX moyen										
enrichissement moyen UOX chargés	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
besoins en Unat (t)	7990	5883	8556	9402	7862	8838	9313	8554	8466	9426
cumul besoins en Unat (kt)	43	48	57	66	74	83	92	101	109	119
besoins en enrichissement (MUTS)	5,28	3,92	5,74	6,36	5,36	6,07	6,39	5,91	5,85	6,56
cumul enrichissement (UTS)	26,87	30,79	36,53	42,89	48,25	54,32	60,71	66,62	72,47	79,03
tonnes UOX chargés	1229	886	1262	1359	1114	1228	1294	1166	1154	1261
cumul UOX chargés	7315	8201	9463	10822	11936	13164	14458	15624	16778	18039
tonnes MOX chargés	7	15	22	26	22	37	26	40	26	40
besoins en U appauvri	7	14	21	24	21	35	24	38	24	38
cumul MOX chargés	7	22	44	70	92	129	155	195	221	261
cumul U appauvri entreposé	35197	40180	47453	55472	62199	69774	77769	85118	92405	100532
tonnes UOX déchargés	849	814	996	916	1137	1091	1120	1130	1169	1128
cumul UOX déchargés	3719	4533	5529	6445	7582	8673	9793	10923	12092	13220
Pu dans UOX déchargés (t.)	8	8	10	9	11	1	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	0	0	0	7	15	22	26	22	37	26
cumul t MOX déchargés	0	0	0	7	22	44	70	92	129	155
Pu dans MOX déchargé				0,3	0,6	0,8	1,0	0,8	1,4	1,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	0	1	2	3	3	5	6			
besoins en Pu en tonnes	1,1	1,3	1,1	1,8	1,3	2,0	1,3	2,1	4,1	6,2
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	12	12	24	24	24	24	24	33	33	33
besoins en retraitement	155	181	128	214	150	235	150	221	422	644
tonnes UOX retraités	232	237	399	300	170	220	354	576	758	850
cumul t UOX retraités	573	910	1309	1609	1779	1999	2353	2929	3687	4537
Pu produit en tonnes	1,66	1,69	3,43	2,58	1,46	1,89	3,04	5,58	7,35	8,24
cumul Pu produit en tonnes	5	6	10	13	14	16	19	24	32	40
stock de Pu séparé	2,59	3,00	5,32	6,06	6,24	6,10	7,86	11,30	14,55	16,55
URT séparé	227,39	232,29	385,42	289,79	164,21	212,51	341,95	550,27	724,14	812,03
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	660	892	1277	1567	1731	1944	2286	2836	3560	4372
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
déchets B-CE conditionnés en m3	157,76	161,16	271,32	204,00	115,60	149,60	240,72	391,68	515,44	578,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
autres déchets B conditionnés en m3	127,60	130,35	219,45	165,00	93,50	121,00	194,70	316,80	416,90	467,50
cumul déchets B conditionnés en m3	828	1119	1610	179	2188	2459	2894	3603	4535	5581
déchets C produits en m3	8,94	9,14	30,76	23,13	13,11	16,96	27,29	61,06	80,35	90,10
cumul déchets C en conteneur	130	175	329	445	510	595	732	1037	1439	1889
UOX entreposés	617	577	597	616	967	871	766	554	411	278
cumul UOX entreposés	3046	3623	4220	4836	5803	6674	7440	7994	8405	8683
Pu dans UOX entreposés (t)										
stock Pu+Am non séparé en t										
cumul TWh	1295	1557	1850	2156	2482	2818	3184	3543	3920	4313

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 1997 à 2006

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
P brute 1/1/année	61,2	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Couplage GWe	3,0	0,0	1,5	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,2	64,2	65,7	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Kp en %	72,5%	68,9%	69,0%	69,0%	69,5%	70,0%	70,5%	71,0%	71,5%	72,0%
Prod TWh	395,5	387,6	390	397	400	403	406	409	412	414
nb de tranches mixées	15	17	19	20	22	22	24	24	26	28
teneur moyenne Pu Mox	5,3%	5,3%	6,0%	6,0%	6,5%	6,5%	7,1%	7,1%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	3,8%	3,8%	4,1%	4,1%	4,1%	4,4%	4,4%	4,7%	4,7%	5,0%
nb assemblages MOX / recharge	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12
Tc UOX moyen	41	41	42	42	42	43	44	45	45	45
Tc MOX moyen					36	36	36	36	36	37
enrichissement moyen UOX chargés	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,1
besoins en Unat (t)	10510	8739	8376	8496	8633	8493	8284	8157	8427	8551
cumul besoins en Unat (kt)	129	138	146	155	164	172	180	189	197	205
besoins en enrichissement (MUTS)	7,31	6,08	5,86	5,99	6,12	6,02	5,87	5,78	6,04	6,16
cumul enrichissement (UTS)	86,34	92,42	98,29	104,27	110,39	116,41	122,28	128,06	134,10	140,27
tonnes UOX chargés	1406	1169	1100	1096	1094	1076	1050	1033	1031	1029
cumul UOX chargés	19445	20614	21714	22810	23903	24980	26029	27063	28094	29123
tonnes MOX chargés	77	118	107	88	127	128	140	141	154	163
besoins en U appauvri	73	112	100	83	119	119	130	131	141	149
cumul MOX chargés	339	456	563	651	778	906	1046	1188	1342	1505
cumul U appauvri entreposé	109564	117022	124197	131514	138935	146233	153337	160329	167583	174957
tonnes UOX déchargés	1185	1061	1154	1261	1406	1169	1100	1096	1094	1076
cumul UOX déchargés	14405	15466	16620	17881	19287	20456	21556	22651	23745	24821
Pu dans UOX déchargés (t.)	13	11	12	14	15	13	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	40	26	40	77	118	107	88	127	128	140
cumul t MOX déchargés	195	221	261	339	456	563	651	778	906	1046
Pu dans MOX déchargé	1,5	1,0	1,7	3,2	4,8	4,7	3,9	6,0	6,0	7,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	7	8	10	13	18	23	27	33	39	46
besoins en Pu en tonnes	6,4	5,3	8,2	8,3	9,9	10,0	13,3	14,1	13,8	13,5
Tc UOX retraité moyen GW/t	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39
besoins en retraitement	660	547	850	856	976	971	1279	1334	1308	1283
tonnes UOX retraités	850	811	849	850	850	1000	1000	1200	1200	1200
cumul t UOX retraités	5387	6198	7047	7897	8747	9747	10747	11747	12947	14147
Pu produit en tonnes	8,24	7,86	8,23	8,24	8,35	9,94	10,06	10,18	12,37	12,51
cumul Pu produit en tonnes	48	56	64	73	81	91	101	111	124	136
stock de Pu séparé	18,39	20,96	20,94	20,88	19,29	19,22	15,94	12,05	10,62	9,59
URT séparé	812,03	774,77	811,07	812,03	811,02	952,96	951,78	950,60	1139,30	1137,88
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	5184	5959	6770	7582	8393	9346	10298	11248	12388	13526
déchets B-CE en m3/t d'U retraité				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
déchets B-CE conditionnés en m3				456,96	115,60	136,00	136,00	136,00	163,20	163,20
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,30	0,30
autres déchets B conditionnés en m3	467,50	446,05	466,95	467,50	467,50	550,00	550,00	550,00	360,00	360,00
cumul déchets B conditionnés en m3	6048	6494	6961	7885	8469	9155	9841	10527	11050	11573
déchets C produits en m3	90,10	85,97	89,99	90,10	92,83	112,42	115,64	118,85	146,47	150,33
cumul déchets C en conteneur	2340	2769	3219	3670	4134	4696	5274	5869	6601	7353
UOX entreposés	335	250	305	411	556	169	100	96	-106	-124
cumul UOX entreposés	9018	9268	9573	9984	10540	10709	10809	10904	10798	10674
Pu dans UOX entreposés (t)			99	104	111	114	116	118	118	117
stock Pu-Am non séparé en t				117	129	136	142	150	156	163
cumul TWh	4709	5097	5487	5884	6284	6687	7092	7501	7912	8327

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches à 2007 à 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P brute 1/1/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702
Retrait GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,947
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	65,702	64,755
Kp en %	72,5%	73,0%	73,5%	74,0%	74,5%	75,0%	75,5%	76,0%	76,5%	77,0%
Prod TWh	417	420	423	426	429	432	435	437	440	443
nb de tranches mixées	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
teneur moyenne Pu MOX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MOX irradié	5,0%	6,0%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	45	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Tc MOX moyen	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
enrichissement moyen UOX chargés	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8754	8579	8594	8611	8630	8649	8669	8690	8712	8610
cumul besoins en Unat (kt)	214	223	231	240	249	257	266	275	283	292
besoins en enrichissement (MUTS)	6,34	6,25	6,29	6,33	6,38	6,42	6,46	6,51	6,55	6,47
cumul enrichissement (UTS)	146,61	152,86	159,15	165,48	171,86	178,28	184,74	191,25	197,80	204,28
tonnes UOX chargés	1036	999	985	971	958	946	934	922	911	900
cumul UOX chargés	30159	31158	32142	33114	34072	35018	35951	36873	37784	38685
tonnes MOX chargés	160	157	154	151	148	146	143	141	139	137
besoins en U appauvri	146	143	140	138	135	133	131	129	127	125
cumul MOX chargés	1664	1821	1974	2125	2274	2419	2563	2704	2843	2980
cumul U appauvri entreposé	182529	189966	197435	204938	212473	220043	227647	235286	242960	250544
tonnes UOX déchargés	1050	1033	1031	1029	1036	999	985	971	958	946
cumul UOX déchargés	25871	26904	27935	28964	30000	30999	31984	32955	33913	34859
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
tonnes MOX déchargés	141	154	163	160	157	154	151	148	146	143
cumul t MOX déchargés	1188	1342	1505	1664	1821	1974	2125	2274	2419	2563
Pu dans MOX déchargé	7,1	9,3	10,7	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	9,5
cumul Pu MOX déchargés (t.)	53	62	73	83	94	104	114	123	133	143
besoins en Pu en tonnes	13,3	13,1	12,8	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,7	11,5
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	40	41	42	42	43	44	45	45	45	45
besoins en retraitement	1260	1209	1175	1143	1112	1083	1055	1028	1003	978
tonnes UOX retraités	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1100	1000	1000
cumul t UOX retraités	15347	16547	17747	18947	20147	21347	22547	23647	24647	25647
Pu produit en tonnes	12,66	12,81	12,95	12,95	13,10	13,25	13,39	12,28	11,16	11,16
cumul Pu produit en tonnes	149	162	174	187	201	214	227	239	251	262
stock de Pu séparé	8,96	8,72	8,84	9,18	9,86	10,89	12,26	12,68	12,16	11,81
URT séparé	1136,46	1135,04	1133,62	1133,62	1132,20	1130,79	1129,37	1035,25	941,14	941,14
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	14662	15797	16931	18064	19197	20327	21457	22492	23433	24374
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,14	0,14	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	163,20	163,20	163,20	144,00	144,00	144,00	144,00	132,00	120,00	120,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	360,00	360,00	360,00	180,00	180,00	180,00	180,00	165,00	150,00	150,00
cumul déchets B conditionnés en m3	12096	12619	13143	13467	13791	14115	14439	14736	15006	15276
déchets C produits en m3	154,18	158,04	161,89	161,89	165,75	169,60	173,45	159,00	144,55	144,55
cumul déchets C en conteneur	8124	8914	9723	10533	11361	12209	13077	13872	14594	15317
UOX entreposés	-150	-167	-169	-171	-164	-201	-215	-129	-42	-54
cumul UOX entreposés	10524	10357	10188	10017	9853	9652	9437	9308	9266	9212
Pu dans UOX entreposés (t)	116	115	114	113	112	111	109	109	109	110
stock Pu+Am non séparé en t	169	177	187	196	206	215	223	232	242	252
cumul TWh	8744	9164	9587	10013	10442	10874	11308	11746	12186	12629

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 2017 à 2026

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
P brute 1/1/année	64,755	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638
Retrait GWe	0	0,947	1,37	0,95	1,372	0,947	2,319	0,947	3,27	1,89
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	64,755	63,808	62,436	61,489	60,117	59,17	56,851	55,904	52,638	50,744
Kp en %	77,5%	78,0%	78,5%	79,0%	79,5%	80,0%	80,5%	81,0%	81,5%	82,0%
Prod TWh	440	442	439	432	428	421	417	403	399	378
nb de tranches mixées	28	28	28	28	28	28	27	27	25	24
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	48	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	8372	8278	8193	8044	7956	7802	7750	7449	7434	7023
cumul besoins en Unat (kt)	300	309	317	325	333	341	348	356	363	370
besoins en enrichissement (MUTS)	6,30	6,23	6,16	6,05	5,98	5,87	5,83	5,60	5,59	5,28
cumul enrichissement (UTS)	210,57	216,80	222,96	229,01	234,99	240,86	246,69	252,29	257,88	263,16
tonnes UOX chargés	875	866	857	841	832	816	810	779	777	734
cumul UOX chargés	39560	40426	41283	42124	42956	43772	44582	45361	46139	46873
tonnes MOX chargés	135	133	134	135	136	137	132	133	124	120
besoins en U appauvri	123	122	122	123	124	125	121	122	113	110
cumul MOX chargés	3115	3248	3382	3517	3653	3789	3922	4055	4179	4299
cumul U appauvri entreposé	257918	265209	272423	279503	286503	293364	300182	306731	313274	319453
tonnes UOX déchargés	934	922	911	900	875	866	857	841	832	816
cumul UOX déchargés	35793	36715	37626	38526	39402	40268	41124	41966	42798	43613
Pu dans UOX déchargés (t.)	12	12	12	11	11	11	11	11	11	10
tonnes MOX déchargés	141	139	137	135	133	134	135	136	137	132
cumul t MOX déchargés	2704	2843	2980	3115	3248	3382	3517	3653	3789	3922
Pu dans MOX déchargé	9,5	9,2	9,0	8,9	8,8	8,8	8,9	9,0	9,0	8,7
cumul Pu MOX déchargés (t.)	152	161	170	179	188	197	205	214	223	232
besoins en Pu en tonnes	11,6	11,7	11,7	11,8	11,5	11,5	10,7	10,4	9,6	8,8
Tc UOX retraité moyen GW/t	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
besoins en retraitement	974	971	977	983	954	960	894	864	796	728
tonnes UOX retraités	1000	1000	1000	900	900	900	900	900	600	600
cumul t UOX retraités	26647	27647	28647	29547	30447	31347	32247	33147	33747	34347
Pu produit en tonnes	11,40	11,53	11,65	10,59	10,70	10,81	10,92	11,03	7,43	7,50
cumul Pu produit en tonnes	273	285	296	307	318	328	339	350	358	365
stock de Pu séparé	11,63	11,49	11,41	10,19	9,43	8,72	8,90	9,55	7,41	6,16
URT séparé	938,78	937,59	936,41	841,71	840,64	839,58	838,52	837,45	557,59	556,88
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	25313	26251	27187	28029	28869	29709	30548	31385	31943	32499
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	120,00	120,00	120,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	72,00	72,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	150,00	150,00	150,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	90,00	90,00
cumul déchets B conditionnés en m3	15546	15816	16086	16329	16572	16815	17058	17301	17463	17625
déchets C produits en m3	150,97	154,18	157,39	144,55	147,44	150,33	153,22	156,11	106,00	107,93
cumul déchets C en conteneur	16072	16843	17630	18353	19090	19841	20607	21388	21918	22458
UOX entreposés	66	78	89	0	25	34	43	59	232	216
cumul UOX entreposés	9146	9068	8979	8979	8955	8921	8877	8819	9051	9266
Pu dans UOX entreposés (t)	110	110	110	111	111	111	111	111	114	117
stock Pu-Am non séparé en t	262	271	280	290	299	308	317	325	337	349
cumul TWh	13069	13511	13950	14382	14810	15232	15649	16052	16451	16829

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 2027 à 2036

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
P brute 1/1/année	50,744	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35
Retrait GWe	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	47,478	44,212	40,946	37,68	34,414	31,148	27,882	24,616	21,35	18,084
Kp en %	82,5%	83,0%	83,5%	84,0%	84,5%	85,0%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	367	345	323	301	279	256	233	209	184	160
nb de tranches mixées	22	20	18	16	14	10	5	0	0	0
teneur moyenne Pu MOX	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu MOX irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	6859	6481	6097	5709	5315	5002	4728	4424	3905	3387
cumul besoins en Unat (kt)	377	384	390	395	401	406	410	415	419	422
besoins en enrichissement (MUTS)	5,16	4,87	4,59	4,29	4,00	3,76	3,56	3,33	2,94	2,55
cumul enrichissement (UTS)	268,32	273,19	277,78	282,07	286,07	289,83	293,38	296,71	299,65	302,20
tonnes UOX chargés	717	678	638	597	556	523	494	463	408	354
cumul UOX chargés	47590	48268	48906	49503	50058	50581	51076	51538	51947	52301
tonnes MOX chargés	111	101	92	82	72	52	26	0	0	0
besoins en U appauvri	101	92	84	75	66	47	24	0	0	0
cumul MOX chargés	4410	4511	4602	4684	4756	4808	4834	4834	4834	4834
cumul U appauvri entreposé	325494	331204	336580	341617	346311	350743	354952	358913	362410	365443
tonnes UOX déchargés	810	779	777	734	717	678	638	597	556	523
cumul UOX déchargés	44424	45203	45980	46715	47432	48110	48747	49344	49900	50423
Pu dans UOX déchargés (t)	10	10	10	9	9	8	8	8	7	7
tonnes MOX déchargés	133	124	120	111	101	92	82	72	52	26
cumul t MOX déchargés	4055	4179	4299	4410	4511	4602	4684	4756	4808	4834
Pu dans MOX déchargé	8,8	8,2	7,9	7,3	6,7	6,0	5,4	4,8	3,4	1,7
cumul Pu MOX déchargés (t)	241	249	257	264	271	277	283	287	291	292
besoins en Pu en tonnes	7,9	7,1	6,2	4,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GWJ/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	660	590	519	373	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	600	600	528	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	34947	35547	36075							
Pu produit en tonnes	7,57	7,57	6,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	373	380	387							
stock de Pu séparé	5,82	6,30	6,73	2,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	556,17	556,17	489,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t)	33056	33612	34101							
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	72,00	72,00	63,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	90,00	90,00	79,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	17787	17949	18091							
déchets C produits en m3	109,85	109,85	96,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	23007	23556	24040							
UOX entreposés	210	179	249	734	717	678	638	597	556	523
cumul UOX entreposés	9477	9656	9905	10640	11357	12035	12672	13269	13825	14348
Pu dans UOX entreposés (t)	119	122	125	134	143	152	160	167	174	181
stock Pu+Am non séparé en t	360	371	382	399	414	429	442	455	465	473
cumul TWh	17196	17541	17865	18166	18445	18701	18935	19143	19328	19488

S6 - 45 ans – 28 tranches – 2037 à 2046

	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
P brute 1/1/année	18,084	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,032
Retrait GWe	3,27	2,519	2,319	1,372	0	1,372	1,516	1,372	1,516	0
Couplage GWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P brute 31/12/année	14,818	12,499	10,18	8,808	8,808	7,436	5,92	4,548	3,03	3,03
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	135	111	94	76	66	66	56	44	34	23
nb de tranches mixées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
teneur moyenne Pu Mox	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%	8,7%
teneur moyenne Pu Mox irradié	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
besoins en Unat (t)	2869	2351	1983	1615	1397	1397	1180	939	722	481
cumul besoins en Unat (kt))	425	427	429	431	432	434	435	436	437	437
besoins en enrichissement (MUTS)	2,16	1,77	1,49	1,21	1,05	1,05	0,89	0,71	0,54	0,36
cumul enrichissement (UTS)	304,35	306,12	307,61	308,83	309,88	310,93	311,82	312,52	313,07	313,43
tonnes UOX chargés	300	246	207	169	146	146	123	98	75	50
cumul UOX chargés	52601	52847	53054	53223	53369	53515	53639	53737	53813	53863
tonnes MOX chargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul MOX chargés	4834									
cumul U appauvri entreposé	368012	370117	371893	373339	374591	375842	376898	377739	378385	378816
tonnes UOX déchargés	494	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX déchargés	50917	51380	51788	52143	52443	52689	52896	53065	53211	53357
Pu dans UOX déchargés (t.)	6	5	5	4	4	3	3	2	2	2
tonnes MOX déchargés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t MOX déchargés	4834									
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	292									
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW/t	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul t UOX retraités	36075									
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	387									
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
URT utilisé										
cumul URT entreposé (t.)	34101									
déchets B-CE en m3/t d'U retraité	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m3/t d'U retraité	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m3	18091									
déchets C produits en m3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	24040									
UOX entreposés	494	463	408	354	300	246	207	169	146	146
cumul UOX entreposés	14842	15305	15713	16068	16368	16614	16821	16990	17136	17282
Pu dans UOX entreposés (t)	187	193	198	203	206	210	212	214	216	218
stock Pu-Am non séparé en t	480	485	491	495	499	502	505	507	509	510
cumul TWh	19623	19734	19828	19904	19970	20036	20092	20136	20170	20193

- Annexe 2 - Parc nucléaire actuel -

S6 - 45 ans – 28 tranches – 2047 à 2049

	2047	2048	2049
P brute 1/1/année	3,032	1,516	1,516
Retrait GWe	1,516	0	1,516
Couplage GWe	0	0	0
P brute 31/12/année	1,52	1,52	0,00
Kp en %	85,5%	85,5%	85,5%
Prod TWh	23	11	11
nb de tranches mixées	0	0	0
tenue moyenne Pu MoX	8,7%	8,7%	8,7%
tenue moyenne Pu MoX irradié	6,6%	6,6%	6,6%
nb assemblages MOX / recharge	12	12	12
Tc UOX moyen	57	57	57
Tc MOX moyen	49	49	49
enrichissement moyen UOX chargés			
besoins en Unat (t)			
cumul besoins en Unat (kt)	437	437	437
besoins en enrichissement (MUTS)			
cumul enrichissement (UTS)	313,43	313,43	313,43
tonnes UOX chargés	50	25	25
cumul UOX chargés	53913	53938	53963
tonnes MOX chargés	0	0	0
besoins en U appauvri	0	0	0
cumul MOX chargés	4834	4834	4834
cumul U appauvri entreposé	378766	378741	378715
tonnes UOX déchargés	123	98	75
cumul UOX déchargés	53480	53579	53654
Pu dans UOX déchargés (t.)	2	1	
tonnes MOX déchargés	0	0	0
cumul t MOX déchargés	4834	4834	4834
Pu dans MOX déchargé	0,0	0,0	0,0
cumul Pu MOX déchargés (t.)	292	292	292
besoins en Pu en tonnes	0,0	0,0	0,0
Tc UOX retraité moyen GW.j/t	57	57	57
besoins en retraitement	0	0	0
tonnes UOX retraités	0	0	0
cumul t UOX retraités	36075	36075	36075
Pu produit en tonnes	0,00	0,00	0,00
cumul Pu produit en tonnes	387	387	387
stock de Pu séparé	0,00	0,00	0,00
URT séparé	0,00	0,00	0,00
URT utilisée			
cumul URT entreposé (t.)	34101	34101	34101
déchets B-CE en m ³ /t d'U retraité	0,12	0,12	0,12
déchets B-CE conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
autres déchets B conditionnés en m ³ /t d'U retraité	0,15	0,15	0,15
autres déchets B conditionnés en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets B conditionnés en m³	18091	18091	18091
déchets C produits en m ³	0,00	0,00	0,00
cumul déchets C en conteneur	24040	24040	24040
UOX entreposés	123	98	75
cumul UOX entreposés	17405	17504	17579
Pu dans UOX entreposés (t)	220	221	222
stock Pu+Am non séparé en t	512	513	514
cumul TWh	20215	20227	20238

Chapitre II

BILAN ÉCONOMIQUE DU PARC NUCLÉAIRE ACTUEL

L'objet de cette note est de dresser un bilan économique du parc nucléaire actuel, c'est à dire une analyse des dépenses effectuées ou prévisibles. On a par ailleurs essayé de chiffrer les dépenses futures liées aux autres installations nucléaires en exploitation ou arrêtées.

Ne s'agissant pas d'une analyse financière, nous n'avons pas considéré dans les dépenses :

- les charges financières liées aux emprunts ;
- la rémunération des fonds propres ;
- l'amortissement des investissements ;
- les provisions (dotations, reprises)¹ et les éventuels résultats financiers associés ;
- les charges fiscales associées aux résultats ;
- les charges spécifiques² pesant sur l'opérateur électrique, EDF.

(1) *On a effectué toutefois un recollement entre les provisions effectuées et le montant total des dépenses prévisibles afin de vérifier la bonne adéquation des méthodes de provisionnement.*

(2) *D'une certaine façon, EDF assume un certain nombre d'obligations, souvent à la demande de l'État, son actionnaire unique et en même temps, jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi sur la libéralisation du marché de l'électricité, son régulateur. On peut citer la participation directe et indirecte au financement de l'arrêt de la production charbonnière en France, la participation au financement des voies navigables, l'obligation d'achat de l'électricité produite par des installations de cogénération ou de valorisation des ordures ménagères, le déplafonnement de la taxe professionnelle, etc.*

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Afin de couvrir l'ensemble des dépenses, il est nécessaire d'aller suffisamment loin dans le temps afin de prendre en compte les dépenses liées au démantèlement ou à l'évacuation des déchets ultimes.

Par contre, nous n'avons pas pris en compte dans les dépenses, les charges liées aux retraites des personnes travaillant ou ayant travaillé dans le parc nucléaire. Le système actuel de retraites en vigueur dans l'industrie électrique entraîne un versement annuel par EDF afin d'équilibrer les charges annuelles de retraites. L'engagement total d'EDF au titre du financement du régime de retraite pour l'ensemble des actifs et des retraités n'est pas connu, et a fortiori pour les actifs et les retraités liés à l'exploitation du parc nucléaire.

Sauf indication spécifique, l'ensemble des données économiques sont exprimées en francs constants de 1999 (FF CE 99).

Six scénarios ont été étudiés dans le bilan matières en faisant varier, soit la durée de vie moyenne des réacteurs nucléaires, 41 ou 45 ans, soit les choix dans le domaine du retraitement-recyclage, arrêt du retraitement-recyclage en 2010, poursuite à hauteur de 20 tranches moxées, poursuite à hauteur de 28 tranches moxées :

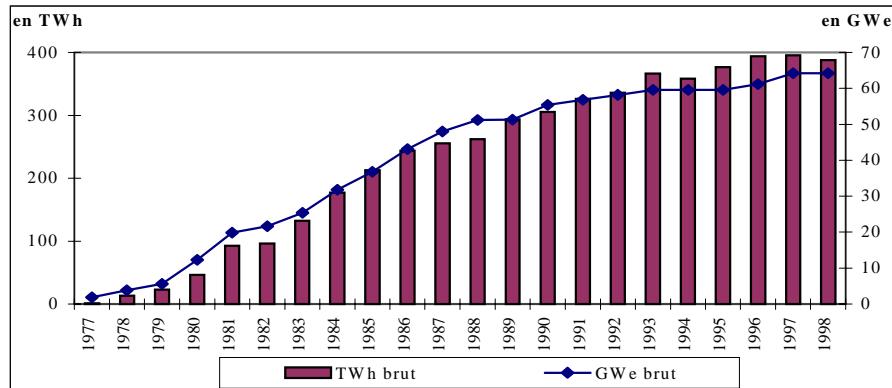
	Arrêt du retraitement en 2010	20 tranches moxées	28 tranches moxées
41 ans	S1	S2	S3
45 ans	S4	S5	S6

1. Examen des dépenses réalisées pour le parc nucléaire actuel (période 1970-1998)

Le graphique ci-dessous résume l'évolution de la puissance en GWe depuis 1977 et la production électrique associée au parc nucléaire actuel.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

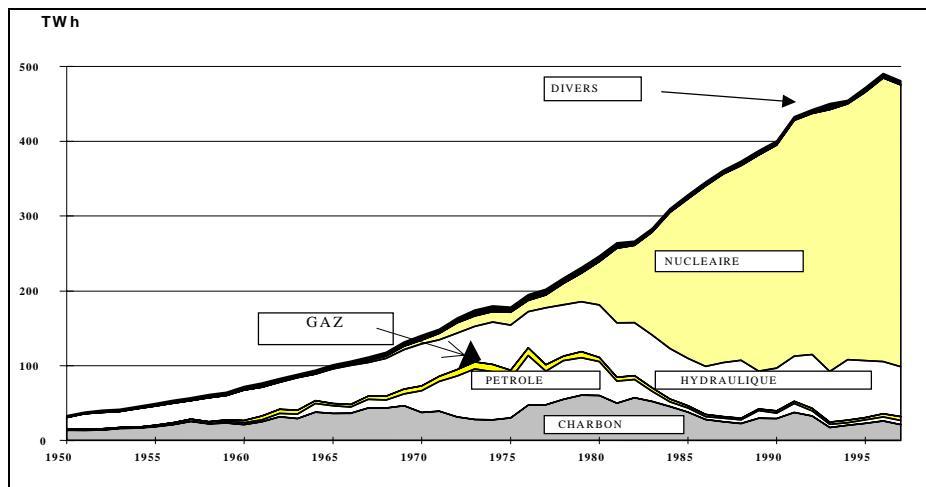
Programme nucléaire français



Référence : Elecnuc

La figure ci-dessous illustre d'une autre façon la forte croissance de la production électrique d'origine nucléaire par rapport aux autres moyens de production.

France : production d'électricité



- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Remarque

Plusieurs réacteurs font l'objet de participations étrangères :

- Fessenheim 1-2 : 17,5 % Badenwerk, consortium suisse¹ 15 % ;
- Tricastin 1-2-3-4 : 12,5 % Electrabel ;
- Bugey 2-3 : 17,5 % Électricité de Laufenburg ;
- Cattenom 1-2 : 5 % Badenwerk ;
- Cattenom 3 : 8 % consortium suisse ;
- Cattenom 4 : 8 % Electricité de Laufenbourg.

L'ensemble représente une puissance cumulée de 1,55 GWe.

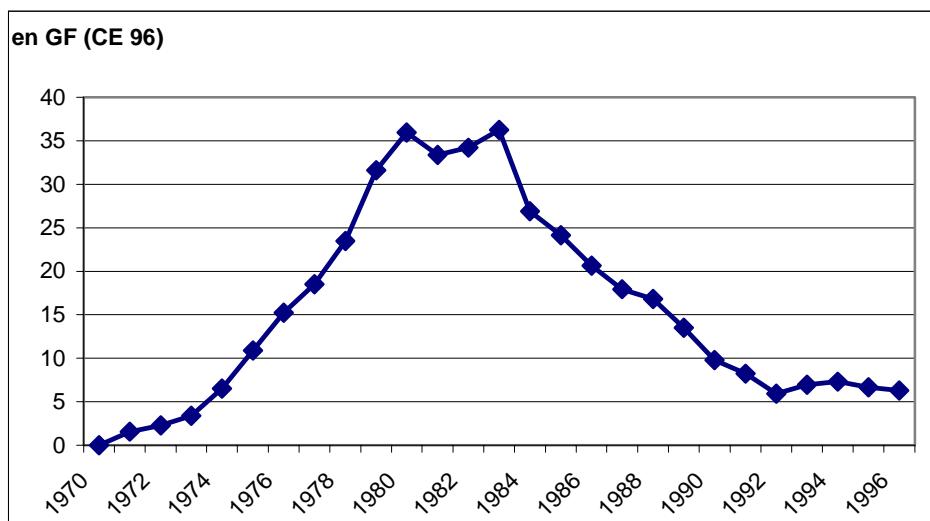
1.1 Investissements

Le graphique ci-dessous représente les investissements liés à la réalisation du parc nucléaire REP de 1971 à 1996².

(1) EOS, NOK et FMB.

(2) On a considéré qu'il s'agissait des dépenses d'investissement d'EDF hors versements effectués par les compagnies étrangères au titre de leur participation dans des réacteurs français.

Investissements nucléaires (1971-1996)
Cumul : 424 GF (CE 96)



Référence : EDF

Le montant total de 424 GF (CE 96) se répartit en 400 GF pour l'investissement et 15 GF au titre des chantiers¹.

Le programme d'investissement sera terminé, dès que les mises en service industriel des 4 derniers réacteurs (Chooz B1, B2, Civaux 1-2²) seront prononcées.

On peut considérer que l'ensemble des investissements liés à la réalisation a représenté un montant de 470 GF.

1.2 Exploitation

Les dépenses d'exploitation se décomposent en :

- dépenses d'exploitation classiques ;

(1) Il s'agit des dépenses réalisées dans le cadre de la procédure « grand chantier » accompagnant la réalisation de chaque réacteur nucléaire.

(2) Le réacteur Civaux-2 a divergé en novembre 1999 et a été couplé en décembre 1999.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

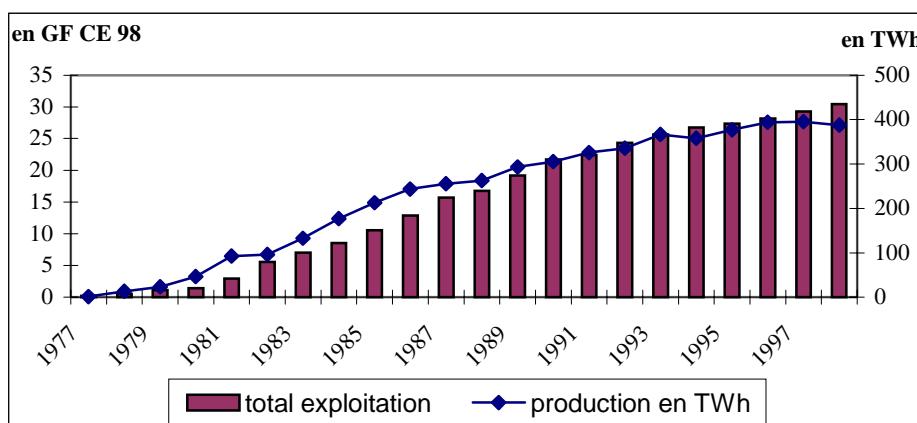
- dépenses liées aux combustibles nucléaires (amont et aval) qui seront traitées dans le paragraphe 1-3 ;
- dépenses liées à des investissements de jouvence ou de maintenance, qui seront traitées dans le paragraphe 2-2.

Concernant les dépenses d'exploitation classiques, les données fournies par EDF comprennent :

- les dépenses directes ;
- les dépenses indirectes regroupant :
 - les charges complémentaires d'exploitation ;
 - la contribution aux dépenses centrales ;
 - la contribution aux dépenses de recherche.

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des dépenses d'exploitation, en y incluant les dépenses d'investissement réalisées dans le cadre de l'exploitation, ainsi que l'évolution de la production électrique.

Evolution des dépenses d'exploitation et de la production électrique d'origine nucléaire



Référence : EDF

Les deux courbes sont effectivement corrélées. Par ailleurs, il est intéressant d'étudier les dépenses d'exploitation par kWh produit. En effet, la part variable dans les dépenses d'exploitation par kWh est théoriquement faible. Dans l'étude

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

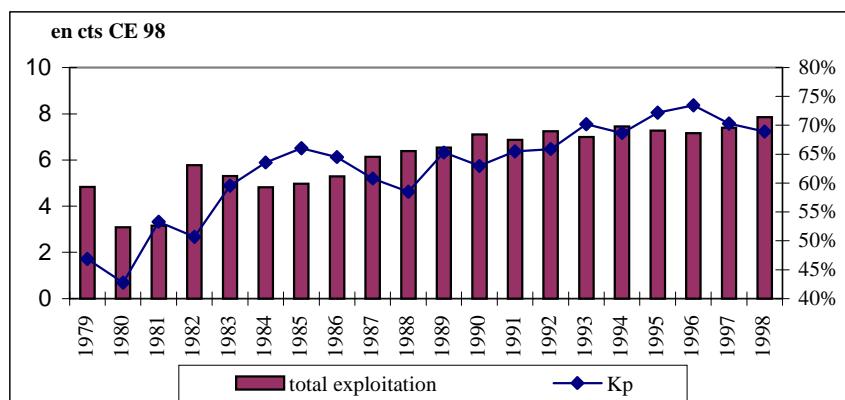
DIGEC¹ 97, figure l'indication suivante : « *dans ces conditions, on aboutit à des dépenses directes d'exploitation de 190 F/kW/an + 0,5 centime/kWh pour le palier N4. Cette estimation intègre un poste de maintenance exceptionnelle (dépenses génériques et aléas) estimé à partir de la chronique des dépenses correspondantes pour le palier 1 300 MW. Comme pour les autres filières, on prend également en compte des frais généraux estimés forfaitairement à 10 % des dépenses directes d'exploitation* ».

D'après les informations fournies par EDF, le pourcentage des frais généraux (dont la définition semble variable suivant les années) serait de l'ordre de 15 %.

En considérant un coefficient de production de 70 % correspondant à la valeur actuelle, on arrive à un coût économique d'exploitation de 3,6 centimes par kWh en coût actualisé (5 ou 8 %). Or, lorsqu'on calcule les dépenses d'exploitation réelles par kWh, le résultat est relativement éloigné, puisqu'on obtient un coût comptable de 7 centimes et les probables écarts de périmètres ne suffisent pas à expliquer cette différence. Il faut noter que la valeur de part fixe des dépenses d'exploitation mentionnée dans l'étude DIGEC 97 correspond à une valeur cible dans le cas d'un réacteur N4 mis en service à partir de 2005.

Le graphique ci-dessous illustre la relation entre l'évolution des dépenses d'exploitation en centimes par kWh et l'évolution du coefficient de production.

Corrélation des dépenses d'exploitation avec le coefficient de production



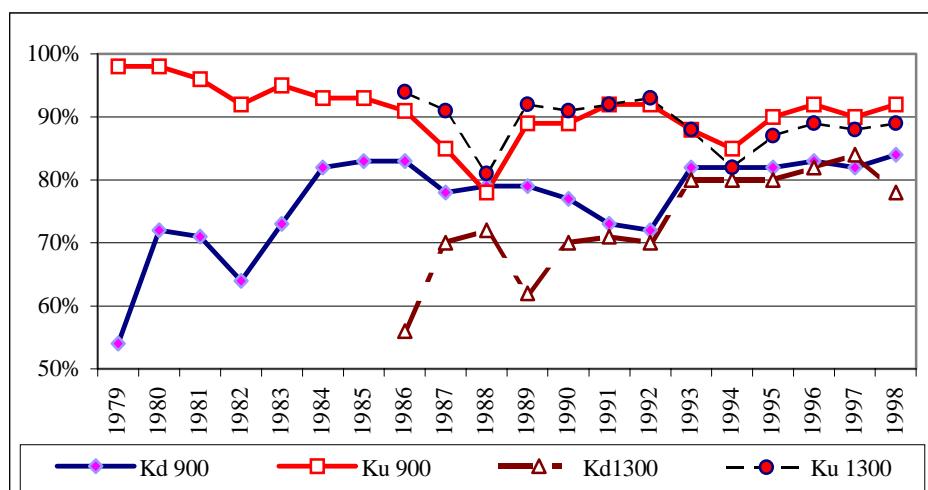
(1) *Les coûts de référence de la production électrique, DIGEC, Secrétariat d'État à l'Industrie 1997.*

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

On retrouve le lien entre l'évolution du Kp¹ et l'évolution des dépenses d'exploitation : typiquement pour les années 84-86, lorsque le Kp s'améliore, le coût par kWh s'améliore aussi. Néanmoins, une dérive assez nette des coûts d'exploitation a eu lieu pendant les années 1987-1992 correspondant par ailleurs à une baisse importante de la disponibilité des centrales nucléaires.

Le graphique ci-dessous rappelle les évolutions des coefficients de disponibilité et d'utilisation du parc nucléaire actuel, en distinguant les réacteurs 900 et 1 300 MWe (hors N4).

Historique des Kd, Ku des 900 et 1 300 MWe



On retrouve plusieurs effets :

- un effet lié à la surcapacité de production, problème apparu vers 1985 et qui continue encore, le coefficient d'utilisation n'ayant toujours pas retrouvé ses valeurs du début des années quatre-vingt ;
- une disponibilité des 1 300 MWe d'abord inférieure de 10 points à celle des 900 MWe, puis une dégradation de la disponibilité des 900 MWe pendant

(1) Kp : coefficient de production. Il exprime le fonctionnement réel du réacteur : c'est le ratio entre l'énergie réellement produite pendant une durée considérée sur l'énergie qui aurait été produite si le réacteur avait fonctionné à pleine puissance pendant la même durée (Cf. fiche n° 3).

- les années 1990-1992 (avec simultanément une amélioration du coefficient d'utilisation) ;
- une amélioration de la disponibilité des réacteurs, avec un coefficient d'utilisation restant moyen.

Ces effets sont également perceptibles sur le graphique corrélant les dépenses d'exploitation par kWh et le coefficient de production.

1.3 Combustibles

Concernant les dépenses de combustibles nucléaires, le graphique suivant représente l'évolution depuis 1977 des dépenses liées à la partie amont (uranium naturel, conversion, enrichissement, fabrication) et aval (retraitement, déchets).

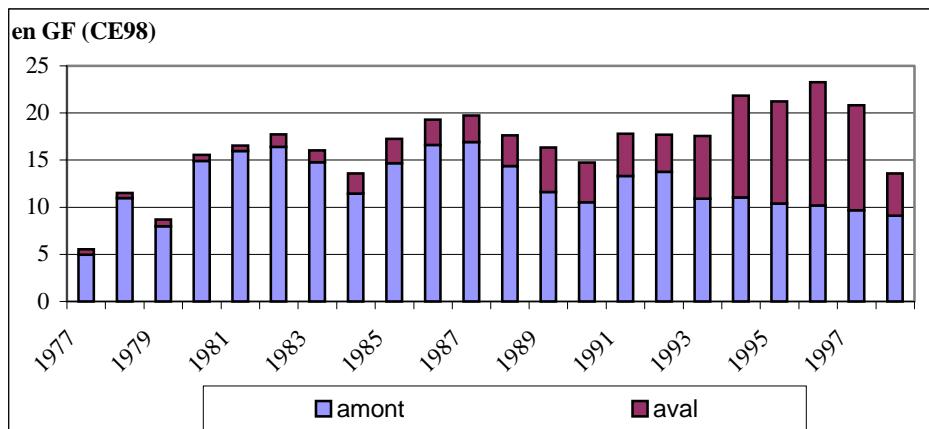
En cumulé, sur la période cela représente une dépense de 364 GF (CE98), dont 271 pour l'amont et 93 pour l'aval, pour une production de 5,0 PWh¹ soit un coût comptable moyen de 7,1 centimes/kWh. Il est toutefois difficile d'appréhender la validité de ce chiffre, compte tenu :

- du différentiel de temps entre une dépense et la production du kWh aussi bien en positif qu'en négatif ;
- des clauses commerciales contenues dans les contrats d'EDF avec ses fournisseurs anticipant ou décalant certains paiements ;
- de l'amélioration des performances du combustible nucléaire (augmentation du taux de combustion cf. fiche n° 6).

(1) 1 PWh = 10^{12} kWh.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Dépenses de combustibles nucléaires



Dans l'exercice DIGEC 97, le coût économique actualisé du combustible varie entre 4,2 et 4,8 centimes par kWh suivant le taux de change, le prix de l'uranium naturel et le taux d'actualisation (5 et 8 %). La comparaison avec le chiffre mentionné ci-dessus est difficile car, compte tenu du mode de calcul, les dépenses de fin de cycle sont minorées du fait de l'actualisation.

1.4 Provisions effectuées

Comme on l'a signalé dans le préambule, les provisions constituées ne sont pas comptées dans le bilan comptable.

Provisions pour fin de cycle

Le tableau ci-après résume l'évolution des provisions pour la fin de cycle des combustibles nucléaires depuis 1985. Les provisions liées aux combustibles nucléaires UNGG sont incluses (retraitement jusqu'en 1997, date d'arrêt de l'usine de retraitement UP1, déchets issus du retraitement de ces combustibles). Les fortes variations constatées sur le poste retraitement ces dernières années correspondent à l'augmentation des volumes de combustibles irradiés retraités depuis la mise en service de l'usine de retraitement UP2-800 en 1994. Cela entraîne une reprise importante des provisions sur la ligne retraitement et bien entendu l'augmentation importante des dépenses et un remboursement anticipé de la part d'EDF.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

En GF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Dotations				9,90	9,81	9,43	14,24	15,75	19,58	14,71	19,96	14,22	20,94	14,47	12,79
Reprises				5,92	3,99	3,72	3,83	3,69	6,25	11,23	17,05	14,97	17,99	7,91	5,90
Variation	5,5	5,1	5,9	4,0	5,8	5,7	10,4	12,1	13,3	3,5	2,9	- 0,7	2,9	6,6	2,92
Total	24,9	30,0	35,9	39,9	45,7	51,4	64,2	76,3	89,6	93,1	96,0	95,2	98,2	108,9	118,7
Retraitem- ment							48,7	59,1	62,2	64,2	66,3	62,8	62,5	67,1	73,4
<i>Dont UNGG</i>							3,7	3,4	2,9	2,3	1,6	0,8	0,1	0,1	0,1
Déchets							13,1	14,8	23,4	24,4	27,6	29,1	31,1	30,3	29,9
Autres							2,4	2,4	4,0	4,5	2,1	3,4	4,6	11,4	15,4

(Rapports annuels EDF)

La ligne « autres » regroupe diverses provisions comme la provision liée à la quote-part EDF pour l'assainissement et le démantèlement de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule ou la dépréciation du cœur non irradié en fin de vie, etc. Il faut noter que des changements de règles comptables sont intervenus, comme :

- en 1990-1991 un changement dans la ligne « fin de cycle ». La provision passe de 51,4 à 53,8 GF du 31/12/90 au 1/1/1991 (diminution simultanée d'une ligne « autres ») ;
- en 1991 l'attribution d'une valeur nulle au plutonium contenu dans le combustible irradié tant qu'il n'est pas recyclé ;
- en 1997 la même chose pour l'uranium de retraitement ;
- en 1998 le transfert de la quote-part d'EDF dans le démantèlement de l'usine UP1, de la ligne « provisions pour participation à l'assainissement et au démantèlement d'installations propriétés de tiers » vers la ligne « fin de cycle des combustibles nucléaires » pour un montant de 4,086 GF au 31/12/1999.

Les provisions comprennent également la provision pour la fin de cycle du combustible issu du réacteur Superphénix et également celle liée au retraitement du combustible du réacteur Chooz-A transférée à EDF lors de l'arrêt de la SENA¹.

(1) cf. fiche n° 1.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Provisions pour démantèlement

La fiche n° 5 décrit la méthodologie retenue par EDF pour les provisions pour le démantèlement futur des réacteurs REP actuels ainsi que la problématique associée. Le tableau ci-dessous résume l'évolution des provisions constituées depuis 1985 (rapports annuels de EDF).

En GF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Dotations				2,12	2,41	2,49	3,56	3,51	3,45	5,03	3,91	3,70	3,82		
Reprises				0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,12	0,14	1,36	0,27	0,34		
Variation	1,45	1,70	1,96	2,10	2,38	2,45	3,50	3,44	3,33	4,90	2,55	3,43	3,48	3,66	10,63
Cumul	5,6	7,3	9,3	11,4	13,7	16,2	19,7	23,12	26,45	31,35	33,9	37,33	40,8	44,46	55,09

Remarques :

Comme pour les provisions pour démantèlement (cf. fiche n° 5), les provisions ainsi constituées ne sont pas actualisées conformément à la réglementation française alors que les reprises sur provisions, en particulier pour le poste stockage définitif des déchets ou démantèlement, n'interviendront qu'avec un grand décalage temporel.

Les dotations croissent avec la puissance nucléaire en service, excepté en cas de prise en compte d'éléments exceptionnels comme en 1994 avec une provision pour le démantèlement des grappes de contrôle. Depuis 1992, elles ne concernent que le parc REP. Depuis 1998, il n'est pas possible de séparer les dotations concernant les centrales nucléaires de celles concernant les centrales thermiques classiques (1 097 GF au 31/12/99). La dotation globale était en 1999 de 4,131 GF et la reprise de 0,575 GF. Le cumul des provisions au 31/12/99 inclut la provision pour le démantèlement du réacteur Superphénix, compte tenu de l'estimation actuelle.

Les reprises sur provisions concernent les dépenses liées au démantèlement des anciens réacteurs .

1.5 Dépenses de recherche et développement

On s'est intéressé aux dépenses de R & D spécifiques aux réacteurs actuels, c'est-à-dire à la filière REP et au cycle du combustible associé. Plusieurs difficultés sont apparues :

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

- un problème de périmètre, certaines recherches ou moyens expérimentaux servant à plusieurs filières de réacteurs ou répondant à des objectifs différents ;
- un problème d'identification des dépenses de R & D dans les comptes annuels ;
- une comptabilisation des dépenses de fin de cycle liées à la R & D.

Il s'avère que la plupart des dépenses de R & D payées par les industriels (EDF, COGEMA, FRAMATOME, ANDRA) sont comptées dans les dépenses d'exploitation ou d'investissements, que ces dépenses soient faites en interne ou en externe. Quelques exemples :

- EDF finance une partie des recherches du CEA. Les dépenses associées figurent, d'une part, dans les dépenses d'exploitation d'EDF, d'autre part, dans le budget du CEA.
- EDF à travers ses achats de combustibles nucléaires (ou de services associés) paie une quote-part des redevances payées par COGEMA au CEA pour l'utilisation de licences de procédés mis au point par le CEA. Ces redevances figurent d'abord, dans les dépenses de combustibles d'EDF, ensuite au niveau de COGEMA en tant que produit d'exploitation et dépense de R & D, et enfin dans le budget du CEA.

Ces difficultés font qu'il est relativement difficile de faire un bilan précis des dépenses de R & D effectuées pour le parc actuel. Pour simplifier, on a considéré que les dépenses de R & D payées par les industriels figuraient dans les dépenses déjà prises en compte. On s'est donc intéressé uniquement aux dépenses de R & D payées par l'État, ce qui revient à étudier les subventions versées par l'État au CEA.

Toutefois, l'examen des données budgétaires issues du CEA rend difficile cet exercice du fait de changements périodiques des règles comptables et des découpages variables entre programmes, d'où des erreurs fréquentes¹. A titre d'exemple, le tableau ci-dessous indique les grandes modifications de la présentation des comptes annuels du CEA depuis 1946.

(1) Par exemple, compter la totalité de la subvention civile en tant que dépense de R & D nucléaire, ou bien, compter la part payée par les industriels (ce qui revient à la compter deux fois). Ce type d'erreurs se retrouve dans un rapport récent comme le rapport INESTENE, *Soutien et subvention de l'État aux énergies en France* (1998).

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

1946 - 1950	1 seul rapport annuel avec l'échéancier en AP, CP ¹ les dépenses sont réparties en dépenses de fonctionnement, acquisitions d'immobilisations et créations d'immobilisations
1951 - 1954	idem
1955 - 1958	données très succinctes, apparition des premières ressources propres en 1957
1959 - 1969	nouvelle présentation budgétaire, données en AP uniquement à partir de 1959, à partir de 1960 séparation des budgets civil et militaire (avec un subtil mélange dans le domaine des matières nucléaires)
1970 - 1975	premières décompositions par secteur d'activité (recherche, armes, production, services communs) ; à partir de 1972 décomposition en matières nucléaires, recherche fondamentale, applications industrielles nucléaires, coopération industrielle non nucléaire, programmes d'intérêt général, programmes d'intérêt commun, secteur militaire
1976 - 1982	transformation de coopération industrielle non nucléaire en diversification puis, à partir de 1979, en innovation et valorisation industrielle représentant les premières données sur les participations industrielles du CEA
1983 - 1984	regroupement des rubriques matières nucléaires et applications énergétiques nucléaires dans la rubrique programmes nucléaires
1986 - 1988	données en CP, décomposition partielle de l'origine des ressources externes
1989 - 1992	séparation de la recherche fondamentale en sciences de la matière et sciences du vivant, séparation des programmes nucléaires en cycle du combustible, réacteurs nucléaires et gestion des déchets, regroupement de l'activité matières nucléaires avec les programmes d'intérêt commun, changement de la dénomination valorisation en technologies avancées. Décomposition fine de chacun de ces axes de recherche ; A partir de 1991, passage aux coûts complets avec incorporation de l'essentiel de la rubrique hors programmes dans les programmes de recherche.
1993 -	certification des comptes du CEA, présentation des dépenses par segment d'activité : réacteurs, cycle, assainissement, sûreté, environnement – biologie – santé, connaissance de la matière, développement technologique, enseignement, information scientifique, coopération, logistique et charges spécifiques. Dépenses en coût complet. Apparition à partir de 1993 de l'engagement, hors bilan CEA, de tout ce qui concerne la fin de cycle.

Compte tenu de ces difficultés, on utilise ici les données issues de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui publie périodiquement les dépenses de R & D des pays de l'OCDE dans le domaine énergétique². La France ayant adhéré tardivement à l'AIE, la dernière édition ne donne pour la France que les données à partir de 1990.

En 1999, la France a envoyé à l'AIE de nouvelles données couvrant la période 1978-1999 selon le découpage de l'AIE pour la R & D nucléaire :

(1) AP autorisations de programmes, CP crédits de paiements.

(2) IEA Energy Technology R & D Statistics 1974-1995 OCDE 1997.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

- 10.1 réacteurs à eau légère ;
- 10.2 autres réacteurs (hors RNR) ;
- 10.3 cycle du combustible nucléaire ;
- 10.4 technologie nucléaire ;
- 10.5 réacteurs à neutrons rapides ;
- 11 fusion.

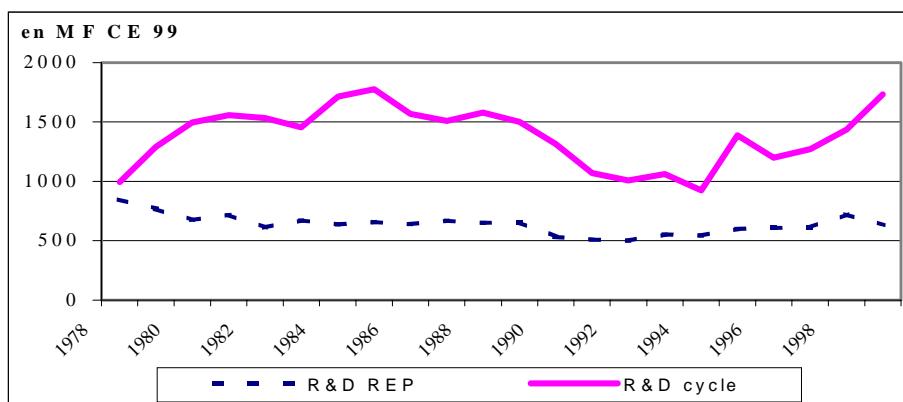
La ligne 10.4 concerne les dépenses de R & D liées à la sûreté nucléaire, la protection de l'homme et de l'environnement, le contrôle des matières nucléaires, le démantèlement (R & D uniquement et non les opérations de démantèlement des installations de R & D).

On a retenu les lignes 10.1 et 10.3 en supposant que l'erreur faite en comptant l'intégralité de la ligne 10.3 était compensée par la non prise en compte de la ligne 10.4. Or la ligne 10.3 comprend, par exemple :

- les recherches menées dans le cadre de la loi du 30/12/1991 sur les déchets nucléaires à vie longue, qui serviront aussi bien pour les déchets civils (REP et non REP) que pour les déchets militaires ;
- les recherches sur l'enrichissement de l'uranium dans le cadre du programme SILVA, serviront essentiellement pour le parc nucléaire futur.

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution des lignes 10.1 et 10.3 fournies à l'AIE.

Evolution des dépenses de R & D et cycle du combustible 1978-1999



- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

En cumulé sur la période 1978-1999, ceci représente une dépense de 14,0 GF pour les REP et 30,4 GF pour le cycle du combustible.

Pour la période antérieure, le budget prévisionnel de la R & D du CEA pour le VI^e Plan (1971-1975) est indiqué dans le rapport de la Commission PEON¹ paru en 1970. Peu de dépenses avaient été effectuées au CEA sur la filière REP antérieurement à 1970, l'essentiel des dépenses ayant été faites pour les réacteurs UNGG (en y incluant le retraitement) et les réacteurs à neutrons rapides.

Il était indiqué les données suivantes exprimées en francs constants 1970 :

Réacteurs		Cycle du combustible	
Réacteurs rapides	820 MF	Enrichissement	463 MF
Réacteurs à eau	253 MF	Autres (dont retraitement)	203 MF
Réacteurs à gaz	300 MF	Frais généraux, sûreté	263 MF
Frais généraux, sûreté	1 101 MF		

En supposant que l'intégralité des dépenses liées aux réacteurs à eau et au cycle du combustible aient été effectuées, et en affectant une part proportionnelle du poste frais généraux, sûreté, on arrive à une dépense de l'ordre de 7,5 GF soit 1,5 GF/an en moyenne.

En résumé, on peut estimer que les dépenses de R & D pour le parc actuel sur la période 1970-1999, ont atteint 55 GF dont 17,5 GF pour les réacteurs et 37,5 GF pour le cycle du combustible².

(1) PEON : Production d'électricité d'origine nucléaire.

(2) A titre de comparaison, le rapport WISE Research and Development Expenditure on Nuclear Issues in France (1960-1996) estime pour la période 1973-1996 à 22,2 GF (CE 99) les dépenses pour les réacteurs REP en y incluant l'aspect sûreté et à 13,5 GF (CE 99) les dépenses pour le retraitement (les recherches sur la séparation isotopique, ayant porté d'abord sur les traitements chimiques puis sur SILVA, ne concernent pas le parc nucléaire actuel au moins jusqu'en 2020).

2. Examen des dépenses prévisibles pour le parc nucléaire actuel (à partir de 1999)

2.1 Démantèlement

On va d'abord rappeler quelques notions. La fermeture et le démantèlement d'un réacteur nucléaire (plus généralement d'une installation nucléaire) est rythmée par les grandes étapes suivantes :

- ADP : arrêt définitif de production ;
- CDE : cessation définitive de production : période qui suit l'ADP, pendant laquelle le combustible nucléaire, les déchets, les effluents sont traités et évacués ;
- MAD : mise à l'arrêt définitif : période qui commence avec la parution d'un décret (un certain recouvrement avec la CDE est possible) et qui se termine généralement avec la libération inconditionnelle du site. Plusieurs niveaux de démantèlement (niveau 1, 2 et 3) sont définis par l'AIEA, le niveau 3 correspondant à la libération inconditionnelle du site.

Sur le plan administratif, les opérations d'ADP et de CDE sont effectuées dans le cadre du décret initial d'autorisation de création de l'installation. Pour la MAD, l'exploitant doit obtenir :

- un décret d'autorisation d'effectuer les opérations de mise à l'arrêt définitif ;
- un décret d'autorisation d'effectuer les travaux de démantèlement ;
- éventuellement, un décret d'autorisation de la nouvelle installation de base d'entreposage (en cas de démantèlement d'un réacteur nucléaire en deux étapes, cf. ci-dessous).

Les coûts du démantèlement ne couvrent que la phase MAD et les coûts liés à la CDE sont traités avec les dépenses d'exploitation.

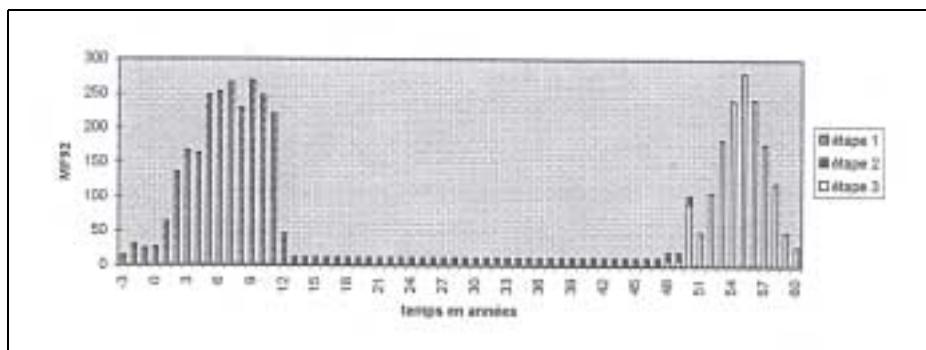
Pour le démantèlement de ses réacteurs nucléaires, EDF propose un calendrier de référence avec 3 étapes :

- étape 1 : du début de la MAD jusqu'à la création de l'INB entreposage (Installation nucléaire de base), qui se substitue à l'INB réacteur, correspondant au niveau 2 de l'AIEA ;

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

- étape 2 : surveillance de l'INB entreposage pendant 40 ans ;
- étape 3 : démantèlement final pour arriver au niveau 3 de l'AIEA.

L'échéancier des opérations et des dépenses a été établi pour le site de référence - Dampierre - comprenant 4 réacteurs d'une puissance nette de 890 MWe. Il est représenté sur le diagramme suivant avec la distinction des différentes étapes.



(MF CE 92 en ordonnées).

Le coût total de la MAD pour ce site est de 1 271 F CE 92/kWe, soit 1 400 F/kWe. Les réacteurs sont supposés s'arrêter par paire avec 2 à 3 ans de décalage entre les deux paires.

La répartition envisagée est la suivante :

Poste	Dépenses (MF CE 92)	en %	Durée
Etape 1	2 219 MF	49,0 %	6 ans depuis l'ADP
Etape 2	431 MF	9,6 %	40 ans
Etape 3	1 464 MF	32,3 %	10 ans
Aléas (10 % des étapes 1 + 2 + 3)	411 MF	9,1 %	
TOTAL	4 525 MF		56 ans

La gestion des déchets produits (majoritairement des déchets TFA et quelques déchets A) représente 30 % du coût total.

D'après les montants annuels des provisions inscrites dans les comptes annuels, il semblerait que la base de calcul soit plutôt 1 700 F/kWe, valeur voisine de celle figurant dans le dernier exercice DIGEC (1 640 F CE 95/kWe). L'écart entre les deux valeurs vient probablement de la prise en compte de la spécificité

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

de chaque site (type de réacteur, réfrigération, localisation) et des corrections apportées depuis 1992 (évolution des coûts unitaires des différents postes).

Généralement, on exprime le coût du démantèlement en pourcentage du coût complet d'investissement, d'où le pourcentage de 15 %. Cette définition, en dehors de son aspect « pratique », pose des problèmes méthodologiques car on mélange ainsi un coût actualisé avec prise en compte des intérêts intercalaires, avec un coût non actualisé. Il vaudrait mieux utiliser la notion de pourcentage du coût de construction, voire même du coût de construction du bâtiment réacteur, soit 45 % environ.

On utilise la notion de barycentre des dépenses. B, exprimé en années, représente le nombre d'années depuis la MAD permettant de vérifier l'égalité suivante.

$$\sum_{i=0}^N Di = \sum_{i=0}^N \frac{Di}{(1 + \tau)^{i-B}}$$

avec :

Di : dépenses de l'année i

N : durée totale de la MAD

τ : taux d'actualisation

B : année correspondant au barycentre des dépenses

Avec un taux d'actualisation de 8 %, le barycentre des dépenses a lieu 10 à 11 ans après le début de la MAD. En prenant un taux d'actualisation nul, B serait égal à 25 ans environ. Ensuite, la date B est utilisée dans le calcul du coût économique du démantèlement selon la formule suivante :

$$\text{coût économique du démantèlement actualisé} = \frac{\sum_{i=0}^N Di}{(1 + \tau)^{D+B}}$$

D : durée de vie prévisionnelle du réacteur.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Avec un taux d'actualisation de 8 %, on arrive à un coût de 76 F/kWe pour une dépense totale de 1 640 F/kWe supposée intervenir 10 ans après le début de la MAD.

Remarque

On s'est intéressé à un scénario alternatif de démantèlement immédiat, c'est-à-dire au passage au niveau 3 sans la phase d'entreposage. Ce scénario génère une quantité de déchets plus importante et nécessite des précautions supplémentaires pour le personnel intervenant sur le chantier du démantèlement.

D'après les premières informations en notre possession, le surcoût envisagé serait de l'ordre de 15 % (écart constaté pour EL4 entre le scénario de référence et le scénario de démantèlement immédiat). En supposant cette valeur correcte pour le cas d'un site comme Dampierre, on arriverait à la répartition suivante.

EN MF CE 92	Référence	Immédiat	Ecart
Etape 1	2 219	2 219	0
Etape 2	431	0	- 431
Etape 3	1 464	2 514	+ 1 050
Aléas (10 % des étapes 1 + 2 + 3)	411	472	+ 61
TOTAL	4 525 MF	5 205 MF	+ 679 MF

Le coût de l'étape 3 serait augmenté de 72 %, augmentation compensée partiellement par l'annulation de l'étape 2. Le barycentre des dépenses serait approximativement de 6 ans, en supposant que les durées des étapes 1 et 3 ne changent pas.

En résumé, pour déterminer l'échéancier de paiement, on a tenu compte :

- des hypothèses quant à la durée de vie du parc actuel, 41 et 45 ans en moyenne ;
- des choix faits pour la réalisation des opérations de démantèlement : immédiat ou étalé ;
- de l'échéancier des dépenses entre les différentes étapes.

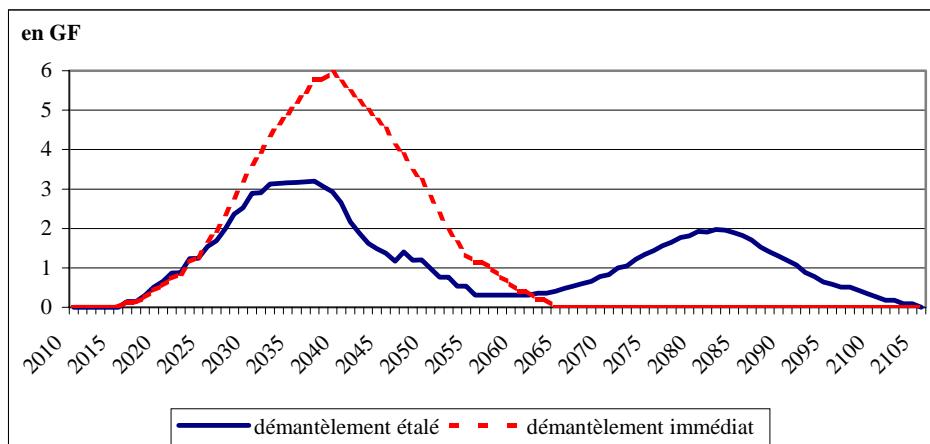
Pour simplifier, on a supposé :

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

- pour un démantèlement immédiat, une dépense de 1 955 F/kWe répartie de façon uniforme sur 15 ans ;
- pour un démantèlement décalé, une dépense de 1 700 F/kWe répartie ainsi (le poste aléas étant réparti sur les 3 étapes) :
 - étape 1 : 935 F/kWe répartis de façon uniforme sur 6 ans ;
 - étape 2 : 187 F/kWe répartis de façon uniforme sur 40 ans ;
 - étape 3 : 578 F/kWe répartis de façon uniforme sur 10 ans.

La figure ci-dessous représente l'échéancier des dépenses annuelles de démantèlement immédiat ou décalé dans le cas d'une durée de vie moyenne de 45 ans (pour 41 ans, on a un décalage moyen de 4 ans sur les courbes).

**Comparaison des dépenses annuelles
(45 ans durée de vie)**



En cumulé, les dépenses de démantèlement sont de 112 GF pour le scénario décalé et 128 GF pour le scénario immédiat.

2.2 Exploitation – post-exploitation - jouvence

Exploitation

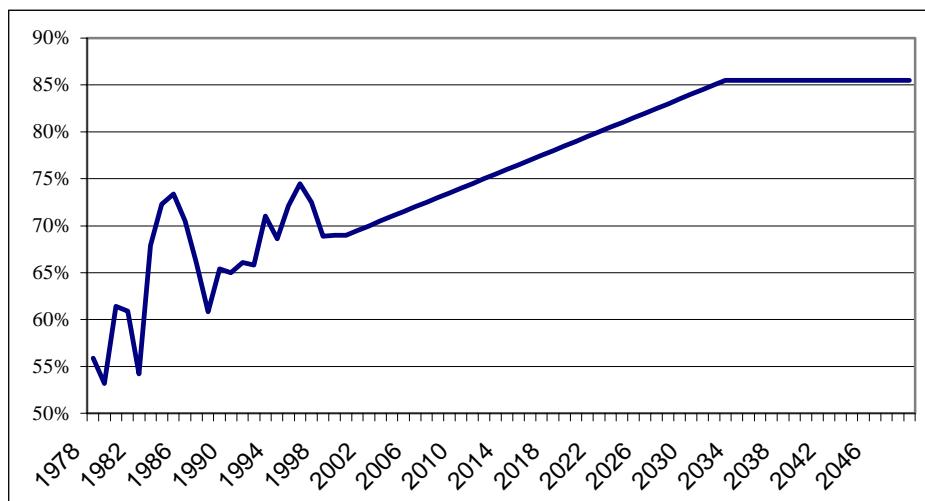
On va déterminer les coûts d'exploitation à partir des coûts comptables constatés sur la période 1977-1998. Le coût d'exploitation, hors investissements qu'on traitera dans le poste jouvence, est de 7 centimes par kWh.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

On a supposé :

- une amélioration lente mais significative du coefficient de production ;
- une amélioration de la disponibilité ;
- des gains liés à l'augmentation du taux de combustion avec la possibilité de réaliser des campagnes longues.

Prévision d'évolution du coefficient de production



Compte tenu de l'expérience des parcs nucléaires étrangers, en particulier aux États-Unis, on a supposé une baisse progressive des coûts d'exploitation de 30 % sur 10 ans pour revenir aux coûts d'exploitation obtenus au milieu des années 1980, soit 5 centimes par kWh. En cumulé, le poste exploitation atteint respectivement 711 GF pour 41 ans et 816 GF pour 45 ans.

Frais de post-exploitation

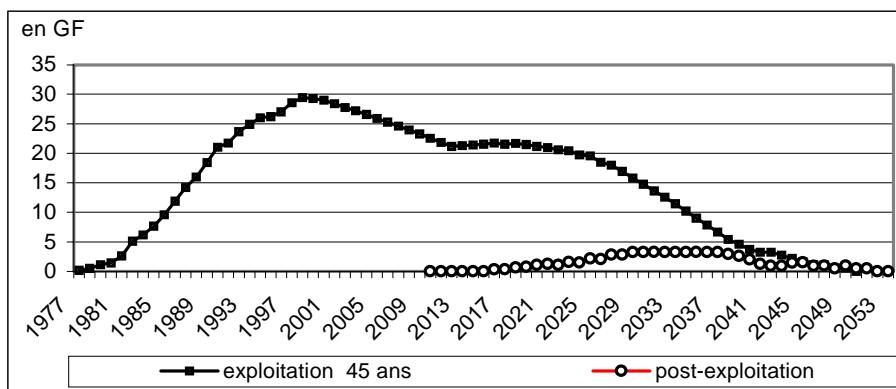
Comme on l'a signalé dans le bilan matières, la phase de cessation définitive est considérée comme de la post-exploitation au moment de l'arrêt définitif de production. En l'absence de données¹, on a considéré que cela représentait 80 % des frais d'exploitation, soit 1 GF par GWe sur trois ans, soit 65 GF pour

(1) La référence du coût de post-exploitation pour SuperPhénix, 3 GF, est difficilement utilisable en raison de la durée de la CDE liée en particulier à la neutralisation du sodium.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

la totalité du parc actuel. Le graphique ci-dessous donne l'évolution des dépenses annuelles d'exploitation et de post-exploitation dans le cas d'une durée de vie moyenne de 45 ans.

Évolution des dépenses d'exploitation et de post-exploitation (45 ans de durée de vie)



Jouvence

Par jouvence, on entend les opérations lourdes présentant un caractère exceptionnel comme le changement de générateur de vapeur ou le remplacement des couvercles de cuves. Dans le futur, les opérations de jouvence pourraient porter aussi sur le contrôle-commande, la partie électrique, etc. Pour la période 1977-1998, ces dépenses représentent en cumulé 18,1 GF (inclus dans les dépenses d'exploitation) : elles comprennent entre autres 7 changements de générateurs de vapeur.

Pour notre simulation, on a supposé que tous les dix ans les réacteurs faisaient l'objet d'une rénovation lourde avec une répartition variable suivant l'âge du réacteur.

- 10 ans : 300 MF/GWe
- 20 ans : 600 MF/GWe
- 30 ans : 600 MF/GWe
- 40 ans : 500 MF/GWe¹

(1) Uniquement pour les réacteurs atteignant 45 ou 50 ans de durée de vie.

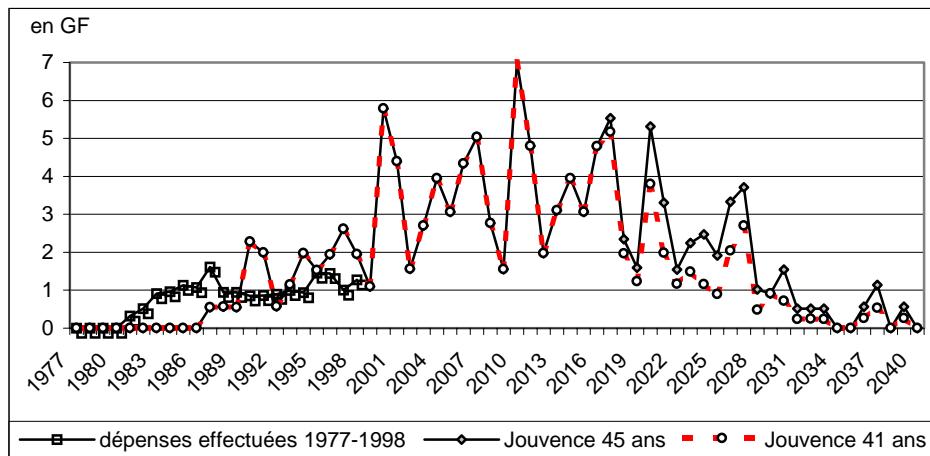
- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Ceci conduirait à une dépense de jouvence de 1,8 GF pour un réacteur 900 MWe, 2,6 GF pour un réacteur 1 300 MWe et 3 GF pour un réacteur N4¹. Le tableau ci-après rappelle les hypothèses prises quant à la durée de vie du parc actuel et le coût total pour le poste jouvence.

	35 ans	40 ans	45 ans	50 ans	Jouvence
41 ans moyen	15 %	50 %	35 %	0 %	109 GF
45 ans moyen	5 %	20 %	45 %	30 %	122 GF

Le graphique ci-dessous montre l'évolution envisagée des dépenses annuelles de jouvence ainsi que celles déjà réalisées. Notre méthode conduit à une dépense sur la période 1977-1998 de 17,7 GF au lieu de 18,1 GF, avec toutefois des différences temporelles.

Simulation des dépenses annuelles de jouvence



2.3 Combustibles

On va séparer le poste combustible en trois parties : amont, aval et déchets ultimes.

(1) Ce coût total est probablement pessimiste. A titre de comparaison, une opération lourde comme un changement de générateur revient à 500 MF pour un réacteur 900 MWe.

Amont

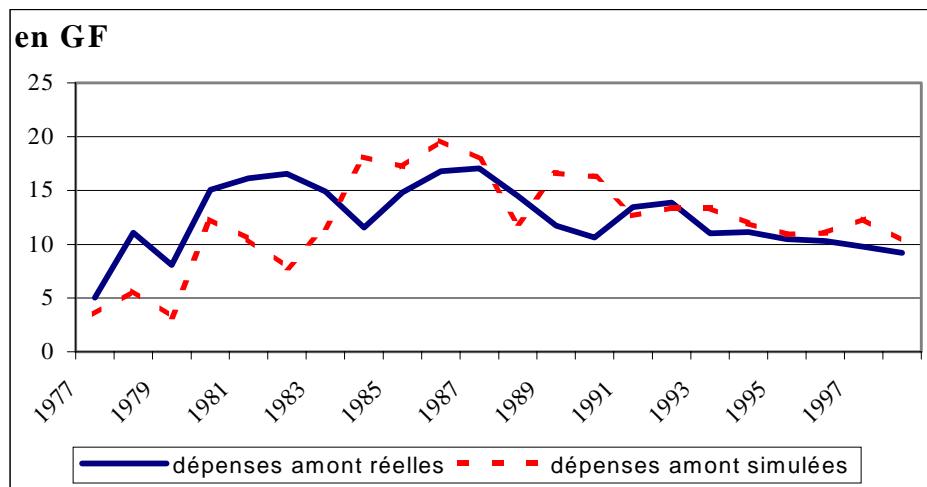
Le cycle amont comprend quatre postes principaux :

- uranium naturel
- conversion
- enrichissement
- fabrication du combustible UOX

Les différentes étapes de transport sont incluses dans ces postes.

Dans un premier temps, on a cherché à connaître l'évolution des coûts unitaires correspondants aux différents postes en fonction des dépenses constatées sur la période 1977-1998. On a utilisé les prix de l'uranium et de la conversion constatés sur le long terme. Pour le poste fabrication, on a supposé une quasi-stabilité des coûts. Enfin, en prenant un prix de l'UTS de 1 000 F, valeur relativement différente de celle constatée actuellement sur le marché spot, on arrive à un écart inférieur à 5 GF, par rapport aux dépenses réelles (270 GF).

**Amont du cycle du combustible
Comparaison dépenses réelles
dépenses simulées pour l'amont du cycle**

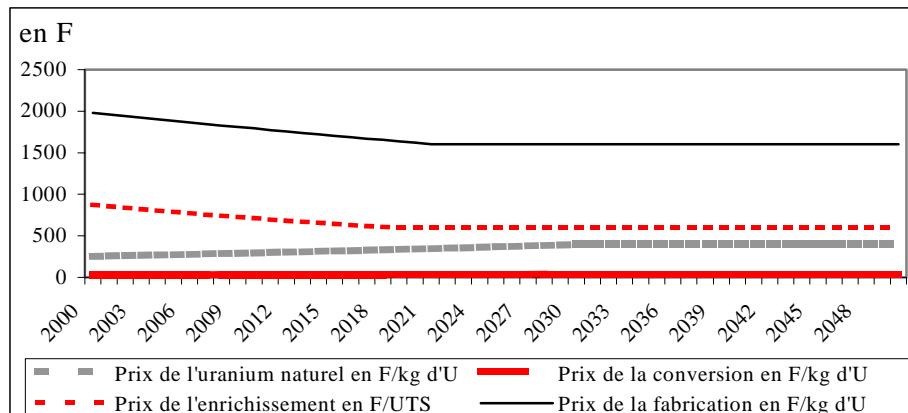


- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Dans un deuxième temps, on a utilisé les indications fournies par COGEMA pour l'évolution des coûts unitaires au-delà de l'an 2000, en sachant que simultanément certaines usines devront être remplacées, remplacement susceptible de permettre des gains :

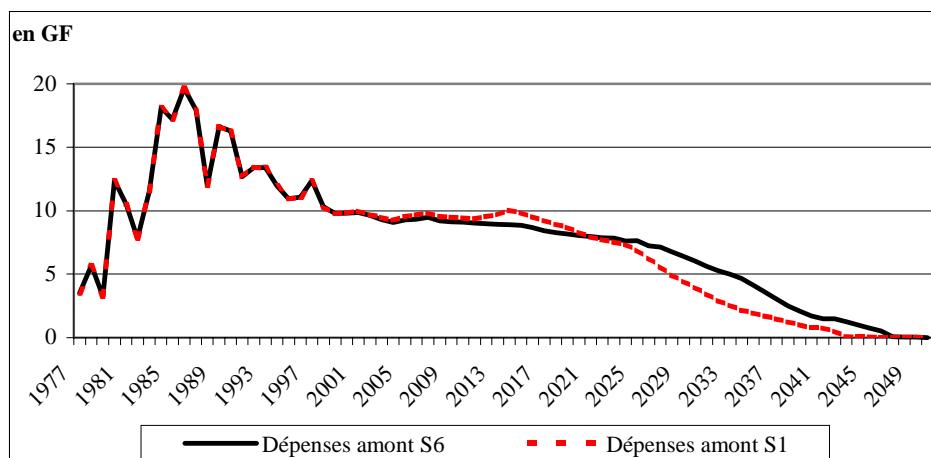
- uranium naturel : augmentation de 300 F/kg aujourd'hui à 400 F/kg en 2020 ;
- conversion : augmentation de 30 à 40 F/kg en 2020 ;
- enrichissement : décroissance progressive pour atteindre 600 F/UTS en 2020 ;
- fabrication du combustible UOX : légère baisse pour atteindre 1 600 F/kg en 2020.

Hypothèses d'évolution du prix des postes amont



A partir de ces évolutions, on a déterminé pour les différents bilans matières les dépenses annuelles du poste amont. La figure ci-après représente cette évolution pour deux scénarios contrastées S1 (41 ans, arrêt du retraitement en 2010) et S6 (45 ans, 28 tranches moxées).

Dépenses annuelles amont
Scénarios S1 et S6



Le tableau ci-dessous donne les quantités nécessaires pour la période 1999-2049 et les coûts totaux du poste amont pour les six scénarios.

	Unité	Prix unitaire en MF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium	ktonne	348	269	261	252	314	301	291
Conversion	ktonne	37	269	261	252	314	301	291
Enrichissement	MUTS	654	198	192	186	232	223	215
Fabrication	tonne	1,688	29 927	29 098	28 129	34 642	33 363	32 222
Total	en GF		284	275	266	331	318	307

Aval

L’aval comporte cinq postes principaux :

- retraitement ;
- recyclage du Plutonium séparé sous forme de MOX ;
- conversion et entreposage de l’uranium appauvri et de l’uranium de retraitement ;
- entreposage des combustibles non retraités ;
- entreposage des déchets en attente de stockage définitif.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

On a d'abord cherché à reconstruire l'évolution des coûts unitaires des deux principaux postes en fonction des dépenses d'EDF : retraitement et MOX. À la différence de la partie amont, il n'existe pas d'indicateur à court ou à long terme. On ne dispose que des données figurant dans des documents comme les rapports DIGEC ou les études de l'AEN.

On a donc fait les hypothèses suivantes :

- coût de l'investissement d'UP2-800 : 37 GF¹ courants entièrement payés par EDF ;
- pas de traitement de l'URT ou de l'U appauvri (compte tenu du prix, ces deux postes n'ont qu'un impact léger).

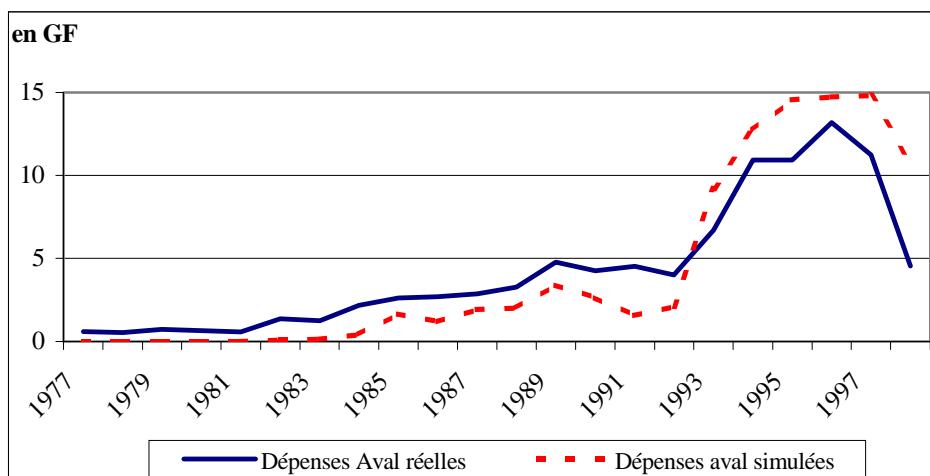
On arrive à bien simuler les dépenses de l'aval du cycle pour la période 1977-1999 en supposant :

- que les dépenses de construction ont eu lieu de 1987 à 1993, (coût total de 45 GF) ;
- que EDF a remboursé l'investissement avec un décalage de 5 ans ;
- que la part variable du retraitement est de 4 000 F/kg ;
- que le coût de fabrication du MOX est de 8 000 F/kg.

La figure ci-après compare les dépenses réelles et les dépenses que nous avons simulées. On a prévu que le paiement de la totalité de la part variable se faisait au moment du retraitement, alors que probablement une partie doit être payée au moment de la livraison.

(1) COGEMA a indiqué un investissement total de 81,5 GF. En enlevant l'investissement MELOX, et en divisant par 2 (UP2-800 et UP3) on arrive à 37 GF environ.

Comparaison pour l'aval du cycle
Dépenses réelles – Dépenses simulées



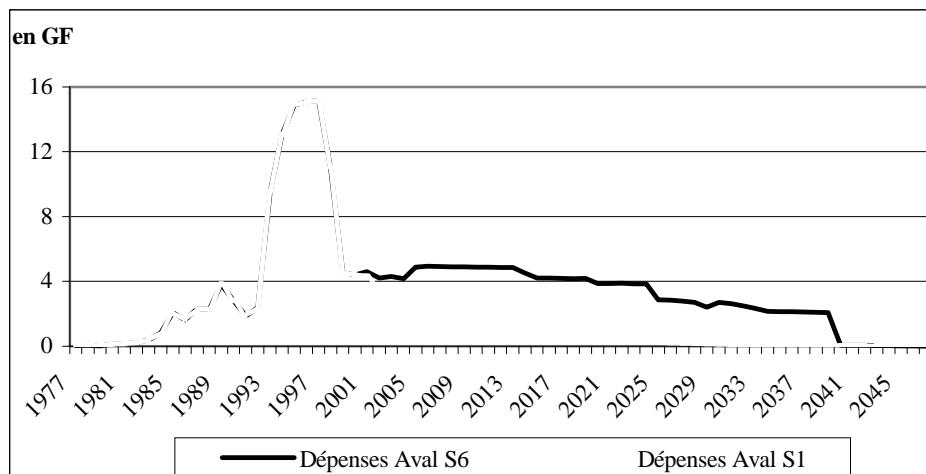
Compte tenu de ces résultats, on a supposé par la suite une baisse à 3 000 F/kg pour le retraitement et une baisse progressive du coût de fabrication du MOX pour atteindre 6 000 F/kg. Ces hypothèses ne sont probablement pas valables pour les scénarios S1 et S4 pour lesquels les durées d'utilisation d'UP2-800 et de MELOX sont faibles. Par ailleurs, on a tenu compte du démantèlement d'UP2-800 à la charge d'EDF pour un montant total de 20 GF, réparti de façon uniforme pendant 10 ans après l'arrêt du retraitement.

Pour l'entreposage longue durée des combustibles irradiés non retraités, on a considéré un coût de 1,0 MF/tonne pour l'UOX et de 2,5 MF/tonne pour le MOX, les durées de refroidissement et donc d'entreposage, étant supposées différentes : 50 ans pour l'UOX et 150 ans pour le MOX, afin d'avoir des puissances thermiques par assemblage quasiment équivalentes. Compte tenu des durées, on n'a pas déterminé l'échéancier des dépenses pour ce poste.

La figure ci-après représente l'évolution annuelle des dépenses aval pour les deux scénarios les plus contrastés, S1 (41 ans, arrêt du retraitement en 2010) et S6 (45 ans, 28 tranches moxées) hors entreposage des combustibles irradiés non retraités.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Dépenses annuelles aval
Scénarios S1 et S6



Le tableau ci-dessous donne pour la période 1999-2049 les quantités traitées et une estimation des coûts pour le poste amont. Pour l'uranium appauvri et l'uranium de retraitement, on a rajouté un coût de 30 F/kg pour l'entreposage. On a aussi étudié les conséquences liées à la possibilité de garder ou non les capacités d'entreposage pour les UOX et les déchets C de La Hague (LH). Pour le MOX, compte tenu des durées d'entreposage, on a supposé qu'il n'était pas possible de les conserver dans les piscines de La Hague.

Pour le poste entreposage UOX, entreposage déchets C et entreposage MOX, il s'agit de la totalité des quantités produites par le parc actuel d'ici 2050.

	Unité	PU en MF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Retraitemen	tonne	3,00	7 962	15 048	24 066	7 962	19 161	29 028
Recyclage Pu	tonne	6,20	1 468	2 437	3 580	1 468	2 959	4 271
U appauvri	ktonne	67,00	237	229	220	237	265	255
URT	tonne	0,14	7 565	14 566	22 704	7 565	18 066	27 331
Entreposage UOX	tonne	1,00	36 323	28 047	18 421	41 037	28 560	17 579
Idem-La Hague	tonne	1,00	21 923	13 647	4 021	26 637	14 160	3 179
Entreposage MOX	tonne	2,50	2 031	3 000	4 143	2 031	3 522	4 834
Entreposage C	conteneur	0,01	8 005	13 477	19 870	8 005	16 628	24 040
Entreposage C	avec LH		0	0	7 450	0	4 208	11 620
Démantèlement	La Hague		20	20	20	20	20	20
Total en GF	Sans LH		111	134	161	116	154	184
Total en GF	Avec LH		97	120	147	102	139	170

2.4 Stockage définitif des déchets nucléaires

Déchets TFA et A

Pour ces déchets, les coûts de stockage sont généralement inclus dans les coûts d'exploitation ou de démantèlement.

Déchets B et C (verres)

On va étudier les coûts liés au stockage définitif des déchets B et C (verres) produits principalement lors des opérations de retraitement des assemblages UOX ou lors de l'exploitation des réacteurs. On a supposé qu'aucun nouveau conditionnement n'était nécessaire, excepté un conteneurage compatible avec les futures spécifications du stockage profond.

D'après les éléments fournis par l'ANDRA¹, le dimensionnement actuellement retenu pour un centre de stockage en site argileux est de 134 000 m³ de déchets B et 8 600 m³ de déchets C, pour un coût total de 91,3 GF (investissement, exploitation, surveillance, fermeture).

A cette somme, il convient de rajouter les dépenses liées aux recherches conduites par l'ANDRA dans le cadre de la loi du 30/12/1991 sur les déchets à vie longue, soit 6,4 GF.

L'ANDRA² nous a indiqué son évaluation du coût du stockage des déchets B et C (verres) :

- déchets B : coût moyen de 0,41 MF/m³ ;
- déchets C (verres) : coût moyen de 4,2 MF/m³ ou 0,84 MF/conteneur de verre.

A ces coûts, il convient d'ajouter un coût de transport-conteneurage de 50 kF/m³ pour les déchets B et de 50 kF/conteneur pour les déchets C (verres).

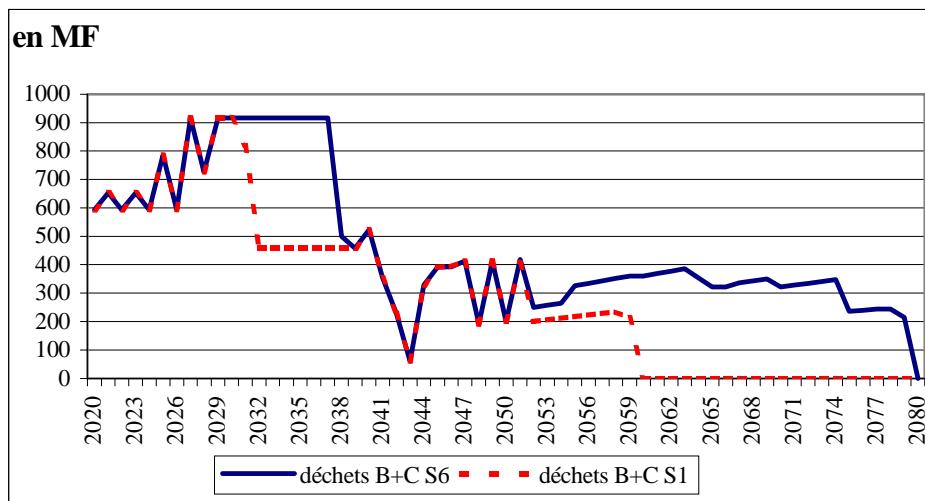
Le graphique ci-après représente les dépenses annuelles pour les deux scénarios les plus contrastés S1 (41 ans, arrêt du retraitement en 2010) et S6 (45 ans, 28 tranches moxées).

(1) ANDRA SB/CB/99.0810 du 12/11/1999 sur le coût du stockage des déchets nucléaires.

(2) ANDRA SG/DIR/00.107 du 28/2/2000.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

**Evolution des dépenses annuelles pour le stockage définitif
des déchets B (exploitation réacteurs + retraitement)
et C (verres) : scénarios S1 et S6**



Le tableau ci-dessous donne une estimation pour les différents scénarios du coût du stockage définitif de la totalité des déchets B et C (verres) produits lors du retraitement des combustibles irradiés du parc nucléaire actuel.

	Unité	PU en MF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
déchets B	m ³	0,46	11 786	13 811	16 564	11 786	14 825	18 091
déchets C	conteneur	0,89	8 005	13 477	19 870	8 005	16 628	24 040
Total en GF			12,5	18,3	25,3	12,5	21,6	29,7

Il faut par ailleurs prendre en compte le stockage des déchets B issus de l'exploitation. En supposant un coût identique de 0,28 MF/m³, ceci conduirait à une dépense de 5,6 GF pour le parc actuel. Au niveau échéancier, on a supposé que ces déchets étaient évacués 2 ans après l'arrêt définitif de la production, excepté pour les réacteurs arrêtés avant 2020 pour lesquels un entreposage temporaire est à prévoir.

Combustibles irradiés

Pour les combustibles irradiés, en supposant un non recyclage immédiat ou différé, et en supposant acquise la possibilité de mettre des quantités significatives d'actinides dans un stockage profond, il faut tenir compte pour le volume de leur évacuation définitive. Dans un tel cas, les hypothèses retenues pour le volume de déchets B et C à prendre en compte pour le dimensionnement du stockage profond seraient complètement à revoir.

Par ailleurs, compte tenu des délais préalables de refroidissement, 50 ans pour l'UOX et 150 ans pour le MOX, on peut s'interroger sur la possibilité de conserver ouvert un centre de stockage pendant 150 ans environ. Dans le cas contraire, ceci impliquerait un deuxième centre de stockage à ouvrir à partir de 2150.

Pour les coûts unitaires, on a inclus le conteneurage, le transport et le coût du stockage définitif. L'ANDRA nous a indiqué¹, compte tenu des hypothèses que nous avions retenues, les coûts unitaires suivants :

- UOX ayant un taux de combustion moyen de 55 GWj/t et une durée d'entreposage de 50 ans : 1,8 MF/tonne
- MOX ayant un taux de combustion moyen de 45 GWj/t et une durée d'entreposage de 150 ans : 7,8 MF/tonne

Les livraisons seraient étalées de 2050 à 2100 pour l'UOX et de 2150 à 2200 pour le MOX.

Le tableau ci-dessous résume les coûts liés à l'évacuation des combustibles irradiés dans les différents scénarios.

	Unité	PU en MF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
UOX	tonne	1,9	36 323	28 047	18 421	41 037	28 560	17 579
MOX	tonne	8,0	2 031	3 000	4 143	2 031	3 522	4 834
Total en GF		85	77	68	94	82	72	

(1) ANDRA communication d'avril 2000.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

2.5 Dépenses de recherche et développement

Il est très difficile de déterminer les dépenses de R & D concernant le parc nucléaire actuel qui seront financées par l'État au cours des 50 prochaines années.

De façon arbitraire, on a retenu une dépense annuelle de 1,5 GF pendant les 30 prochaines années concernant :

- la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;
- l'augmentation des taux de combustion des UOX et des MOX ;
- le stockage définitif des déchets nucléaires à vie longue ;
- l'assainissement et le démantèlement des installations nucléaires de R & D.

En considérant 500 MF/an sur le dernier poste, ceci devrait permettre de couvrir 50 % des dépenses estimées pour la fin de cycle des installations nucléaires civiles du CEA.

3. Examen des dépenses prévisibles liées aux autres installations nucléaires

Les autres installations nucléaires, en dehors des installations spécifiquement militaires, comprennent :

- les autres réacteurs électro-nucléaires arrêtés ou en fonctionnement ;
- les installations du cycle du combustible ;
- les installations de R & D civile.

3.1 Autres réacteurs électro-nucléaires arrêtés ou en fonctionnement

13 réacteurs nucléaires sont concernés dont seul Phénix est en fonctionnement. Ce sont :

- 3 réacteurs UNGG à vocation spécifiquement militaire, relevant de la responsabilité du CEA ;
- 6 réacteurs UNGG appartenant à EDF ;

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

- 1 réacteur à eau lourde (EL4) appartenant à parité au CEA et à EDF ;
- 1 réacteur à eau pressurisée (Chooz-A) appartenant maintenant en totalité à EDF ;
- 1 réacteur à neutrons rapides, Superphénix, appartenant maintenant en totalité à EDF ;
- 1 réacteur à neutrons rapides, Phénix, appartenant à 80 % au CEA et à 20 % à EDF.

EDF a inscrit différentes provisions pour l'ensemble de ces réacteurs à l'exception de Phénix.

Le CEA en tant qu'organisme public n'a quasiment effectué aucune provision, les seules provisions provenant depuis 1993 des facturations faites aux industriels utilisant directement ou indirectement les installations de R & D.

Démantèlement

À l'exception des réacteurs à neutrons rapides, les autres réacteurs sont caractérisés par un volume important par rapport à leur puissance unitaire (la puissance volumique variant entre 1 et 10 kW/l au lieu de 100 kW/l pour les REP). De plus, la plupart des réacteurs étant différents, il n'y a quasiment aucun effet de série et il devient nécessaire de conduire des études spécifiques à chaque réacteur.

Ces deux facteurs entraînent une augmentation importante du ratio coût du démantèlement sur coût de construction puisque, à la lueur des premières étapes de démantèlement déjà réalisées, ce ratio atteindrait 100 % du coût de construction au lieu de 15 % dans le cas de la filière REP (ou 45 % du coût de l'îlot nucléaire). Par ailleurs, certains déchets produits sont spécifiques de la filière UNGG, comme la présence de quantités importantes de graphite qui servait de modérateur (dans la filière REP ce rôle est joué par l'eau).

Il est donc probable que les provisions inscrites au bilan d'EDF pour le démantèlement de ces réacteurs soient insuffisantes. EDF nous a informé qu'elle envisageait d'inscrire prochainement une provision exceptionnelle afin de tenir compte de l'augmentation constatée du coût du démantèlement.

Pour Superphénix (et Phénix), le coût prévisionnel comprend deux postes : post-exploitation et démantèlement. Le premier poste est relativement important du fait qu'il comprend la destruction du sodium servant de caloporteur (pour la filière REP, c'est l'eau qui sert de caloporteur). Pour le deuxième poste, malgré

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

une puissance volumique importante, le coût sera plus élevé en F/kWe que dans le cas de la filière REP en raison de la taille de la cuve (21 m de diamètre intérieur et 19 m de hauteur pour Superphénix, 4 à 4,50 m de diamètre intérieur et 12 à 13 m de hauteur pour un REP 900 et 1 300 MWe).

En comptant la CDE pour Phénix et Superphénix, la MAD et le démantèlement pour l'ensemble des réacteurs, on a estimé relativement grossièrement les dépenses à :

- UNGG :	10 GF environ)
- EL4 :	2 GF)
- Superphénix :	10 GF environ) soit 25 GF environ
- Phénix :	2 GF)
- Chooz A :	1 GF)

Combustibles irradiés et déchets

Pour les réacteurs UNGG, la quasi totalité des combustibles ayant été retraités, on ne doit prendre en compte que les déchets issus du retraitement. L'engagement d'EDF au titre de l'assainissement et du démantèlement de Marcoule provient de l'utilisation d'UP1 pour retraiter ces combustibles UNGG. Le coût du démantèlement de Marcoule est estimé à environ 15 GF en y incluant les coûts de stockage définitif. Pour l'usine de La Hague, il faut prendre en compte le stockage définitif des déchets B et C entreposés, soit environ 2 GF (200 conteneurs de verre et 5 000 m³ de déchets B environ).

Pour Superphénix, on a 105 tonnes de combustibles irradiés et 56 tonnes non irradiés. On a supposé que le coût du retraitement de ce type de combustible était de 10 MF/tonne en y incluant l'évacuation des déchets B et C produits compte tenu des différentes contraintes techniques posées par ces combustibles, soit un coût total de 1,6 GF.

Pour Phénix, compte tenu du stock de combustible déjà irradié et des hypothèses prises pour le fonctionnement de Phénix jusqu'en 2004, on devrait avoir 42 tonnes à retraiter soit un coût de 0,42 GF.

Pour EL4, on a 46 tonnes de combustibles irradiés actuellement entreposées à Cadarache, l'entreposage coûtant 0,8 MF/an. En supposant qu'il est possible d'évacuer ces combustibles en stockage profond, au prix de 1 MF/tonne, le coût total d'entreposage pendant 40 ans + le coût du stockage définitif serait de l'ordre de 96 MF.

Pour Chooz-A, le combustible a été ou sera entièrement retraité. On peut estimer le coût du stockage définitif des déchets générés ¹ à 125 MF environ

Le coût total de ce poste est de l'ordre de **19,2 GF**.

3.2 Installations du cycle du combustible

Le coût du démantèlement des installations du cycle du combustible est inclus dans le prix des fournitures ou services, avec deux exceptions :

- l'usine UP2-800 dont le démantèlement, à la charge d'EDF, a été pris en compte dans le poste aval du parc nucléaire actuel ;
- l'usine UP1 à Marcoule dont l'assainissement et le démantèlement est réparti entre le CEA (défense et civil), EDF et COGEMA et HIFRENZA ².

La part du CEA est incluse dans l'engagement total du CEA décrit dans le paragraphe suivant. La part d'EDF a été prise en compte avec les combustibles UNGG. La part de la COGEMA et d'HIFRENZA représente un peu moins de 4 GF.

3.3 Les installations de R & D civiles

Il s'agit essentiellement des installations du CEA. Le rapport annuel de 1999 donne le détail des coûts de fin de cycle comprenant le démantèlement, la reprise des déchets et des combustibles sans emploi.

Secteur civil	30,4 GF
Secteur militaire	24,4 GF

Les dépenses relatives aux parts du CEA dans Phénix et dans EL4 sont incluses dans le premier poste. Les dépenses relatives à la part du CEA dans l'assainissement et le démantèlement d'UP1 sont réparties entre les secteurs civil et militaire.

(1) 180 m³ de déchets B + 50 conteneurs de déchets C.

(2) HIFRENZA est la compagnie qui a exploité le réacteur UNGG Vandellós en Espagne et dont les combustibles ont été retraités à UP1.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Le CEA en tant qu'organisme public n'a effectué aucune provision, à l'exception de celles payées depuis 1993 par les industriels utilisant les installations de R & D.

Pour mémoire, il faut mentionner l'existence de quelques installations nucléaires de R & D n'appartenant pas au CEA comme le réacteur RHF de l'Institut Laue Langevin à Grenoble en fonctionnement, le réacteur universitaire de Strasbourg arrêté, le LURE à Orsay.

3.4 Répartition des dépenses entre EDF, le CEA et la COGEMA

EDF :

- démantèlement UNGG, fin de cycle et quote-part Marcoule : 27 GF
- EL4 : 1 GF
- Phénix : 0,5 GF
- Superphénix : 12 GF

CEA

- secteur civil : 30,6 GF
- secteur militaire : 24,8 GF

COGEMA

- quote-part dans l'assainissement et le démantèlement d'UP1 : 2 GF ?

Autres ?

Soit au total, environ 75 GF, hors installations militaires.

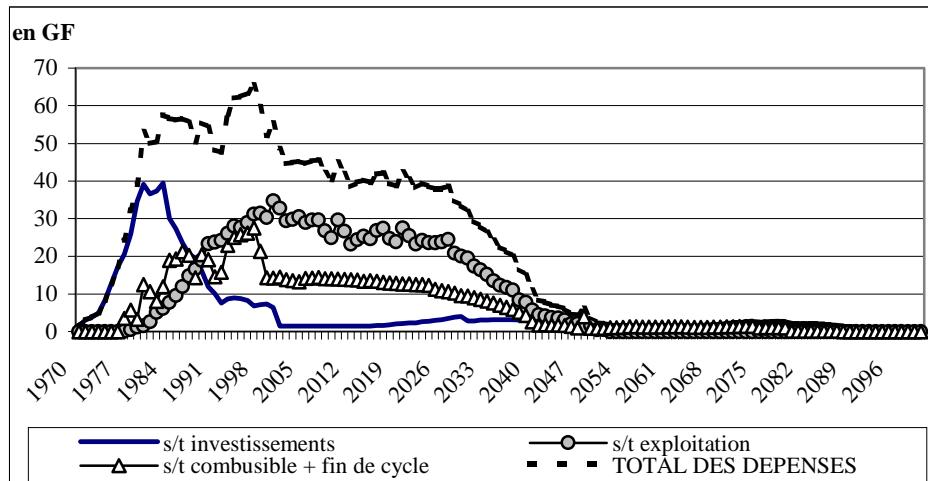
4. Bilan économique du scénario 6

Le graphique ci-après représente le bilan des dépenses annuelles pour le scénario S6, les dépenses étant regroupées en 3 postes :

- investissement (investissement, démantèlement option décalé, R & D) ;
- exploitation (exploitation, post-exploitation, jouvence) ;
- combustible (amont, aval, entreposage, stockage définitif).

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

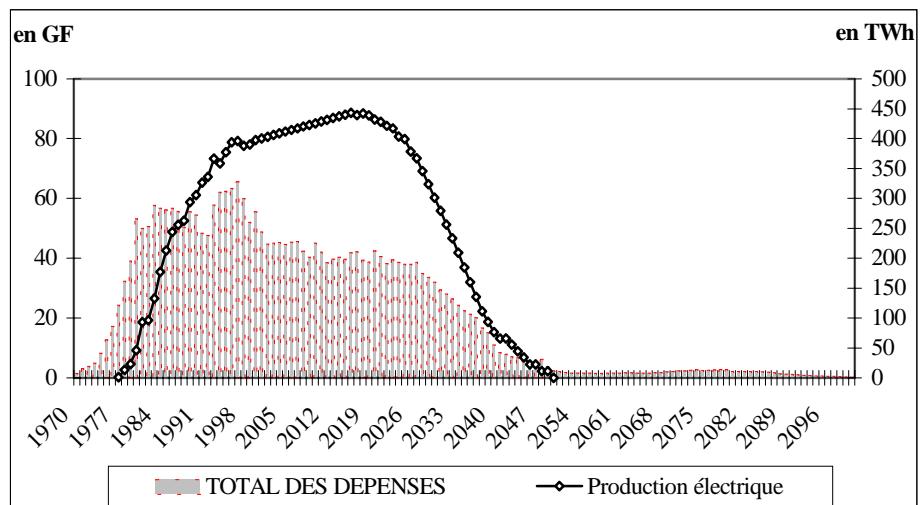
Scénario S6 – Evolution des dépenses annuelles



Au-delà de 2100, il ne subsiste que quelques annuités de démantèlement et le stockage définitif des combustibles MOX au-delà de 2150.

Le schéma ci-après compare les dépenses annuelles avec la production électrique, toujours dans le cas du scénario S6.

Scénario S6 – Dépenses et production électrique annuelles



- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

Les échelles du graphique ci-dessus ont été choisies afin d'avoir une équivalence simple entre la production électrique et les recettes, si on suppose que le kWh nucléaire est vendu à un prix constant de 20 centimes (100 TWh correspondent alors à une recette de 20 GF).

On retrouve à l'échelle de l'ensemble du parc nucléaire quelques spécificités de la production nucléaire :

- l'importance des dépenses par rapport aux recettes dans la première période (premier tiers de la production) ;
- de forts excédents dans la deuxième période (deuxième et troisième tiers de la production) ;
- des dépenses à un niveau certes faible, nettement au delà de la phase de production.

Le tableau ci-dessous donne les grands flux financiers pour les six scénarios, avec les deux variantes démantèlement immédiat ou décalé, et en supposant qu'il est possible de conserver les piscines de La Hague pour l'entreposage de l'UOX avant son stockage définitif.

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

En GF	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Investissements	470	470	470	470	470	470
Démantèlement immédiat	128	128	128	128	128	128
Démantèlement décalé	112	112	112	112	112	112
R & D	100	100	100	100	100	100
S/t investissements (Dmt I)	698	698	698	698	698	698
S/t investissements (Dmt D)	682	682	682	682	682	682
Exploitation	1 035	1 035	1 035	1 109	1 109	1 109
Post-exploitation	66	66	66	66	66	66
Jouvence	109	109	109	122	122	122
S/t exploitation	1 210	1 210	1 210	1 297	1 297	1 297
Amont 77-98	271	271	271	271	271	271
Amont 99-49	284	275	266	331	318	307
S/t amont	555	546	537	602	589	578
Aval 77-98	93	93	93	93	93	93
Aval 99-49	97	120	147	102	139	170
S/t aval	190	213	240	195	232	263
Fin de cycle B + C	18	24	31	18	27	35
Fin de cycle CI	85	77	68	94	82	72
S/t fin de cycle	103	101	99	112	110	107
S/t aval + fin de cycle	293	314	339	307	342	370
S/t cycle	848	860	876	909	931	948
Total (Dmt immédiat)	2 756	2 768	2 784	2 904	2 926	2 943
Total (Dmt décalé)	2 740	2 752	2 768	2 888	2 910	2 927
Production électrique	18 111	18 111	18 111	20 238	20 238	20 238
Coût moyen du kWh en centimes (Dmt décalé)	15,13	15,20	15,28	14,27	14,38	14,46

A ce bilan, on peut rajouter le coût lié à la fin de cycle des autres installations nucléaires, soit 75 GF se répartissant approximativement à parité entre EDF et le CEA.

Concernant le montant des provisions pour démantèlement, leur niveau correspond bien au montant prévisible compte tenu de l'âge actuel des réacteurs

- Bilan économique du parc nucléaire actuel -

REP. Pour les autres réacteurs, il est probable que les provisions inscrites par EDF soient insuffisantes, ou omises comme la participation de EDF au démantèlement de Phénix.

Concernant le montant des provisions pour le démantèlement des usines de retraitement à la charge d'EDF, la provision inscrite par EDF ne concerne, sauf erreur, qu'UP1. Cette provision est répartie entre une ligne spécifique démantèlement (4 479 MF au 31/12/1998) et la ligne provision pour évacuation et stockage des déchets.

Concernant le montant des provisions pour le stockage définitif des déchets B et C, il y a bien cohérence entre le coût total annoncé par l'ANDRA, les provisions effectuées et les déchets déjà générés.

CHAPITRE III

FICHES

- 1 - Parc nucléaire français
- 2 - Parc nucléaire mondial
- 3 - Performances d'un parc nucléaire
- 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel
- 5 - Démantèlement des installations nucléaires
- 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX
- 7 - Plutonium
- 8 - Cycle du combustible
- 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC
- 10 - Dépenses de R & D nucléaires

Fiche n° 1

Parc nucléaire français

Parc électronucléaire français

Bref historique du programme électronucléaire français

En 1952, la réalisation du premier réacteur nucléaire électrogène a été décidée avec un objectif essentiellement militaire, à savoir la production de plutonium militaire. Compte tenu du monopole américain sur l'uranium enrichi, la filière retenue faisait uniquement appel à de l'uranium naturel, le modérateur de neutrons étant le graphite, le caloporteur étant le CO₂ sous forme gazeuse, d'où le nom UNGG¹. Une autre filière compatible avec l'usage d'uranium naturel aurait pu être utilisée avec de l'eau lourde comme modérateur, filière EL. Cette filière a fait l'objet d'une réalisation ultérieure, EL4.

En 1955, un programme de réalisation de réacteurs nucléaires à but essentiellement civil a été décidé conduisant à la réalisation des réacteurs de Chinon (A1, A2, A3), toujours selon la filière UNGG. Simultanément, le CEA perdait le monopole pour l'exploitation de l'énergie nucléaire à but de production électrique. La réalisation des 3 réacteurs de Chinon comme leur exploitation a connu quelques vicissitudes liées, d'une part, à la technologie des réacteurs UNGG et au niveau de connaissances du moment, d'autre part, à une certaine ambiguïté liée au statut « *mixte* » de ces réacteurs.

Au début des années soixante, EDF a cherché à diversifier les filières afin de se prémunir contre un éventuel risque de la filière UNGG et de se faire une idée plus précise en terme avantages – inconvénients des autres filières. C'est ainsi

(1) UNGG : uranium naturel graphite gaz.

qu'ont été lancées trois nouvelles filières, chacune avec la réalisation d'un prototype :

- ◆ **réacteur à eau pressurisée**, Chooz-A (réalisation franco-belge) en 1960. La filière à eau pressurisée faisait l'objet d'un développement militaire simultané pour les besoins de la propulsion navale ;
- ◆ **réacteur à eau lourde**, EL4-Brennilis en 1961 (réalisation CEA 50%, EDF 50%). La filière à eau lourde avait donné lieu à la réalisation de trois réacteurs non électrogènes, EL-1 (ZOE premier réacteur français en 1948), EL-2 et EL-3. Cette filière fut abandonnée après la réalisation d'EL-4 ;
- ◆ **réacteur à neutrons rapides**, Phénix (réalisation CEA 80 % - EDF 20 %) en 1966. La filière de réacteurs à neutrons rapides faisait l'objet d'un soutien important du CEA pour des raisons d'approvisionnement en uranium naturel (et peut-être aussi pour des applications militaires) le conduisant à réaliser Rapsodie, réacteur de 35 MW thermiques à Cadarache qui a divergé en 1967 quasiment simultanément avec la décision de réaliser Phénix.

Simultanément, on a cherché à améliorer la filière UNGG en augmentant la puissance vers 500 MWe, d'où les réalisations de Saint-Laurent 1-2 et Bugey- 1.

Fin 1967, la décision de réaliser deux réacteurs UNGG à Fessenheim est prise mais plusieurs éléments vont entraîner l'annulation de cette décision :

- ◆ le prix du fuel atteint un niveau de prix extrêmement bas, d'où une compétitivité accrue de la filière thermique classique au fuel ;
- ◆ la réalisation de réacteurs à eau légère (pressurisée ou bouillante) de puissance élevée (900 MWe) commence aux USA avec un prix du kWh compétitif¹ ;
- ◆ le coût du kWh issu des premières études de Fessenheim est trop élevé, 15 % de plus que celui de Tihange-1, réacteur à eau pressurisée de 960 MWe cofinancé par EDF à 50 % ;
- ◆ des problèmes budgétaires liés aux événements de 1968 retardent le démarrage des travaux.

En juin 67, le rapport Cabanis - Horowitz préconise le recours à la filière à eau légère aux dépens de la filière UNGG. Fin 1969, le Gouvernement² décide l'abandon de la filière UNGG.

(1) Cf. fiche n° 9 faisant l'historique des commissions PEON et des exercices DIGEC.

(2) Comité Interministériel du 13 novembre 1969.

En 1970, la réalisation de six réacteurs ¹ à eau légère est décidée à Fessenheim (2 réacteurs) et à Bugey (4 réacteurs). Pour Fessenheim, compte tenu de l'écart de prix, c'est la filière à eau pressurisée proposée par Creusot-Loire-Framatome et faisant appel à une licence Westinghouse qui fut retenue aux dépens de la filière à eau bouillante proposée par la CGE ². Pour les 4 réacteurs du Bugey, une décision similaire fut prise.

En 1974, EDF décide d'engager 8 réacteurs à eau bouillante avec une commande ferme pour deux réacteurs de 970 MWe (Saint-Laurent 3-4). Par suite de la forte augmentation du devis, EDF a annulé cette commande en août 1975.

En 1974 ³, suite au choc pétrolier de 1973, le Gouvernement décide d'accélérer fortement le programme nucléaire avec la réalisation de 16 réacteurs 900 MWe (CP1). Une nouvelle commande a lieu en 1976 portant sur 12 réacteurs 900 MWe (CP2). En 1977, il est décidé de réaliser des réacteurs de plus forte puissance 1 300 MWe. 20 réacteurs seront réalisés.

En 1976, le CEA se restructure avec la création d'une filiale spécialisée dans les activités industrielles du cycle du combustible nucléaire, COGEMA.

A la fin des années soixante-dix, la décision est prise de «*franciser*» les réacteurs nucléaires construits jusque là sous licence Westinghouse, d'où le lancement du programme N4.

En 1976, suite à la mise en service de Phénix en 1974, le Gouvernement décide de lancer la réalisation de Superphénix-1 (1 200 MWe). A l'époque on envisageait pour l'an 2000, une puissance nucléaire de 100 GWe dont 20 GWe de réacteurs à neutrons rapides.

Au début des années quatre-vingt, plusieurs projets de réacteurs à eau pressurisée sont abandonnés comme Plogoff ou reportés pour des raisons politiques et/ou économiques par suite du ralentissement de la croissance de la consommation électrique. Le graphique ci-après résume les erreurs de

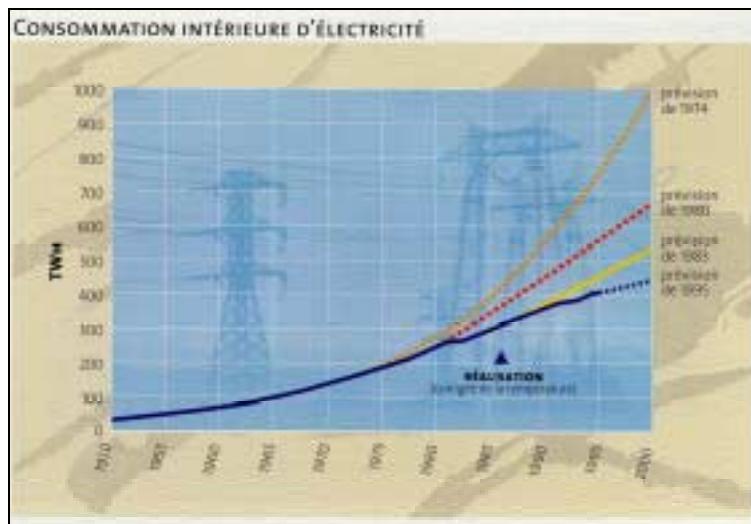
(1) *Cette commande est souvent désignée sous l'acronyme CP0, CP pour contrat programme ou contrat pluriannuel.*

(2) *CGE qui s'est transformé en Alcatel-Alsthom puis séparation Alcatel d'un côté, Alstom de l'autre.*

(3) *Comité interministériel du 6 mars 1974*

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

prévisions de la demande électrique pour l'année 2000 faites à différentes dates : 1974, 1980, 1983 et 1995.



Référence : EDF-DEPS Faits marquants 1995

La consommation intérieure en France devrait légèrement dépasser 430 TWh en 2000. Au moment du lancement du programme nucléaire en 1974, on prévoyait une consommation de 1 000 TWh, un parc nucléaire de 100 GWe qui aurait fourni 60 % de la production électrique. Ces erreurs de prévision ont été corrigées par l'abandon d'un certain nombre d'équipements de production électrique (nucléaire et thermique), le développement des exportations (60 à 70 TWh par an), et par un fonctionnement non optimal du parc nucléaire et thermique classique.

La filière à neutrons rapides connaît alors un certain nombre de problèmes avec un démarrage laborieux de Superphénix. Par ailleurs, la forte baisse du prix de l'uranium naturel depuis le début des années quatre-vingt diminue encore plus la compétitivité de cette filière. Le projet de Superphénix-2 (1 500 MWe) ainsi que celui de Saint-Etienne des Sorts (complexe comprenant 4 réacteurs à neutrons rapides 1 500 MWe, une usine de fabrication de combustibles nucléaires, une usine de retraitement) sont abandonnés. Au début des années quatre-vingt-dix, Phénix connaît un certain nombre de problèmes conduisant à un fonctionnement réduit pendant cette décennie (environ 12 mois seulement en cumulé).

À la fin des années quatre-vingt, Framatome décide de développer conjointement avec Siemens un projet de réacteur à eau pressurisée, EPR¹.

En 1993, la dernière commande de réacteurs nucléaires en France est passée (Civaux-2). À ce moment là, on envisageait un ralentissement des commandes au niveau d'un réacteur nucléaire tous les 18 mois. De 1975 à maintenant, Framatome a exporté 11 réacteurs 900-1 000 MWe².

En 1997-1998, le Gouvernement³ décidait d'arrêter Superphénix.

En 1999, une réorganisation de l'industrie nucléaire française est engagée : prise de participation de Cogema dans Framatome⁴, fusion des activités nucléaires de Framatome avec celles de Siemens, sortie partielle d'Alcatel du capital de Framatome. Simultanément, l'industrie nucléaire internationale se restructure : constitution d'un groupe américano-japonais spécialisé dans les réacteurs à eau bouillante, rachat des activités nucléaires de Westinghouse et d'ABB-CE par BNFL.

1 – Parc UNGG

Le tableau ci-après décrit les principales caractéristiques des 9 réacteurs UNGG construits en France.

(1) EPR : European Pressurized Reactor.

(2) 2 en Afrique du Sud, 3 en Belgique, 2 en Corée du Sud, 4 en Chine dont 2 en construction.

(3) Comité interministériel du 2 février 1998.

(4) Le capital de Framatome a connu de nombreux changements au cours de son histoire : faillite de Creusot-Loire en 1983, rachat par CEA-Industrie et CGE, prise de contrôle par la CGE en 1989, prise de contrôle par CEA-I en 1990 avec la participation d'EDF et du Crédit Lyonnais, prise de contrôle par Cogema avec retrait partiel de CEA-I et d'Alcatel en 1999-2000.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh ¹	Kp cumulé ²	Démantèlement ³
Marcoule G1	2	1956	1968	0,142	68,4 %	niveau 2 en cours
Marcoule G2	43	1959	1980	5,3	68,5 %	niveau 2 en cours
Marcoule G3	43	1960	1984	6,3	69,6 %	niveau 2 en cours
Chinon A1	80	1963	1973	3,1	45,8 %	niveau 1
Chinon A2	230	1965	1985	27,2	67,5 %	niveau 2
Chinon A3	500	1966	1990	31,4	30,5 %	niveau 2
St-Laurent A1	500	1969	1990	47,9	52,6 %	MAD en cours
St-Laurent A2	435	1971	1992	48,8	62,4 %	MAD en cours
Bugey 1	555	1972	1994	57,2	53,4 %	MAD en cours

Référence : Elecnuc⁴

Les trois réacteurs de Marcoule avaient une vocation militaire et ont été entièrement financés par crédits militaires, y compris pendant la phase de démantèlement actuelle, l'exploitant ayant été le CEA puis COGEMA. Les 6 réacteurs, propriété d'EDF, ont représenté un coût de construction de 20 GF (CE 99) environ

Un seul réacteur de ce type a été exporté, Vandellós -1 (Espagne), dans lequel EDF avait une participation à hauteur de 25 %.

Ce type de réacteur utilisait :

- comme modérateur de neutrons : graphite ;
- comme caloporteur : CO₂ sous pression (30 bars, 400 °C) ;
- comme combustible : uranium naturel sous forme métallique.

Malgré l'utilisation d'un caloporteur à température élevée, le rendement était de l'ordre de 31 % en raison des puissances nécessaires pour assurer la circulation du caloporteur (l'écart entre puissance nette et puissance brute variait suivant les réacteurs entre 5 et 10 %).

(1) 1 TWh = 10⁹ kWh.

(2) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

(3) pour les définitions, cf. fiche n°5 consacrée au démantèlement des réacteurs nucléaires.

(4) Elecnuc : base de données relative aux réacteurs nucléaires dans le monde gérée par le CEA. Une base similaire, PRIS, existe gérée par l'AIEA (agence internationale de l'énergie atomique, Vienne).

La quasi totalité des combustibles sortis des réacteurs UNGG ont été retraités essentiellement à l'usine UP1 de Marcoule et partiellement à l'usine de La Hague. Le tonnage déchargé représentait approximativement 13 000 tonnes pour une production électrique totale de 227 TWh, soit un taux de combustion¹ moyen de 2,5 GWj/t. En pratique, le taux de combustion a varié entre 0,5 et 5 GWj/t suivant l'objectif recherché, militaire ou civil.

Cette filière a été abandonnée en 1969 pour différentes raisons :

- compétitivité économique de la filière à eau pressurisée malgré le surcoût au niveau du cycle du combustible ;
- difficultés pour dépasser une puissance de 500 MWe environ ;
- pas d'effet de série ni en France, ni à l'exportation.

Ces réacteurs avaient par ailleurs différents handicaps techniques : taille du cœur (1 kW/l contre 100 kW/l pour les réacteurs à eau pressurisée), machine de chargement- déchargement complexe, etc.

Remarque

Le Royaume-Uni a pendant quelques temps continué dans cette voie avec la filière AGR² qui est, en quelque sorte une filière UNGG amélioré : utilisation d'uranium enrichi permettant d'augmenter les taux de combustion et de diminuer la taille du cœur, augmentation de la température du caloporeur à 600-700 °C permettant d'améliorer le rendement. 14 réacteurs ont été mis en service entre 1976 et 1989 représentant une puissance de 9 GWe. Aucun réacteur de ce type n'a été exporté, la filière pouvant maintenant être considérée comme abandonnée.

Fin de cycle UNGG

La fin de cycle du parc UNGG comprend :

- essentiellement le démantèlement des six réacteurs UNGG appartenant à EDF ;
- l'évacuation des déchets B et C issus, soit du démantèlement des réacteurs, soit du retraitement des combustibles.

(1) cf. fiche n° 6 pour la définition du taux de combustion.

(2) AGR : Advanced Gas Reactor.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

Certains des déchets posent des problèmes spécifiques comme les chemises en graphite (présence de carbone 14 de durée de vie 5 600 ans).

En première analyse, il n'est pas possible de distinguer dans les comptes d'EDF les provisions qui relèvent de la fin de cycle des UNGG de celles des autres réacteurs. Par contre, on connaît la quote-part d'EDF au démantèlement de l'usine de retraitement UP1 à Marcoule soit 4 479 MF fin 98. Dans le rapport annuel 1997, il est indiqué d'une part, que les provisions pour retraitement des combustibles UNGG s'élevaient à 119 MF, d'autre part, que les provisions pour démantèlement des réacteurs UNGG ou REP sont effectuées sur la base de 15 % du coût d'investissement. La puissance des réacteurs UNGG d'EDF était de 2,3 GWe, et sur la base de 2 000 F/kWe, on peut estimer la provision totale constituée pour le démantèlement des réacteurs UNGG à 4,6 GF environ.

A partir des rapports annuels d'EDF, on peut en déduire les sommes qui ont été consacrées au démantèlement des réacteurs UNGG (et du réacteur EL4) depuis 1988. Les données antérieures ne sont pas isolables, et pour 1998 le démantèlement des centrales nucléaires est associé au démantèlement des centrales thermiques classiques (charbon, fuel).

En MF courants	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98
Dépenses démantèlement	23	23	44	58	79	117	136	234	274	342	?

Environ 1,8 GF auront été dépensés jusqu'en 2000 pour le démantèlement des réacteurs UNGG et d'EL4. Il est difficile de se prononcer sur l'adéquation entre le coût du démantèlement réel et le montant des provisions constituées.

EDF a annoncé récemment¹ que le coût total pour arriver au niveau 2 (INB entreposage) est d'environ 2,2 milliards de francs pour les six réacteurs UNGG. Il resterait ensuite à financer, d'une part, la phase d'entreposage (50 ans environ), d'autre part, le démantèlement final pour arriver au niveau 3.

2 – Réacteur EL4

Il s'agit du réacteur à Eau Lourde construit à Brennilis (29), qui était le prototype d'une filière à eau lourde (modérateur) + CO₂ (caloporeur) appartenant à moitié au CEA et à moitié à EDF.

(1) P. Rolland EDF Journées SFEN 1-2/12/1999.

	P brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé ¹	Démantèlement ²
EL4	75	1967	1985	6.78	58.7 %	niveau 2 et 3 en cours

Référence : Elecnuc

Coût de construction : 2,0 GF (CE 99) environ.

La fin de cycle du réacteur EL4 comprend :

- les combustibles irradiés (environ 50 tonnes entreposées à Cadarache) ;
- le démantèlement du réacteur.

L'eau lourde contenue dans le réacteur (environ 100 tonnes) est entreposée à Cadarache après avoir été « *détritée* ». Théoriquement, elle pourrait être vendue. Le coût de la première phase de Mise à l'Arrêt Définitif (évacuation du combustible et de l'eau lourde), aurait coûté 350 MF³.

La logique retenue initialement pour le démantèlement d'EL4 était similaire à celle retenue pour les autres réacteurs d'EDF : démantèlement au niveau 2, entreposage in situ pendant 40 à 50 ans, démantèlement niveau 3. À la demande de la DSIN⁴, CEA et EDF ont décidé en décembre 1999⁵ d'accélérer le processus de démantèlement à savoir d'atteindre le démantèlement au niveau 3 d'ici une quinzaine d'années. Le coût de cette opération de démantèlement niveau 3 immédiat est annoncé à 304 M€ soit environ 2 GF réparti entre le CEA et EDF, soit 100 % du construction.

Ceci conduirait à un coût de l'ensemble des opérations de démantèlement supérieur à 30 kF/kWe. Ce coût proviendrait non seulement du caractère prototype du réacteur mais surtout de sa taille quasiment équivalente à celle d'un REP 900 MWe pour une puissance 13 fois plus faible. Il est donc très probable que les provisions constituées à EDF pour le démantèlement d'EL4 soient notamment insuffisantes. Le CEA en tant qu'organisme public financé

(1) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

(2) Pour les définitions, cf. fiche n°5 consacrée au démantèlement des réacteurs nucléaires.

(3) Les défis du CEA, mars 1997.

(4) DSIN : Direction de la sûreté des installations nucléaires.

(5) Communiqué de presse CEA – EDF diffusé le 10/12/99.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

en majeure partie par le budget de l'Etat n'a effectué aucune provision pour le démantèlement d'EL4 (cf. fiche n°5).

3 – Parc REP¹

Cas particulier de Chooz-A

La filière à eau pressurisée a commencé avec le réacteur Chooz-A qui a été construit et exploité par une filiale commune d'EDF et d'Electrabel², SENA³.

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé ⁴	Démantèlement
Chooz-A	320	1967	1991	40.32	59,4 %	MAD ⁵

Référence : Elecnuc

Coût de construction : 3,2 GF (CE 99)

Le démantèlement de Chooz A a fait l'objet d'une convention définissant la répartition des dépenses liées à l'arrêt du réacteur : les dépenses de post exploitation et de mise à l'arrêt définitif sont à la charge de SENA, les dépenses de démantèlement étant à la charge d'EDF.

En 1997, la société SENA a été dissoute et les différentes obligations ont été transférées à EDF⁶ dont en particulier 959 MF pour la retraitement des combustibles.

A l'issue du retraitement des combustibles à La Hague, la fin de cycle de Chooz-A devrait comprendre essentiellement le démantèlement et l'évacuation des déchets issus des opérations de retraitement.

Le planning de démantèlement de Chooz-A est pour l'instant le planning de référence d'EDF, la DSIN ayant formulée la même demande que pour EL4, c'est-à-dire un démantèlement niveau 3 immédiat. Sur la base de 1 800 F/kWe

(1) REP : réacteur à eau pressurisée.

(2) <http://www.electrabel.be>.

(3) SENA : Société d'Energie Nucléaire Franco-Belge des Ardennes.

(4) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

(5) MAD : mise à l'arrêt définitif.

(6) EDF est devenu l'exploitant officiel de Chooz-A par décret daté du 16/10/1996.

(1 500F/kWe retenu pour les REP majoré de 20 % pour tenir compte du caractère prototype du réacteur), la provision constituée devrait s'élever à 570 MF environ. En pratique, EDF a constitué une provision de 507 MF CE 96¹.

EDF² a annoncé que le coût pour arriver au niveau 2 était estimé à 330 MF.

Remarque

Comme Electrabel, EDF devra assumer ses obligations concernant sa participation de 50 % dans Tihange-1 (réacteur REP 950 MWe mis en service en 1975).

Parc nucléaire actuel

L'objet de cette fiche n'est pas de faire un historique complet du parc nucléaire actuel, qui est composé de 34 réacteurs 900 MWe, se répartissant en 6 CP³0, 16 CP1, 12 CP2, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs N4 d'une puissance de 1 450 MWe. On va surtout s'intéresser aux données économiques relatives à la construction et à l'exploitation des tranches.

Les puissances nettes varient suivant les tranches. Le graphique ci-dessous résume l'évolution de la puissance en GWe depuis 1977 et la production électrique associée.

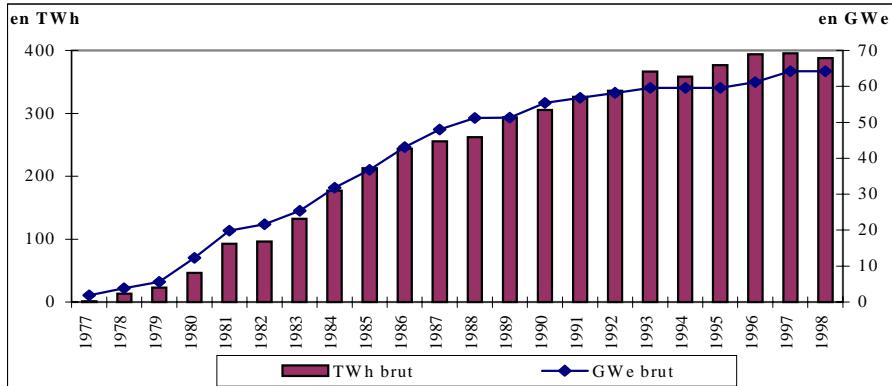
(1) EDF information, EDF mars 2000.

(2) P. Rolland EDF Journées SFEN 1-2/12/1999.

(3) CP : contrat programme (référence aux différentes commandes groupées).

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

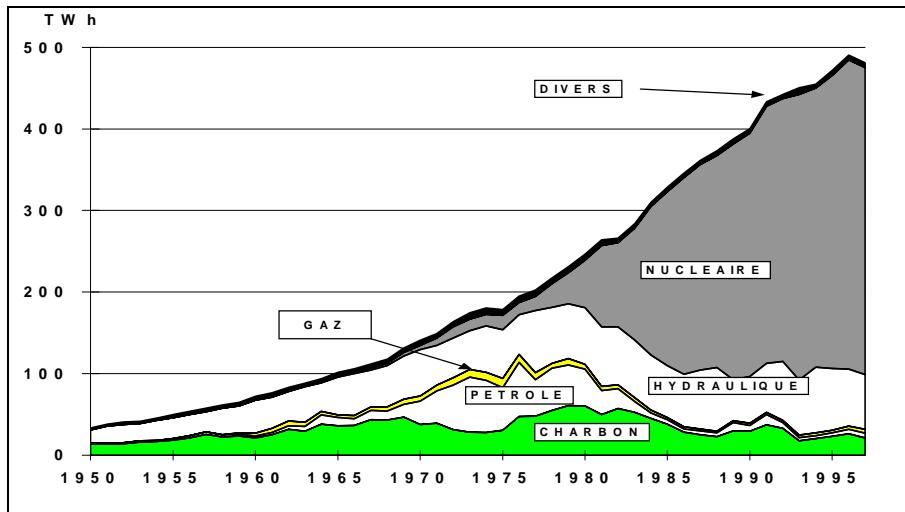
Programme nucléaire français



Référence : Elecnuc

La figure ci-dessous illustre d'une autre façon la forte croissance de la production électrique d'origine nucléaire par rapport aux autres moyens de production.

France : production d'électricité



En annexe 1, on trouvera la production électrique brute par réacteur depuis leur couplage au réseau.

Remarque

Plusieurs réacteurs font l'objet de participations étrangères :

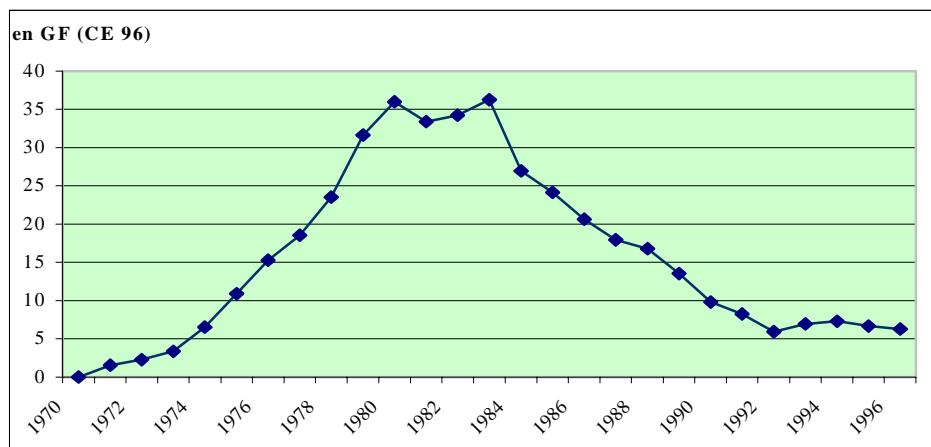
- Fessenheim 1-2 : 17,5 % Badenwerk, consortium suisse¹ 15 % ;
- Tricastin 1-2-3-4 : 12,5 % Electrabel ;
- Bugey 2-3 : 17,5 % Electricité de Laufenburg ;
- Cattenom 1-2 : 5 % Badenwerk ;
- Cattenom 3 : 8 % consortium suisse ;
- Cattenom 4 : 8 % Electricité de Laufenbourg.

L'ensemble représente une puissance cumulée de 1,55 GWe.

Investissements

Le graphique ci-dessous représente les investissements liés à la réalisation du parc nucléaire REP de 1971 à 1996.

Investissements nucléaires (1971-1996)
Cumul : 424 GF (CE 1996)



Référence : EDF

Le montant total de 424 GF (CE 1996) se répartit en 400 GF pour l'investissement et 15 GF au titre des chantiers¹.

(1) EOS, NOK et FMB.

Exploitation

Les dépenses d'exploitation se décomposent en :

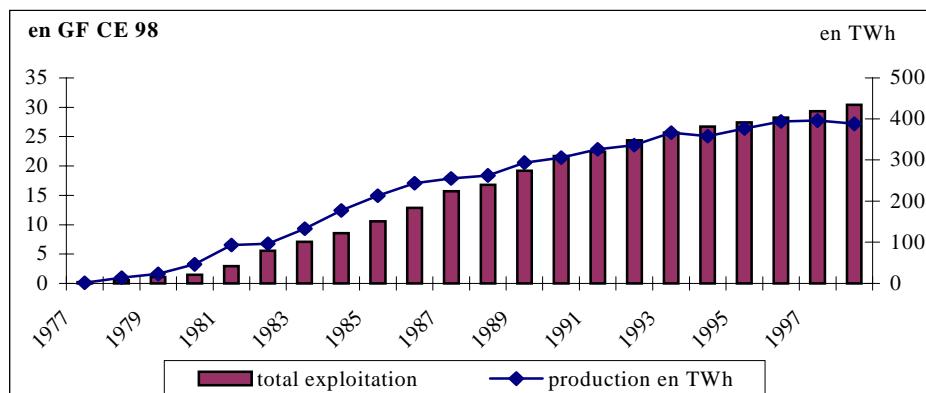
- dépenses d'exploitation classiques ;
- dépenses liées aux combustibles nucléaires (amont et aval), qui seront traitées dans le paragraphe suivant ;
- dépenses liés à des investissements de jouvence ou de maintenance.

Concernant les dépenses d'exploitation classiques, les données fournies par EDF comprennent :

- les dépenses directes ;
- les dépenses indirectes regroupant :
 - charges complémentaires d'exploitation ;
 - contribution aux dépenses centrales ;
 - contribution aux dépenses de recherche

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des dépenses d'exploitation, en y incluant les dépenses d'investissement, ainsi que l'évolution de la production électrique.

Evolution des dépenses d'exploitation et de la production électrique d'origine nucléaire



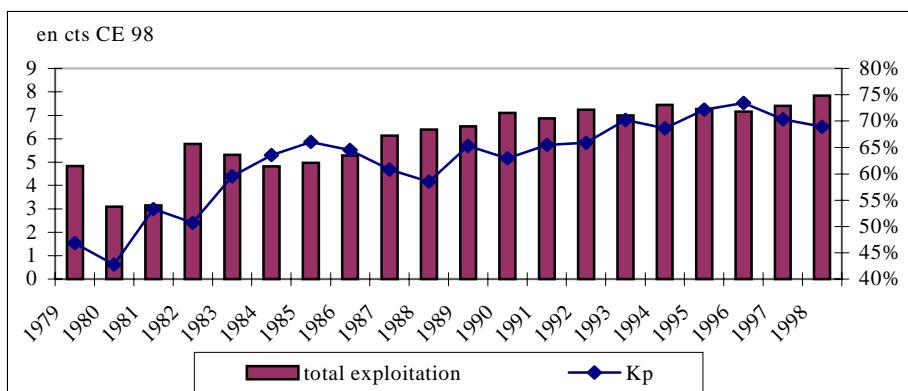
Référence : EDF

Les deux courbes sont effectivement corrélées. Mais, il est intéressant d'étudier les dépenses d'exploitation par kWh produit. En effet, la part variable dans les dépenses d'exploitation par kWh est théoriquement faible. Dans l'étude DIGEC¹ 1997, figure l'indication suivante : « dans ces conditions, on aboutit à des dépenses directes d'exploitation de 190 F/kWe/an + 0,5 cts/kWh pour le palier N4. Cette estimation intègre un poste de maintenance exceptionnelle (dépenses génériques et aléas) estimé à partir de la chronique des dépenses correspondantes pour le palier 1 300 MWe. Comme pour les autres filières, on prend également en compte des frais généraux estimés forfaitairement à 10 % des dépenses directes d'exploitation ».

D'après les informations fournies par EDF, le pourcentage de frais généraux (dont la définition semble variable suivant les années) serait de l'ordre de 15 %.

En considérant un coefficient de production de 70 % correspondant à la valeur actuelle, on arrive à un coût économique d'exploitation de 3,6 centimes par kWh en coût actualisé (5 ou 8 %). Or, lorsqu'on calcule les dépenses d'exploitation réelles par kWh, le résultat est relativement éloigné, puisqu'on obtient un coût comptable de 7 centimes et les probables écarts de périmètres ne suffisent pas à expliquer cette différence. Il faut noter que la valeur de la part fixe des dépenses d'exploitation mentionnée dans l'étude DIGEC 97 correspond à une valeur cible dans le cas d'un réacteur N4 mis en service à partir de 2005.

Corrélation des dépenses d'exploitation avec le coefficient de production



(1) Les coûts de référence de la production électrique, DIGEC, Secrétariat d'Etat à l'Industrie 1997.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

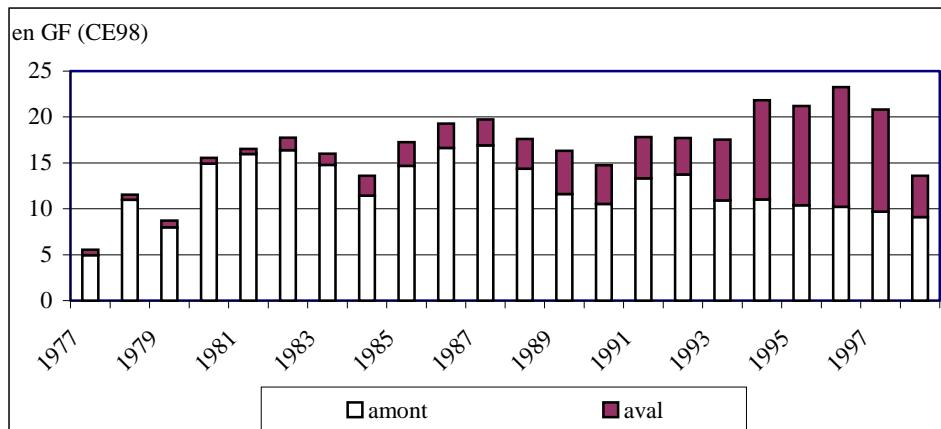
On retrouve le lien entre l'évolution du Kp¹ et l'évolution des dépenses d'exploitation : typiquement pour les années 84-86, lorsque le Kp s'améliore, le coût par kWh s'améliore aussi. Néanmoins, une dérive assez nette des coûts d'exploitation a eu lieu pendant les années 87-92 correspondant par ailleurs à une baisse importante de la disponibilité des centrales nucléaires (cf. fiche n° 3).

La baisse des dépenses d'exploitation nécessitera non seulement une bonne disponibilité et une bonne utilisation des centrales mais aussi une amélioration de la compétitivité de l'exploitation des centrales en dépenses directes comme indirectes. A ce titre, l'annonce faite par EDF en 1999 de réduire ses coûts d'exploitation de 30 % va dans ce sens.

Combustibles

Concernant les dépenses de combustibles nucléaires, le graphique représente l'évolution depuis 1977 de la partie amont (uranium naturel, conversion, enrichissement, fabrication) et aval (retraitement, déchets).

Dépenses de combustibles nucléaires



(1) Kp : coefficient de production. Il exprime le fonctionnement réel du réacteur ; c'est le ratio entre l'énergie réellement produite pendant une durée considérée sur l'énergie qui aurait été produite si le réacteur avait fonctionné à pleine puissance pendant la même durée. Cf. fiche n° 3.

En cumulé, sur la période cela représente une dépense de 364 GF (CE1998) pour une production de 5,0 PWh¹, soit un coût comptable moyen de 7,1 centimes/kWh. Il est toutefois difficile d'appréhender la validité de ce chiffre, compte tenu :

- du différentiel de temps entre une dépense et la production du kWh aussi bien en positif qu'en négatif ;
- des clauses commerciales contenues dans les contrats d'EDF avec ses fournisseurs anticipant ou décalant certains paiements ;
- de l'amélioration des performances du combustible nucléaire (augmentation du taux de combustion cf. fiche n° 6).

Dans l'exercice DIGEC 97 (cf. note 23), le coût économique du combustible en coût actualisé varie entre 4,2 et 4,8 centimes par kWh suivant le taux de change, le prix de l'uranium naturel et le taux d'actualisation (5 et 8 %). La comparaison avec le chiffre mentionné ci-dessus est difficile car, compte tenu du mode de calcul, les dépenses de fin de cycle sont minorées du fait de l'actualisation.

Provisions pour fin de cycle

Les provisions pour la fin de cycle ne sont pas incluses dans ces chiffres. Le tableau ci-dessous résume l'évolution des provisions pour la fin de cycle des combustibles nucléaires depuis 1985. Les provisions liées aux combustibles nucléaires UNGG sont incluses (retraitement jusqu'en 1997, date d'arrêt de l'usine de retraitement UP1, déchets issus du retraitement de ces combustibles). Les fortes variations constatées sur le poste retraitement ces dernières années correspondent, à l'augmentation des volumes de combustibles irradiés retraités depuis la mise en service de l'usine de retraitement UP2-800 en 1994, d'où une reprise importante de provisions sur la ligne retraitement et bien entendu l'augmentation importante des dépenses, et à un remboursement anticipé de la part d'EDF.

(1) 1 PWh = 10^{12} kWh.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

En GF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Dotations				9,90	9,81	9,43	14,24	15,75	19,58	14,71	19,96	14,22	20,94	14,47
Reprises				5,92	3,99	3,72	3,83	3,69	6,25	11,23	17,05	14,97	17,99	7,91
Variation	5,5	5,1	5,9	4,0	5,8	5,7	10,4	12,1	13,3	3,5	2,9	-0,7	2,9	6,6
Retraitem- ment							48,7	59,1	62,2	64,2	66,3	62,8	62,5	67,1
<i>Dont</i> <i>UNGG</i>							3,7	3,4	2,9	2,3	1,6	0,8	0,1	0,0
Déchets							13,1	14,8	23,4	24,4	27,6	29,1	31,1	30,3
Autres							2,4	2,4	4,0	4,5	2,1	3,4	4,6	11,4
Total	24,9	30,0	35,9	39,9	45,7	51,4	64,2	76,3	89,6	93,1	96,0	95,2	98,2	108,9

(Rapports annuels EDF)

La ligne « autres » regroupe diverses provisions comme la provision liée à la quote-part EDF dans l'assainissement et le démantèlement de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule ou la provision liée à la dépréciation du cœur non irradié en fin de vie, etc. Il faut noter que des changements de règles comptables sont intervenus, entre autres :

- 1990-1991 : changement dans la ligne « *fin de cycle* ». La provision passe de 51,4 à 53,8 GF du 31/12/1990 au 1/1/1991 (diminution simultanée d'une ligne « autres ») ;
- 1991 : attribution d'une valeur nulle au plutonium contenu dans le combustible irradié tant qu'il n'est pas recyclé ;
- 1997 : même chose pour l'uranium de retraitement ;
- 1998 : transfert de la quote-part d'EDF dans le démantèlement de l'usine UP1 de la ligne « *provisions pour participation à l'assainissement et au démantèlement d'installations propriétés de tiers* » vers UP1 la ligne « *fin de cycle des combustibles nucléaires* » pour un montant de 4 479 GF au 31/12/1998.

Provisions pour démantèlement

La fiche n° 5 décrit la méthodologie retenue par EDF pour les provisions pour le démantèlement futur des réacteurs REP actuels ainsi que la problématique associée. Le tableau ci-dessous résume l'évolution des provisions constituées depuis 1985 (Rapports annuels EDF).

En GF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Dotations				2,12	2,41	2,49	3,56	3,51	3,45	5,03	3,91	3,70	3,82	
Reprises				0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,12	0,14	1,36	0,27	0,34	
Variation	1,45	1,70	1,96	2,10	2,38	2,45	3,50	3,44	3,33	4,90	2,55	3,43	3,48	3,66
Cumul	5,6	7,3	9,3	11,4	13,7	16,2	19,7	23,12	26,45	31,35	33,9	37,33	40,8	44,46

Remarques

Comme pour les provisions pour démantèlement (cf. fiche n° 5), les provisions ainsi constituées ne sont pas actualisées, conformément à la réglementation française, alors que les reprises sur provisions, en particulier pour le poste stockage définitif des déchets ou démantèlement, n'interviendront qu'avec un grand décalage temporel.

Les dotations croissent avec la puissance nucléaire en service, excepté en cas de prise en compte d'éléments exceptionnels comme en 1994 avec une provision pour le démantèlement des grappes de contrôle. Depuis 1992, elles ne concernent que le parc REP. Pour 1998, il n'est pas possible de séparer, entre centrales nucléaires et centrales thermiques, les données concernant les dotations des données concernant les reprises sur provisions. La dotation globale était de 5 137 GF, la reprise sur provisions de 0,442 GF.

Les reprises sur provisions concernent les dépenses liées aux démantèlement des anciens réacteurs (cf. § ci-dessus).

En résumé, on peut considérer en première approximation que le coût de production d'un kWh nucléaire revient actuellement d'un point de vue comptable à 14 centimes hors investissements. Toutefois, l'augmentation du taux de combustion, l'amélioration du coefficient de production, la fin des dépenses liées à des investissements lourds hors EDF (usine UP2-800 en particulier) permettent d'envisager une baisse dans les prochaines années de ce coût. A titre d'exemple, l'amélioration des conditions d'exploitation du parc nucléaire américain a permis d'atteindre une baisse des coûts d'exploitation de 30 % depuis 1990.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

4 - Parc RNR¹

Le parc nucléaire RNR comprend deux réacteurs Phénix et Superphénix, le premier RNR construit en France, Rapsodie, étant uniquement un réacteur de recherche.

Phénix

Phénix a été réalisé conjointement par le CEA (80 %) et EDF (20 %)

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Mise en service industrielle	Kp cumulé à fin 99	Etat actuel
Phénix	250	1973	1974	41,5 %	en travaux, ADP ² prévu en 2004

Référence : Elecnuc

Phénix a été construit juste après la divergence en août 1967 de Rapsodie, prototype non électronucléaire d'une puissance de 35 MWth qui a fonctionné jusqu'en 1982. Le niveau de puissance a été choisi, d'une part, car c'était une étape vers les réacteurs de grande puissance, d'autre part, car cela permettait d'utiliser le groupe turbo - alternateur développé alors pour les centrales thermiques classiques. L'utilisation de sodium comme caloporteur permettait d'atteindre des températures plus élevées qu'avec de l'eau pressurisée d'où un rendement brut meilleur de 44,4 % à comparer avec 33-34 % pour les REP.

Le combustible utilisé comprend pour un cœur trois types d'assemblages :

- 53 assemblages fissiles contenant de l'oxyde mixte uranium – plutonium à 17,2 % de Pu ;
- 48 assemblages contenant de l'oxyde mixte uranium – plutonium à 24,4 % de Pu ;
- 90 assemblages fertiles contenant de l'oxyde d'uranium appauvri.

L'ensemble représente une masse de 7,0 tonnes de combustibles et contient initialement 0,9 tonne de plutonium.

(1) RNR : réacteur à neutrons rapides. Pour des précisions sur la technologie RNR, *Les surgénérateurs*, CEA – Eyrolles, 1986.

(2) ADP : arrêt définitif de production (cf. fiche n° 5).

Le coût de construction initial de Phénix peut être évalué à 4,0 GF (CE 99).

Phénix a globalement bien fonctionné jusqu'en 1990, en démontrant :

- l'aspect « surgénération » avec l'obtention d'un facteur ¹ de 1,15 ;
- l'obtention de taux de combustion élevé 140 GWj/t.

Depuis 1990, le réacteur a connu trois périodes de production : 10 jours en 1993, de décembre 1994 à avril 1995 et de mai 1998 à novembre 1998. La date d'arrêt définitif de production a été fixée en 2004 ².

L'objectif principal actuel de Phénix est de réaliser des irradiations dans le cadre des recherches menées sur le devenir des déchets de haute activité (loi du 30/12/1991).

En dehors des coûts d'exploitation, comprenant un certain nombre d'investissements de jouvence à prévoir jusqu'à l'arrêt définitif de production en 2004, il faut prévoir :

- le devenir des combustibles irradiés de Phénix entreposés et à venir jusqu'en 2004 ;
- la phase de cessation définitive d'exploitation avec en particulier la destruction du sodium ;
- le démantèlement du réacteur ;
- l'évacuation des différents déchets.

33 tonnes de combustible neuf ont déjà été fabriquées, ce qui est amplement suffisant pour couvrir la période 2001-2004.

Concernant le devenir des combustibles irradiés, un peu plus de 40 tonnes de combustibles irradiés ont déjà été retraités à Marcoule ou à La Hague. Le stock actuel de combustibles irradiés à fin 1999 est de 9 tonnes environ.

Les procédures mises au point pour la cessation définitive d'exploitation de Superphénix pourraient éventuellement, avec quelques modifications, être transposées au cas de Phénix.

(1) Ce facteur représente le ratio quantité de Plutonium contenu dans le cœur après irradiation sur quantité de plutonium dans le cœur avant irradiation.

(2) DSIN communiqué du 5/1/1998.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

Quant au démantèlement de Phénix, en prenant un pourcentage de 50 % du coût de construction, on peut évaluer le coût du démantèlement à 2,0 GF. A cette somme, il faut rajouter les dépenses de la cessation définitive d'exploitation qu'on peut évaluer à 1,0 GF en y incluant la destruction du sodium (900 tonnes de sodium).

L'ensemble de ces dépenses est à répartir entre le CEA (80 %) et EDF (20 %). Comme cela est rappelé dans la fiche n° 5, le CEA n'a pas effectué de provisions pour la fin de cycle de ses installations nucléaires.

Pour EDF, on peut évaluer grossièrement le montant total de ses engagements à 0,7 GF.

Superphénix

Superphénix a été réalisé pour le compte de la NERSA¹ dont le capital était réparti ainsi :

- EDF (France) : 51 % ;
- ENEL (Italie) : 33 % ;
- RWE (Allemagne) : 11 % ;
- SEP (Pays-Bas) : 2,5 % ;
- Synatom (Belgique) : 2,5 %.

	Puissance brute en MWe	Couplage au réseau	Sortie du réseau	Production brute en TWh	Kp cumulé ²	Démantèlement
Superphénix	1242	1986	1998	8,3	6,4 %	CDE en cours

Référence : Elecnuc

Le coût de construction de Superphénix a été estimé à 28 GF (CE 1999) environ.

SuperPhénix a fait l'objet de nombreux rapports, études, etc. On trouvera ci-dessous la synthèse réalisée par la Cour des Comptes¹ publiée en 1996 :

(1) Centrale nucléaire européenne à neutrons rapides SA (NERSA).

(2) Kp cumulé entre le couplage au réseau et la sortie du réseau.

LES COMPTES ET LA GESTION DE NERSA : LA CENTRALE NUCLEAIRE EUROPEENNE À NEUTRONS RAPIDES - SUPERPHENIX

La Cour a examiné les comptes et la gestion de la société NERSA, filiale majoritaire d'Electricité de France, créée en commun avec des sociétés italienne et allemande afin de réaliser la construction du réacteur à neutrons rapides Superphénix sur le site de Creys Malville (Isère) et d'en assurer le fonctionnement. EDF joue un rôle prépondérant dans la gestion courante de la société et l'exploitation de la centrale.

Cette centrale est issue de la décision prise en 1973 de passer sans étape intermédiaire d'un prototype (Phénix) d'une puissance de 250 MWe à un ouvrage de 1 200 MWe. L'objectif était justifié à l'époque par la nécessité de promouvoir l'indépendance énergétique de la France et par les craintes existant en matière de pénurie d'uranium. En définitive, **seule la France a réalisé un prototype à l'échelle industrielle**, le projet de deuxième réacteur dérivé prévu en Allemagne ayant été abandonné. Le couplage au réseau de Superphénix est intervenu en 1986.

Le fonctionnement de la centrale a été, jusqu'à présent, très perturbé

Depuis son démarrage et jusqu'au 31 décembre 1994, le réacteur aura fonctionné **trente mois** ; le couplage au réseau a représenté un taux de disponibilité inférieur à 10 %. Le réacteur fonctionne à nouveau depuis le mois de septembre 1995 (l'autorisation de redémarrage datant de juillet 1994), et il a atteint progressivement le seuil de 50 % de sa puissance.

Depuis 1994, **la mission initiale de Superphénix a été modifiée** et la centrale ne doit plus être considérée comme une unité de production mais comme un outil de recherche et de démonstration au service d'un programme d'acquisition des connaissances (PAC). Cette transformation radicale a été à l'origine de difficultés entre EDF et ses actionnaires minoritaires en 1994 et 1995, qui ont abouti à la signature d'un accord entre les différents intéressés. Les termes de celui-ci précisent que EDF doit livrer à ses partenaires 14,5 milliards de kWh en six ans et prend en charge le coût du programme d'acquisition des connaissances. Tenant compte de l'ensemble de ces éléments d'appréciation et de la nouvelle vocation de la centrale, la Cour estime qu'il existe des **interrogations sur l'utilité et la pérennité de cet outil**.

Au-delà des dysfonctionnements constatés par la Cour dans les **choix de méthodes comptables contestables** et une gestion peu efficace des moyens de la société gestionnaire de Superphénix, la NERSA, la Cour s'est attachée à dresser le bilan financier de cette expérience industrielle.

(1)http://www.ccomptes.fr/Cour-des-comptes/publications/rapports/rp1996/cdc63_5.htm

Evaluation du coût de la centrale

Tout d'abord, la Cour a chiffré, à partir d'éléments comptables incontestables, le coût de la centrale à 34,4 milliards de francs au 31 décembre 1994. Ensuite, elle s'est attachée à évaluer le coût prévisionnel de la centrale depuis sa construction jusqu'à son démantèlement soit en cas d'arrêt au 31 décembre 2000, date d'expiration du protocole d'accord signé avec les partenaires étrangers, soit au terme normal prévu en 2015. Cette dernière hypothèse étant trop lointaine et incertaine, la Cour n'a pas cru pouvoir la retenir.

En revanche, sur l'hypothèse de l'arrêt à fin 2000, la Cour estime à partir de calculs examinés contradictoirement avec EDF et NERSA, qui doivent toutefois être interprétés avec prudence, que le coût de Superphénix serait **de l'ordre de 60 milliards de francs**, compte non tenu d'éventuelles retombées en matière de recherches qui n'ont pas été valorisées dans cet exercice. On notera que pour l'essentiel, le coût de la centrale de 1994 à 2000 est constitué par des charges d'ores et déjà engagées et par conséquent irréductibles (annuités d'emprunts par exemple). Le tableau ci-dessous résume les hypothèses de disponibilité retenues par la Cour et le coût de la centrale qui en résulte.

Taux de disponibilité de la centrale	35 %	46 %	60 %
Production totale en TWh	21	28	36
I - Montant des produits (en milliards de F)	5,3	7	9
Coût jusqu'au 31.12.1994 (en milliards de F)	34,4	34,4	34,4
Dépenses du 31/12/1994 au 31/12/2000 (en milliards de F)	7	7	7
Charges liées à l'arrêt de la centrale (en milliards de F)	27,4	27,4	27,4
II - Montant total des charges (en milliards de F)	68,8	68,8	68,8
III - Coût de la centrale (II-I) (en milliards de F)	63,5	61,8	59,8

Ces prévisions de coût total sont à reprendre compte tenu de la décision prise par le Gouvernement en 1997 d'arrêter Superphénix. Cette décision a engendré, d'une part, le lancement de la procédure de Mise à l'Arrêt Définitif (décret paru en décembre 1998), d'autre part, l'absorption de la NERSA par EDF en 1998.

Le Parlement a publié un rapport¹ en 1998, dans le cadre d'une commission d'enquête sur la fermeture de Superphénix (suite à la décision du Gouvernement).

EDF est donc maintenant l'unique responsable de Superphénix. Dans les comptes annuels de 1998, il est indiqué :

(1) <http://www.assemblee-nat.fr/2/cenq/rap-enq/2ccb.htm#Superphénix>

- qu'avant le transfert de leurs parts, les autres partenaires se sont acquittés de l'ensemble des dépenses dont ils étaient encore redevables ;
- que l'ENEL prendra en charge le retraitement de ses combustibles ;
- qu'une provision pour charges de 11,4 GF figure dans le comptes comprenant : 1,9 GF pour le retraitement du combustible ; 3 GF pour les coûts de post-exploitation et 5,9 GF pour les coûts de démantèlement.

Il est mentionné que « cette provision est susceptible d'évoluer à l'avenir, notamment en fonction des résultats des études techniques en cours sur les modalités pratiques d'arrêt et de démantèlement ».

Poste post - exploitation

Le poste « post-exploitation » est probablement celui qui fait l'objet de la meilleure estimation. Toutefois, on peut s'interroger sur l'origine de l'écart entre le chiffre figurant dans le rapport de la Cour des Comptes et celui figurant dans le rapport annuel 1998 d'EDF.

Poste retraitement du combustible

Il s'agit de retraiter les deux cœurs fabriqués pour Superphénix, le deuxième n'ayant jamais été utilisé.

Le premier cœur comprend :

- 376 assemblages fissiles (135 kg d'uranium appauvri¹, 16 kg de plutonium) ;
- 222 assemblages fertiles (220 kg d'uranium appauvri).

Le premier cœur n'a été irradié qu'à 60 % environ de son taux de combustion nominal soit environ 35 GWj/t.

Le deuxième cœur comprend 375 assemblages fissiles contenant 133 kg d'uranium appauvri et 17,4 kg de plutonium. Ce cœur n'ayant jamais été irradié, il ne contient aucun produit de fission ou actinide mineurs.

(1) l'uranium appauvri contient 0,22 % d'uranium 235, l'uranium naturel en contenant 0,71 %.

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

Sur la base de 8 MF/tonne pour le retraitement, on arrive à une dépense totale de l'ordre de 1,2 GF. Il faut par ailleurs rajouter l'entreposage et le transport des combustibles ainsi que l'évacuation des déchets de haute activité. L'estimation figurant dans le rapport annuel d'EDF pour 1998 semble cohérente. Par ailleurs, il faudrait éventuellement tenir compte de la valeur du, plutonium, combustible récupéré.

Poste démantèlement

Sur la base de 5,9 GF pour le démantèlement, on arrive à un coût moyen de 5 000 F/kWe. Selon la NERSA, le coût de la construction de Superphénix s'est élevé à 28 GF (intérêts intercalaires et combustible inclus)¹. En enlevant 2 GF pour le coût du combustible du premier cœur, on arrive à un coût total de 26 GF. L'estimation du coût du démantèlement annoncé par EDF représente 23 % du coût d'investissement. Compte tenu du caractère prototype du réacteur nécessitant des études et des outillages spécifiques², il est difficile de se prononcer sur la validité de cette estimation mais, compte tenu du caractère prototype de l'installation, on peut envisager une fourchette de 5,9 GF à 13 GF.

EDF a confirmé que « les scénarios de déconstruction de Superphénix sont à l'étude » et que les « études devraient permettre, à relativement court terme, de présenter un programme d'ensemble et d'en préciser le coût ».

(1) *Rapport de la commission d'enquête sur Superphénix, page 45, 1998.*

(2) *Une partie des études et outillages pourra servir pour le démantèlement de Phénix.*

Historique de la production du parc nucléaire (MWh)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Fessenheim-1	932 340	6310 751	4718 930	5724 630	5259 739	1930 601	5894 137	6742 557	6262 992	5874 480	5229 381
Fessenheim-2	212 147	5995 274	4711 390	5818 490	6279 231	6300 340	4484 506	6698 020	6141 428	5726 503	6382 898
Bugey-2	-	635 600	4747 740	4678 710	5469 490	3500 770	7033 538	6042 569	6239 017	6222 164	3773 223
Bugey-3	-	484 160	3605 430	6253 910	5090 120	6298 370	5787 927	6076 212	4789 038	6842 892	5746 724
Bugey-4	-	-	3806 790	5368 170	5993 450	5700 170	6662 250	6198 610	6582 510	5636 880	4991 390
Bugey-5	-	-	1395 650	6962 320	5054 710	6074 600	5894 040	6108 640	6421 830	5784 710	5302 673
Gravelines b-1	-	-	-	2157 160	5235 520	3143 750	5795 310	6928 920	6493 690	5985 256	4952 213
Dampierre-1	-	-	-	2997 730	4566 080	5326 300	6619 600	5703 020	6060 980	5465 880	5072 977
Tricastin-1	-	-	-	2831 638	4633 010	6223 110	5360 920	6761 278	6508 680	6155 290	6259 385
Tricastin-2	-	-	-	1733 135	6459 842	4287 760	5904 280	6899 476	6545 240	6573 080	5561 636
Gravelines b-2	-	-	-	1387 220	6249 400	2238 950	6402 800	6027 120	7140 470	6739 390	5638 810
Dampierre-2	-	-	-	69 270	6157 460	4344 500	5490 500	6101 320	6397 580	5988 160	5168 732
Gravelines b-3	-	-	-	113 200	5431 300	3631 420	6293 246	7034 730	6574 050	6795 130	5645 520
St Laurent b-1	-	-	-	-	962 710	702 510	3826 066	4558 781	5938 602	5799 218	5486 851
Dampierre-3	-	-	-	-	5432 040	3978 350	5823 900	6524 730	6690 280	7080 820	5344 234
Tricastin-3	-	-	-	-	5176 270	5301 580	6631 170	6966 890	7476 710	6514 280	5910 543
St Laurent b-2	-	-	-	-	698 063	1462 089	4300 390	6000 766	5600 003	5992 518	5379 125
Blayais-1	-	-	-	-	1781 900	6462 200	3629 200	6825 240	6529 580	6787 030	5893 326
Tricastin-4	-	-	-	-	2631 980	5707 770	6444 700	5740 213	6458 960	6148 750	6017 149
Gravelines b-4	-	-	-	-	2685 150	5795 270	4266 300	6286 000	6462 470	6860 130	5740 910
Dampierre-4	-	-	-	-	1693 561	6073 770	4390 450	6610 675	6188 820	7006 310	5777 819
Blayais-2	-	-	-	-	-	1799 060	5348 560	6925 588	7145 140	6348 210	6303 902
Chinon b-1	-	-	-	-	-	69 600	4162 800	4840 302	6325 720	6677 350	5245 871
Cruas -1	-	-	-	-	-	-	449 174	5782 083	5445 750	6194 812	5648 368
Blayais-4	-	-	-	-	-	-	3541 055	6287 760	6270 680	6575 220	6412 580
Blayais-3	-	-	-	-	-	-	2028 650	6231 500	6895 050	6830 540	4600 830
Chinon b-2	-	-	-	-	-	-	25 350	5736 910	5331 380	6572 965	5969 327
Cruas -3	-	-	-	-	-	-	-	3458 600	5502 360	6266 260	4977 305
Paluel-1	-	-	-	-	-	-	-	1977 140	4954 210	5447 920	8569 115
Gravelines c-5	-	-	-	-	-	-	-	966 746	7092 780	5426 810	5537 291
Cruas -2	-	-	-	-	-	-	-	175 865	6418 134	5202 873	5838 098
Paluel-2	-	-	-	-	-	-	-	1120 170	6319 100	6313 330	9231 250
Cruas -4	-	-	-	-	-	-	-	718 759	6070 430	5723 963	5597 009
Gravelines c-6	-	-	-	-	-	-	-	-	2470 300	5813 800	5883 436
Saint alban-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1409 070	7143 820	6398 406
Paluel-3	-	-	-	-	-	-	-	-	1711 950	8674 260	8078 325
Flamanville-1	-	-	-	-	-	-	-	-	29 050	5603 970	7494 655
Paluel-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6643 822	8370 250
Saint Alban-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1229 670	7355 610
Flamanville-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1980 060	7562 890
Chinon b-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	665 100	4435 905
Cattenom-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	291 663	7941 276
Cattenom-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1456 038
Belleville-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	717 496
Nogent-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	577 912
Chinon b-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38 475
Belleville-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nogent-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penly-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Golfech-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cattenom-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cattenom-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penly-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Golfech-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chooz b-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chooz b-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Civaux-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Civaux-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1144 487	13425 785	22985 930	46095 583	92941 026	96352 840	132490 819	177057 190	212894 034	243605 289	255517 139
Nb d'unités	2	4	6	13	21	23	27	33	37	42	46

- Fiche n° 1 - Parc nucléaire français -

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Fessenheim-1	5629 983	3386 524	5251 721	4209 490	5059 430	5770 169	6418 104	6088 600	6400 962	6066 133	4796 559
Fessenheim-2	5033 923	5891 054	3698 150	5517 412	2301 227	5994 895	5542 173	5300 235	6421 819	6037 367	5822 730
Bugey-2	4737 146	4911 701	5104 881	5151 029	4116 426	4805 485	6036 840	6302 003	5798 867	5762 922	5636 487
Bugey-3	4006 627	5188 643	4741 758	3606 987	2614 711	6210 367	4937 066	5824 499	5910 109	5845 090	6976 758
Bugey-4	3574 135	5858 626	3403 002	5277 347	1741 229	6083 021	5544 073	4244 650	4442 395	5984 434	6662 472
Bugey-5	5805 441	5034 113	5907 030	3575 443	4281 274	4654 819	4811 481	5904 470	5674 919	5937 864	5641 279
Gravelines b-1	4511 390	5351 205	4685 355	5935 698	6123 669	6200 233	4912 696	6426 371	6395 252	6164 181	6635 106
Dampierre-1	4215 425	6847 406	2351 810	6733 042	6649 133	7060 544	5633 351	6543 802	6245 528	5492 177	6387 919
Tricastin-1	6119 657	6118 736	5322 704	6186 188	5946 917	6412 086	5252 284	5632 413	7616 171	5804 085	5771 747
Tricastin-2	5140 293	5422 950	5893 319	4686 180	6374 178	6043 998	6499 641	6606 359	6683 141	5455 989	6569 309
Gravelines b-2	5874 442	6716 109	6435 631	5151 301	6420 251	6508 046	6609 575	5870 390	5489 764	6976 492	5833 087
Dampierre-2	4941 370	5793 194	5169 562	4461 644	5364 360	6330 150	4775 180	5936 247	6098 554	5264 875	6190 302
Gravelines b-3	5124 273	6600 164	6402 537	6591 316	5002 897	6888 852	6598 501	6527 148	6239 127	6045 217	6451 532
St Laurent b-1	6017 474	6969 248	6452 936	4212 789	5943 983	5987 924	6430 138	4681 743	5873 068	5449 527	6363 155
Dampierre-3	5267 588	6245 809	6328 326	5418 487	5146 184	6497 891	5880 246	5091 218	5895 512	6043 305	6246 018
Tricastin-3	6005 172	6113 089	6747 978	4994 227	5436 595	6711 597	6788 315	6784 443	6076 514	6466 855	6640 035
St Laurent b-2	5405 589	5364 684	5469 230	6389 384	5826 015	5333 545	6671 107	5645 332	6401 229	6292 356	6761 500
Blayais-1	6048 085	6534 709	6107 414	6693 450	4572 299	6303 909	3778 801	6392 195	6971 069	6532 723	6233 754
Tricastin-4	3988 991	6010 173	5475 593	6001 160	6747 523	5560 593	6217 099	6500 055	7001 501	6776 639	6187 192
Gravelines b-4	6534 632	5232 571	6436 373	6557 167	6705 179	4948 716	6332 055	6596 893	6594 711	6279 959	6831 101
Dampierre-4	5422 337	5698 493	5499 853	6412 150	5659 140	5118 759	5601 970	5819 260	6459 244	6245 688	4747 750
Blayais-2	4484 344	5850 373	5981 299	5623 268	6274 895	5513 866	7021 295	7049 888	7033 429	7097 976	7311 303
Chinon b-1	5651 174	5011 667	6258 588	5636 164	6322 383	5986 568	5672 880	6692 420	6647 483	6444 334	6998 898
Cruas -1	4630 559	5935 587	5273 862	4724 413	6030 299	6454 512	6490 249	4873 015	6554 277	5550 964	6710 131
Blayais-4	4594 548	6131 168	6226 594	5744 322	6432 458	5410 822	6208 195	5621 321	7047 732	6829 459	7031 838
Blayais-3	5600 764	6393 224	5113 376	6687 528	6278 037	6614 951	4436 243	7067 098	7255 316	6943 012	7302 503
Chinon b-2	4710 476	6424 252	5560 673	3354 302	6639 952	5828 003	6530 365	6718 732	5582 863	7006 664	6526 459
Cruas -3	5075 440	5830 252	6420 164	6298 108	5447 922	5999 004	5285 648	6339 380	6204 121	5646 887	6582 710
Paluel-1	9746 682	8255 176	7690 747	7488 658	9028 026	8453 679	6929 167	9182 340	5752 185	9450 616	10189 026
Gravelines c-5	5242 591	6322 509	6289 743	5529 369	6613 553	6482 151	6093 607	6481 801	5762 921	6732 008	7217 592
Cruas -2	5389 326	6593 069	6289 765	4295 841	6241 612	5713 108	5861 766	5630 387	6827 160	5447 302	6288 853
Paluel-2	8080 187	9357 221	6796 119	6446 852	7217 820	8384 556	7477 906	7259 042	8795 302	8530 699	7670 739
Cruas -4	3489 399	5120 717	6525 256	6302 304	5188 777	5571 103	5844 082	6579 873	6173 907	6270 688	6941 482
Gravelines c-6	6786 432	5444 438	6423 252	6171 268	5346 546	5580 941	6364 131	7092 046	6916 427	4780 646	6852 068
Saint Alban-1	4947 249	7109 018	8126 032	8290 055	5016 505	7688 582	7984 550	8898 151	8489 334	7412 935	8677 494
Paluel-3	7102 399	8463 002	7651 484	9977 709	7194 801	8833 500	7003 817	9133 475	8418 402	7962 200	8708 117
Flamanville-1	7537 747	9139 476	7446 554	6181 990	7926 710	9720 699	7502 983	8017 248	8992 200	7142 983	9895 244
Paluel-4	6190 708	8598 694	8442 705	8688 809	5797 018	9054 500	8697 297	8748 103	8207 496	9005 911	8139 769
Saint Alban-2	5429 808	6386 431	6360 284	8296 872	6657 897	6827 404	7480 656	8101 989	8718 252	8453 432	6897 860
Flamanville-2	7442 039	5040 584	8184 785	8314 871	9222 705	8322 543	8575 243	9343 232	9798 691	8975 337	5926 314
Chinon b-3	4674 578	5338 152	5715 413	7402 889	6453 447	5929 564	5375 807	6366 422	6649 106	6173 587	6701 354
Cattenom-1	5601 212	7197 899	8294 887	1600 421	8336 294	7297 268	7168 229	7048 423	10013 668	9142 755	9842 002
Cattenom-2	8653 182	1871 676	8643 080	7961 628	8578 755	9057 801	8900 596	9054 157	9539 041	8956 525	7631 526
Belleville-1	6696 757	5380 376	8262 497	9026 838	8910 457	8294 146	6888 131	8106 161	8665 321	10216 119	5994 930
Nogent-1	8211 766	3312 605	6986 646	7207 911	8172 011	8082 500	8695 325	7778 119	8620 874	8975 272	6856 834
Chinon b-4	4754 872	4966 573	6417 199	6683 884	6742 746	6374 573	6289 993	6941 047	6948 949	6716 637	6291 191
Belleville-2	2261 488	8907 224	6605 778	8215 920	8616 936	9248 783	8602 430	8371 152	7597 510	8890 610	5329 654
Nogent-2	68 610	7851 236	7871 755	8686 627	8666 976	9587 308	6867 327	7935 301	8874 623	9343 374	9268 572
Penly-1	-	-	3123 838	8817 833	8271 940	8416 424	8345 594	9253 927	9916 597	8860 421	10376 734
Golfech-1	-	-	2008 353	9960 102	7424 357	8377 437	8169 955	8288 448	9273 651	9609 591	8997 760
Cattenom-3	-	-	1725 770	10181 583	7512 206	8483 709	9077 951	8795 825	8692 828	10011 509	8520 604
Cattenom-4	-	-	-	2389 353	9814 271	8186 283	8281 381	9409 373	9354 868	9137 594	10511 182
Penly-2	-	-	-	-	5459 379	8969 598	9130 361	8533 697	10175 597	8454 016	9261 195
Golfech-2	-	-	-	-	-	2362 993	7683 076	7336 294	9411 294	9035 889	8734 801
Chooz b-1	-	-	-	-	-	-	-	-	176 450	6142 467	1616 831
Chooz b-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3208 867	155 265
Civaux-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	244 168
Civaux-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	262458 302	293521 800	305601 660	325949 583	335870 311	366534 478	358478 932	376766 213	393777 331	395483 164	387588 795
Nb d'unités	48	48	51	52	53	54	54	54	55	57	57

Fiche n° 2

Parc nucléaire mondial

Préambule

La plupart des données proviennent de la base de données gérée par le CEA, Elecnuc, consacrée aux réacteurs nucléaires *électrogènes* dans le monde. Une base similaire existe à l'AIEA, PRIS¹, qui comporte un volet consacré aux performances en termes de disponibilité.

1 - Présentation des filières de réacteurs électro-nucléaires

Les réacteurs nucléaires peuvent être classés en filières selon plusieurs critères² :

Matière fissile	Matière fertile	Neutrons	Modérateur	Caloporeur	Type
Uranium 235	Uranium 238	lents rapides	Graphite	Gaz (CO ₂ , He)	Hétérogène
Uranium 233	Thorium 232		Eau légère (H ₂ O)	Liquide (H ₂ O, D ₂ O, sodium, plomb)	Homogène
Plutonium 239	Plutonium 240		Eau lourde (D ₂ O)		Mixte
Plutonium 241			Sans		

(1) AIEA : Agence Internationale de l'Energie Atomique, Vienne, <http://www.iaea.org>

(2) matière fissile : éléments pouvant subir une fission : élément naturel uranium 235, éléments artificiels uranium 233, plutonium 239 et 241 ; matière fertile : éléments qui sous bombardement neutronique se transforment en éléments fissiles : thorium 232 en uranium 233 ou uranium 238 en plutonium 239 ; modérateur : les neutrons émis lors des réactions de fission ont une vitesse importante ; pour participer à de nouvelles réactions de fission on peut soit les utiliser sans les ralentir, soit d'abord les ralentir avec un modérateur puis les utiliser ; caloporeur : fluide utilisé pour évacuer l'énergie dégagée lors des réactions de fission.

- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

Le combustible nucléaire comprend forcément un élément fissile. Il existe à l'état naturel un seul élément fissile, l'isotope 235 de l'uranium qui représente 0,71 % de l'uranium naturel. D'autres éléments artificiels peuvent être utilisés :

- le plutonium 239 provenant de l'irradiation neutronique de l'uranium 238 ;
- le plutonium 241 provenant de l'irradiation successive du plutonium 239 puis du plutonium 240 ;
- l'uranium 233 provenant de l'irradiation du thorium 232.

Tout développement de l'énergie nucléaire commence forcément par le recours à l'uranium 235. Ensuite, les autres éléments fissiles peuvent être utilisés.

On distingue généralement cinq filières principales de réacteurs :

Familles	Combustible	Modérateur	Caloporeur	Filière
Graphite-Gaz	U métal	graphite	gaz (CO ₂ , He)	UNGG, MUNGG
	UO ₂ , UC			HTR, HTGR
	UO ₂ enrichi			AGR
Graphite-Eau	UO ₂ enrichi	graphite	eau bouillante	RBMK
			eau pressurisée	LWGR
Eau lourde	UO ₂ naturel ou enrichi	eau lourde pressurisée	eau lourde pressurisée	PHWR
		eau lourde	eau légère	HWLWR, ATR
		eau lourde	gaz	HWGCR
		bouillante	eau lourde bouillante	BHWR
Eau légère	UO ₂ enrichi ou/et UO ₂ - PuO ₂	eau bouillante	eau bouillante	BWR
		eau pressurisée	eau pressurisée	PWR, VVER
Neutrons rapides	UO ₂ enrichi UO ₂ - PuO ₂ UO ₂ - ThO ₂		sodium, plomb,	RNR ou FNR
			eau	LWBR
Divers				HRE, OMR, SGR

Référence : Elecnuc (cf. annexe 1 pour les acronymes)

Une manière synthétique de présenter les performances des différentes filières consiste à étudier l'évolution, de la puissance par unité de volume du cœur nucléaire, du rendement du réacteur (ratio énergie électrique produite sur énergie de fission dégagée) et du rendement neutronique.

Valeurs moyennes	Eau légère	Eau lourde	Graphite/gaz	Neutrons rapides
Puissance volumique en kW/l	100	12	1-10	100 global 300 cœur
Rendement en %	33 %	30 %	30-50 %	40 %
Rendement neutronique	65 %	75 %	75 %	85 %

Historiquement, un nombre important de prototypes relevant des différentes filières ont été construits. Actuellement, une filière domine le marché nucléaire, la filière à eau légère avec ses trois variantes : REP (ou PWR), REB (ou BWR), VVER. Une filière se développe selon une stratégie de niche, PHWR, avec des réacteurs de taille plus faible (700 MWe).

A la fin de 1999, le bilan par type de réacteurs était le suivant :

Capacité en GWe		Installée	En construction	Retirée du réseau
Eau légère	PWR	197,6	9,3	8,0
	BWR	79,0	3,5	4,9
	VVER	30,9	15,9	3,5
Eau lourde	PHWR	21,3	5,9	1,1
Graphite gaz	AGR, UNGG, MUNGG	11,7	0,0	4,2
Graphite eau	RBMK	13,9	0,9	4,5
Rapides		1,1	3,0	1,7
Divers		0,2	0,0	1,5
Total		355,7	38,5	29,4
Poids filière eau légère		86,5 %	74,5 %	55,7 %

Source : Elecnuc

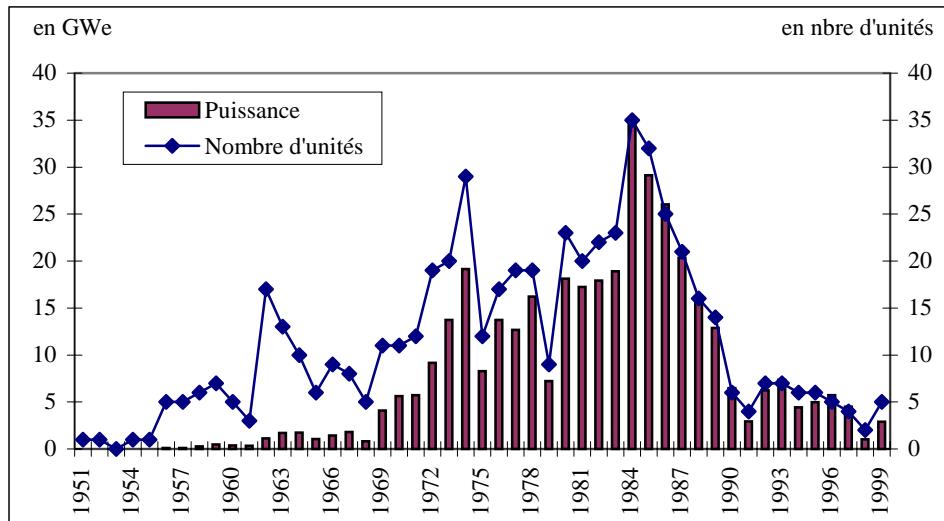
2) Evolution de la puissance nucléaire¹

Le graphique ci-après représente l'évolution des couplages des réacteurs depuis 1951, date de la première production d'un kWh d'origine nucléaire². 564 réacteurs électro-nucléaires ont divergés dans le monde entre 1951 et 1999 représentant une puissance cumulée de 384 GWe.

(1) Bilan provisoire à la fin de 1999 en annexe 2.

(2) 20/12/51 USA réacteur à neutrons rapide Fort Saint Vrain.

Evolution annuelle des couplages au réseau



On peut distinguer plusieurs phases :

- la phase prototype au début des années 60, avec la réalisation de nombreux prototypes, mais de faible puissance ;
- la première vague de réalisations industrielles du début des années soixante-dix, surtout aux USA ;
- une première vague d'annulations à partir du milieu des années soixante-dix surtout aux USA, compte tenu des difficultés de réalisation d'un point de vue financier et réglementaire¹, et des conséquences dans l'opinion publique de l'accident de Three Mile Island survenu en 1979, et aussi en Iran suite à la révolution de février 1979 (8 PWR pour 9 GWe) ;
- la deuxième vague de réalisations des années quatre-vingt correspondant aux réalisations décidées suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ;

(1) 1971 : obligation de réaliser une étude d'impact environnemental avant toute construction de réacteur nucléaire ;

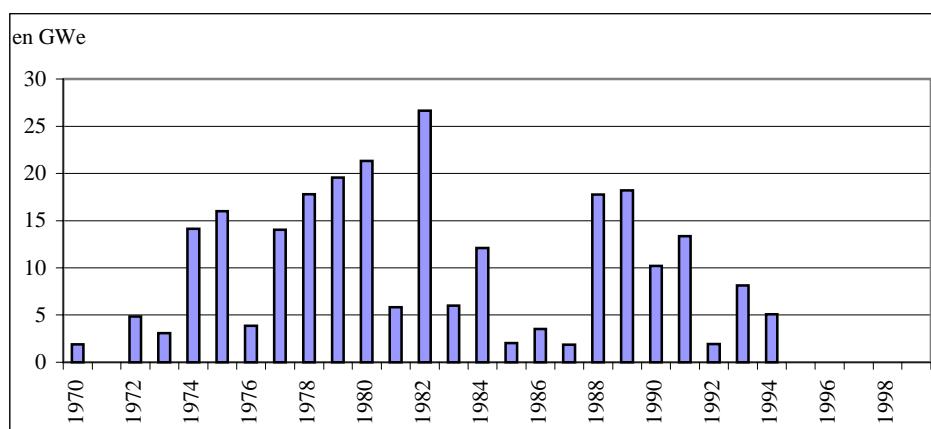
1974 : « Energy Reorganisation Act » : suppression de l'Atomic Energy Commission créée en 1954, création de la Nuclear Regulatory Commission (NRC), agence indépendante ;

1977 : « New Energy Policy » du Président Carter contenant, en particulier, l'abandon du retraitement des combustibles irradiés.

- après l'accident de Tchernobyl, une deuxième vague d'annulations à la fin des années quatre-vingt principalement suite aux changements politiques dans les pays de l'Europe de l'Est (Russie, ex RDA, Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Bulgarie, Géorgie, Hongrie, Lituanie, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Slovaquie, Ukraine), l'ensemble représentant 52 GWe, et dans une moindre mesure en Italie suite à l'abandon du nucléaire en 1988 (4 GWe) et aux USA (10 GWe) ;
- la phase actuelle d'étiage suite aux accidents de TMI et de Tchernobyl, à la baisse des prix du pétrole et du gaz et à l'apparition de nouveaux moyens de production électrique non nucléaires plus performants, avec peu de mises en service mais aussi peu d'arrêts ou d'annulations.

Le graphique ci-dessous retrace l'historique des annulations.

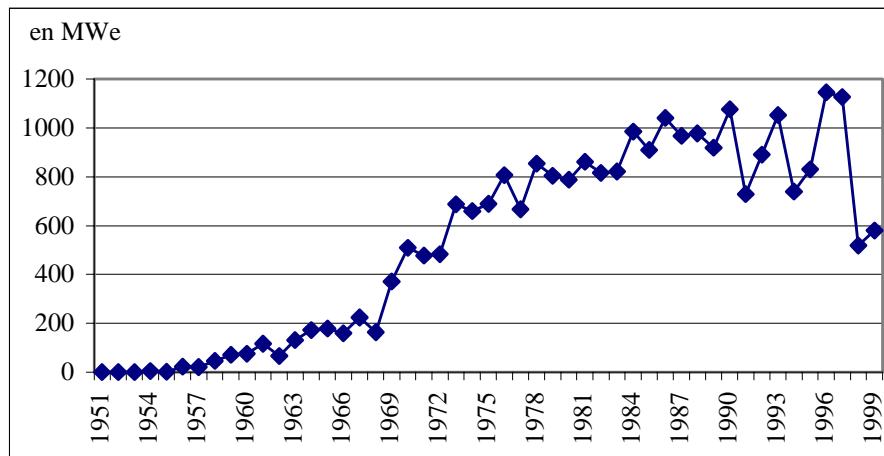
Annulations de commandes de réacteurs nucléaires dans le monde



- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

En terme de puissance moyenne, le graphique ci-dessous représente l'évolution depuis 1951.

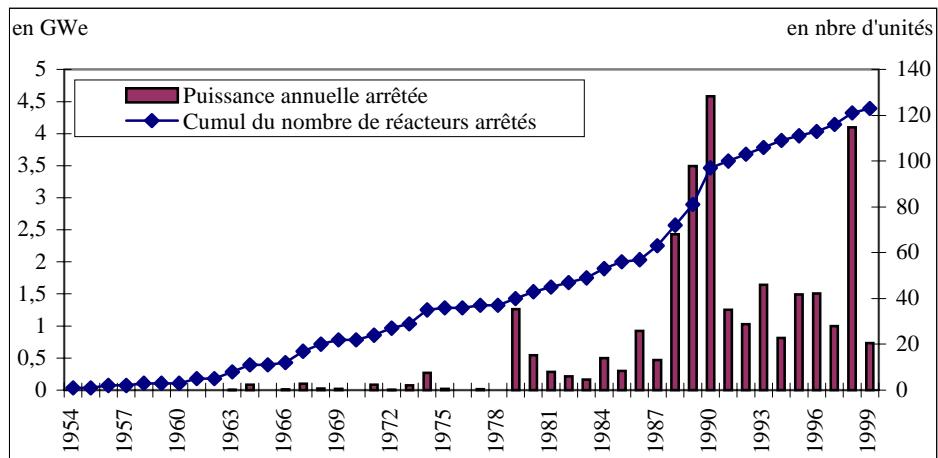
Evolution de la puissance moyenne des réacteurs mis en service



Les fluctuations constatées ces dernières années proviennent du faible nombre de réacteurs mis en service et à la mise en service de réacteurs de faible puissance en Inde. On constate un palier aux alentours de 1 GWe.

Sur les 564 réacteurs qui ont divergé, 123 réacteurs, dont beaucoup de prototypes, ont déjà été arrêtés selon la répartition suivante :

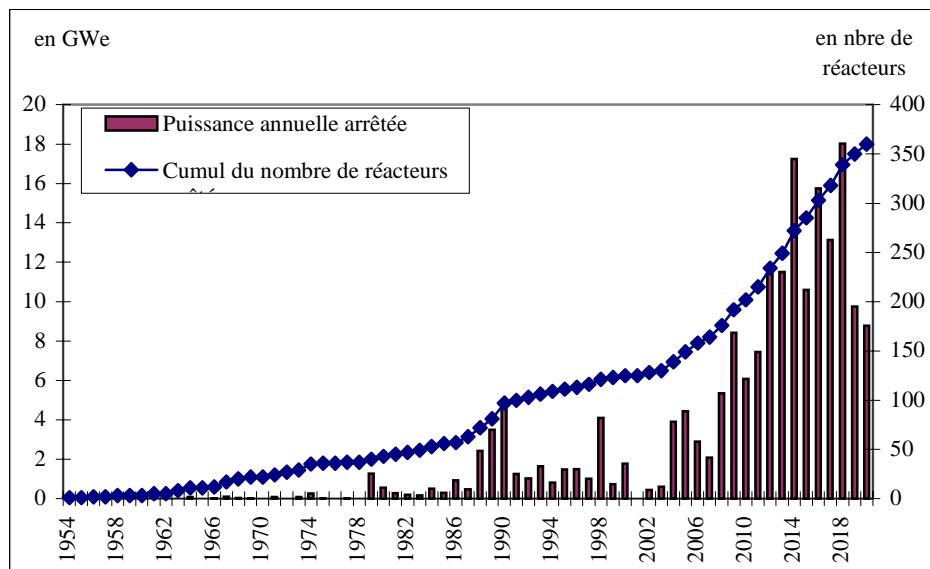
Réacteurs nucléaires arrêtés de 1954 à 1999



En nombre de réacteurs et en puissance, on constate le pic « post-Tchernobyl » correspondant à l'arrêt du nucléaire en Italie (4 réacteurs, 1,5 GWe), la fermeture des réacteurs de l'ex RDA au moment de la réunification (6 réacteurs, 2,3 GWe), l'arrêt des UNGG en France (4 réacteurs, 2 GWe) et au Royaume-Uni (6 réacteurs, 1,2 GWe), etc. Le pic de 1998 correspond au retrait de 3 réacteurs aux USA représentant 2,7 GWe et de Superphénix en France pour 1,2 GWe.

Concernant les prévisions d'arrêts, elles sont entachées d'un certain nombre d'incertitudes sur, d'une part, la durée de vie réelle de chaque réacteur, d'autre part, les politiques gouvernementales des différents pays. Selon les éléments actuels, les prévisions du CEA pour la période 2000-2020 prévoient la fermeture de 237 réacteurs représentant une puissance de 160 GWe soit 45 % du parc nucléaire en fonctionnement actuellement. Le diagramme ci-dessous donne les prévisions actuelles jusqu'en 2020.

Réacteurs nucléaires arrêtés historique et prévisions pour 2020

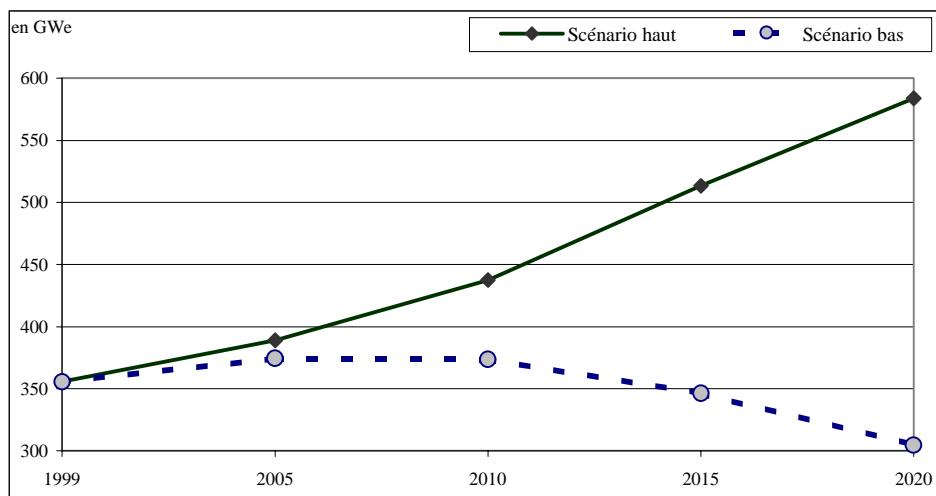


Référence : AIEA 1999

Le pic des années 2010 pourrait être atténué en cas de prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels. Par exemple, des procédures sont en cours visant à obtenir la prolongation des licences d'exploitation pour 20 ans (cf. fiche n° 4) pour une trentaine de réacteurs représentant une puissance de 22 GWe. En France, la durée de vie actuelle est de 37 ans en moyenne, d'où les premiers arrêts théoriques vers 2017, mais d'ores et déjà le chiffre de 50 ans est annoncé au moins pour une partie du parc (cf. fiche n° 4).

L'incertitude est aussi grande pour les centrales en cours de travaux ou projetés. Le cumul de ces incertitudes entraîne des évolutions contrastées pour les estimations concernant la puissance nucléaire installée d'ici 2020.

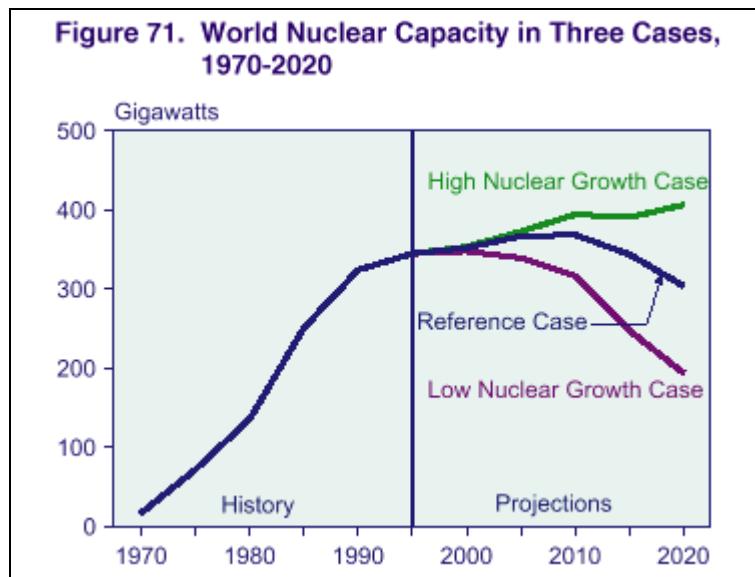
Prévisions AIEA sur la puissance nucléaire installée au niveau mondial



Référence : AIEA 1999

D'autres entités effectuent des prévisions différentes comme le DOE/EIA¹ ; il a une vision beaucoup plus pessimiste des perspectives du nucléaire, y compris aux États-Unis puisqu'elle n'intégrait que partiellement les procédures de renouvellement des licences en cours.

(1) Department of Energy / Energy Information Administration <http://www.eia.doe.gov>



Référence : EIA 2000

3) Analyse par pays

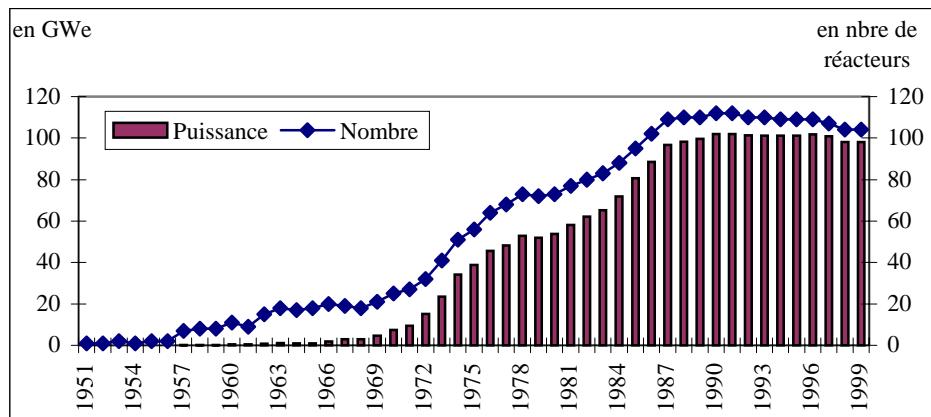
On va s'intéresser au cas de quelques pays : USA, France (cf. fiche n°1), Japon, Russie, Allemagne. Ces 5 pays représentent 70 % de la puissance nucléaire installée. On s'intéressera aussi au cas de la Chine. En annexe 2, nous reprenons pays par pays la puissance nucléaire installée, en construction ou en commande, arrêtée et annulée.

3-1 USA

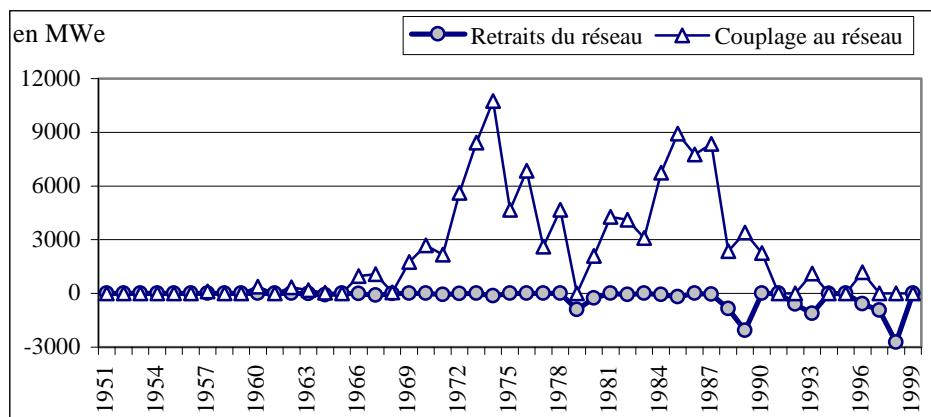
La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu aux USA en 1951 (cf. note 3). Les deux graphiques ci-dessous résument :

- l'évolution de la puissance nucléaire en fonctionnement aux USA ;
- l'historique des mises en service et des retraits.

Evolution annuelle du parc nucléaire aux USA



Evolution couplage/retrait aux USA



Si l'on retrouve les grandes évolutions mentionnées au paragraphe 2, on notera que les États-Unis est le pays qui a essayé le plus de filières nucléaires.

- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

Familles	Filières
Graphite – gaz	HTR
Graphite – Eau	LWGR
Eau lourde	PHWR
Eau légère	BWR
	PWR
Neutrons rapides	RNR
	LWBR
Divers	HRE
	OMR
	SGR

La plupart de ces filières ont été abandonnées, puisque le parc nucléaire américain actuel est réparti aujourd’hui entre les PWR et BWR.

	Puissance en GWe (en %)	Nombre (en %)
PWR	66,1 (67 %)	69 (66 %)
BWR	31,9 (33 %)	35 (34 %)

C'est aussi le pays qui a annulé le plus de commandes de réacteurs : 60 % des annulations au niveau mondial ; par contre, les réacteurs arrêtés ne représentent que 37 % de la puissance mondiale, la plupart étant des prototypes de faible puissance ; par ailleurs, aucun nouveau réacteur n'est prévu à court et à moyen terme.

En 1997, plusieurs rapports prévoyaient une fermeture anticipée de certains réacteurs nucléaires. Depuis, pour différentes raisons, en particulier l'amélioration des conditions d'exploitation et des relations avec les autorités de sûreté, la situation a radicalement changé : on assiste à une augmentation de l'ordre de 20 % de la production électrique d'origine nucléaire (cf. fiche n° 3) ; des procédures de renouvellement de licences d'exploitation (cf. fiche n° 4) ont été lancées ; des ventes de centrales nucléaires qui se sont développées, ce qui conduira à une concentration des exploitants nucléaires (un exploitant gérait deux réacteurs nucléaires en moyenne).

En mars et avril 2000, les premiers renouvellements de licences d'exploitation permettant aux exploitants d'envisager une exploitation pendant 60 ans, viennent d'être accordés par la NRC aux centrales de Clavert Ciffs et d'Oconee.

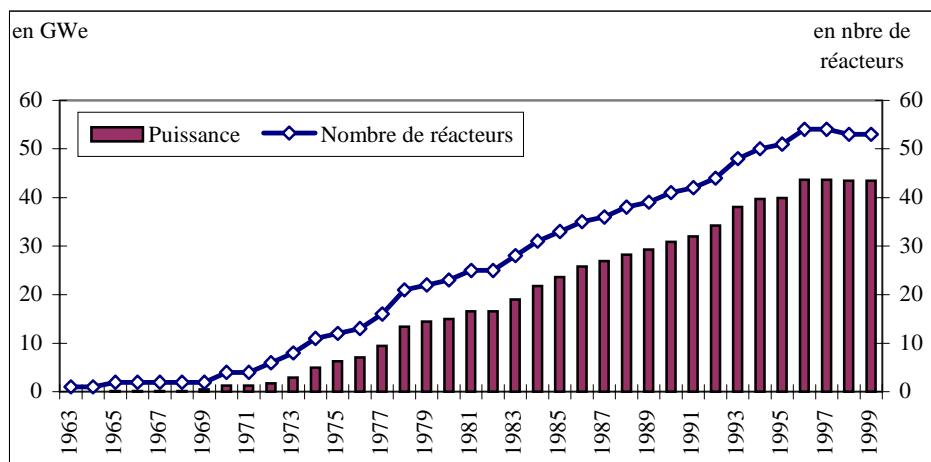
L'avenir du nucléaire reste toujours incertain, mais les USA devraient rester encore, pendant de nombreuses années le premier pays nucléaire en puissance installée.

3-2 Japon

La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu au Japon en 1963 dans le réacteur Tokai (BWR de 10 MWe arrêté en 1969 de conception GE¹) . Les deux graphiques ci-dessous résument :

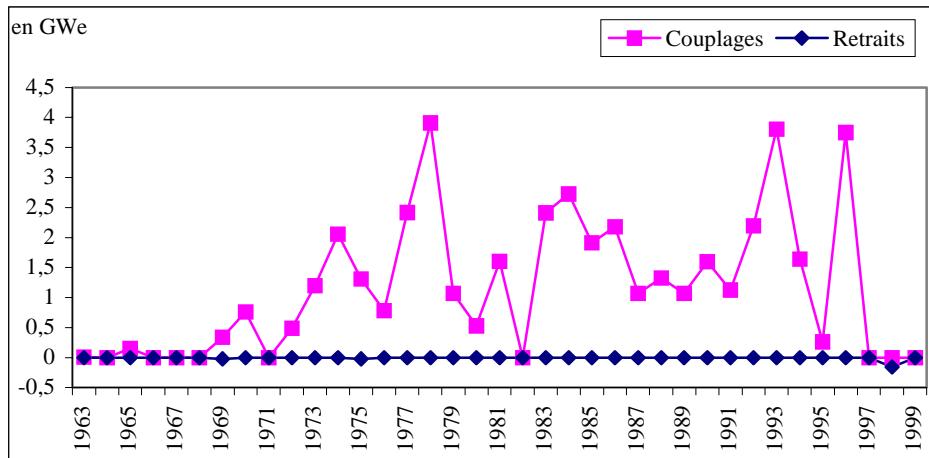
- l'évolution de la puissance nucléaire en fonctionnement au Japon ;
- l'historique des mises en service et des retraits.

Evolution annuelle du parc nucléaire au Japon



(1) GE : General Electric.

Evolution des couplages et retraits au Japon



Au niveau des filières, le parc nucléaire japonais est réparti ainsi :

	Puissance en GWe (en %)	Nombre (en %)
PWR	18,4 (42 %)	23 (43,4 %)
BWR	24,7 (57 %)	28 (52,8 %)
HWLWR	0,15 (0,3 %)	1 (1,9 %)
Rapide	0,26 (0,7 %)	1 (1,9 %)

Le nucléaire au Japon présente plusieurs particularités :

- une volonté politique soutenue de développer l'énergie nucléaire, volonté peu dépendante des majorités gouvernementales ;
- une programmation plus lente qu'aux USA ou en France mais sans rupture brusque (en moyenne sur la période 1970-1990, 1,4 GWe et 1,7 réacteur mis en service par an) ;
- une opposition locale assez prononcée dans la phase préalable aux travaux, entraînant des délais pouvant atteindre 10 à 20 ans entre la sélection d'un site et le lancement des travaux ;
- par contre, une exécution des travaux généralement rapide, 4 à 5 ans pour la dernière génération de réacteurs (ABWR¹) ;

(1) ABWR : Advanced Boiling Water Reactor, BWR 1315 MWe.

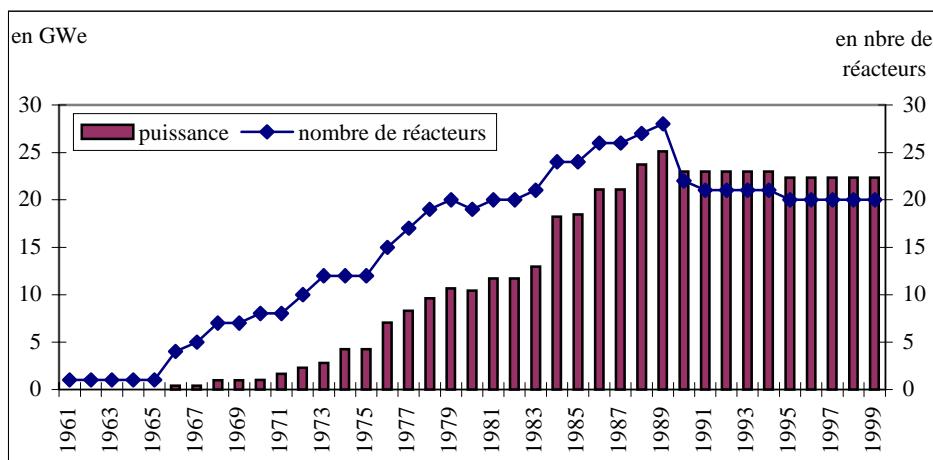
- un modèle de cycle du combustible nucléaire similaire à celui de la France, permettant le développement, certes à une échelle modeste, de la filière à neutrons rapides : Joyo (homologue de Rapsodie) et Monju (260 MWe) qui a divergé en 1995 mais est à l'arrêt depuis 1996 suite à un incendie ;
- un coût du kWh d'origine nucléaire élevé mais acceptable compte tenu du prix très élevé du kWh au Japon¹ ;
- plusieurs projets en cours de réalisation dans les prochaines années, à un rythme certes ralenti.

3-3 Allemagne

La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu en Allemagne en 1961 dans le réacteur VAKAHL (BWR de 16 MWe arrêté en 1985 de conception GE). Les deux graphiques ci-dessous résument :

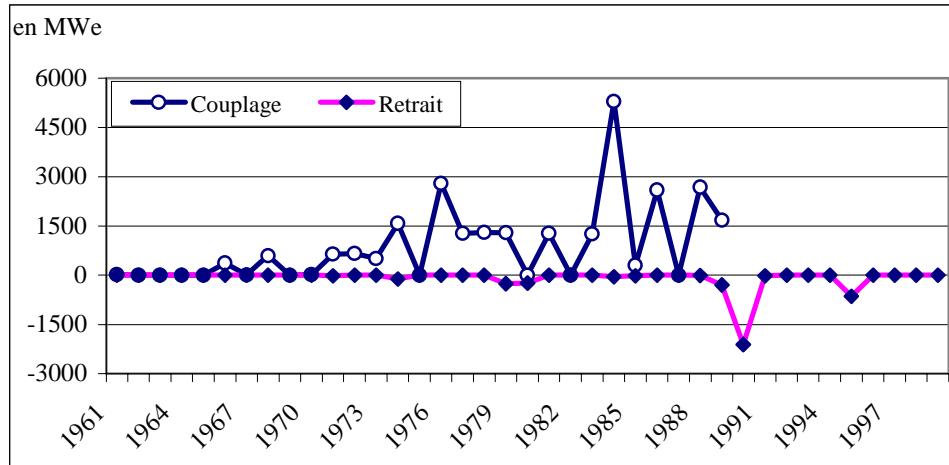
- l'évolution de la puissance nucléaire en fonctionnement en Allemagne ;
- l'historique des mises en service et des retraits.

Evolution annuelle du parc nucléaire en Allemagne



(1) Une récente étude publiée par le MITI donnait les chiffres suivants pour les coûts économiques du kWh (en Yen par kWh) : nucléaire 5,9 ; fuel 10,2 ; gaz naturel liquéfié 6,4 ; charbon 6,5 ; hydraulique 13,5 (Atoms in Japan January 2000).

Evolution des retraits et couplages en Allemagne



Au niveau des filières, le parc nucléaire allemand est réparti ainsi :

	Puissance en GWe (en %)	Nombre (en %)
PWR	15,9 (7 %))	14 (7 %)
BWR	6,4 (2 %)	6 (3 %)

Le nucléaire allemand présente un certain nombre de particularités :

- un grand nombre de filières ont été essayées avec parfois un taux d'échec important (arrêt prématuré, mauvais coefficient de production Kp).

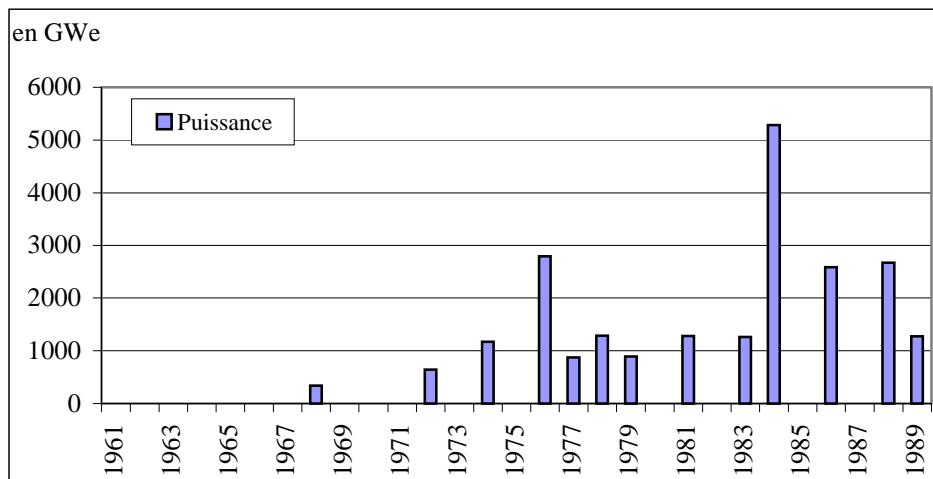
- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

		couplage	retrait	Puissance brute MWe	Production brute GWh	Kp en %
BWR	Grosswelzheim	02/08/70	20/04/71	25	6	4 %
	Lingen	20/05/68	28/02/79	268	11 193	45 %
	Gundremingen	12/11/66	16/01/80	250	15 980	56 %
	Van kahl	17/06/61	25/11/85	17	2 102	59 %
	Wurgassen	18/12/71	01/06/95	670	72 922	54 %
HTGR	THTR	16/11/85	15/08/89	307	2 891	29 %
HTR	AVR	17/12/67	31/12/88	15	1 670	61 %
HWGCR	Niederaichbach	10/10/73	31/07/74	106	15	2 %
PHWR	MZFR	09/03/66	06/05/84	58	5 739	63 %
RNR	KNK1	09/08/72	02/09/74	21	64	17 %
	KNK2	26/04/78	23/08/91	21	373	15 %
VVER	Greifswald 1	17/12/73	16/12/90	440	18 636	29 %
	Greifswald 2	23/12/74	31/10/90	440	19 448	32 %
	Greifswald 3	03/11/77	31/10/90	440	21 005	43 %
	Greifswald 4	04/08/79	31/05/90	440	20 985	51 %
	Greifswald 5	24/04/89	01/12/90	440		
	Rheinsberg	06/05/66	01/11/90	80		

- la plupart ¹ des réacteurs en fonctionnement ont un âge assez élevé, environ 20 ans, (cf. figure ci-après) mais fonctionnant correctement.

(1) 78,5 % du parc en 1998.

**Année de couplage des réacteurs
en fonctionnement fin 1999**



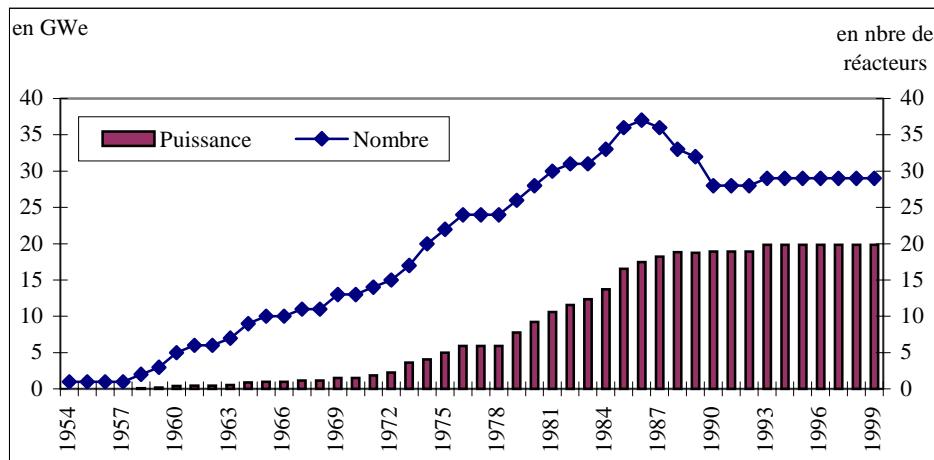
- l'arrêt de tous les réacteurs nucléaires de l'ex RDA au moment de la réunification, qu'ils soient en exploitation (6 réacteurs représentant une puissance de 2 GWe), ou en construction (5 réacteurs représentant une puissance de 3 GWe) ;
- une opinion publique plutôt hostile au nucléaire ;
- une volonté politique depuis 1998 de sortir du nucléaire, qui vient de se concrétiser en Juin 2000 avec l'accord conclu entre le gouvernement et les principaux électriciens allemands ;
- une obligation, annulée récemment seulement, de retraiter les combustibles irradiés.

3-4 Russie

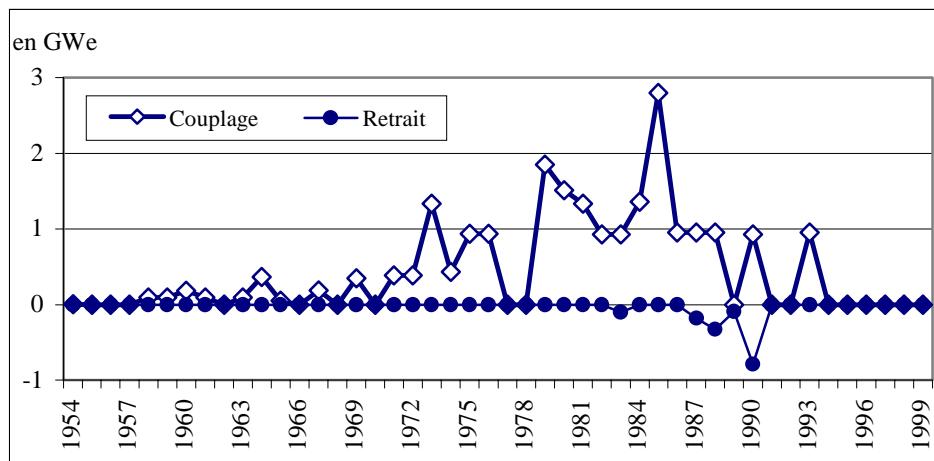
La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu en Russie en 1954 dans le réacteur AES (RBMK de 6 MWe arrêté en 1988). Les deux graphiques ci-après résument :

- l'évolution de la puissance nucléaire en fonctionnement en Russie ;
- l'historique des mises en service et des retraits.

Evolution du parc nucléaire en Russie



Evolution des couplages/retraits en Russie



La Russie a essayé un certain nombre de filières :

- filières utilisées actuellement : GLWR, RNRS, RBMK et VVER ;
- filière abandonnée : BWR.

- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

Plus ou moins officiellement, la Russie affiche toujours un certain nombre de projets :

Nombre (puissance en GWe)	Construction	Projets
RBMK	1 (0,9)	2 (1,6)
VVER	11 (9,0)	9 (6,0)
RNR	4 (3,0)	0 (0,0)
GLWR	0 (0,0)	3 (0,1)

Les travaux de la plupart des centrales dites en construction ont commencé avant 1990 et sont pour la plupart arrêtés. La priorité actuelle du Minatom, exploitant nucléaire, est la mise aux normes occidentales de la sûreté de leurs réacteurs.

3-6 Chine

La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu en Chine en 1991 dans le réacteur QUINSHAN-1 (PWR de 280 MWe de conception chinoise) .

Actuellement trois réacteurs sont en fonctionnement, dont 2 réacteurs construits par Framatome (930 MWe).

La politique chinoise a consisté à « essayer » plusieurs filières étrangères tout en cherchant d'une part, à « chiniser » les réacteurs, d'autre part, à maximiser les transferts technologiques :

- PHWR (AECL – Canada) 2 réacteurs de 650 MWe, divergence prévue en 2003-2004 ;
- PWR (Framatome – France) 2 réacteurs de 930 MWe, divergence prévue en 2002-2003 ;
- VVER (Chine – Russie) 2 réacteurs de 950 MWe, divergence prévue en 2004-2005 ;
- PWR (Chine) 2 réacteurs de 575 MWe, divergence prévue en 2002-2003 ;
- RNR (Chine) 1 réacteur de 20 MWe, divergence prévue en 2003.

Le programme de développement de l'énergie nucléaire en Chine fait l'objet, tantôt d'annonces prometteuses, tantôt de coups de freins. Les projets à long

terme qui ont été annoncés, portent sur une puissance de 22 GWe avec 25 réacteurs susceptibles d'être construits d'ici 2015 (2 BWR, 4 PHWR, 19 PWR).

A priori, il semblerait que la Chine choisisse de développer préférentiellement un modèle de réacteur PWR de 1 000 MWe, de conception chinoise avec des participations étrangères.

3-7 Reste du monde

L'essentiel du parc nucléaire mondial est situé dans les pays de l'OCDE. Seuls quelques pays de l'OCDE ont des réacteurs actuellement en construction : Corée du Sud, Japon, République Tchèque. A plus long terme, certains projets pourraient éventuellement déboucher en Turquie ou en Finlande (5 réacteurs).

Dans les autres pays, un plus grand nombre de réacteurs est en construction ou en projet, mais leur réalisation est souvent hypothétique en raison de problèmes financiers et/ou politiques. Dans ses prévisions optimistes, l'AIEA prévoit à l'horizon 2020 l'arrivée d'un certain nombre de nouveaux pays dotés de réacteurs nucléaires : Cuba, Biélorussie, Croatie, Bangladesh, Indonésie, Iran, Corée du Nord, Malaisie, Philippines, Thaïlande, Vietnam, Algérie, Egypte, Maroc.

Annexe 1

Acronymes

AGR :	advanced gas reactor
UNGG :	uranium naturel gaz graphite
MUNGG :	magnox uranium naturel gaz graphite
PHWR :	pressurised heavy water reactor
BHWR :	boiling heavy water reactor
HWLWR :	heavy water light water reactor
HWGCR :	heavy water gas cooled reactor
BWR :	boiling water reactor
PWR :	pressurised water reactor
VVER	vodiano viodanoi energuitcheski reaktor
RBMK :	reaktor bolchoi mochtchnosti kanakni
GLWR :	graphite light water reactor
RNR :	réacteur à neutrons rapides
HTR :	high temperature reactor
HTGR :	high temperature gas reactor
HWBLWR :	heavy water boiling light water reactor
HWGCR :	heavy water gas cooled reactor
LWBR	light water breeder reactor
HRE :	homogeneous reactor experimental
OMR :	organic moderator reactor
SGR :	sodium graphite reactor

Référence : Elecnuc

Annexe 2
Bilan au 31/12/1999

Ventilation par pays, puissance en MWe nets (nombre d'unités)

Pays	Installée	En construction	Commandée	Retirée du réseau	Annulée
Afrique du sud	1844	(2)	-	-	-
Allemagne	22341	(20)	-	3780	(17)
Argentine	935	(2)	692	(1)	-
Arménie	376	(1)	-	752	(2)
Autriche	-	-	-	-	692
Azerbaïdjan	-	-	-	-	950
Belgique	5713	(7)	-	11	(1)
Biélorussie	-	-	-	-	900
Brésil	626	(1)	1229	(1)	-
Bulgarie	3538	(6)	-	-	3812
Canada	14937	(21)	-	1329	(4)
Chine	2140	(3)	6230	(9)	-
Corée du nord	-	-	1900	(2)	-
Corée du sud	11937	(16)	3800	(4)	-
Cuba	-	-	-	-	834
Espagne	7472	(9)	-	480	(1)
Etats-Unis	98106	(104)	-	10925	(47)
Finlande	2640	(4)	-	-	-
France	63183	(59)	-	3853	(12)
Géorgie	-	-	-	-	950
Hongrie	1740	(4)	-	-	1908
Inde	2305	(13)	1304	(4)	
Iran	-	-	950	(1)	
Italie	-	-	-	1450	(4)
Japon	43509	(53)	4601	(4)	
Kazakhstan	-	-	3559	(3)	
Lithuanie	2760	(2)	-	184	(3)
Luxembourg	-	-	-	135	(1)
Mexique	1308	(2)	-	-	-
Pakistan	128	(1)	280	(1)	
Pays-Bas	459	(1)	-	57	(1)
Philippines	-	-	-	-	600
Pologne	-	-	-	-	2710
Rép. Tchèque	1632	(4)	1784	(2)	
Roumanie	660	(1)	2520	(4)	
Royaume-Uni	12926	(35)	-	1475	(10)
Russie	19843	(29)	10575	(12)	
Slovaquie	2408	(6)	776	(2)	
Slovénie	632	(1)	-	104	(1)
Suède	9460	(11)	-	610	(2)
Suisse	3077	(5)	-	8	(1)
Taiwan	4884	(6)	-	2630	(2)
Turquie	-	-	-	-	1055
Ukraine	12120	(14)	3800	(4)	
Monde	356638	(443)	43071	(53)	
				7827	(13)
				29422	(123)
				2775	(3)
				7400	(8)
				249197	(253)

Référence : Elecnuc

- Fiche n° 2 - Parc nucléaire mondial -

Situation mondiale des unités électronucléaires au 31/12/1999

Ventilations par filières regroupées et par pays regroupés, puissance en MWe nets (nombres d'unités)

Filières regroupées	Installée		En construction		Commandée		Retirée du réseau		Annulée	
AGR,MGUNG G,UNGG	11738	(34)	-	-	-	-	4228	(19)	250	(2)
PHWR	21231	(39)	5816	(11)	1768	(6)	1135	(5)	1275	(2)
PWR	198618	(207)	10219	(12)		(2)	8048	(21)	127633	(118)
BWR	79009	(91)	7231	(6)	3559	(3)	4886	(28)	53056	(49)
RAPIDE-FBR	1066	(4)	3020	(5)	-	-	1726	(10)	2145	(3)
VVER	30923	(49)	15860	(18)	2560	(4)	3463	(10)	46525	(57)
RBMK,GLWR	13904	(18)	925	(1)	-	-	4457	(13)	6460	(6)
ATR	150	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVERS	-	-	-	-	-	-	1479	(17)	11853	(16)

Pays regroupés	Installée		En construction		Commandée		Retirée du réseau		Annulée	
Amérique du nord (1)	113043	(125)	-	-	-	-	1254	(51)	151175	(139)
UE (2)	124194	(146)	-	-	-	-	11716	(48)	32592	(40)
Europe hors UE (3)	3709	(6)	-	-	-	-	8	(1)	3120	(4)
Europe est (4)	45077	(67)	19455	(24)	2560	(4)	5260	(20)	48301	(54)
Asie (5)	65903	(92)	21695	(27)	5267	(9)	184	(3)	11946	(13)
Reste du monde (6)	4713	(7)	1921	(2)	-	-	-	-	2063	(3)

Référence : Elecnuc

- (1) Canada, Etats-Unis.
- (2) Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède.
- (3) Slovénie, Suisse, Turquie.
- (4) Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Bulgarie, Géorgie, Hongrie, Kazakhstan, Lituanie, Pologne, Rep. tchèque, Roumanie, Russie, Slovaquie, Ukraine.
- (5) Bangladesh, Chine, Corée du nord, Corée du sud, Inde, Indonésie, Iran, Japon, Pakistan, Philippines, Taiwan, Thaïlande, Vietnam.
- (6) Afrique et Amérique latine, Afrique du sud, Egypte, Argentine, Brésil, Cuba, Mexique.

Fiche n° 3

Performances d'un parc nucléaire

Augmentation progressive du coefficient de production du parc nucléaire actuel d'EDF jusqu'à un plafond de 85 %.
Abandon simultané du suivi de réseau

1 – Généralités

Coefficient de disponibilité¹ : Kd

Exprimé en énergie sur une période de temps donnée, il illustre l'aptitude d'un réacteur à fournir de l'énergie. Cette énergie n'est pas forcément appelée par le réseau électrique. On parle généralement de Kd pour une période annuelle.

Les périodes d'indisponibilité comprennent :

- les arrêts pour entretien et/ou renouvellement de combustibles ;
- les incidents.

Coefficient de production² : Kp

Exprimé en énergie, sur une période de temps donnée, il illustre le fonctionnement réel du réacteur. C'est donc le ratio entre l'énergie réellement produite pendant la durée considérée sur l'énergie qui aurait été produite si le

(1) Capacity Factor ou Availability Factor.
(2) Load Factor.

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

réacteur avait fonctionné à pleine puissance pendant cette période. On parle généralement de K_p pour une période annuelle.

Coefficient d'utilisation¹ : K_u

Il indique le temps pendant lequel le réacteur est en fonctionnement par rapport au temps total où le réacteur pourrait être opérationnel.

On a la relation suivante entre ces trois facteurs :

$$K_p = K_d * K_u$$

Base, semi-base, pointe

Un moyen de production électrique fonctionne en base, lorsque sa durée de production annuelle est supérieure à 5 000 heures environ.

Un moyen de production électrique fonctionne en semi-base lorsque sa durée de production annuelle est comprise entre 2000 et 4000 heures environ.

Un moyen de production électrique fonctionne en pointe lorsque sa durée de production annuelle est inférieure à 500 heures environ.

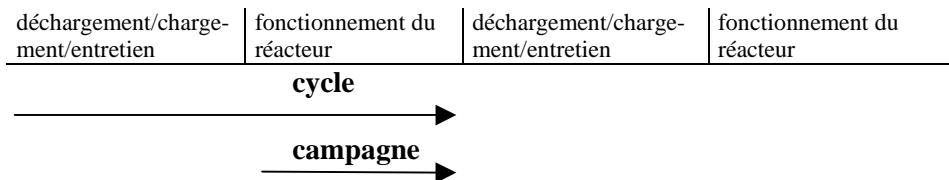
Cycle d'un réacteur nucléaire

Un cycle est caractérisé par le temps total qui sépare deux redémarrages d'un réacteur nucléaire pour déchargement-chargement de combustibles nucléaires. En effet, à la différence des autres moyens de production thermique classiques (charbon, gaz, fuel) pour lesquels l'alimentation en combustibles est continue, pour la plupart des réacteurs nucléaires², aucun chargement-déchargement ne peut être effectué pendant la phase de production.

La durée d'un cycle dépend, du mode de gestion retenue par l'exploitant, du taux de combustion visé pour le combustible nucléaire (cf. fiche n° xx) et de la durée de la période de déchargement-chargement et d'entretien programmé.

(1) *Operating Factor.*

(2) *Pour certains types de réacteurs, on pouvait décharger-charger pendant la phase de production. C'était le cas par exemple des réacteurs UNGG construits en France.*



On utilise souvent comme unité de temps, JEPP, jours équivalent pleine puissance.

- si le coefficient d'utilisation d'un réacteur est égal à 1 pendant une campagne, alors la durée de la campagne exprimée en jours est quasiment égale à la durée de la campagne exprimée en JEPP ;
- si le coefficient d'utilisation d'un réacteur est inférieur à 1 pendant une campagne, alors la durée de la campagne exprimée en jours est supérieure à la durée de la campagne exprimée en JEPP.

Exemple :

Le premier cœur du réacteur à neutrons rapides Superphénix permettait une durée de campagne de 640 JEPP. A la différence des réacteurs à eau pressurisée pour lesquels les combustibles sont renouvelés par tiers ou par quart, le renouvellement du cœur de Superphénix se fait en une seule fois. De sa divergence en 1986 jusqu'à son arrêt en 1997, le réacteur a produit 8,3 TWh¹, soit une durée de fonctionnement de 310 JEPP.

2 - Exploitation d'un parc de production nucléaire

Un électricien exploitera un parc de production nucléaire en prenant en compte :

- les caractéristiques techniques et économiques de son parc nucléaire ;
- les caractéristiques techniques et économiques de son parc de production non nucléaire ;
- le profil de la demande électrique de la zone desservie ;
- les caractéristiques techniques et économiques du réseau de transport ;
- les possibilités de fourniture externe (ou de vente).

(1) production brute, pour la production nette il faut enlever 3,2% .

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

Il est difficile de définir un parc de production optimal du fait de la variabilité de la plupart des facteurs et de la longue durée de vie des équipements de production électrique à commencer par les barrages hydrauliques et les centrales nucléaires.

En fonction de différents critères, l'électricien « *empilera* » ses moyens de production en utilisant généralement comme critère, le coût de production-transport croissant.

Malgré les situations spécifiques à chaque électricien, on peut définir deux principaux modes d'exploitation d'un parc de production nucléaire : un fonctionnement en base, un fonctionnement en suivi de réseau. A titre d'exemple, le tableau ci-dessous donne les caractéristiques des principales compagnies européennes avec la place de la production nucléaire (chiffres 1998), en ne tenant pas compte des modifications en cours du paysage électrique européen (fusions, acquisitions, prise de participation, etc.).

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

Compa- gnie	Pays	Chiffre d'affaires en GF	Productio n en TWh	Ventes en TWh	Capacité en GWe	Parc thermi-que GW (TWh)	Parc nuclé- aire GW (TWh)	Parc hydraul. GW (TWh)	Autres GW (TWh)	Références – Sites Web -Années
UES	Russie	≈ 3	603.8		156	122 (492)	0	33.6 (112)	0	http://ues.elektra.ru/en/ (1998)
EDF (b)	France	185	460	455	102	17.2 (54)	61.5 (368)	23.3 (67)		http://www.edf.fr (1998)
ENEL	Italie	130.6	171	244	56	41 (149)	0	16.6 (34)	0.5 (3.9)	http://www.enel.it (1998)
RWE (a)	Allemagne	55.4	137	161	26.6	18 (99)	5.7 (32)	2.8 (6.0)	0	http://www.rwe.de/ (1998)
Minatom REA	Russie	?	101	?	19.8	0	19.8 (101)	0	0	http://www.insc.ru/ ?
Preussen Elektra	Allemagne	55	65.9	111	15					http://www.preusselektra.de (1998)
Vattenfall	Suède		83.3	92	16.6	1.14 (0.1)	6.63 (48.3)	8.77 (34.9)	0.02 (0.036)	http://www.vattenfall.se
Electravel	Belgique	38.5	76.7	80	14.5	7.5 (31)	5.6 (44)	1.3 (1.5)		http://www.electrabel.be (1998)
Endesa	Espagne	49.6	89.4	74	23	13.3 (44.8)	3.5 (25.8)	6.1 (12.6)		http://www.endesa.es (1998)
Ener- goatom	Ukraine		76		12	0	12 (76)	0		http://www.gca.atom.gov.ua
Bayern- werk (a)	Allemagne	34.8	60	62.7	12					http://www.bayernwerk.de (1997)
National Power	Royaume- Uni	32.1		60	16.6	16.6	0	0		http://www.national-power.com (1998)
Pwergen	Royaume- Uni	27.3	62	56	14.72	14.72 (62)	0	0		http://www.pgen.com (1997)
ENBW (b)	Allemagne	30	45.8	55.6	10.42	4.1 (24)	3.58 (14.8)	2.4	0.34	http://www.enbw.com (1998)
Iberdrola	Espagne	32.3	48.74	61.48	16	4.70 (5.78)	3.2 (25.05)	8.29 (17.90)		http://www.iberdrola.es (1998)
VEAG	Allemagne		47.89	47.19	9.4	7.6 (44.64)	0	1.7 (1.12)		http://www.veag.de
British Energy	Royaume- Uni	10	67		9.6	0	9.6 (67)	0		http://www.british-energy.co.uk
RENEL	Roumanie						0.66 (5.3)			
CEZ	Rép. Tchèque		47.9	48.2	10.9	8.5 (33.3)	1.7 (13.2)	1.9 (1.4)		http://www.cez.cz/ 1998
Fortum	Finlande		21.7	44.5	7.0					http://www.fortum.com/powerandheat
Sydkraft	Suède			33	7.1					http://www.sydkraft.se
Verbund	Autriche		24.1	31.0	7.3	1.3 (1.4)	0	6.1 (22.7)	0	http://www.verbund.at/english/index.asp
MVM	Hongrie			32						
EDP	Portugal	646 GPTE	27.66	33.81	7.5	3.5 (15.39)	0	3.96 (12.2)	0.02 (0.05)	http://www.edp.pt
Scottisch Power	Royaume- Uni									http://www.scottishpower.plc.uk/

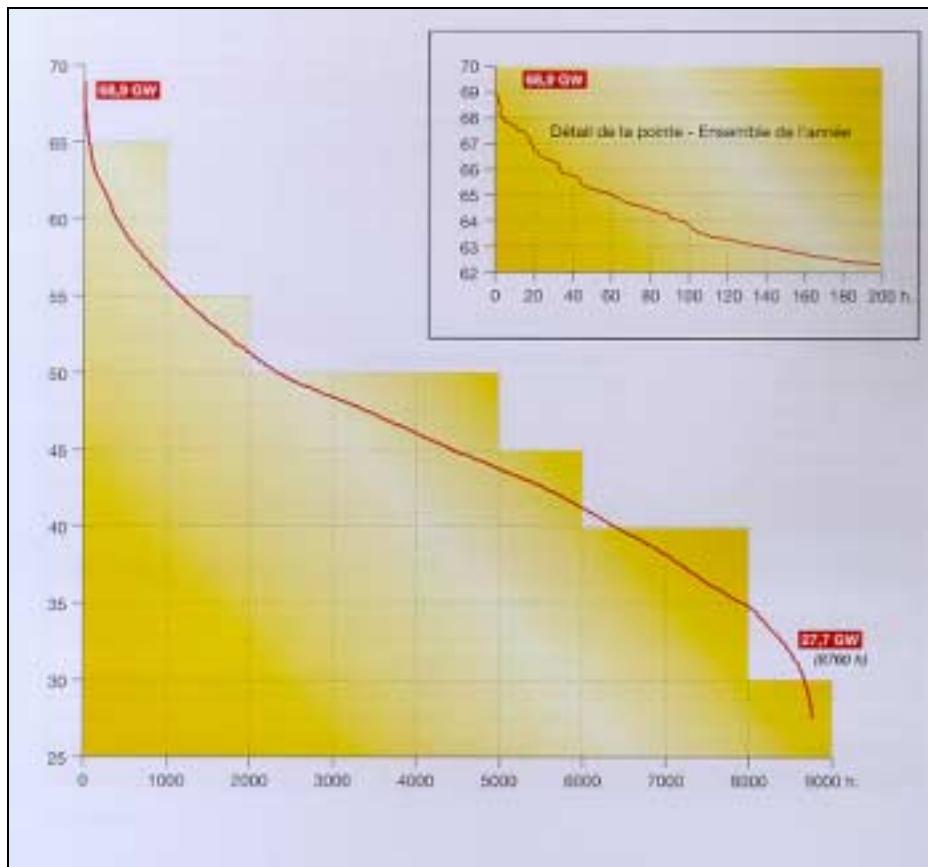
- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

La part de la production électrique d'origine nucléaire varie suivant les compagnies électriques entre 0 et 100 %. Néanmoins, on peut en déduire :

- qu'une compagnie électrique produisant jusqu'à 50 % environ de son électricité à partir de son parc nucléaire, l'exploitera en base ;
- qu'une compagnie électrique produisant plus de 50 % environ de son électricité à partir de son parc nucléaire, l'exploitera en suivi de réseau.

La valeur de 50 % est donnée à titre indicative. Une autre façon d'illustrer cette difficulté consiste à étudier la monotone de charge, c'est-à-dire la puissance que doit fournir une compagnie électrique au cours de l'année. Compte tenu de la variation permanente de la puissance demandée, on représente la monotone de charge en classant les puissances en fonction du nombre d'heures où cette puissance a été appelée dans l'année. L'exemple ci-dessous représente le cas de la France pour 1997. Dans ce graphique, est représentée en ordonnée la puissance appelée en GWe.

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -



En France, l'empilement des moyens de production, compte tenu des différents éléments mentionnés précédemment s'effectue ainsi :

- hydraulique inéluctable (barrages au fil de l'eau sans capacité de stockage) ;
- autres producteurs avec dans certains cas obligation d'achat ;
- nucléaire ;
- thermique classique (charbon puis fuel) ;
- hydraulique de pointe (barrages possédant une capacité de stockage) ;
- thermique de pointe (turbines à combustion) ;
- régulation des importations-exportations ;
- délestage (coupures de courant).

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

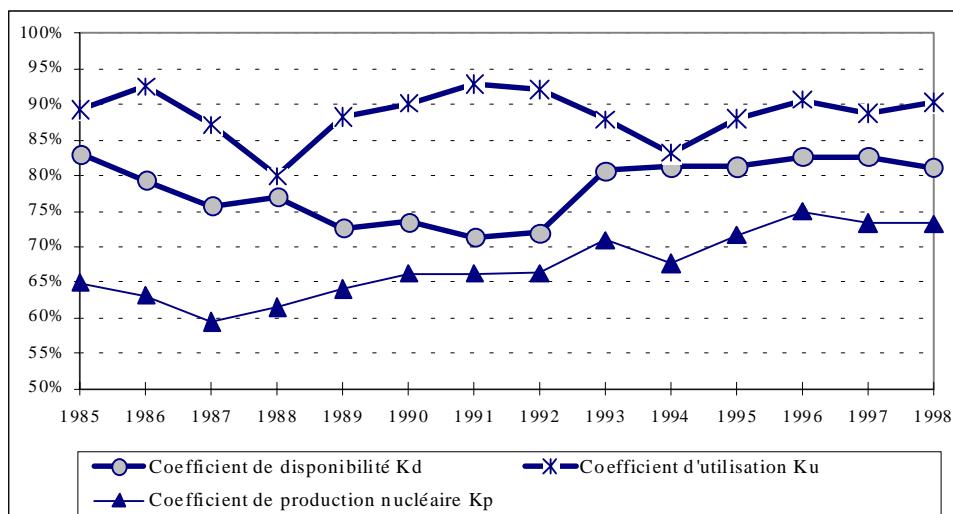
Les deux premières catégories représentent approximativement 5 GWe toute l'année. Le parc nucléaire en 1997 représentait une puissance de 58 GWe. En supposant une disponibilité uniforme de 80 % au cours de l'année la puissance nucléaire disponible était d'environ 46 GWe.

En prenant en compte les exportations, 70 TWh soit une puissance moyenne de 8 GWe, on s'aperçoit que l'ensemble hydraulique inéluctable + autres producteurs + nucléaire peut fournir 43 GWe environ. Or cette puissance n'est demandée que pendant 5 000 h.

Si maintenant on prend en compte le caractère saisonnier des arrêts des tranches nucléaires pour chargement-déchargement, on s'aperçoit que le même ensemble peut fournir 50 GWe en saison haute (correspondant dans la plupart des cas aux périodes de forte demande). Or, cette puissance n'est demandée que pendant 2 500 h environ.

Une partie du parc nucléaire français fonctionne actuellement partiellement en semi base. On retrouve ce résultat lorsqu'on regarde l'évolution des Kp, Kd et Ku du parc nucléaire français.

Parc thermique nucléaire



On s'aperçoit que la baisse du Kd dans les années 1988-1991 en raison de problèmes sur les réacteurs (générateurs de vapeur, couvercles de cuve) a coïncidé avec une hausse du Kp, en raison d'une meilleure utilisation du parc.

De façon inverse, en 1994, en raison d'une forte production hydraulique et d'un Kd élevé, le Kp a baissé.

Pour prévoir l'évolution des performances du parc nucléaire actuel, il faut prendre en compte cette situation relativement particulière, caractérisée par une surcapacité pour un fonctionnement strictement en base.

Remarque

Un problème récent est apparu dans des pays où le processus de dérégulation électrique est bien avancé comme aux USA, il s'agit du problème de la fourniture de la demande pendant la pointe. En effet, un producteur électrique préférera faire fonctionner son parc en base plutôt que de posséder des moyens de production qui ne vont être utilisés que quelques centaines d'heures dans l'année.

Aux USA, la période de pointe se situe en été (à cause de la climatisation et de températures élevées). Depuis quelques années, ces périodes de pointe coïncident, d'une part, avec de fortes augmentations du prix du kWh sur les marchés spot, d'autre part, avec des coupures de courant de plus en plus importantes.

Ce problème a été jugé suffisamment important par le DOE¹ qui a mis en place une commission² chargée de proposer des modifications du secteur électrique américain pour pallier à ces défaillances.

Dans son rapport intermédiaire, on peut noter le paragraphe suivant :

« Unfortunately, the development of reliability management reforms, tools, technologies and operating procedures has lagged behind economic reforms in the electric industry. This lag has been particularly troublesome during this transition period, while new market participants and system operators are learning to work together. In anticipation of competitive markets, some utilities have adopted a strategy of cost cutting that involves reduced spending on

(1) DOE Department of Energy.

(2) Power Outage Study Team, rapports intérimaire et final disponible sur <http://tis.eh.doe.gov/post/interim.pdf> et <http://tis.eh.doe.gov/post/postfinal.pdf>.

reliability. In addition, responsibility for reliability management has been disaggregated to multiple institutions, with utilities, independent systems operators, independent power producers, customers, and markets all playing a role. The overall effect has been that the infrastructure for reliability assurance has been considerably eroded. Moreover, historical levels of electric reliability may not be adequate for the future. The quality of electric power and the assurance that it will always be available are increasingly important in a society that it is ever more dependant on electricity. Indeed, our health, safety and economic strength all depend on a reliable supply of electricity. »

En conclusion, l'exploitation d'un parc nucléaire nécessite la prise en compte de toute une série de paramètres internes et externes. Il est exact que son exploitation optimale est généralement obtenue pour un fonctionnement en base, d'où une proportion « *idéale* » de l'ordre de 50 % dans un parc de production dans les conditions techniques et économiques du moment. Cette proportion peut varier d'un électricien à un autre. Pour EDF, la part prépondérante du nucléaire dans son parc de production devrait lentement baisser dans les prochaines années, d'où une amélioration des performances économiques du parc nucléaire. Ceci ne prend pas en compte, bien sûr, toute modification suite à des ventes, fusions ou acquisitions entre compagnies électriques.

3 - Performances des parcs nucléaires

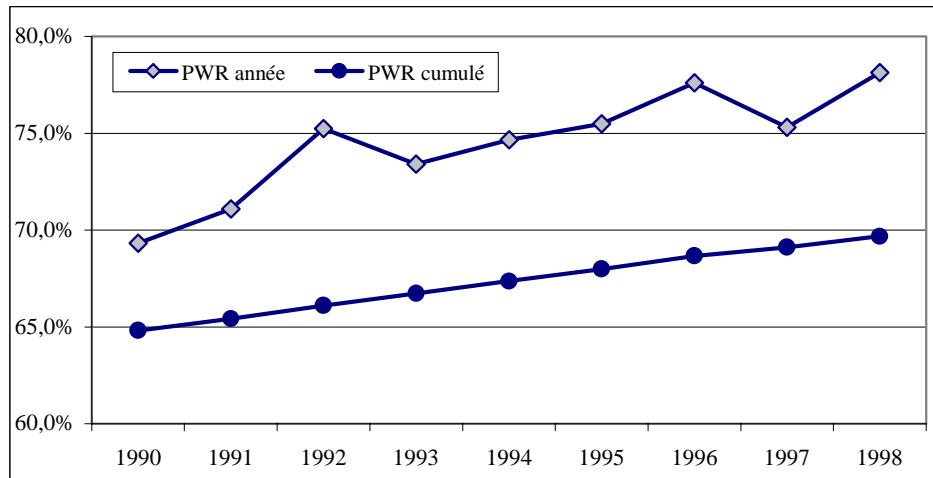
Le nombre de réacteurs nucléaires mis en service dans le monde a fortement diminué depuis quelques années (cf. fiche n° 2). Par contre, les performances en terme d'exploitation s'améliorent depuis un peu plus d'une dizaine d'années. Les deux graphiques ci-dessous représentent pour les deux types de réacteurs les plus répandus, à savoir BWR¹ et PWR², soit 68 % du parc nucléaire mondial, l'évolution des Kp annuel depuis 1990 et des Kp cumulé depuis les MSI³ des réacteurs.

(1) BWR (boiling water reactor) 93 unités en 1998 pour une puissance totale de 79,6 GWe.

(2) PWR (pressurized water reactor) 207 unités en 1998 pour une puissance totale 196,1 GWe.

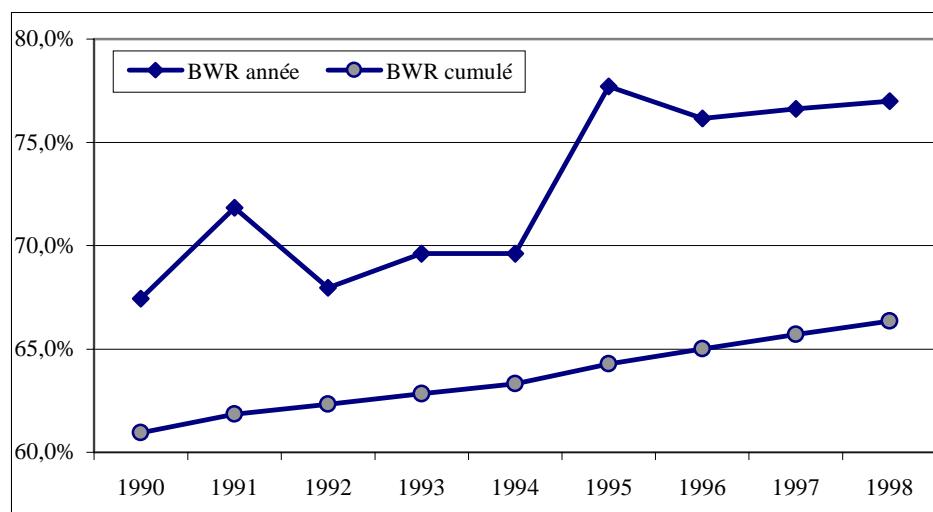
(3) MSI : mise en service industrielle.

Evolution du Kp des PWR dans le monde



En 1999, le Kp pour les PWR a atteint 79,7 %, le Kp cumulé 70,3 %, soit un gain de 6 % depuis 1990.

Evolution du Kp des BWR dans le monde



En 1999, le Kp pour les BWR a atteint 83,0 % et 67,2 % en cumulé, soit un gain de 6 % depuis 1990.

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -

Comme on le verra ci-dessous, le poids des PWR français est important dans le parc mondial (31 %) avec un Kp en 1998 de 69 % pour une valeur moyenne au niveau mondial de 78 %, cet écart étant surtout dû au mode de gestion du parc nucléaire en suivi de réseau et aussi aux problèmes de démarrage du palier N4.

Les deux graphiques suivants donnent :

- d'une part, la répartition des Kp par compagnie électrique pour l'année 1998 ainsi que les puissances nucléaires installées ;
- d'autre part, l'évolution depuis 1983 du Kp pour les pays suivants : États-Unis, France, Japon, Allemagne, Russie (ces 5 pays représentant 70 % de la puissance nucléaire mondiale).

Le Kp moyen obtenu par EDF, **69 % en 1999 en incluant les 4 réacteurs du palier N4, 72,4% sans les réacteurs du palier N4**, reflète bien le non-fonctionnement en base de son parc nucléaire. D'un autre côté, eu égard aux Kp obtenus par certains de ses concurrents européens, EDF possède une « réserve » de production importante. En effet, étant donné la taille de son parc nucléaire, un point de Kp en plus représente approximativement une production supplémentaire de 5 TWh environ.

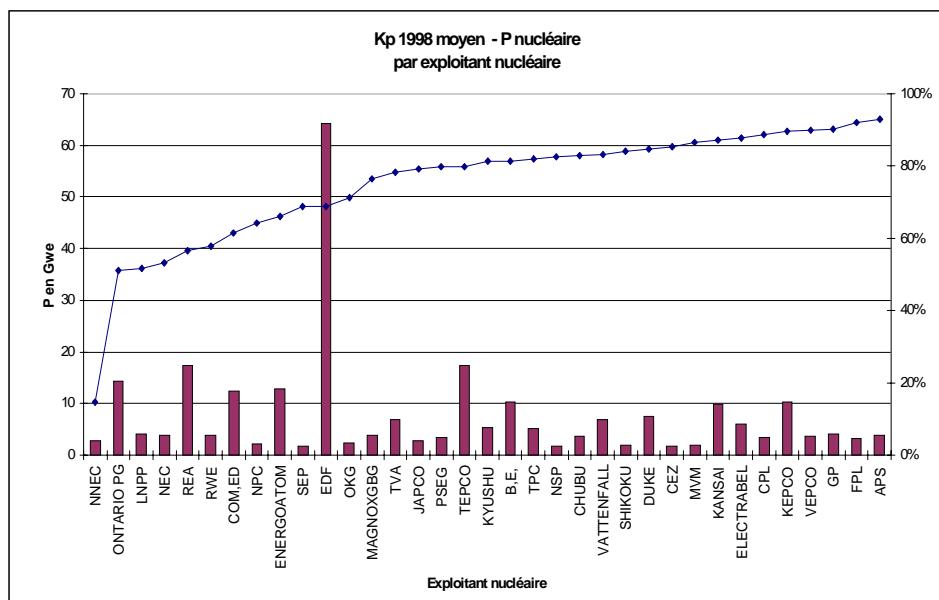
Par comparaison, le parc nucléaire américain a vu son Kp augmenter de 1,7 % en moyenne par an depuis 1983. En 1997, les Kp de la France et des États-Unis étaient identiques. En 1999, le Kp de la France n'a pas bougé, celui des États-Unis a augmenté de 13 points.

Le fonctionnement en base du parc nucléaire français devrait être atteint progressivement compte tenu :

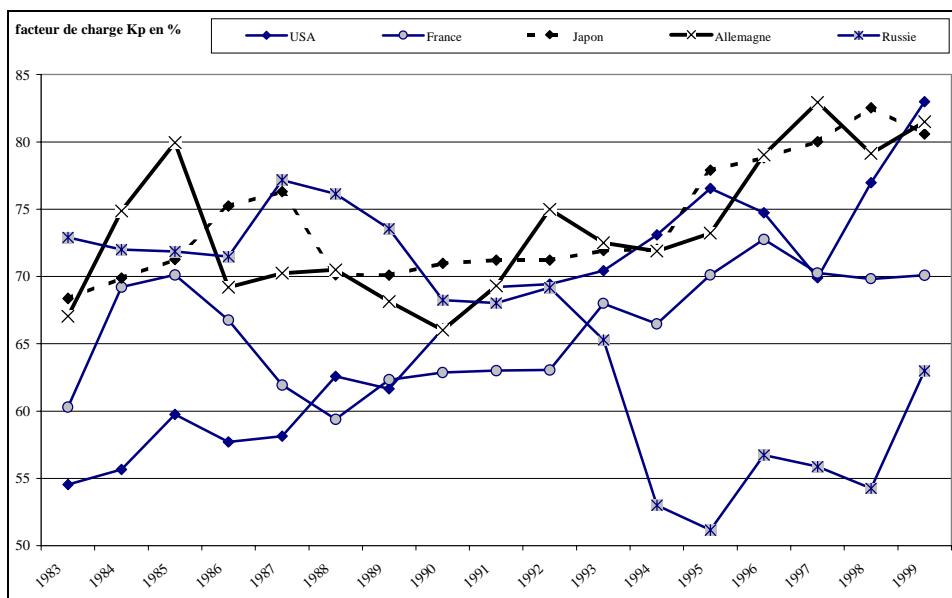
- d'une part, de l'augmentation de la demande (interne et externe) ;
- d'autre part, des arrêts définitifs de production des premiers réacteurs à partir de 2015.

Pour ces différentes raisons, on a retenu comme hypothèse une croissance du Kp de l'ordre de 0,5 % par an, l'équivalent d'une demande supplémentaire de 1 % par an environ, jusqu'à un plafond de 85 % qui serait atteint au-delà de 2020.

- Fiche n° 3 - Performances d'un parc nucléaire -



Evolution des performances de production des principaux parcs



Fiche n° 4

Durée de vie du parc nucléaire actuel

Durée de vie retenue pour le parc actuel : 41 ou 45 ans en moyenne avec une répartition entre 35 et 50 ans

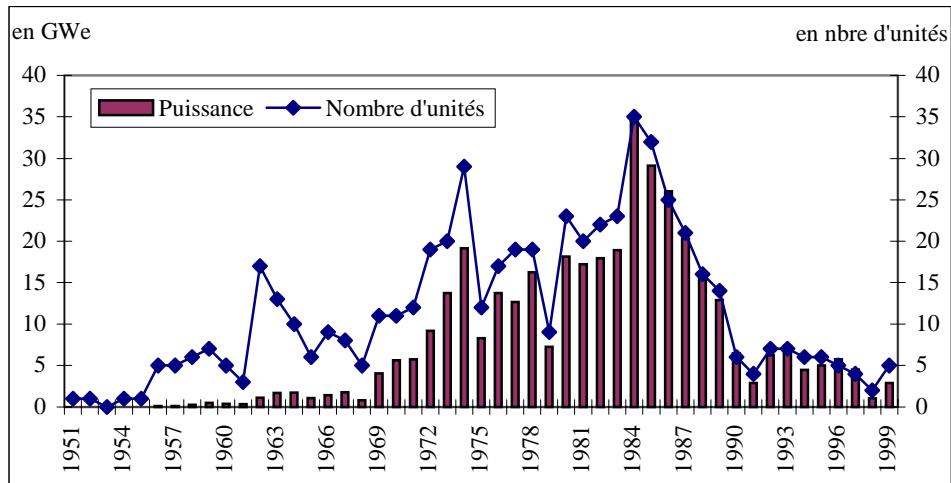
1 - Généralités

La durée de vie d'un réacteur nucléaire est une donnée majeure aussi bien pour le renouvellement du parc que pour les calculs financiers. Historiquement, la durée de vie des réacteurs avait été fixée en France à 20 ans puis 25 et enfin 30 ans. Toutefois, ces valeurs sont déjà dépassées dans certains cas.

Le graphique ci-après représente la répartition des réacteurs nucléaires électrogènes actuellement en service dans le monde (bilan provisoire à fin 1999).

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

Evolution annuelle des couplages au réseau



Référence : Elecnuc¹

Actuellement, le réacteur nucléaire électrogène le plus ancien est Calder Hall 1 (50 MWe net) dont la MSI² a été prononcée en octobre 1956. Fin 1999, le coefficient de production de ce réacteur cumulé depuis sa MSI, atteignait 81,6 %. Le Royaume-Uni possède le parc le plus ancien avec 8 réacteurs ayant plus de 40 ans actuellement en service, représentant seulement 400 MWe. La moyenne d'âge des réacteurs actuellement en service dans le monde est d'environ 19 ans.

La question de la durée de vie d'un réacteur préoccupe beaucoup les électriciens mondiaux, qui préfèrent d'une certaine façon prolonger un réacteur nucléaire plutôt que d'en construire un neuf.

(1) Elecnuc : base de données relative aux réacteurs nucléaires dans le monde. Une base similaire, PRIS, existe gérée par l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne).

(2) MSI : mise en service industriel ; le démarrage d'un réacteur nucléaire comprend trois grandes étapes : divergence, couplage au réseau, mise en service industriel.

Extrait du dernier exercice DIGEC 97¹ :

« On retient une durée de vie de 30 ans à partir de la MSI². Cette hypothèse intègre une marge de prudence, EDF estimant que les tranches N4³ devraient atteindre une durée de vie de 40 ans. Toutefois, un allongement de la durée de vie du N4 au-delà de 30 ans n'a pas encore fait l'objet d'une instruction sur le plan de la sûreté. Par ailleurs, cet allongement nécessitera vraisemblablement des « dépenses de jouvence », qu'il est difficile de chiffrer précisément à ce stade ».

Cet extrait reflète bien la situation française où, d'une certaine façon, un consensus existe sur un allongement de la durée de vie des réacteurs actuels nettement au-delà de 30 ans, mais l'organisation de la sûreté en France fait que la Direction de Sûreté des Installations Nucléaires (DSIN) ne se prononcera pas avant que les premiers réacteurs soient concernés. Par ailleurs, il est probable que la DSIN ne donnera pas d'autorisation générique pour un palier (900 MWe, 1 300 MWe, N4) mais se prononcera au cas par cas.

2 - Aspects techniques liés à la prolongation de la durée de vie des réacteurs PWR

Certaines parties d'un réacteur nucléaire sont identifiées comme étant non remplaçables, à savoir la cuve du réacteur et l'enceinte de confinement.

Cuve du réacteur

- Dans les rapports de sûreté des réacteurs français⁴, un programme de surveillance du vieillissement⁵ est décrit qui doit permettre de garantir 32 années de fonctionnement à pleine puissance, soit approximativement au moins 40 années de fonctionnement avec un coefficient de production de l'ordre de 80 %.

(1) *Le coûts de référence de la production électrique, 1997, DIGEC, secrétariat d'Etat à l'Industrie.*

(2) *MSI : mise en service industriel.*

(3) *N4 : réacteur à eau pressurisée 1 450 MWe (4 réacteurs construits en France Chooz B1, B2 et Civaux 1,2).*

(4) *Rapports définitifs de sûreté 900 MWe (édition VD2), 1 300 MWe (édition 1998).*

(5) *Conformément à l'arrêté du 26/2/74 sur les appareils à pression.*

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

Ce programme de surveillance est basé sur une irradiation supérieure d'éprouvettes réalisées dans le même matériau que la cuve du réacteur. Périodiquement ces éprouvettes sont retirées afin de suivre l'évolution des caractéristiques du matériau. L'éprouvette retirée au bout de 14 ans pour les 900 MWe et au bout de 28 ans pour les 1 300 MWe permet de simuler l'état de la cuve du réacteur à 40 ans. Pour la plupart des 900 MWe, compte tenu de leur âge, on peut déjà évaluer les conséquences du vieillissement pour une durée de vie de 40 ans.

Pour les 1 300 MWe, il est prévu de mettre en place, lors de la deuxième visite décennale, des éprouvettes gardées en réserve afin de surveiller l'état de la cuve en cas de prolongement au delà de 40 ans.

- Le coefficient de production des réacteurs REP français n'ayant pas dépassé 69 % en moyenne, les réacteurs sont d'un point de vue vieillissement sous l'effet de l'irradiation neutronique « *plus jeunes* ». Par exemple, dans le cas des réacteurs Fessenheim qui ont été couplés au réseau en avril et octobre 1977, leur coefficient de production à fin 1999 étaient de 65,0 et 68,4 %, soit l'équivalent de 14,8 et 15,2 années de fonctionnement à pleine puissance seulement au lieu de 23. Il reste théoriquement 17 années de fonctionnement à pleine puissance soit, avec un coefficient de production de 80 %, 21 ans de fonctionnement, supposant un arrêt théorique en 2020.

Certains réacteurs ont mieux fonctionné, comme le réacteur Tricastin-3 qui a un coefficient de production cumulé depuis son couplage au réseau en février 1981 supérieure à 75,1 % soit l'équivalent de 14,2 années de fonctionnement à pleine puissance. A l'inverse d'autres réacteurs comme Saint-Alban 2 ont nettement moins bien fonctionné, avec un coefficient de production cumulé fin 1999 depuis le couplage au réseau en juillet 1986 de 59,6 %, soit l'équivalent de 8 années de fonctionnement à pleine puissance.

Enceinte de confinement

- L'enceinte de confinement devra, contrairement à la cuve, avoir une durée de vie nettement supérieure compte tenu de son rôle pendant la phase de démantèlement du réacteur. A ce titre, les résultats des travaux prévus sur Belleville afin de remédier aux problèmes d'étanchéité constatés seront intéressants car de tels travaux seront probablement nécessaires pour certaines enceintes afin qu'elles soient étanches pendant la centaine d'années nécessaire.

Opérations de jouvence

- Les travaux de maintenance normale sont réalisés dans le cadre de l'exploitation des réacteurs. Par contre, certaines opérations de maintenance lourde comme les changements de générateurs de vapeur ou de couvercle sont réalisées ponctuellement en fonction des besoins. Le coût d'un changement de générateurs de vapeur sur un 900 MWe (3 GV) revient à 500 MF environ et nécessite 30 jours d'arrêts. Un changement de couvercle revient à 100 MF. 8 changements de GV ont eu lieu en France et un peu plus de 50 dans le monde. D'autres opérations peuvent s'avérer plus délicates à réaliser, au moins pour la première tranche concernée, comme la rénovation du contrôle-commande.
- Il est difficile de se prononcer sur le coût des opérations de jouvence. Néanmoins, compte tenu de l'expérience de changement des GV, on peut retenir comme ordre de grandeur pour les opérations de jouvence 25 % du coût de construction soit environ 1 800 F/kWe (1,6 GF pour un réacteur de 900 MWe). Par contre, pendant les opérations de jouvence, le réacteur ne produit pas d'électricité, d'où des pertes potentielles d'exploitation suivant la composition du parc de production de l'électricien. Si l'électricien possède une « réserve » de puissance de production, il pourra compenser l'arrêt du réacteur ; dans le cas contraire, il devra recourir à des achats externes. Dans les deux cas, un surcoût est envisageable.
- Au-delà d'un certain âge, il est probable que la compagnie électrique traitera chaque réacteur au cas par cas en tenant compte des impératifs liés à son parc de production, au coût des opérations, et à la durée de vie résiduelle envisageable pour le réacteur.

3 - Durées de vie retenues

Compte tenu des éléments fournis par FRAMATOME (annexe 1) et EDF (annexe 2) et des données issues des réacteurs étrangers, nous avons retenu deux durées de vie moyenne, 41 ans et 45 ans avec une certaine répartition pour prendre en compte un vieillissement probablement différentié d'un réacteur à l'autre.

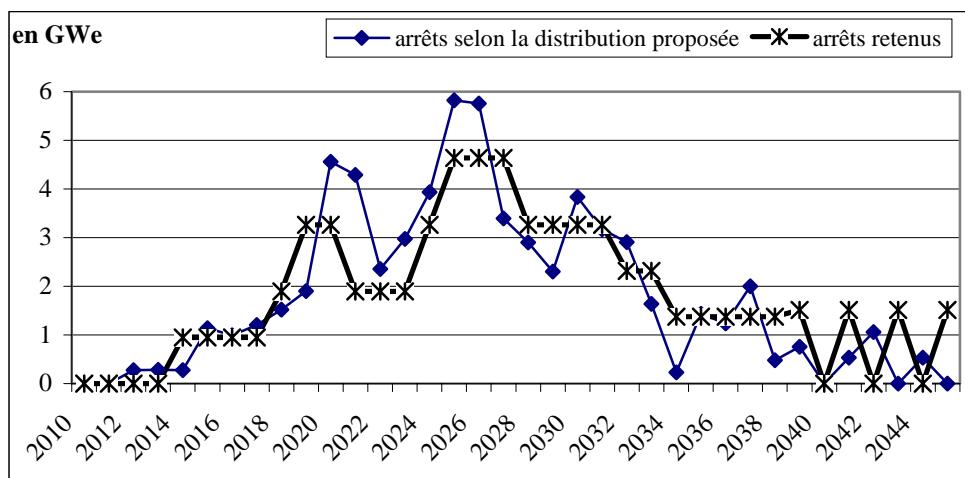
Durée de vie moyenne de 41 ans

On suppose un retrait partiellement lissé des réacteurs réparti de la façon suivante :

- 15 % au bout de 35 ans de durée de vie ;
- 50 % au bout de 40 ans de durée de vie ;
- 35 % au bout de 45 ans de durée de vie.

Compte tenu des puissances unitaires des réacteurs (900, 1 300 et 1 500 MWe), on a planifié, à partir de la courbe d'arrêt obtenue en appliquant la répartition mentionnée ci-dessus, les arrêts de la façon suivante.

Durée de vie moyenne 41 ans Répartition des arrêts définitifs de production



- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

L'échéancier envisagé des arrêts est donc le suivant :

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ADP 900	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
cumul 900	1	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	29
ADP 1 300	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	2	2	2	1	1	1
cumul 1 300	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2	3	5	7	9	10	11	13
ADP N4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul N4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45		
ADP 900	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul 900	30	31	32	32	33	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
ADP 1 300	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul 1 300	15	17	18	19	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ADP N4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
cumul N4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4		

Durée de vie moyenne de 45 ans

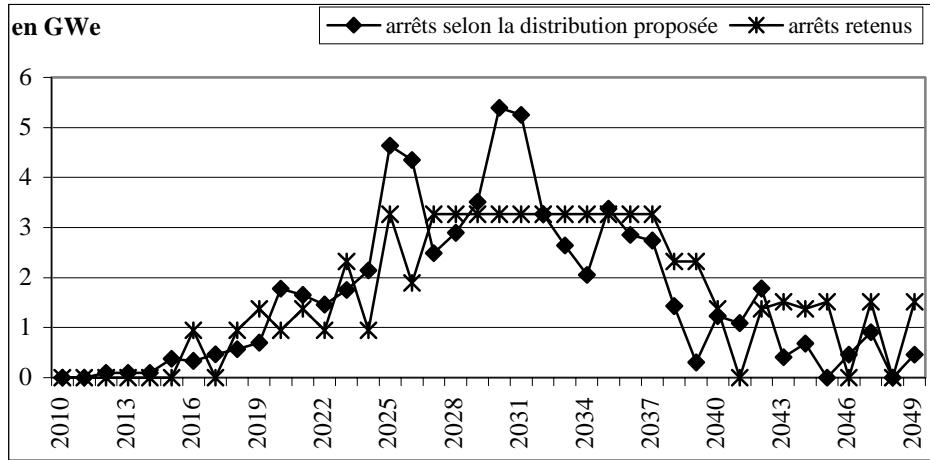
On suppose un retrait partiellement lissé des réacteurs réparti de la façon suivante :

- 5 % au bout de 35 ans de durée de vie ;
- 20 % au bout de 40 ans de durée de vie ;
- 45 % au bout de 45 ans de durée de vie ;
- 30 % au bout de 50 ans de durée de vie.

Compte tenu des puissances unitaires des réacteurs (900, 1 300 et 1 500 MWe), on a planifié à partir de la courbe d'arrêt obtenue en appliquant la répartition mentionnée ci-dessus, les arrêts de la façon suivante.

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

Durée de vie moyenne 45 ans
Répartition des arrêts définitifs de production



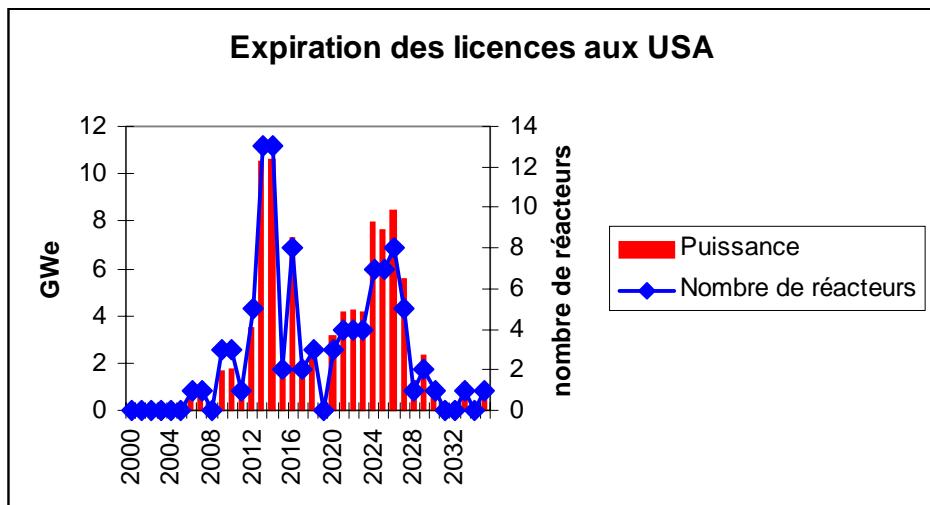
L'échéancier envisagé des arrêts est donc le suivant :

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ADP 900	1	0	1	0	1	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
cumul 900	1	1	2	2	3	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
ADP 1300	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	
cumul 1300	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ADP N4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul N4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
ADP 900	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cumul 900	30	32	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
ADP 1300	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
cumul 1300	14	15	16	17	18	18	19	19	20	20	20	20	20	20
ADP N4	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1
cumul N4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4

Situation aux États-Unis

Les réacteurs américains font l'objet de licences d'exploitation pour une durée limitée fixée par l'organisme de sûreté américain, la NRC¹, généralement de 40 ans. Le graphique ci-dessous donne les fins de licences pour les réacteurs actuellement exploités aux USA.



Référence : NRC

Les licences d'exploitation étant renouvelables une seule fois pour 20 ans, il est donc possible d'exploiter un réacteur au maximum pendant 60 ans. D'ores et déjà, des demandes de renouvellement de licences sont prévues dans les prochaines années.

(1) NRC : Nuclear Regulatory Commission <http://www.nrc.gov>

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

Date de la demande	Usine	Exploitant	P en MWe	Type	MSI	Licences
Avril 98	Calvert Ciffs 1 – 2	Baltimore Gas&Electric	2*880	PWR	1975-77	2014-16
Juillet 98	Oconee 1- 2 – 3	Duke	3*887	PWR	1973-74	2013-13-14
Janvier 2000	Arkansas 1	APL	1*836	PWR	1974	2014
Février 2000	Hatch 1 –2	Southern Nuclear	2*817	BWR	1975-79	2014-18
Décembre 2000	Turkey Point 3 – 4	Florida Power & Light	2*723	PWR	1972-73	2012-13
Juin 2001	Mac Guire 1-2 Catawba 1 –2	Duke	2*1180 2*1145	PWR PWR	1981-84 1985-86	2021-23 2024-26
Décembre 2001	Peach Bottom 2-3	Peco Nuclear	2*1065	BWR	1974-74	2013-14
Mars 2002	Surry 1 –2 North Anna 1 –2	Virginia Electric Power	2*788 2*939	PWR PWR	1972-73 1978-80	2012-13
Juin 2002	St Lucie 1 – 2	Florida Power & Light	2*788	PWR	1976-83	2016-23
Août 2002	VC Summer 1	South Carolina Electric & Gas	1*900	PWR	1984	2022
Décembre 2002	Forth Calhoun 1	Omaha Public Power District	1*478	PWR	1974	2013
Décembre 2002	Crystal River - 3	Florida Power Corp	1*825	PWR	1977	2016
Décembre 2003	Robinson 2	Carolina Power & Light	1*730	PWR	1971	2010

Source : NRC

Au début de l'année 2000, la NRC a annoncé qu'elle avait prévu de se prononcer sur les demandes de renouvellement de licences selon le calendrier suivant :

- FY¹ 2000 : 2 demandes
- FY 2001 : 4 demandes
- FY 2002 : 4 demandes
- FY 2003 : 8 demandes

Soit au total, 18 demandes sur les 25 mentionnées dans le tableau précédent (en supposant que les exploitants remettent leurs demandes à temps ...).

La NRC a accordé le renouvellement de licences pour les 2 réacteurs de Clavert Ciffs en mars 2000 et pour les trois réacteurs de Oconee en avril 2000.

(1) FY : fiscal year (de octobre à septembre).

Cas du Japon

Les différentes compagnies nucléaires japonaises exploitant des réacteurs nucléaires envisagent de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires actuelles jusqu'à 60 ans.

En dehors des aspects économiques, un paramètre à prendre en compte pour appréhender la situation japonaise réside dans les problèmes d'acceptation du nucléaire entraînant des délais longs entre le choix d'un nouveau site et le lancement de la réalisation, délais pouvant atteindre 20 ans. Par ailleurs, compte tenu de la géographie du Japon, des problèmes géologiques et de la densité de population, le nombre d'emplacements envisageables est limité. Ce souci d'économiser les sites se retrouve dans la volonté de prolonger la durée de vie des réacteurs existants, comme dans la politique de démantèlement, à savoir le choix d'un démantèlement rapide pour réutiliser le site.

Un rapport du MITI¹ paru en mars 99 a mis l'accent sur l'intérêt de prolonger la durée de vie des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans.

En conclusion

Aucun problème technique ne devrait limiter la durée des réacteurs actuels pendant au moins 40 ans, voire 50 ans. Par contre, des contraintes économiques peuvent limiter les opérations de jouvence. Il faut par ailleurs garantir la permanence en termes de compétences et d'outils industriels afin de pouvoir réaliser, si nécessaire, les opérations de maintenance lourde. L'ensemble de ces questions font l'objet d'un suivi attentif d'organismes comme l'AEN² ou l'AIEA³:

(1) Ministry of International Trade and Industry, Japon <http://www.miti.go.jp>

(2) AEN : Agence de l'énergie nucléaire, <http://www.nea.org>

(3) AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, <http://www.iaea.org>

ANNEXE 1

Réponse de Framatome

1 - Quelle est la position de Framatome quant à la durée de vie des réacteurs actuellement exploités par EDF ?

Introduction

La conception et le dimensionnement des chaudières nucléaires du parc EDF ont été réalisés par FRAMATOME sur la base d'une durée de vie technique de 40 ans.

Comme toute installation industrielle, les chaudières nucléaires sont soumises en service à un certain nombre d'actions ou de sollicitations de nature mécanique, thermique, chimique... Ces actions peuvent avoir différents effets sur les composants. Les divers modes d'endommagement des composants mécaniques, par exemple, sont connus et leurs effets sont évalués de manière conservatoire, notamment par la prise en compte d'un certain nombre de transitoires d'exploitation se traduisant par des situations particulières au niveau des composants étudiés. Le nombre des situations retenu dans les études est évidemment en rapport avec la durée de vie technique de 40 ans et est évalué a priori, et d'une manière conservatoire. Ces études permettent également de repérer les points à surveiller plus particulièrement durant l'exploitation.

Autrement dit, les résultats de ces études permettent de s'assurer de l'existence de marges par rapport aux différentes limites physiques connues de la chaudière nucléaire, avec les transitoires étudiés.

Ces études sont menées avec un grand conservatisme - tant dans la modélisation des situations au niveau des composants que dans l'évaluation de leurs effets sur ceux-ci - de façon à disposer de marges importantes au début de l'exploitation.

C'est donc la gamme de transitoires considérés, leur fréquence et leur sévérité qui vont déterminer les limites de la chaudière nucléaire, et non pas une durée arbitraire fixée a priori.

Les conditions réelles d'exploitation, ainsi que l'ampleur du conservatisme initial sont donc les éléments qui déterminent principalement la durée de vie des installations. L'amélioration des connaissances de base sur les phénomènes de dégradation va également influencer celle-ci.

Le contrôle et la maîtrise du vieillissement consistent donc à vérifier, tout au long de la vie des installations, que les marges de dimensionnement initiales couvrent suffisamment l'effet des mécanismes de dégradation prévus ou imprévus et, dans le cas contraire, effectuer les études et/ou opérations nécessaires à la reconstitution de ces marges.

État actuel du parc

Les premières tranches nucléaires (900 MWe) à eau pressurisée du parc EDF ont été mises en service il y a une vingtaine d'années. Les tranches de 900 et 1 300 MWe en exploitation sont relativement jeunes : 17 ans en moyenne pour les 34 tranches de 900 MWe, 11 ans en moyenne pour les tranches de 1 300 MWe.

La durée de vie d'une tranche nucléaire est conditionnée par trois facteurs principaux :

- l'usure normale de ses composants et systèmes appelée aussi vieillissement, qui dépend en particulier de leur âge, de leurs conditions de fonctionnement, et des actions de maintenance dont ils font l'objet ;
- le niveau de sûreté, qui doit rester en permanence conforme au référentiel de sûreté auquel la tranche est soumise, et qui est susceptible d'évoluer en fonction des nouvelles réglementations ;
- la compétitivité qui doit demeurer satisfaisante vis-à-vis de celle des autres moyens de production.

Framatome est, bien évidemment, un acteur important dans ces 3 domaines ; néanmoins, en tant que concepteur-constructeur de la chaudière nucléaire, il est plus particulièrement concerné par le premier.

Les points principaux de la chaudière nucléaire soumis au « vieillissement » et qui sont à surveiller, sont les suivants :

- la fragilisation de la cuve par irradiation ;
- le vieillissement des câbles électriques ;
- le vieillissement de certains matériaux métalliques.

Les dossiers de justification actuellement établis montrent qu'une durée de vie de 30 ans ne pose aucun problème.

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

Au vu des données techniques et réglementaires d'aujourd'hui, l'objectif d'exploiter le parc nucléaire actuel pendant au moins 40 ans est accessible. Ceci à condition de continuer à mettre en œuvre certaines actions, et d'être confortés par le retour d'expérience international.

Gestion de la durée de vie

La gestion de la durée de vie des centrales, c'est-à-dire de leur vieillissement, suppose donc de continuer à mettre en œuvre des moyens suffisants pour :

- comprendre les mécanismes de dégradation ;
- justifier la sûreté des installations et déterminer le risque encouru en cas d'apparition de problèmes ;
- réparer les défauts éventuels ;
- remplacer les composants défectueux le cas échéant ;
- anticiper l'occurrence des problèmes futurs.

L'ensemble de ces moyens doit permettre :

- de maintenir dans la durée le niveau de performance actuel de l'exploitation (sûreté, disponibilité, coûts, sécurité, environnement), voire de l'améliorer sur certains aspects ;
- d'assurer la possibilité d'exploiter les tranches pendant la durée de vie de conception, c'est-à-dire 40 ans et si possible au-delà.

Le fait que les installations soient très standardisées nous impose de disposer d'une vision prospective sur les dégradations majeures pouvant affecter les composants principaux et de déterminer des stratégies de rénovation/remplacement aussi robustes que possible sur le long terme.

En résumé, il convient donc, pour préparer au mieux les décisions futures :

- de continuer à avancer dans la connaissance des phénomènes de dégradation ;
- d'assurer la pérennité des capacités de contrôle, de réparation et de remplacement ;
- d'anticiper de façon large.

Moyens nécessaires

La recherche et le développement, et le retour d'expérience

La justification de la durée d'exploitation des tranches nucléaires réside dans la prévision des comportements des équipements à long terme.

Les efforts de recherche et développements, orientés sur les zones sensibles des composants doivent être maintenus.

Ces efforts, combinés aux informations apportées par le retour d'expérience international, permettront d'enrichir encore les connaissances des phénomènes de dégradation.

L'anticipation

Une attitude résolument anticipative permet :

- de se prémunir contre l'obsolescence de certains composants (dans le CCE par exemple). Des examens périodiques de la pérennité de certains matériels et de certains constructeurs doivent donc continuer à être menés. Des projets pilotes ainsi que certaines actions, de type assurance, doivent être entreprises, afin de minimiser les conséquences négatives en cas de problème non identifié. ;
- de se prémunir contre certaines dégradations pouvant conduire à des temps de réparation importants. Il convient donc de développer des procédés de contrôle, de réparation et de remplacement. La réalisation de démonstrations représentatives d'opérations complexes de soudage, de manutention, de contrôles dans des zones géométriques encombrées et soumises à de forts rayonnements doit continuer.

La maintenance, les modifications

La pratique actuelle doit encore s'améliorer. Il ne s'agit pas de faire plus mais mieux :

- contrôler les points les plus sensibles, contrôler avec des moyens encore plus fiables ;

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

- la maintenance doit aussi continuer à s'optimiser en devenant plus conditionnelle ; ceci passe par un suivi et un contrôle des composants optimisés.

Des améliorations devront continuer à être réalisées. La crainte de modifications, entraînant une incohérence momentanée entre les différentes tranches nucléaires d'un même palier, doit s'effacer devant l'intérêt apporté par certaines modifications permettant une exploitation de la tranche plus favorable à sa durée de vie.

Maintenir les compétences actuelles

Sans maintien des compétences actuelles, c'est la filière nucléaire qui est en danger. En effet, comme décrit précédemment, seul un haut niveau de savoir-faire, dans les différents métiers qui concourent à l'exploitation du parc, permettra de continuer à exploiter de façon sûre et économique.

Ce maintien des compétences, de savoir-faire, ne peut résulter uniquement du travail apporté par le parc en exploitation, même en incluant l'international.

Seule une réalisation de projet permettra de garder et d'attirer les talents nécessaires au maintien des compétences. En l'absence de celui-ci, on assistera à une érosion certaine et à un manque de motivation.

Le lancement de la tête de série de l'EPR peut représenter ce projet fédérateur qui assurera cette partie indispensable à la survie de la filière.

Conclusion

En raison de l'importance des marges prises lors de la conception et du fait que l'exploitation réelle est beaucoup moins contraignante pour les composants que celle considérée lors des calculs de vérification, Framatome considère que 40 ans est une durée de vie moyenne raisonnable pour l'ensemble du parc français, ce qui n'exclut pas que des tranches puissent progressivement se différencier par rapport à cette durée de vie moyenne.

Dans ce contexte, les actions de R et D doivent continuer afin de permettre de contrôler des situations non prévues et de pouvoir les anticiper le plus possible.

- Fiche n° 4 - Durée de vie du parc nucléaire actuel -

De même, des capacités importantes d'études doivent être maintenues vivantes et performantes. Ceci ne peut réellement être réalisé que par l'existence d'un projet fédérateur et motivant : le lancement de la tête de série de l'EPR.

Enfin, des capacités industrielles fortes doivent continuer d'exister afin d'assurer le bon déroulement des opérations de contrôle, de réparation et de remplacement de certains composants.

Annexe 2

Position d'EdF quant à la durée de vie du parc actuel

« Durée de vie retenue pour chaque tranche. Cet horizon dépend directement de la durée de vie des centrales et plus particulièrement de la durée de vie des tranches du palier 900 MWe qui sont les plus anciennes. Elle dépendra à la fois du vieillissement technique des matériels, principalement ceux qu'il ne sera pas possible de remplacer, et des exigences qui seront formulées dans le domaine de la sûreté.

S'agissant des aspects techniques, l'état et les perspectives de durée de vie des matériels font l'objet d'un examen régulier. Il apparaît aujourd'hui que moyennant des conditions d'exploitation, une surveillance et une maintenance appropriées des matériels, les tranches 900 et 1 300 MWe devraient pouvoir assurer le service attendu pour une durée de vie de 40 ans et, peut-être, plus. Pour atteindre cet objectif, certains matériels devront être rénovés ou remplacés sur tout ou partie du parc. Sur le plan de la sûreté, il faut veiller à ce que les composants et les systèmes qui vieillissent continuent à assurer leur fonction de façon sûre. EDF contrôle avec la plus grande attention l'incidence du vieillissement des matériels sur la sûreté des tranches. Certaines marges qui existent par rapport aux limites fixées à l'origine par les autorités de sûreté peuvent en effet se réduire avec le temps comme par exemple dans le cas du bouchage de tubes de générateur de vapeur. On ne peut pas, par ailleurs, écarter le risque d'exigences nouvelles que les anciens équipements seraient dans l'impossibilité de satisfaire. Ce risque paraît aujourd'hui réduit et le niveau de sûreté devrait pouvoir être renforcé dans le cadre d'une évolution maîtrisée du référentiel de sûreté. L'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans est donc aujourd'hui largement partagée. Certains parlent de 50 ans et des exploitants nucléaires, étrangers évoquent des durées encore plus longues. »

Fiche n° 5

Démantèlement des installations nucléaires

Réacteurs REP actuels : 15 % du coût d'investissement avec un barycentre des dépenses 10 ans après l'arrêt définitif de production.

Usines du cycle du combustible : devis et échéancier variables suivant les usines.

Provisions : prise en compte de la méthode actuelle de provisions en sachant que les aléas supérieurs à 50 % environ devraient être couverts par les provisions et les revenus associés, sous réserve de la disponibilité des fonds.

Cas spécifique des installations nucléaires pour la R & D nucléaire civile.

1 - Généralités

La vie d'une installation nucléaire de base (INB) est marquée par un certain nombre d'étapes définies dans différents textes réglementaires¹ :

- décret d'Autorisation de Création (DAC) ;
- arrêtés interministériels d'autorisation de rejets gazeux et liquides si nécessaire ;
- autorisation provisoire de mise en service ;
- mise en service ;
- approbation de mise en service définitive.

⁽¹⁾ Décret du 12/12/1963 relatif aux installations nucléaires de base modifié par le décret 90-78 du 19/1/1990.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

La fermeture d'une installation nécessite des dispositions spécifiques, en particulier, sur le plan administratif :

- arrêt définitif de production (ADP) ;
- cessation définitive d'exploitation (CDE) ; période qui suit l'ADP pendant laquelle le combustible nucléaire, les déchets, les effluents sont traités et évacués ;
- mise à l'arrêt définitif (MAD) ; période qui commence avec la parution d'un décret (un certain recouvrement avec la CDE est possible) et qui se termine généralement avec la libération inconditionnelle du site. Plusieurs niveaux de démantèlement (niveaux 1, 2 et 3) sont définis par l'AIEA, selon le tableau ci-dessous :

	Etat de l'installation	Surveillance	Caractérisation
Niveau 1	Retrait des matières fissiles et des fluides radioactifs. Maintien en l'état des différentes barrières d'étanchéité. Systèmes d'ouverture et d'accès verrouillés.	Contrôle de la radioactivité à l'intérieur et dans l'environnement. Inspections et contrôles techniques garantissant le bon état de l'installation.	Fermeture sous surveillance.
Niveau 2	Zone confinée réduite à son minimum. Parties facilement démontables enlevées. Aménagement de la barrière externe.	Surveillance réduite à l'intérieur du confinement. Maintien de la surveillance de l'environnement. Vérification des parties scellées.	Libéralisation partielle ou conditionnelle.
Niveau 3	Evacuation de tous les matériaux ou équipements de radioactivité significative. Contamination des parties restantes en dessous du seuil nécessitant des précautions particulières.	Aucune surveillance, inspection vérification jugée nécessaire.	Libération totale et inconditionnelle.

Référence : *La sûreté nucléaire en France en 1999 (DSIN)*

Sur le plan administratif, les opérations d'ADP et de CDE sont effectuées dans le cadre du décret initial d'autorisation de création. Pour la MAD, l'exploitant doit obtenir :

- un décret d'autorisation d'effectuer les opérations de mise à l'arrêt définitif ;
- un décret d'autorisation d'effectuer les travaux de démantèlement ;
- éventuellement, un décret d'autorisation de la nouvelle installation d'entreposage (en cas de démantèlement d'un réacteur nucléaire en deux étapes, cf. ci-dessous).

Les délais pour franchir ces différentes étapes sont évalués ainsi pour un réacteur standard, selon la méthodologie retenue actuellement par EDF :

- arrêt définitif de production (ADP) $t = 0$;
- cessation définitive d'exploitation (CDE) $t = 1$ an ;
- préparation du démantèlement (niveau 1 AIEA) $t = 3$ ans ;
- réalisation du démantèlement (niveau AIEA 2 puis 3) $t = 56$ ans.

Entre les niveaux 2 et 3, une période d'entreposage de 40 ans est envisagée pour l'instant. Compte tenu de la présence importante de radionucléides à vie courte, on espère ainsi diminuer l'irradiation du personnel chargé du démantèlement. D'autres pays ont choisi l'option de démanteler au niveau 3 rapidement (en une dizaine d'années environ).

Définition des termes

ADP : arrêt définitif de production (ce terme, par analogie, s'applique aussi aux installations de R & D).

CDE : cessation définitive d'exploitation ; actions menées par l'exploitant dans le cadre des autorisations initiales conduisant à l'évacuation de la quasi-totalité des matières nucléaires, au nettoyage des circuits et à l'évacuation des effluents, etc.

MAD : mise à l'arrêt définitif de l'installation ; la MAD s'effectue après autorisation des autorités de sûreté. Cette étape correspond au démantèlement niveau 1 de l'installation.

Assainissement : opération visant à évacuer les matières nucléaires, déchets et effluents d'une installation nucléaire.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

Démantèlement : ensemble des opérations effectuées dans les bâtiments ou zones nucléaires mise à l'arrêt définitif pour diminuer puis supprimer les risques liés à la radioactivité.

Niveaux de démantèlement : niveaux définis par l'AIEA correspondant à différents états physiques se distinguant en particulier par leur degré de surveillance :

- niveau 1 : fermeture sous surveillance (confinement des matières nucléaires) ;
- niveau 2 : libération partielle (réduction des zones de confinement) ;
- niveau 3 : libération totale.

Déclassement : acte administratif conduisant à la modification du statut de l'installation nucléaire suite à son arrêt : CDE, MAD, démantèlement. En fonction de la radioactivité résiduelle après chacune des différentes étapes, et des délais de mise en œuvre, on peut envisager plusieurs déclassements :

- INB → INB.Entreposage (gérer la phase d'entreposage entre le niveau 2 et 3) ;
- INB → ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) ;
- INB → Source scellée ;
- suppression de l'INB.

Entités concernées

La Cour des Comptes dans son rapport paru en 1998¹ s'est intéressée aux problèmes des provisions pour fin de cycle (déchets et démantèlement). En particulier, on trouve dans ce rapport le tableau suivant donnant les provisions au 31/12/1997.

(1) http://www.ccomptes.fr/Cour-des-comptes/publications/rapports/rp1998/rp1998_41.htm

Tableau récapitulatif au 31 décembre 1997

En MF	EDF	COGEMA	ANDRA	NERSA	CEA	TOTAL
Provisions :						
♦ démantèlement	44 823	9 960		5 817	160	60 760
♦ aval du cycle des combustibles	98 184	3 855		2 854	163	105 056
♦ autres			33			33
Total provisions	143 007	13 815	33	8 671	323	165 849
Engagements hors bilan :						
♦ civil						
démantèlement					11 492	11 492
aval du cycle des combustibles					5 164	5 164
♦ défenses					20 643	20 643
♦ TVA					3 688	3 688
Total engagements hors bilan					40 987	40 987

Compte tenu de « *l'absorption* » de NERSA¹ par EDF, on va s'intéresser dans cette note au cas d'EDF, de la COGEMA et du CEA, ce qui permet d'aborder trois traitements différents de la problématique démantèlement.

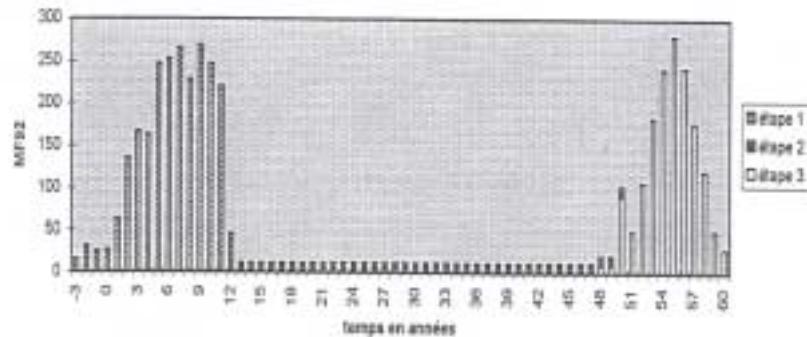
2 - EDF et le démantèlement des réacteurs nucléaires actuels

EDF provisionne 4 GF par an environ pour le démantèlement futur des centrales nucléaires. La méthodologie retenue pour le calcul de ces provisions consiste à :

- ♦ déterminer un échéancier² des dépenses liées au démantèlement (niveaux 1,2,3), les étapes ADP et CDE étant incluses dans la phase d'exploitation, soit environ 1,4 GF pour un réacteur 900 MWe sur une période de 56 ans environ (cf. figure ci-dessous qui correspond à l'échéancier de référence pour le démantèlement d'un site à 4 tranches 900 MWe) ; l'instant 0 correspondant à l'ADP.

(1) NERSA : société qui exploitait le réacteur à neutrons rapides, Superphénix, détenue jusqu'en 1998 à 51 % par EDF.

(2) Actuellement, la DSIN (Direction de la sûreté des installations nucléaires) a demandé à EDF d'étudier la possibilité d'accélérer les travaux de démantèlement afin d'éliminer la phase d'entreposage. Cette accélération devrait avoir une influence sur le devis total.



Le coût total de la MAD est de 1 271 F CE 92/kWe, soit 1 400 F/kWe. Les réacteurs sont supposés s'arrêter par paire avec 2 à 3 ans de décalage entre les deux paires.

La répartition envisagée est la suivante :

Poste	Dépenses (MF CE 92)	En %	Durée
Etape 1	2 219 MF	49,0 %	6 ans depuis l'ADP
Etape 2	431 MF	9,6 %	40 ans
Etape 3	1 464 MF	32,3 %	10 ans
Aléas (10 % des étapes 1+2+3)	411 MF	9,1 %	
TOTAL	4526 MF		56 ans

La gestion des déchets produits (majoritairement des déchets TFA et quelques déchets A) représente 30 % du coût total.

D'après les montants annuels des provisions inscrites dans les comptes annuels, il semblerait que la base de calcul soit plutôt 1 700 F/kWe, valeur voisine de celle figurant dans le dernier exercice DIGEC (1 640 F CE 95/kWe). L'écart entre les deux valeurs vient probablement de la prise en compte de la spécificité de chaque site (type de réacteur, réfrigération, localisation) et des corrections apportées depuis 1992 (évolution des coûts unitaires des différents postes).

- ◆ Déterminer le barycentre des dépenses actualisées, avec un taux d'actualisation de 8 %, le barycentre des dépenses se situant approximativement 10 ans après la fin de la CDE.

Généralement, on exprime le coût du démantèlement en pourcentage du coût complet d'investissement, d'où le pourcentage de 15 %. Cette définition, en dehors de son aspect « *pratique* » pose des problèmes méthodologiques car on mélange ainsi un coût actualisé avec prise en compte des intérêts intercalaires, avec un coût non actualisé. Il vaudrait mieux utiliser la notion de pourcentage du coût de construction, voire même du coût de construction du bâtiment réacteur, soit 45 % environ.

On utilise la notion de barycentre des dépenses, B exprimé en années, qui représente le nombre d'années depuis la MAD permettant de vérifier l'égalité suivante.

$$\sum_{i=0}^N Di = \sum_{i=0}^N \frac{Di}{(1 + \tau)^{i-B}}$$

avec :

- Di : dépenses de l'année i
- N : durée totale de la MAD
- C : taux d'actualisation
- B : année correspondant au barycentre des dépenses

Avec un taux d'actualisation de 8 %, le barycentre des dépenses a lieu 10 à 11 ans après le début de la MAD. En prenant un taux d'actualisation nul, B serait égal à 25 ans environ.

- ◆ Déterminer le coût du démantèlement actualisé au moment de la MSI, **provision économique**, et donc avec une hypothèse sur la durée de vie du réacteur (30 ans). C'est la date B qui est utilisée dans le calcul du coût économique du démantèlement selon la formule suivante.

$$\text{coût économique du démantèlement actualisé} = \frac{\sum_{i=0}^N Di}{(1 + \tau)^{D+B}}$$

D étant la durée de vie prévisionnelle du réacteur.

Avec un taux d'actualisation de 8 %, une durée de vie de 30 ans, on arrive à un coût de 76 F/kWe pour une dépense totale de 1 640 F/kWe.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

- ◆ Déterminer annuellement le montant de la **provision comptable** à constituer compte tenu de la variation d'un certain nombre d'indices, en utilisant la formule suivante.

$$P_n = \frac{(coût\ total\ indexé - \sum_{i=0}^{n-1} P_i)}{(D - n)}$$

avec :

- P_i : provision comptable de l'année i
- D : durée de vie prévisionnelle du réacteur

L'instant 0 correspond à l'ADP. La période conduisant à la CDE est de l'ordre de 3 ans. Le déclassement de l'INB en INB entreposage est prévu 6 ans après l'ADP (MAD niveau 2). La phase d'entreposage est de 40 ans, le démantèlement final de 10 ans.

Cette procédure a été confirmée par des études engagées par EDF à la demande du Gouvernement en 1992. En particulier, la valeur de 15 % du coût d'investissement a été considérée comme prudente.

Globalement, ceci devrait conduire à une provision de l'ordre de 100 GF à constituer d'ici une quinzaine d'années compte tenu de l'âge moyen du parc nucléaire.

Historique de l'origine de la valeur de 15 % et validité

Ce pourcentage de 15 % fait l'objet de critiques périodiques. Son origine provient des travaux de la commission PEON¹, repris par la DIGEC². La lecture des rapports successifs (cf. fiche n° 9) permet de comprendre l'origine du pourcentage 15 %, en n'oubliant pas que, du fait de la présentation en coûts actualisés, le poids du démantèlement dans le coût d'un kWh nucléaire était de l'ordre de 1 %.

(1) PEON : production d'électricité d'origine nucléaire. La commission PEON a existé du début des années soixante jusqu'en 1980.

(2) DIGEC : Direction gaz électricité charbon, secrétariat d'État à l'Industrie.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

Date	Origine	Coût en F/kWe	Taux	Coût actualisé en F/kWe CE ¹	Remarques
1977	PEON		10 %	20 F (CE77)	
1978	PEON	500 F(CE78)	10 %	25 F (CE 78)	
1981	DIGEC		10 %	47 F (CE81)	10 % du coût d'investissement
1982	DIGEC		9 %	59 F (CE82)	20 % du coût d'investissement
1986	DIGEC		8 %	78 F (CE86)	15 % du coût d'investissement

Références : Rapports PEON (1964-1979) et Rapports DIGEC (depuis 1981)

Depuis, les rapports DIGEC considèrent tous un coût de démantèlement représentant 15 % du coût d'investissement avec un barycentre des dépenses 10 ans après l'arrêt définitif de production. On dispose de peu de références en France pour juger de la validité de cette estimation. Les opérations de démantèlement en cours² concernent des réacteurs de type non REP (UNGG, Eau lourde, RNR) excepté pour le réacteur Chooz A, réacteur REP d'une puissance de 305 MWe arrêté en 1991. Les paramètres les plus importants sont :

- le coût en Homme.Sievert, qui dépend, d'une part, de la réglementation, d'autre part, de l'échéancier du démantèlement ;
- le devenir des déchets TFA³ : législation, coût d'évacuation (transport, stockage), possibilité de recyclage.

Par contre, compte tenu de la standardisation des réacteurs du parc français, des gains notables devraient être obtenus, une fois la procédure mise au point. Un dernier paramètre qui pourrait intervenir, réside dans le souhait de l'électricien de réutiliser les sites des tranches arrêtées, d'où une accélération du calendrier du démantèlement.

(1) CE : conditions économiques de l'année considérée.

(2) Cf fiche n° 1 pour une description plus détaillée des coûts du démantèlement des réacteurs arrêtés.

(3) TFA : très faiblement actifs (bétons, ferrailles essentiellement).

Influence de la valeur du taux d'actualisation

Compte tenu du calendrier actuel envisagé pour le démantèlement, le choix de la valeur du taux d'actualisation est primordial pour le calcul de la provision pour démantèlement, mais il ne faut pas oublier qu'il influe sur le calcul du coût de production d'un kWh :

En F/kW	8 %	5 %
Construction, frais MO, frais de préexploitation, aléas	10 944	9 954
Démantèlement	76	212
Total investissement	11 020	10 166
Durée de fonctionnement actualisé (30 ans, Kp 84 %)	84 400 heures	115 000 heures
Investissement en cts/kWh	12,7	8,7
Exploitation en cts/kWh	3,37	3,37
Combustible en cts/kWh	4,27	4,27
R & D en cts/kWh	0,36	0,36
Total en cts/kWh	20,7	16,7

Référence : DIGEC 1997

Influence de la durée d'exploitation retenue

En prenant une durée de vie de 40 ans au lieu de 30 ans, la provision pour démantèlement passe à 32 F (taux 8 %) et 147 F (taux de 5 %), la durée de fonctionnement actualisée passe à 88 700 h (taux de 8 %) et 128 200 h (taux de 5 %). Ceci correspond à une baisse de 5,1 % de la part investissement dans le coût du kWh pour un taux de 8 % et une baisse de 11,5 % pour un taux de 5 %.

Détermination de la provision comptable et incidence fiscale

EDF inscrit mensuellement une provision calculée par tranche de production nucléaire qui permet d'inscrire au compte de résultats et au bilan la charge estimée de démantèlement en la répartissant sur la durée de vie de la tranche. Cette charge est évaluée à partir du coût de référence rapporté à la puissance installée et corrigé annuellement à partir de l'indice des prix.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

(coût démantèlement de réf. corrigé – provisions constituées)
 Provision annuelle = -----
 (durée de vie résiduelle de l'installation)

Cette méthode permet de tenir compte d'éventuels changements techniques et/ou réglementaires pouvant avoir une influence négative ou positive sur le coût final du démantèlement.

Le tableau ci-dessous donne l'évolution du poste « *provisions pour démantèlement* » figurant dans les rapports annuels d'EDF depuis 1985. Ces chiffres concernent le démantèlement des réacteurs UNGG et REP d'EDF.

En GF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
dotations				2,12	2,41	2,49	3,56	3,51	3,45	5,03	3,91	3,70	3,82	
reprises				0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,12	0,14	1,36	0,27	0,34	
variation	1,45	1,70	1,96	2,10	2,38	2,45	3,50	3,44	3,33	4,90	2,55	3,43	3,48	3,66
cumul	5,6	7,3	9,3	11,4	13,7	16,2	19,7	23,12	26,45	31,35	33,9	37,33	40,8	44,46

Quelques évolutions comptables ont eu lieu pendant cette période. A cette somme, il convient de rajouter le coût du démantèlement de Superphénix figurant dans la rubrique « *provisions pour charges diverses* » pour un montant de 5,9 GF¹.

Les provisions comptables sont donc en valeur courante corrigées de l'inflation mais non actualisées. Ce choix est loin d'être neutre :

- la durée de vie des réacteurs intervient : en cas de prolongement des réacteurs au-delà de 30 ans, seules les corrections annuelles seront à prendre en compte; à l'inverse, en cas d'arrêt prématuré, le solde des provisions est à prendre en compte en une seule fois ;
- le calendrier des dépenses futures intervient peu d'où la tentation d'étaler les dépenses pour ralentir le décaissement ;
- le montant des provisions peut être utilisé pour des investissements susceptibles de générer des plus-values, ou susciter les envies de certains.

(1) La provision pour charges liée à Superphénix s'élève à fin 1998 à 11,4 GF répartie ainsi : 5,9 GF démantèlement, 3,0 GF frais de post exploitation, 1,9 GF retraitement des combustibles, 0,6 GF autres.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

La constitution d'un portefeuille d'actifs financiers destinés à couvrir les charges futures figure dans le contrat d'entreprise EDF – État, mais il est difficile de les identifier au sein des immobilisations financières figurant dans le bilan.

en MF courants	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
immobilisations financières	9 584	10 026	11 544	12 212	12 668	13 043	13 740	14 447	15 373	18 512	23 014	33 743	37 353	56 693

Pour la première fois en 1999, EDF a isolé au sein de ses immobilisations financières, une ligne « TIAP » (titres immobilisés de l'activité de portefeuille) destinée « à participer au financement des opérations de fin de cycle provisionnés au passif du bilan ». Pour 1999, le montant de la ligne TIAP est de 5,7 GF pour un total d'immobilisations financières de 26,2 GF, la valeur estimative de la ligne TIAP au 31/12/1999 étant de 7,4 GF.

3 - COGEMA et le démantèlement des installations nucléaires du cycle

Pour chacune de ses installations¹, COGEMA réalise un devis prévisionnel du coût du démantèlement. Par rapport au coût d'investissement, la part du démantèlement varie de quelques % pour des usines manipulant l'uranium comme EURODIF (devis de 3,3 GF pour un coût de construction de l'ordre de 50 GF) à 50 % pour les usines de retraitement (devis de l'ordre de 15 GF pour un coût de construction de l'ordre de 30 GF pour une usine de 800 tonnes).

Pour les usines manipulant des matières nucléaires à vie longue, comme les usines de retraitement ou de fabrication, le facteur temps ne joue pas sur les niveaux d'irradiation, et par conséquent, il est prévu de démanteler ces installations immédiatement après l'arrêt définitif de production (cf. le démantèlement en cours de l'usine de retraitement UP1 qui a commencé juste après son arrêt en 1997).

A partir du devis prévisionnel, COGEMA provisionne de façon similaire à EDF, avec toutefois une différence concernant l'isolement de ces provisions

(1) Le nombre d'installations est relativement limité : usines de conversion de l'uranium, Eurodif, usines de retraitement UP1, UP2, UP3, usines de fabrication du combustible (Romans, Pierrelatte, Cadarache, Marcoule, Dessel).

dans le bilan dans une rubrique intitulée : « *titres immobilisés de l'activité en portefeuille (TIAP)* ».

Ces provisions regroupent la fin de cycle, c'est-à-dire les opérations de démantèlement et l'évacuation des déchets.

Bien sûr, ces provisions font l'objet de placements financiers d'où une plus value potentielle déjà conséquente : fin 1998, la plus value potentielle sur les TIAP était de 7,1 GF pour un montant constitué de 15,4 GF.

en MF	1995	1996	1997	1998
Montant ouverture	0	1 997	7 929	13 507
Acquisitions	1 926	3 412	7 404	3 065
Cessions	0	0	- 2 228	- 2 105
Plus values sur cessions	0	0	402	928
autres	71	2 520	0	0
Montant clôture exercice	1 997	7 929	13 507	15 395
<i>Plus values latentes</i>	?	2 080	6 813	7 092
<i>provisions démantèlement à constituer</i>	?	22 600	21 900	22 000

Références : rapports annuels COGEMA

Le coût du démantèlement des installations du cycle est inclus dans le coût des services liés aux combustibles nucléaire et par conséquent inclus dans le coût du kWh.

4) CEA et le démantèlement de ses installations nucléaires

Le cas du CEA est beaucoup plus complexe compte tenu :

- d'une part, du grand nombre d'installations et de leur diversité ;
- d'autre part, de l'absence de provisions à l'exception de celles facturées aux industriels clients du CEA.

Un certain nombre d'installations ont déjà été démantelées au niveau 3. Toutefois, leur spécificité rend difficile toute transposition au cas des réacteurs ou des usines du cycle. Au niveau des échéanciers retenus, le CEA applique une politique mixte : démantèlement immédiat lorsque le facteur temps ne permet aucun gain sur le bilan radiologique, démantèlement différé dans l'autre cas.

Le CEA en tant qu'organisme public financé par le budget de l'État, n'a quasiment pas provisionné les futures dépenses de démantèlement, celles-ci

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

devant être théoriquement couvertes par l'État. Le tableau ci-dessous donne les provisions inscrites au bilan.

Le montant des provisions pour reprise des déchets, combustibles irradiés et démantèlement inscrites au bilan est plutôt faible, puisqu'elles ne comprennent que les provisions payées par les industriels au titre de l'utilisation des installations nucléaires pour leurs besoins de R & D, et ceci uniquement depuis 1993.

en MF courants	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
provisions déchets	?	129	128	159	183	144	161
provisions démantèlement	21	42	74	102	142	169	200
provisions pour traitement des combustibles sans emploi						37	43

Actuellement figure en engagement hors bilan une rubrique pour la fin de cycle s'élevant à 55 GF (les comptes du CEA sont certifiés depuis 1993).

en GF courants	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
engagement fin de cycle	29,0	29,6	30,8	41,0	41,0	55,4	54,8

L'engagement fin de cycle au 31/12/1999 comprend l'ensemble de la fin du cycle (déchets et démantèlement) aussi bien pour les activités civiles (30,4 GF) que militaires (24,4 GF).

5 - Situation à l'étranger

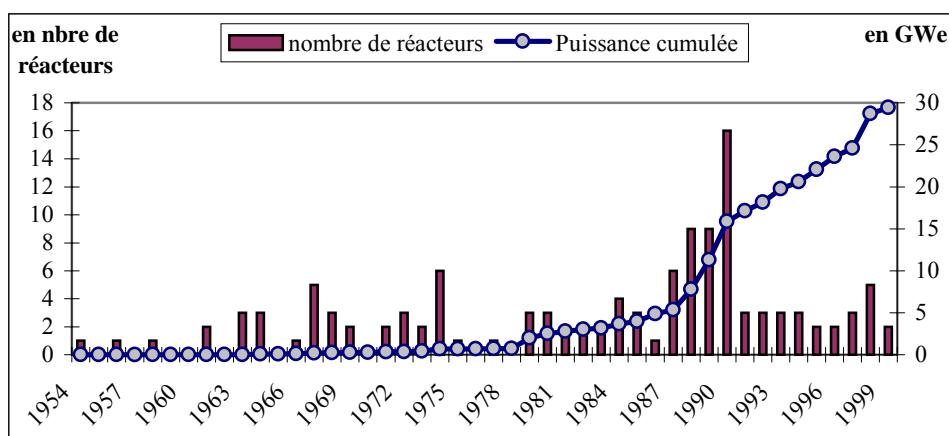
On va s'intéresser, d'une part, au coût du démantèlement, d'autre part, aux méthodes de provisions utilisées. Une intéressante comparaison avait été faite par C. Birraux en 1994¹.

Coût du démantèlement

L'industrie nucléaire étant plutôt jeune, peu d'opérations de démantèlement sur des réacteurs électrogènes de taille conséquente ont eu lieu. Le graphique ci-dessous représente l'évolution de la puissance nucléaire arrêtée cumulée et du nombre de réacteurs nucléaires électrogènes arrêtés chaque année.

(1) *Le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires AN 1825 Sénat 172, 1994.*

**Evolution de la puissance nucléaire arrêtée
et du nombre de réacteurs arrêtés par an (1954-1999)**



Référence : Elecnuc

La puissance nucléaire arrêtée cumulée représente 8,5 % de la puissance actuellement en fonctionnement. Le tableau ci-dessous donne la situation à la fin de 1999 des réacteurs électrogènes arrêtés, en nombre et en puissance par pays.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

Pays	Nombre de réacteurs	P en GWe
Allemagne	17	3,78
Arménie	2	0,75
Belgique	1	0,01
Canada	4	1,33
Espagne	1	0,48
États-Unis	47	10,93
France	12	3,85
Italie	4	1,45
Japon	3	0,18
Kazakhstan	1	0,13
Pays-Bas	1	0,06
Royaume-Uni	10	1,47
Russie	13	1,49
Slovaquie	1	0,10
Suède	2	0,61
Suisse	1	0,01
Ukraine	3	2,78
TOTAL	123	29,42

Référence : Elecnuc

Beaucoup de ces réacteurs n'étaient pas des réacteurs commerciaux. Par exemple, aux USA, 21 réacteurs sur les 47 arrêtés étaient des réacteurs bénéficiant d'une licence d'exploitation. La puissance moyenne est de 0,24 GWe par réacteur. Sur ces 123 réacteurs, seuls quelques uns ont été démantelés au niveau 3 de l'AIEA, dont 3 réacteurs commerciaux aux USA¹.

Concernant les types des réacteurs arrêtés, il faut noter le nombre important de prototypes de filières qui n'ont pas fait l'objet de développement industriel.

(1) Il s'agit des réacteurs Pathfinder (BWR de 59 MWe), Forts St Vrain (HTR de 330 MWe) et Shoreham (BWR de 820 MWe mais qui n'a fonctionné que 2 jours).

Familles	Filière	Puissance en GWe	Nombre de réacteurs
Graphite – Gaz	AGR	0,03	1
	UNGG	2,75	10
	MUNGG	1,44	8
Eau lourde	PHWR	1,13	5
	BHWR	0,02	1
Eau légère	BWR	4,89	28
	PWR	8,05	21
	VVER	3,46	10
Eau – Graphite	RBMK	3,07	6
	GLWR	1,39	7
Neutrons rapides	RNR	1,73	10
Divers	HTR	0,68	4
	HWBLWR	0,34	2
	HWGCR	0,29	4
	LWBR	0,06	1
	HRE	0,0005	2
	OMR	0,01	1
	SGR	0,08	2

Référence : Elecnuc (cf. Annexe I pour les acronymes)

Il est difficile de tirer des enseignements des opérations de démantèlement déjà réalisées en raison :

- de l'absence de l'effet de série, permettant d'amortir les études et les outillages spécifiques ;
- du caractère prototype d'un grand nombre de réacteurs.

Par analogie avec les installations nucléaires du cycle du combustible, pour lesquelles l'effet de série n'existe pas, on peut retenir comme ordre de grandeur 50 % du coût d'investissement au lieu de 15 % pour les réacteurs prototypes.

Dans une étude récente publié par l'AEN¹, on trouve les indications suivantes pour des réacteurs nucléaires à construire. Il s'agit de valeurs actualisées à 5 %.

(1) *Projected Costs of Generating Electricity update 1998 AEN.*

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

Pays	Type	Construction en \$ 96/kWe	Démantèlement en \$/kWe	en % du coût de construction
Canada	PHWR	1 697	11	0,65 %
France	PWR	1 636	29	1,77 %
Japon	BWR	2 521	38	1,51 %
Espagne	PWR	2 169	7	0,32 %
Brésil	PWR	1 550	30	1,93 %
Chine	PWR	1 458	26	1,78 %
Russie	VVER	1 521	13	0,85 %
USA	PWR	1 441	72	5,00 %

En dehors des différences entre réacteurs, une partie des écarts provient d'hypothèses différentes quant à l'échéancier du démantèlement (France – USA par exemple) ou aux niveaux de déclassement.

Aux USA, la NRC¹ a fixé une durée maximale pour les opérations de démantèlement : 60 ans après l'arrêt définitif de production. Par ailleurs, trois scénarios sont possibles :

- DECON : déconstruction rapide du réacteur
- SAFSTOR analogue au scénario retenu par EDF
- ENTOMB : réalisation d'un stockage définitif in situ, cette solution n'étant envisagée que pour des réacteurs de recherche

Le choix entre DECON et SAFSTOR appartient à l'exploitant.

Au Japon, c'est l'option DECON qui est retenue, essentiellement en raison du nombre limité de sites pouvant accueillir des centrales nucléaires : il y a donc un souci de réutiliser le plus tôt possible les sites après démantèlement² partant du principe que les oppositions locales diminuent lorsqu'un site est en fonctionnement.

(1) NRC : Nuclear Regulatory Commission <http://www.nrc.gov>

(2) Ce problème de « gestion de site nucléaire » pourrait se poser en France. En dehors de la douzaine de « places » vacantes, le renouvellement du parc nucléaire nécessitera soit l'ouverture de nouveaux sites nucléaires, soit la réutilisation rapide des sites existants.

Méthodes de provisions

Dans la plupart des pays de l'OCDE¹, la gestion des opérations de démantèlement est du ressort de l'exploitant. Les provisions sont en général calculées en répartissant les charges futures sur la durée de vie estimée de l'installation ou sur une période plus courte définie à l'avance. Les charges futures peuvent faire l'objet de réévaluations annuelles selon deux méthodes :

- méthode EDF : affectation des modifications sur la durée de vie résiduelle de l'installation ;
- affectation des modifications sur les provisions de l'année.

Les fonds collectés peuvent être, soit gérés par l'exploitant (Allemagne, France, Royaume-Uni, États-Unis) et soit confiés à un fond distinct (Suède, Finlande)².

Dans plusieurs pays, ces fonds font l'objet d'une actualisation pour tenir compte du rendement supposé des provisions constituées. Ce taux est de 2 % réel pour l'Espagne, le Royaume-Uni, la Belgique, 2,5 % pour la Suède. Aux États-Unis, la réglementation impose la constitution de fonds avec un contrôle périodique (tous les 2 ans) par la NRC. Actuellement, 22 milliards de \$ auraient été provisionnés sur les 32 prévus. A la lueur des premières ventes de réacteurs nucléaires intervenues en 1999 aux USA, la transmission d'un exploitant à un autre des fonds constitués pour le démantèlement s'avère une question délicate.

6 - Conclusion

Le chiffre de 15 % du coût d'investissement pour le coût du démantèlement des réacteurs nucléaires de série ne semble pas devoir être remis en cause, d'autant que si l'on tient compte d'une rémunération à hauteur de 2 % réel par an, ceci devrait conduire à disposer de provisions d'un montant double³. La procédure actuelle en France devrait donc permettre de disposer de sommes supérieures au montant initial et par conséquent de couvrir d'éventuels aléas.

(1) Une exception notable avec le cas de l'Espagne où une société publique, ENRESA, aura à gérer le déclassement des centrales nucléaires 5 ans après leur arrêt. Le financement d'ENRESA est assuré par une redevance sur le kWh.

(2) Les charges financières futures liées aux activités nucléaires, AEN, OCDE, 1996. Cette possibilité est exclue en France en raison du fait que c'est l'exploitant qui est responsable du démantèlement au sens du décret de 1963 sur les INB.

(3) hypothèses : 1 500 F/kWe provisionné annuellement pendant 30 ans, durée de vie du réacteur nucléaire 40 ans, barycentre des dépenses 10 ans après l'arrêt définitif.

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

La principale interrogation réside plutôt dans la disponibilité des provisions au moment du démantèlement¹. La vérification de la disponibilité de ces provisions par une « entité » extérieure serait probablement souhaitable, mais ceci dépasse le cadre de cette fiche.

Il reste par ailleurs à traiter :

- la question du financement du démantèlement des installations nucléaires de R & D du CEA ;
- le cas particulier des réacteurs prototypes.

(1) *Même si la probabilité est faible en France pour l'instant, la question de la disponibilité des fonds pour démantèlement peut se poser en cas de vente d'une installation nucléaire en exploitation.*

Annexe 1

Acronymes

AGR :	adavanced gas reactor
UNGG :	uranium naturel gaz graphite
MUNGG :	magnox uranium naturel gaz graphite
PHWR :	pressurised heavy water reactor
BHWR :	boiling heavy water reactor
BWR :	boiling water reactor
PWR :	pressurised water reactor
VVER	vodianoi viodanoi energititcheski reaktor
RBMK :	reaktor bolchoi mochtchnosti kanakni
GLWR :	graphite light water reactor
RNR :	réacteur à neutrons rapides
HTR :	high temperature reactor
HWBLWR :	heavy water boiling light water reactor
HWGCR :	heavy water gas cooled reactor
LWBR	light water breeder reactor
HRE :	homogeneous reactor experimental
OMR :	organic moderator reactor
SGR :	sodium graphite reactor

Référence : Elecnuc

- Fiche n° 5 - Démantèlement des installations nucléaires -

Annexe 2

Liste des réacteurs nucléaires arrêtés en France

Réacteurs électro-nucléaires arrêtés

	P MWe	Couplage	Sortie	Propriétaire	Démantèlement	Statut
Marcoule G1	2	1956	1968	COGEMA	niveau 2 en cours	INBS ¹
Marcoule G2	43	1959	1980	COGEMA	niveau 2 en cours	INBS
Marcoule G3	43	1960	1984	COGEMA	niveau 2 en cours	INBS
Chinon A1	80	1963	1973	EDF	niveau 1	INBE ² -11/10/82
Chinon A2	230	1965	1985	EDF	niveau 2	INBE - 07/02/91
Chinon A3	500	1966	1990	EDF	niveau 2	INBE - 27/8/96
EL4	70	1967	1985	EDF CEA	niveau 2-3 en cours	INBE -31/10/96
Chooz-A	320	1967	1991	EDF (SENA)	niveau 2-3 en cours	INBE-1999
St-Laurent A1	500	1969	1990	EDF	MAD en cours	décret 1994
St-Laurent A2	435	1971	1992	EDF	MAD en cours	décret 1994
Bugey 1	555	1972	1994	EDF	MAD en cours	décret 1996
Superphénix	1242	1986	1998	EDF(NERSA)	MAD en cours	décret 1998

Elecnucl, Rapport DSIN 1998 et 1999

Autres réacteurs nucléaires arrêtées

	P MWth	Diver- gence	Arrêt	Propriétaire	Démantèlement	Statut
ZOE	0.25	1948	1975	CEA		ICPE
EL2	2.8	1952	1965	CEA		source scellée
EL3	18	1957	1979	CEA		ICPE
PEGASE	35	1963	1975	CEA		transformé en INB entreposage en 1980
RAPSODIE	40	1967	1983	CEA	niveau 2 en cours	
MELUSINE	19	1958	1988	CEA	MAD en cours	
HARMONIE	0.001	1965	1996	CEA	CDE en cours	
SILOE	35	1963	1997	CEA	CDE en cours	
RUS	0.1	1967	1997	Université	CDE en cours	
Redoutable ³	60 ?	1967	1991	Défense	entreposage	INB Défense
Terrible	60 ?	1969	1996	Défense	entreposage	INB Défense
Foudroyant	60 ?	1971	1998	Défense	entreposage	INB Défense
Tonnant	60 ?	1977	1999	Défense	entreposage	INB Défense

Rapport DSIN 1998

Réacteurs nucléaires complètement démantelés
CESAR, PEGGY, NEREIDE, TRITON, MARIUS

(1) INBS : Installation nucléaire de base secrète.

(2) INBE : Installation nucléaire de base pour le stockage ou le dépôt de substances radioactives.

(3) <http://www.netmarine.net> ; la puissance des nouveaux sous-marins nucléaires lanceurs d'engins SNLE est connue (150 MWth), mais on n'a pas trouvé de documents indiquant la puissance thermique des anciens SNLE et des SNA (sous-marin nucléaire d'attaque).

Fiche n° 6

Taux de combustion des assemblages UOX et MOX

Taux de combustion des assemblages UOX¹ et MOX²

Evolution des taux de combustion pour les assemblages UOX et MOX

Parc actuel

actuel	UOX 49 GWj/t moyen, MOX 37 GWj/t moyen
2005-2010	pour les tranches moxées UOX 49 GWj/t, moyen
2010	pour les tranches non moxées UOX 57 GWj/t, moyen

Parc futur (combustibles pour réacteurs REP)

UOX et MOX : 65 GWj/t, moyen, ;70 GWj/t max

1. Quelques généralités sur le taux de combustion

Définition du taux de combustion :

Le taux de combustion³ (ou pour être plus exact la combustion massique) représente l'énergie produite à partir des fissions nucléaires dans une tonne de combustible nucléaire⁴, l'unité généralement employée étant le GWj/t.

$$1 \text{ GWj/t} \leftrightarrow 86,4 \text{ GJ/kg}$$

(1) UOX : oxyde d'uranium UO₂.

(2) MOX : oxyde mixte d'uranium et de plutonium ; l'uranium utilisé correspond à la qualité appauvri, c'est-à-dire avec une teneur en uranium 235 de l'ordre de 0,25 %..

(3) Burn-up en anglais (BU).

(4) Il est important de préciser s'il s'agit de tonne de métal ou de tonne d'oxyde (1 GWj/t métal \leftrightarrow 0,8815 GWj/t oxyde). Sauf précision contraire, on utilise la tonne de métal comme unité.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

Pour extraire de plus en plus d'énergie, d'une tonne de combustible nucléaire, il faut augmenter la quantité de combustibles fissiles contenus. La fission d'un atome d'uranium 235 délivrant 200 MeV¹ environ répartis ainsi :

- | | |
|---|------------------|
| - énergie cinétique des produits de fission | 166 MeV |
| - énergie cinétique des neutrons produits (2,46 neutrons) | ≈ 5 MeV |
| - rayonnements divers | ≈ 29 MeV |

La fission du plutonium 239 délivre une énergie quasiment équivalente avec un nombre de neutrons émis légèrement supérieur (2,91 neutrons). On a donc une relation simple entre l'énergie produite et la consommation de matière fissile :

$$1\% \text{ atomes fissiles consommés} \leftrightarrow 9,5 \text{ GWj/t}$$

Pour cette raison, l'utilisation d'uranium naturel, contenant 0,71 % d'uranium 235, dans des réacteurs du type UNGG² ou CANDU³ ne permet pas de dépasser un taux de combustion de quelques GWj/t.

Pour les premiers réacteurs à eau pressurisée, les taux de combustion étaient de l'ordre de 35 GWj/t. Actuellement en France, la DSIN⁴ autorise des taux de combustion maximum de 52 GWj/t. Aux USA, des valeurs de 60 GWj/t sont déjà atteintes.

Lien entre produits de fission et taux de combustion

Comme la quasi-totalité de l'énergie extraite provient des réactions de fission nucléaire, la quantité de produits de fission (PF) est directement proportionnelle au taux de combustion.

(1) 1 MeV : $1,6 \cdot 10^{-19}$ Joule ; On peut l'exprimer en Joule par kg, ce qui dans le cas de l'uranium 235 donne 82 TJ/kg d'uranium 235 (1 TJ = 10^{12} Joule). A titre de comparaison, l'énergie contenue dans une tonne de pétrole est de 42 GJ.

(2) UNGG : uranium naturel graphite gaz ; les premiers réacteurs construits en France étaient du type UNGG (Marcoule G1-G2-G3, Bugey 1, Chinon 1-2-3, Saint Laurent 1-2).

(3) CANDU : filière canadienne réacteur à eau lourde pressurisée pouvant utiliser soit de l'uranium naturel soit de l'uranium faiblement enrichi.

(4) DSIN : Direction de sûreté des installations nucléaires.

On pourra en première approximation considérer que la quantité de produits de fission ne dépend pas de l'isotope fissile (uranium 235 ou plutonium 239 ou 241).

Lien entre le plutonium et le taux de combustion

A réacteur donné, le lien entre le plutonium formé par irradiation de l'uranium n'est pas linéaire avec le taux de combustion, ni en quantité totale, ni en qualité isotopique (répartition entre les différents isotopes du plutonium¹).

En effet, trois phénomènes interviennent² :

- irradiation de l'uranium 238 en plutonium 239 ;
- fission du plutonium 239 ;
- irradiation du plutonium 239 en isotopes supérieurs 240, 241 242 puis apparition de certains actinides mineurs (neptunium, américium, curium, etc.).

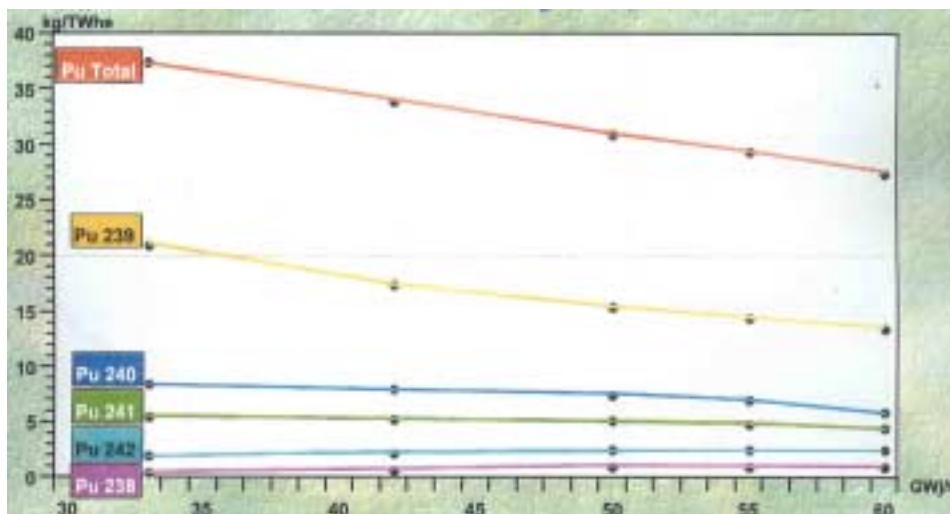
Le graphique ci-dessous donne schématiquement l'évolution de la quantité de plutonium par TWh³ en fonction du taux de combustion (combustibles UOX pour REP).

(1) le plutonium généré par irradiation de l'uranium est un mélange des isotopes 238, 239, 240, 241 et 242. Par ailleurs, comme l'isotope 241 a une durée de vie courte (14 ans), il faut tenir compte du produit de sa désintégration, l'américium 241.

(2) D'autres phénomènes mineurs interviennent comme celui conduisant à l'apparition de plutonium 238.

(3) 1 TWh = 1 milliard de kWh.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -



Pour un taux de combustion de 33 GWj/t, le plutonium fissile (239 + 241) représente 27 kg/TWh (71 %). Pour un taux de combustion de 55 GWj/t, le plutonium fissile (239 + 241) représente 21 kg/TWh (67 %).

Par ailleurs, compte tenu de la décroissance rapide du plutonium 241 en américium 241, il est nécessaire de spécifier lorsqu'on parle de plutonium :

- le combustible d'où il est extrait : caractéristiques initiales, conditions d'irradiation, taux de combustion ;
- le temps séparant l'arrêt d'irradiation du combustible d'où il est extrait et le moment considéré ;
- dans le cas du retraitement, il faut par ailleurs distinguer d'une part, la période séparant l'arrêt d'irradiation du retraitement (refroidissement), d'autre part, la période après le retraitement au cours de laquelle on a une accumulation d'américium 241 (vieillissement¹).

Le tableau ci-dessous donne les quantités et les qualités isotopiques rencontrées dans quelques assemblages UOX.

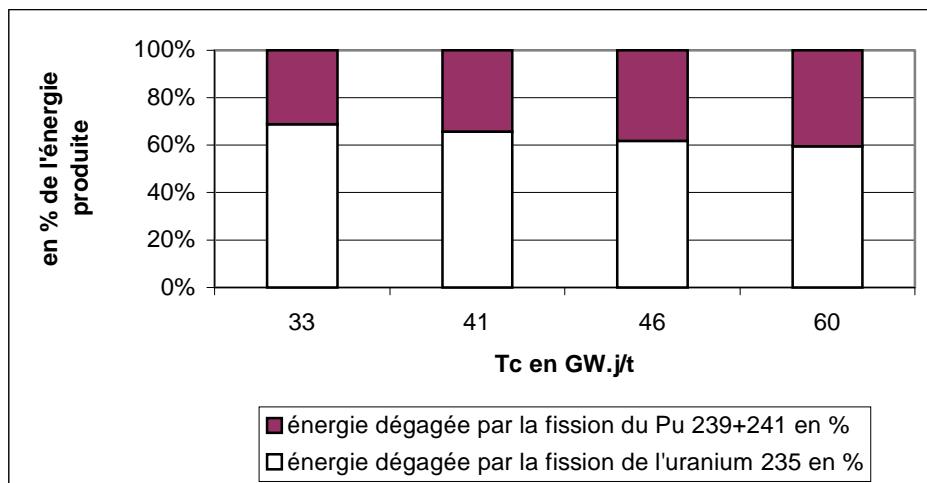
(1) Pendant le retraitement, l'américium 241 est extrait avec les produits de fission et autres actinides mineurs, puis vitrifié.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

UOX initial	Tc en GWj/t	quantité de Pu en kg/TWh	quantité de Pu en kg/t	Qualité isotopique du Pu en %				
				Pu 238	Pu 239	Pu 240	Pu 241	Pu 242
3,25 %	33	35.5	9,27	1,5	58,6	24,7	10,0	5,2
3,7 %	45	29.7	10,59	2,8	53,7	24,5	11,8	7,2
4,0 %	50	27.6	10,92	3,3	51,8	25,2	11,8	7,9
4,5 %	55	26.6	11,59	3,8	50,7	24,8	12,0	8,7
4,9 %	60	25.1	11,91	4,3	48,9	25,3	12,0	9,5

Référence : Mission Mandil Vesseron Contribution du groupe de Travail des Industriels

Remarque : pour les combustibles UOX, l'augmentation de la proportion d'uranium 235 n'est pas linéaire avec le taux de combustion, car une partie de plus en plus importante de l'énergie est produite lors des réactions de fission du plutonium 239 et 241 produits par irradiation in situ de l'uranium 238 (en quelque sorte, un combustible UOX en cours d'irradiation devient rapidement un combustible MOX ...). Le graphique ci-dessous donne une vision schématique de ce phénomène en indiquant pour un assemblage UOX la part de l'énergie provenant des fissions de l'uranium 235 et du plutonium 239 et 241.



Lien entre le taux de combustion et le mode de gestion

Le mode de gestion correspond à la façon dont on procède au renouvellement des assemblages¹ :

- 1/2 cœur : renouvellement de la moitié des assemblages ;
- 1/3 cœur : renouvellement du tiers des assemblages ;
- 1/4 cœur : renouvellement du quart des assemblages ;
- etc..

Pour un taux de combustion donné, un exploitant peut choisir entre plusieurs modes de gestion suivant différents critères :

- la disponibilité visée pour le réacteur (la durée d'un rechargeement est relativement indépendante du nombre d'assemblages rechargés) ;
- l'utilisation optimale du combustible (un fractionnement accru « utilise » mieux la matière nucléaire en épousant plus complètement les combustibles) qui dépend du prix de l'UTS² et du prix de l'uranium naturel.

Deux modes de gestion opposés sont utilisés :

- aux USA, le souci des compagnies électriques est de maximiser la production de leur réacteurs, d'où un recours important aux campagnes longues (jusqu'à 2 ans) avec rechargeement par moitié avec une dépense accrue au niveau du combustible nucléaire ;
- en France, jusqu'il y a peu de temps, le souci d'EDF était de procéder à des arrêts en dehors de la période d'hiver, d'où le recours à des campagnes annuelles avec rechargeement par tiers ou par quart de cœur. Depuis 1996, comme on le verra ci-dessous, EDF fait fonctionner son parc 1 300 MWe par tiers de cœur avec rechargeement tous les 18 mois.

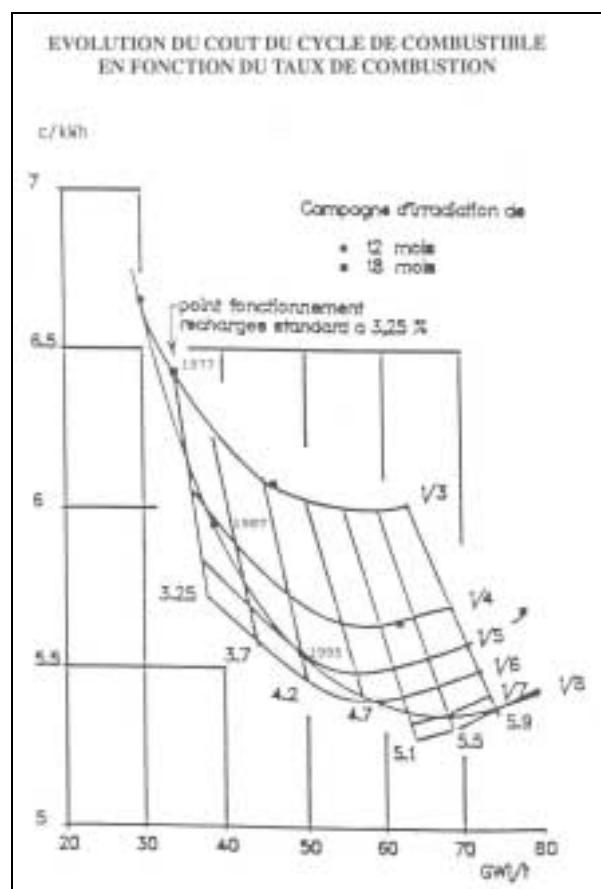
La figure suivante donne à titre indicatif, car il s'agit d'une courbe ancienne l'évolution du coût du cycle du combustible en fonction du taux de combustion

(1) Un assemblage est composé de crayons (17*17) contenant 460 kg de matière nucléaire pour les assemblages destinés aux réacteurs 900 MWe et 538 kg pour les assemblages destinés aux réacteurs 1 300 MWe et N4. Lors de chaque rechargeement, une partie des assemblages sont déchargés et remplacés par des assemblages neufs, les autres assemblages pouvant être déplacés au sein du cœur. On trouvera en annexe les caractéristiques des assemblages utilisés actuellement.

(2) Unité de travail de séparation.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

et du mode de gestion retenu. Pour la gestion à 4,2 %, on s'aperçoit que l'optimum conduirait à retenir une gestion par 1/5 cœur avec un taux de combustion de 50 GWj/t mais ceci entraînerait une durée de cycle de 10 mois au lieu de 18 mois, d'où des contraintes sur la gestion du parc.



2 - Intérêt économique lié à l'augmentation du taux de combustion

Assemblages UOX¹

Le tableau suivant compare deux cas réels utilisés dans les réacteurs 1 300 MWe.

	Cas 1		Cas 2	
Taux de combustion en GWj/t	33		52	
quantité d'électricité produite en GWh ²	261		412	
enrichissement en % d'U235	3,1%		4,0%	
	par tonne	par GWh	par tonne	par GWh
quantité d'uranium naturel	6,0 t	23,0 kg	7,9 t	19,2 kg
quantité d'unités d'enrichissement en UTS ³	3 890 ⁴ UTS	14,9 UTS	5 670 UTS	13,8 UTS
quantité de combustible fabriqué et à entreposer en tonnes	1 tonne	3,5 kg	1 t	2,4 kg
quantité approximative de plutonium	9,4 kg	36 g	11,7 kg	28 g

Le cas n°1 correspond au mode de gestion retenu initialement pour les réacteurs 1 300 MWe, le cas n°2 correspond à celui mis en œuvre depuis 1996. En dehors de la pénalisation liée à une qualité isotopique dégradée du plutonium et à la présence d'actinides mineurs, l'intérêt économique d'augmenter le taux de combustion apparaît très nettement dans ce tableau.

Assemblages MOX

Le taux de combustion des combustibles MOX utilisés ne dépasse pas actuellement 36 à 37 GWj/t en moyenne. Un projet est en cours de réalisation

(1) En annexe 4, figure un descriptif sommaire des assemblages utilisés dans les réacteurs REP actuels.

(2) On considère un rendement moyen de 33 %..

(3) UTS : Unité de travail de séparation ; unité employée dans l'industrie de l'enrichissement.

(4) Hypothèses : alimentation uranium naturel, teneur de rejet fixée à 0,25 % en uranium 235.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

visant à augmenter le taux de combustion des assemblages (cf. Annexe 1) afin d'atteindre une quasi parité entre les taux de combustion des assemblages UOX et MOX.

Le tableau suivant compare les cas d'un assemblage MOX irradié à 36 GWj/t et à 49 GWj/t. Pour des raisons logiques, on a supposé que le plutonium était issu de combustibles UOX de caractéristiques différentes mais cohérentes compte tenu du taux de combustion visé pour le MOX.

	Cas 1		Cas 2	
Origine du plutonium	UOX 3,25% 33 GWj/t (5 + 3) ¹		UOX 4 % 49 GWj/t (5 + 3)	
Teneur initiale en plutonium	5,55 %		9,2 %	
Taux de combustion en GWj/t	36		49	
quantité d'électricité produite en GWh ²	285		388	
teneur finale en plutonium	4,2 %		6,8 %	
	par tonne	par GWh	par tonne	par GWh
quantité de combustible UOX à retraiter	6,2 tonnes	21,6 kg	8,4 tonnes	21,6 kg
quantité de plutonium initiale	55,5 kg	0,19 kg	92 kg	0,24 kg
quantité de plutonium finale	42 kg	0,15 kg	68 kg	0,17 kg
consommation de plutonium	- 13,5 kg	- 0,04 kg	- 24 kg	- 0,07 kg
quantité de combustible MOX à fabriquer et à entreposer	1 tonne	3,5 kg	1 tonne	2,6 kg

Pour le combustible MOX, l'intérêt d'augmenter le taux de combustion réside essentiellement dans l'économie faite au niveau de la fabrication du MOX (et de son entreposage ultérieur) : **- 25 %.**

(1) (5 + 3) : 5 ans de refroidissement + 3 ans de vieillissement.

(2) On considère un rendement moyen de 33 %..

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

3 - Evolution des taux de combustions pour le parc actuel

Le parc actuel comprend (cf. fiche n° 1) :

- 6 réacteurs 900 MWe (palier CP0) : Fessenheim 1-2, Bugey 2-3-4-5 ;
- 16 réacteurs 900 MWe (palier CP1) : Tricastin 1-2-3-4, Dampierre 1-2-3-4, Gravelines B1-B2-B3-B4, Saint-Laurent B1-B2, Blayais 1-2 ;
- 12 réacteurs 900 MWe (palier CP2) : Chinon B1-B2-B3-B4, Blayais 3-4, Gravelines 5-6, Cruas 1-2-3-4 ;
- 20 réacteurs 1300 MWe : Paluel 1-2-3-4, Penly 1-2, Flamanville 1-2, Cattenom 1-2-3-4, Nogent 1-2, Golfech 1-2, Saint-Alban 1-2, Belleville 1-2 ;
- 4 réacteurs N4 : Chooz B1-B2 et Civaux 1-2.

Par rapport à la possibilité d'utiliser du combustible MOX, la situation à fin 99 est la suivante :

réacteur	prévu initialement	demandé	autorisé	réalisé
palier CP0	non	non	non	non
palier CP1	oui	oui	oui	16 tranches
palier CP2	non	oui pour 8 tranches	4 tranches	3 tranches
1 300 MWe ¹ , N4	non	non	non	non

- tranches du palier CP2 autorisées : Chinon B1, B2, B3, B4 ;
- tranches du palier CP2 pour lesquelles une demande de moxage a été déposée : Gravelines C5, C6 et Le Blayais 3-4 ;
- tranches du palier CP2 pour lesquelles aucune demande n'a pour l'instant été déposée : Cruas 1, 2, 3 et 4.

Compte tenu, d'une part, des informations fournies par FRAMATOME (annexe 1), COGEMA (annexe 2) et EDF (annexe 3), d'autre part, des taux de combustion actuellement atteints chez d'autres exploitants étrangers, il nous a paru raisonnable de retenir l'évolution suivante des taux de combustion (le changement de combustible ne correspond pas exactement avec les visites décennales (VD), mais approximativement, les combustibles ont jusqu'à maintenant changés tous les 10 ans).

(1) Des études conduites à l'initiative de COGEMA portent sur la faisabilité du « moxage » à 100 % d'un réacteur 1 300 MWe.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

	900 MWe	1 300 MWe	1 450 MWe
MSI – VD1	3,25 % 1/3 cœur	3,1 % 1/3 cœur	3,4 % 1/3 cœur
VD1- VD 2	3,7 % 1/4 cœur , moxage partiel 1/3 cœur puis hybride pour les réacteurs moxés	4,0 % 1/3 cœur	4,0 % 1/3 cœur
VD2 – VD3	CP0 (+ CP2 *): 4,2 % 1/3 cœur CP1 (+ CP2 **): 3,7% moxage hybride puis 1/4 cœur	4,5 % 1/4 cœur	4,5 % 1/4 cœur
VD3-VD4	CP0 (+ CP2) : 4,5 % 1/4 cœur CP1 (+ CP2) : moxage 1/4 cœur (49 GWj/t) éventuellement hybride (UOX 4,5 %, MOX équivalent à 3,7 %)	4,95 % 1/4 cœur	4,95 % 1/4 cœur

* : pour les réacteurs CP2 éventuellement non moxés

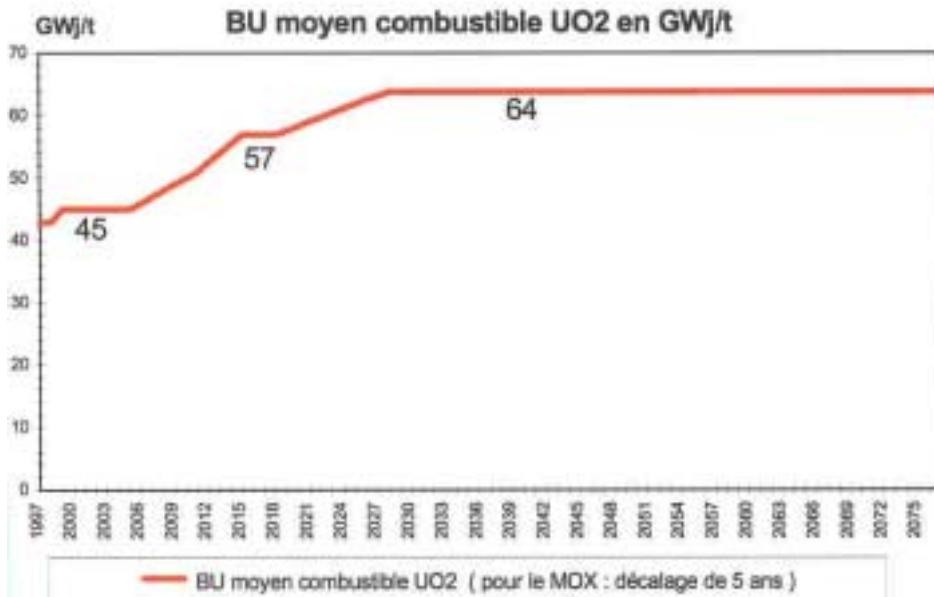
** : pour les réacteurs CP2 éventuellement moxés

projets en cours :

- projet GEMMES (CP0) mis en œuvre à partir de 2000 ;
- projet PARITE MOX : mis en œuvre vers 2005.

A titre indicatif, la figure ci-dessous représente l'évolution du taux de combustion des assemblages UOX selon EDF. Au-delà du parc actuel, EDF fait l'hypothèse d'un renouvellement par des réacteurs EPR dans lequel les combustibles UOX et éventuellement MOX pourraient atteindre des taux de combustion de 64 GWj/t.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -



Remarques :

- On a retenu au-delà de 2010 une gestion pour les tranches non moxées par $\frac{1}{4}$ cœur. En fait, il appartiendra à l'électricien, compte tenu des impératifs de son parc, de choisir le mode de gestion le plus approprié, l'optimum d'un point de vue utilisation des matières étant une gestion par $\frac{1}{6}$ cœur, l'optimum d'un point de vue disponibilité étant une gestion par $\frac{1}{3}$ cœur. En pratique, une gestion par $\frac{1}{4}$ ou $\frac{1}{5}$ cœur sera probablement retenue.
- On a maintenu pour les 900 MWe au-delà de 2010 une utilisation d'UOX à 4,5 %. Cette hypothèse sera à revoir en fonction des dates réelles d'autorisation de ce type de combustible, les travaux à réaliser éventuellement nécessaires et l'âge des réacteurs.
- On a maintenu pour les 900 MWe moxés une gestion MOX équivalent 3,7 %, la teneur en plutonium variant suivant la qualité du plutonium issu du retraitement, soit une teneur en Pu qui devrait rester inférieure à 10 %.

Le tableau ci-après résume les caractéristiques sommaires des combustibles envisagés pour le parc actuel.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

Combus-tible	Enrichissement	Mode de gestion	Tc moyen en GWj/t	Tc max en GWj/t
UOX	3,25 % (900 MWe)	1/3	37	42
UOX	3,10 % (1 300 MWe)	1/3	36	39
UOX	3,70 % (900 MWe)	1/4	46	52
UOX	4,00 % (1 300 MWe, N4)	1/3	48	51
UOX	4,20 % (900 MWe)	1/3	48	51
UOX	4,50 %	1/4	55	60
UOX	4,95%	1/4	60	65
MOX	variable	1/3	39,5	41
MOX	variable	1/4	45,8	51,8

4 - Taux de combustion pour les assemblages UOX et MOX du parc futur

Dans le cas d'un renouvellement par des réacteurs du type EPR, on retiendra comme taux de combustion une valeur de 65 GWj/t pour les assemblages UOX et éventuellement MOX. Pour l'instant, il semble difficile d'envisager de dépasser les 70 GWj/t avec la technologie actuelle.

Annexe 1

Position de Framatome quant à l'augmentation du taux de combustion dans les réacteurs actuels (UOX et MOX).

1 - Introduction

La compétitivité du nucléaire passe par une réduction du coût du combustible et du coût d'exploitation du parc. Les attentes d'EDF sont :

- la réduction du nombre d'assemblages par recharge ;
- la disponibilité des tranches avec l'allongement des campagnes et leur prolongation systématique ;
- l'allongement de la durée de vie des tranches en aménageant des plans de chargement dits "faibles fuites" pour réduire la fluence vue par les cuves.

La réponse à ces attentes est l'augmentation du taux de combustion.

Il faut rappeler que l'Electricien a également pour objectif de pouvoir faire varier avec plus de souplesse la puissance fournie. Les modes d'exploitation en suivi de charge journalier et fonctionnement prolongé à puissance réduite ont été progressivement généralisés à l'ensemble du parc nucléaire.

L'enjeu pour FRAMATOME est donc l'augmentation du taux de combustion tout en améliorant la souplesse d'exploitation. Autrement dit, l'évolution des gestions du combustible ne doit pas se faire au détriment de la manœuvrabilité des chaudières.

La démonstration de la sûreté des gestions du combustible nécessite des études complexes et des avancées méthodologiques importantes afin de respecter les critères de sûreté.

Les limites de découplage antérieures entre les différents paramètres de la chaudière, du combustible et des modes de gestion et d'exploitation sont atteintes depuis longtemps. Les espaces de liberté des partenaires se réduisent et s'interpénètrent.

Ainsi la recherche de meilleures conditions économiques dans un environnement de sûreté de plus en plus exigeant et contraignant, impose une dynamique interactive entre l'Electricien et FRAMATOME. Depuis le projet GARANCE (gestion quart de cœur 3,7 %), les évolutions de gestion du combustible sont étudiées en partenariat depuis la phase d'avant projet dite de faisabilité jusqu'à la phase de réalisation.

2 - Programmes de développement en support

Pour proposer des solutions, FRAMATOME doit anticiper les besoins et pour cela doit engager des programmes de développement. Ces programmes se déploient selon deux axes principaux, le premier concernant les technologies permettant d'améliorer les performances du produit « assemblage combustible », le second permettant d'utiliser ces gains de performances dans les réacteurs. Pour mener ces programmes, Framatome s'appuie sur ses moyens propres et sur les moyens du Commissariat à l'Energie Atomique.

La recherche technologique porte principalement sur la recherche de nouveaux alliages, l'amélioration des poudres et des structures de l'assemblage tant d'un point de vue mécanique qu'hydraulique, ainsi que des processus de fabrication.

Les développements permettant l'utilisation des performances accrues dans les réacteurs portent sur les moyens de protection, de contrôle et de surveillance du cœur, et surtout sur l'amélioration des grands logiciels scientifiques utilisés dans les démonstrations de sûreté. La recherche et le retour d'expérience permettent une meilleure compréhension et la modélisation fine des phénomènes physiques mis en jeu permettant de s'approcher au plus près des réalités et éviter ainsi des marges superflues et coûteuses.

3 - Gestions futures de combustible

FRAMATOME développe un produit pour les gestions futures. Le produit ALLIANCE conçu pour un taux de combustion de 70 GWj/t est issu d'un important programme de développement.

Ses principales caractéristiques sont :

- une nouvelle structure avec grilles structurales à performances thermohydrauliques accrues ;

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

- un nouveau matériau M5 qui apporte des gains significatifs en oxydation/hydration et grandissement.

Quatre assemblages précurseurs sont introduits depuis septembre 1999 dans PALUEL2 et leur irradiation est prévue pour quatre, voire cinq cycles.

Aujourd’hui FRAMATOME propose à l’Electricien ce nouveau produit pour accroître les performances de gestion de son parc. Une étude prospective réalisée en 1999 en coopération avec EDF, évalue plusieurs stratégies de gestion « faibles fuites » sur une tranche 1 300 MWe par tiers, quart et cinquième de cœur à 4,95 %.

Le taux de combustion maximum atteint est voisin de 70 GWj/t.

Ces différentes stratégies sont également évaluées qualitativement du point de vue de l’impact sur la chaudière. Par rapport à la gestion GEMMES actuelle, les principaux paramètres neutroniques affectés sont : le facteur radial de point chaud, l’efficacité différentielle du bore et la marge d’antiréactivité. Pour compenser ces effets défavorables, diverses adaptations méthodologiques et matérielles sont proposées par FRAMATOME :

- utilisation de méthodes 3D ;
- ajout de grappes de contrôle ;
- enrichissement du bore soluble en isotope 10 ;
- implantation d’une unité de surveillance 3D en ligne.

Les méthodes de conception 3D ont fait l’objet d’importants travaux de développement à FRAMATOME. Elles sont progressivement utilisées dans les études de sûreté des chaudières, en fonction des besoins en marges de fonctionnement.

Pour ces nouvelles gestions, des grappes de contrôle seront ajoutées et tous les emplacements disponibles dans le couvercle des cuves 1 300 seront utilisés. Augmenter encore l’efficacité des grappes de contrôle demanderait de développer un nouveau type de grappe, basé sur un matériau absorbant davantage les neutrons. Le passage à du bore soluble enrichi en bore 10 ne demande pas de modifications particulières de la chaudière. Ce passage a d’ailleurs déjà été fait par des exploitants européens. Il faudra toutefois que l’lectricien EDF modifie ses procédures d’exploitation du bore de manière à récupérer le bore 10 et améliorer ainsi les coûts d’exploitation.

L'implantation d'une unité de surveillance 3D en ligne permettra à l'opérateur de suivre en continu les marges de fonctionnement qui seront calculées par un code de calcul cœur à 3 dimensions, tournant sur un calculateur du système de surveillance. Un prototype est en cours de développement et sera implanté en avril 2002 sur une tranche 1 300. Après deux années de tests, il sera complètement qualifié pour une application industrielle. La première implantation sur une tranche 1300 pourra avoir lieu au cours de l'année 2006.

Cet ensemble doit permettre à l'Electricien de faire une évaluation technico-économique pour orienter son choix de gestion.

Ensuite comme présenté au chapitre 2, la phase de faisabilité devrait suivre pour cette fois quantifier les conséquences.

4 - Les autorités de sûreté

Les règles de sûreté relatives aux forts taux de combustion ne sont pas encore très claires. Aujourd'hui il n'est pas certain que les justifications préparées par EDF et FRAMATOME soient suffisantes pour obtenir l'agrément des Autorités de Sûreté. De nouvelles règles de sûreté pourraient être éditées et affecter le délai et le coût de mise en œuvre, ce qui pourrait remettre en cause le bilan économique. Face à ce résultat l'Electricien pourrait être conduit à revoir sa stratégie c'est à dire la différer ou y renoncer.

5 - Limite d'enrichissement

Enfin, il faut rappeler que l'évolution vers des très hauts taux de combustion nécessite d'aller au-delà de la limite d'enrichissement de 5 %.

Toutes les installations de l'amont du cycle (enrichissement, conversion-défluoration, fabrication du combustible, transport, stockage des assemblages neufs) sont dimensionnées sur un enrichissement de 5 %.

Le dépassement de cette limite demanderait :

- un réexamen des études de criticité des différentes installations ;
- certainement des modifications de ces installations ;
- et de nouveaux décrets d'autorisation.

6 - Résumé

Le contexte économique des dernières années avec un uranium naturel à bas prix et des coûts de l'aval du cycle incertains sinon élevés dans certains pays est favorable à l'augmentation des taux de combustion. La tendance peut perdurer au cours des prochaines années.

Une augmentation progressive du taux de combustion est possible dans la mesure où d'importants programmes de développement sont maintenus dans le domaine de la chaudière et du combustible. Dans le domaine du combustible, FRAMATOME a engagé un nouveau programme pour identifier les actions de développement du prochain combustible et donc préparer la génération qui remplacera « Alliance ». Dans le domaine de la chaudière le développement de méthodes avancées en neutronique et thermohydraulique nécessite des efforts importants car ces méthodes ne peuvent être utilisées que si des dossiers de justification solides et argumentés sont disponibles. Pour établir ces dossiers des expérimentations nécessitant des moyens lourds sont souvent indispensables.

L'introduction en réacteur d'une nouvelle gestion du combustible peut requérir, en plus de l'utilisation de méthodes d'études avancées, des modifications de matériels. Le coût de ces modifications pour un nombre important de tranches peut conduire EDF à limiter les évolutions de gestion.

Un autre aspect important est le délai de mise en œuvre qui induit des coûts importants à la charge de l'Electricien. Depuis le moment où l'électricien décide une évolution de gestion sur un palier 900 ou 1300, il faut compter au minimum 5 années : 2 années de faisabilité suivies de 3 années de réalisation. La phase d'instruction auprès des Autorités de Sûreté peut allonger ce délai de 6 à 12 mois. Cette phase très lourde mais nécessaire peut être aussi un frein aux évolutions de gestion.

Il faut enfin souligner, que l'augmentation du taux de combustion implique une augmentation parallèle de l'enrichissement initial de l'uranium. Les installations du cycle sont dimensionnées et autorisées pour un enrichissement maximum de 5 %, ce qui correspond, selon le type de gestion, à un taux de combustion de 60 à 70 GWj/t. Cette limite d'enrichissement qui ne peut être franchie que par de nouveaux investissements, risque d'être le frein majeur à l'augmentation du taux de combustion.

Annexe 2

Position de COGEMA quant à l'évolution des taux de combustion

Combustible UOX: Evolution des teneurs U5 en fonction des taux de combustion

Les taux de combustion actuels dans les REP sont :

≤ 48 GWj/t (taux moyen recharge) ;
≤ 52 GWj/t (taux maximum assemblage).

Pour les réacteurs existants, la tendance est à la croissance des taux de combustion ; les objectifs de performance et le calendrier ne sont pas décidés précisément aujourd'hui.

Pour l'EPR, l'évolution est caractérisée par un cahier des charges des électriciens européens stipulant :

- un taux de combustion de 60 GWj/t pour la recharge (soit un taux de 65 à 70 GWj/t pour l'assemblage le plus chargé) ;
- des gestions de cœur allant de 12 à 24 mois par cycle d'irradiation.

A noter que ce sont les taux de combustion moyen recharge qui déterminent les enrichissements. Les valeurs maximales (assemblage) sont dimensionnantes pour la conception du crayon combustible et de l'assemblage (corrosion, thermo-mécanique).

Pour définir un enrichissement, les paramètres déterminants sont :

- 1) le taux de combustion objectif assigné au combustible ;
- 2) son mode d'utilisation (gestion du combustible dans le cœur).

Ce dernier est toutefois du second ordre.

Ainsi, pour le REP 900 MWe, le passage d'une gestion 4 cycles annuels à une gestion 3 cycles de 18 mois nécessite une augmentation de l'enrichissement en U5 de 0,5 % (absolu).

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

Pour l'EPR, différentes gestions ont été étudiées (cycles de 12 ou 18 mois) en conservant le même enrichissement initial en U5 de 5 %.

Les enrichissements en U5 à retenir pour les REP sont de :

- 4,5 % pour un taux de combustion de 55 GWj/t ;
- 4,8 % pour un taux de combustion objectif de 60 GWj/t

auxquels il convient d'ajouter une marge de fluctuation de $\pm 0,2\%$ U5 (absolu) pour tenir compte des spécificités de chaque « *palier* » (type de réacteur) et de sa gestion de combustible.

Combustibles MOX : teneur en plutonium et augmentation du taux de combustion

Augmentation des taux de combustion des combustibles MOX

Les simulations retenues dans les dossiers préparées en 1997-98 (« Mandil-Vesseron ») sont limitées à un taux de combustion de 43 GWj/t .

Dès « Parité MOX », en 2004, le taux de combustion des combustibles MOX seront supérieurs à ces valeurs :

47 à 78 GWj/t en moyenne recharge, 52 GWj/t assemblage

CEA, EDF, FRAMATOME et COGEMA dans le cadre d'un projet commun de R & D, développent un combustible apte à atteindre 70 GWj/t (assemblage) en 2010, à parité avec le combustible UOX développé pour l'EPR.

Limite en réacteur

Les études de sûreté des réacteurs à eau doivent prendre en compte la perte accidentelle du réfrigérant, l'eau. Dans de telles conditions, les calculs neutroniques montrent que l'effet sur la réactivité du cœur peut devenir positif (donc inacceptable) au-delà d'une teneur en plutonium de 12,5 % dans le combustible. C'est la raison pour laquelle il n'est pas possible d'envisager de dépasser cette limite pour les combustibles MOX dans les réacteurs à eau.

Teneur en plutonium en fonction du taux de combustion du combustible MOX

Les paramètres déterminants pour fixer les teneurs en Pu du MOX sont plus nombreux que pour l'UO₂.

Aux paramètres déjà énoncés pour l'UO₂ :

- le taux de combustion objectif assigné au combustible ;
- son mode d'utilisation (gestion en réacteur).

s'ajoutent :

- la composition isotopique du plutonium ;
- le temps de refroidissement du combustible UO₂ avant retraitement, période pendant laquelle le Pu₂₄₁ va disparaître par décroissance radioactive ;
- le temps de vieillissement du plutonium entre le retraitement de l'UO₂ et la fabrication du MOX, période pendant laquelle il y a disparition du Pu₂₄₁ et apparition de l'Am₂₄₁ (poison neutronique quand il est présent dans le combustible).

Ces deux derniers effets se caractérisent par des variations du second ordre (perte d'isotopes fissiles du plutonium de l'ordre de 0,5 % par an).

Le tableau suivant donnant la teneur en Pu en fonction du taux de combustion du MOX est établi sur un cas considéré comme réaliste ou médian vis-à-vis des paramètres précédents.

Hypothèses :

- combustible UO₂ refroidi 5 ans ;
- PuO₂ vieilli 3 ans ;
- teneur finale en Pu dans MOX irradié refroidi 3 ans.

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

Origine du Pu combustible UO ₂ irradié en GWj/t	Tc visé pour le MOX en GWj/t	Teneur initiale en Pu dans le MOX en %	Teneur finale en Pu dans le MOX en %
43	43	8,4	6,3
49	43	8,7	6,6
49	49	9,2	6,8
55	49	9,9	7,4
55	55	10,3	7,6
60	60	11,3	8,0

valeurs auxquelles il convient d'ajouter une marge de fluctuation de $\pm 0,5\%$ (absolu) pour tenir compte des variations de second ordre (gestion de cœur, puissance du réacteur et temps de refroidissement et vieillissement).

Limite de l'usine de fabrication des combustibles MOX

Le décret d'autorisation de MELOX fixe explicitement les valeurs suivantes :

- teneur en Am₂₄₁ des poudres < 3 % en masse
- teneur en plutonium en Pu₂₄₀ > 17 %

Ce décret ne contient pas de limite quant à la teneur en plutonium du combustible fabriqué. En revanche, les « prescriptions techniques » (texte avalisé au niveau ministériel) fixent explicitement une telle limite à 12,5 % et c'est sur cette base que sont réalisées les études de sûreté - criticité.

La valeur de 11,5 % correspond à la teneur maximale de lots de combustible fabriqués pour les Japonais (NFI).

Annexe 3

Hypothèses combustibles selon EDF

2000-2010

Pour les 6 tranches CP0, il est effectivement prévu d'utiliser du combustible enrichi à 4,2 % à partir de 2000, par contre les autres tranches 900 MWe non moxées restent en quart sur la période.

Pour les tranches moxées, aujourd'hui en gestion hybride (quart UO2 3,7 %, tiers MOX équivalent 3,25 %), la transition vers une gestion en quart de cœur (UO2 3,7 %, MOX équivalent 3,7 %) est prévue aux environs de 2005, sous réserve d'acceptation par l'Autorité de Sécurité.

2010-2020

Les hypothèses proposées font partie des gestions à l'étude pour accroître le taux de combustion des assemblages à cette échéance. L'objectif est d'obtenir de l'Autorité de Sécurité l'autorisation de charger vers 2005 les premières recharges d'assemblages conçus pour atteindre 60 GWj/t max. par assemblage, et vers 2008 celles prévues pour atteindre 65 à 70 GWj/t max. par assemblage (dates de chargement au plus tôt).

Ceci conduit pour les gestions non moxées (900, 1 300 et N4) à des enrichissements de l'UO2 de 4,5 % puis 4,95 %.

Pour les tranches 900 non moxées, la gestion hybride (UOX 4,5 %, MOX équivalent 3,7 %) fait effectivement partie des types de gestion à l'étude.

Recyclage du Pu issu d'UOX 60-70 GWj/t

Pour EDF, le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX dans les réacteurs en exploitation implique la recherche de l'équivalence technique et économique du MOX par rapport à l'UOX. Les irradiations de décharge du MOX (comme son coût d'approvisionnement) doivent donc progresser dans le même sens que celles de l'UOX.

Il est un fait qu'aux niveaux de « burn-up » envisagés, la parité énergétique passe, pour le combustible MOX par un accroissement de la teneur en

- Fiche n° 6 - Taux de combustion des assemblages UOX et MOX -

plutonium. Celle-ci sera nécessairement limitée en raison principalement de contraintes de sûreté (effet de vide) et/ou de radioprotection (teneurs en américium).

Ces différents aspects font l'objet d'études approfondies. Les éléments partiels dont nous disposons aujourd'hui conduisent à penser que les limites de ce qui est techniquement réalisable se situent vers 64 GWj/t (moyenne assemblage).

Les études exploratoires de « moxage » de l'EPR prennent ainsi en compte un taux de Pu de l'ordre de 11% compatible avec un tel taux d'irradiation moyen de 64 GWj/t. Les programmes de R & D (action tripartite EDF-COGEMA-CEA) en cours visent à démontrer la faisabilité d'un taux de 70 GWj/t à l'horizon 2010. Au stade actuel, il convient d'appréhender avec prudence les scénarios faisant intervenir ce type de combustibles pour lesquels la démonstration de sûreté sera particulièrement essentielle.

Annexe 4

Caractéristiques sommaires des assemblages utilisés dans les réacteurs actuels

	900 MWe	1 300 MWe	N4
Nombre d'assemblages	157	193	204
réseau	17*17	17*17	17*17
Nombre de crayons par assemblage	264	264	264
Diamètre de la gaine	9,5 mm	9,5 mm	9,5mm
Epaisseur de la gaine	0,57 mm	0,57 mm	0,57 mm
Diamètre des pastilles	8,2 mm	8,2 mm	8,2 mm
Longueur (en mm)			
Colonne combustible	3 658	4 267	42 67
Crayon	3 852	4 488	4 488
Assemblage	4 058	4 796	4 796
Nombre de grilles	8	10	10
Pas des crayons	12,6 mm	12,6 mm	12,6 mm
Section de l'assemblage (mm*mm)	214*214	214*214	214*214
Quantité de matière nucléaire	461 kg	538 kg	538 kg
Poids de l'assemblage	649 kg	760 kg	760 kg

Remarque

Pour les calculs dans le domaine du cycle du combustible, on utilise la tonne de métal lourd (TML) qui ne prend en compte que la matière nucléaire. En pratique, on ne tient pas compte ni du fait que la matière nucléaire est sous forme d'oxyde (écart de 13,4 %) ni de la structure de l'assemblage (gaines, grilles, embouts).

Un exemple : la capacité de MELOX autorisée actuellement est de 100 tonnes en métal lourd et de 115 tonnes sous forme d'oxyde.

Fiche n° 7

Le Plutonium

La question du plutonium constitue un problème très vaste, au cœur de nombreux enjeux liés à l'énergie nucléaire : son coût, la gestion de ses déchets à vie longue, ses applications militaires, etc. Le plutonium est un élément aux caractéristiques très marquées, en particulier son double potentiel énergétique et radiotoxique. Ces deux aspects sont au centre du débat sur la gestion du plutonium, débat qui détermine la gestion de l'aval et de la fin du cycle du combustible nucléaire : il s'agit en particulier de décider si le plutonium contenu dans le combustible usé constitue une ressource ou bien un déchet. Bien que cette question n'ait aujourd'hui pas reçu, au plan mondial, de réponse définitive, les politiques suivies sur ce point en France et dans le monde, ainsi que leur bilan, apportent des éléments importants au débat.

1 - Généralités

Contrairement à l'uranium, le plutonium n'existe plus que sous formes de traces infimes à l'état naturel. C'est pourquoi on le qualifie d'élément artificiel. Il est produit par irradiation à partir de l'uranium, essentiellement à partir de l'isotope fertile U-238, qui compose quelque 99,3 % de l'uranium naturel¹.

Le plutonium a été découvert en 1941 aux États-Unis par Glenn Seaborg. Il en existe au total seize isotopes, du Pu-232 au Pu-247, mais seuls les isotopes Pu-238 à Pu-242 existent en quantités non négligeables dans le plutonium produit par irradiation de l'uranium.

(1) L'isotope U-238 donne, par capture de neutrons, l'isotope U-239, lequel se désintègre en quelques jours d'abord en Np-239 (neptunium) puis en Pu-239 (plutonium).

1.1.- Propriétés physiques et chimiques

Le plutonium est à l'état brut un métal dur, blanc, stable mais d'une grande réactivité chimique. Il s'oxyde rapidement au contact de l'air, et réagit à la vapeur d'eau. Aussi, le plutonium métallique doit en général être manipulé en atmosphère inerte et sèche (argon par exemple). C'est un matériau d'une grande densité (19,9 g/cm³ à température ambiante) ; sa température de fusion est basse (640 °C).

Sa réactivité et son point de fusion bas constituent un obstacle à l'utilisation directe du plutonium métallique en réacteur. Dans le cadre du cycle du combustible nucléaire, il est utilisé sous des formes composées, notamment le dioxyde de plutonium PuO₂, une forme céramique au point de fusion beaucoup plus élevé (2 390 °C).

Le plutonium peut en effet former avec de nombreux éléments non métalliques des composés stables. Outre le PuO₂ utilisé dans le combustible, il est en particulier récupéré sous la forme de nitrate de plutonium, dans une solution nitrique, lors des opérations de retraitement.

Différents alliages ont été étudiés dans le cadre des recherches sur l'utilisation du plutonium dans des réacteurs innovants : carbure de plutonium, nitride de plutonium, et alliages métalliques.

Par ailleurs, le PuO₂ n'est pas la seule forme oxydée du plutonium¹. Les propriétés de ces différents oxydes, notamment leur solubilité relative dans différents milieux, peuvent par exemple être utilisées dans les techniques d'extraction par solvant lors des opérations de retraitement. Cette différence peut également avoir des conséquences sur la conception et la réalisation d'ouvrages de stockage de matériaux contenant du plutonium : la plus grande solubilité dans l'eau du PuO₃, par exemple, pose problème dès lors que du plutonium existe ou apparaît sous cette forme dans les déchets considérés.

1.2.- Composition isotopique

Le plutonium est un matériau fissile extrêmement énergétique. Son potentiel énergétique, supérieur à celui de l'uranium, est exploité dans deux catégories d'applications : la production d'armes nucléaires et la production d'électricité

(1) Le plutonium peut s'oxyder sous les formes PuO₂ à PuO₆.

dans les réacteurs nucléaires. La composition isotopique du plutonium, qui peut varier fortement en fonction de son origine, joue un grand rôle dans la mise en œuvre de ces applications.

L'irradiation de l'uranium en réacteur produit en premier lieu du Pu-239, par capture de neutrons à partir de l'U-238. D'autres captures de neutrons font ensuite apparaître des isotopes plus lourds, Pu-240, Pu-241 et Pu-242. Par ailleurs, de faibles quantités d'isotopes plus légers, Pu-236 et Pu-238, peuvent apparaître au cours de l'irradiation.

Seuls deux isotopes impairs du plutonium, Pu-239 et Pu-241, sont considérés comme effectivement fissiles. Comme l'isotope U-235 de l'uranium, ils peuvent produire une réaction de fission sous l'action non seulement de neutrons rapides, mais aussi de neutrons thermiques¹. Contrairement, par exemple, au cas de l'U-238, les autres isotopes du plutonium sont toutefois susceptibles de fission sous l'action de neutrons rapides : c'est le cas en particulier des deux isotopes pairs les plus fréquents, Pu-240 et Pu-242.

Leur présence, avec leur capacité à produire des fissions « spontanées » rend le contrôle de la criticité plus complexe dans le cas du plutonium que dans celui de l'uranium. On distingue, en fonction de leur composition isotopique, différentes qualités de plutonium : le plutonium de qualité « militaire » et le plutonium de qualité « réacteur »².

Si c'est l'isotope Pu-240 qui apparaît déterminant pour les applications militaires, l'une des principales difficultés de l'utilisation du plutonium en réacteur est la présence de Pu-241. Celle-ci complique singulièrement la manipulation du plutonium, car cet isotope se désintègre pour donner un isotope de l'américium, Am-241, qui, dégage de fortes émissions de particules alpha, gamma et de rayons X. Cette désintégration se fait avec une période assez courte (la demi-vie du Pu-241 est d'environ 14 années), donc la dégradation du plutonium est relativement rapide : d'une part, l'américium « empoisonne » le plutonium et dégrade sa qualité énergétique (substitution d'un élément fissile le

(1) *On distingue, selon leur vitesse – donc leur énergie – les neutrons thermiques des neutrons rapides. On désigne par réacteur thermique tout réacteur où un modérateur (eau, graphite) est utilisé pour ralentir les neutrons. C'est le cas des REP qui composent le parc EDF. Les autres réacteurs, par exemple les surgénérateurs comme Phénix, sont dits à neutrons rapides (RNR).*

(2) *Le plutonium de qualité militaire est typiquement composé de moins de 7 % de plutonium non fissile (Pu-240) et 93 % de plutonium fissile (Pu-239). La composition du plutonium de qualité réacteur dépend énormément du type de réacteur.*

Pu-241 par un élément non fissile l'Am-241), d'autre part il renforce le risque radiologique associé à la manipulation de ce matériau combustible.

1.3. Radioactivité

Les isotopes les plus importants de l'uranium sont quasi-stables, avec des périodes (ou demi-vies) de 700 millions d'années pour l'U-235 et de 4 500 millions d'années pour l'U-238. Ils sont donc peu radioactifs, et leur utilisation dans l'industrie nécessite la mise en œuvre de mesures relativement « légères » pour la protection des travailleurs.

Les isotopes du plutonium ont, en comparaison, des durées de vie beaucoup plus courtes. La plupart reviennent, par émission de particules alpha, à des isotopes de l'uranium. La principale exception est le Pu-241 qui, par émission bêta, se désintègre en Am-241.

Les particules alpha et bêta émises par ces désintégrations sont arrêtées par des barrières de protection simples, par exemple les enceintes de boîtes à gants. Cependant, tous les isotopes du plutonium émettent quelques rayonnements X et gamma. Certains de leurs produits de désintégration, comme l'Am-241, mais également le Bi-212 (bismuth) et le Th-208 (produits de désintégration du Pu-236) émettent des rayonnements gamma particulièrement pénétrants.

Puisque la plupart des isotopes du plutonium sont capables de fission spontanée (à l'exception notable des isotopes Pu-239 et Pu-241), tout composé de plutonium est également un émetteur important de neutrons. Ces rayonnements gamma pénétrants et neutroniques peuvent dans certaines compositions isotopiques être très importants¹. Ils nécessitent la mise en œuvre d'une protection beaucoup plus exigeante que pour la manipulation du seul uranium, notamment l'automatisation et la télémanipulation les plus poussées.

(1) C'est notamment le cas du plutonium issu de l'irradiation du combustible en cœur de réacteur à eau sous pression (REP) exploité commercialement.

Tableau 1
Désintégration des isotopes du plutonium (plus l'américium 241)

Isotope	Période (années)	Mode de désintégration principal	Activité spécifique (10^9 Bq/g)	Production de chaleur (mW/g)	Produit principal
Pu 236	2,8	alpha	19 000	–	U-232
Pu 237	0,12	bêta+	–	–	Np-237
Pu 238	87,7	alpha	600	560	U-234
Pu 239	24 100	alpha	2	1,9	U-235
Pu 240	6.500	alpha	8	6,8	U-236
Pu 241	14,4	bêta	3 700	4,2	Am-241
Pu 242	380 000	alpha	0,1	0,1	U-238
Am 241	430	alpha, gamma	120	114	Np-237

Source : AEN-OCDE, 1989

Tableau 2
Débit de dose à la surface des principaux isotopes du plutonium (a)

Isotope	Rayonnements X	Rayonnements gamma	Neutrons de fission spontanée (b)
Pu 238	5.700	240	640
Pu 239	8,9	3,2	< 0,01
Pu 240	72	0,8	300
Pu 241	–	120	–
Pu 242	1,3	–	310
Am 241	4 000	27 000	0,15

(a) Débits de dose calculés à la surface de sphères de nucléides purs de 1 kg, exprimés en mSv/h

(b) Seuls sont pris en compte ici les neutrons directement émis par les fissions d'isotopes du plutonium

Source : AEN-OCDE, 1989

1.4. Radiotoxicité

Le plutonium figure parmi les éléments les plus radiotoxiques. Au point que sa toxicité chimique « classique » – celle d'un métal lourd – est en pratique quasiment impossible à observer. Cette radiotoxicité est essentiellement liée à

- Fiche n° 7 - Plutonium -

une grande activité alpha. Les particules alpha émises en grand nombre par le plutonium rendent cet élément extrêmement toxique en cas d'ingestion ou d'inhalation.

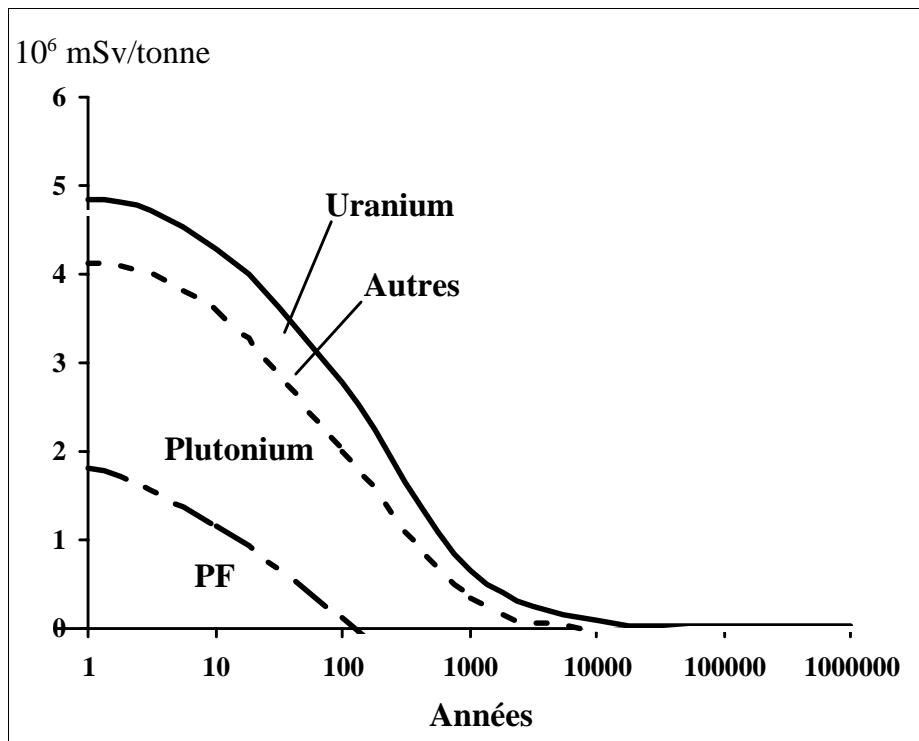
Globalement, la radiotoxicité du plutonium (comme d'un autre élément) ne peut être déterminée de façon unique. Elle dépend notamment :

- du mode de contamination, ingestion ou inhalation. Il existe jusqu'à un facteur 1 000 entre les Limites Annuelles d'Incorporation (LAI) calculées pour le plutonium en cas d'ingestion ou d'inhalation ;
- de la forme physico-chimique sous laquelle se présente le plutonium : les comportements dans l'organisme d'un oxyde ou d'un nitrate de plutonium sont différents, de même que ceux d'aérosols d'oxydes de plutonium de tailles différentes ;
- de la composition isotopique du plutonium, car les différents isotopes ont des radiotoxicités propres distinctes.

Pour toutes ces raisons, il est difficile d'évaluer la radiotoxicité du plutonium contenu dans le combustible usé, et à plus forte raison celle du combustible usé tout entier.

Tout au plus peut-on évaluer la radiotoxicité intrinsèque d'un combustible type (par exemple un combustible UOX de REP avec un taux de combustion de 33 GWj/t). Le plutonium, qui ne représente dans ce cas que 1 % environ du combustible usé, joue un rôle prédominant dans la radiotoxicité totale intrinsèque du combustible déchargé des réacteurs. Sur la période allant de 200 ans à 50 000 ans environ, il représente ainsi jusqu'à 90 % de la radiotoxicité globale.

Figure 1
Radiotoxicité intrinsèque du combustible irradié (UOX-REP)
et part de ses différents composants dans cette radiotoxicité



Cette évaluation est toutefois largement insuffisante pour évaluer par exemple les conséquences sur le long terme d'un site de stockage contenant des quantités significatives de déchets nucléaires à vie longue dont le plutonium. Dans un tel contexte, une estimation satisfaisante de la radiotoxicité doit tenir compte, non pas de la radiotoxicité intrinsèque du combustible usé, mais de la radiotoxicité à l'exutoire. L'important est effectivement la radiotoxicité des matières susceptibles de s'échapper du stockage et de se disperser dans l'environnement.

Dans ce domaine, il est impossible de construire une évaluation sans faire des hypothèses très fortes qui dépassent largement la seule composition du combustible usé : il faut préciser la nature du stockage, le type de déchets et leur conditionnement, et les scénarios de contamination. Ces hypothèses conduisent cependant dans la plupart des cas au même résultat, très différent de celui

obtenu sur la radiotoxicité intrinsèque : à cause de leur mobilité beaucoup plus grande que celle des éléments lourds, ce sont les produits de fission qui prédominent dans la radiotoxicité à l'exutoire pendant les 50 000 premières années, surtout dans le cas d'un stockage direct du combustible usé.

2 - La « problématique » plutonium

Les décisions sur le traitement apporté au combustible déchargé des réacteurs sont dictées par le statut accordé aux différentes matières qui à la fois le composent et le conditionnent. Leur radioactivité représente simultanément un potentiel toxique et énergétique qui peuvent, selon des critères techniques et économiques, les faire apparaître comme déchet ou comme matière valorisable.

Ces matières peuvent être, ensemble ou séparément (puisque les techniques de retraitement du combustible usé permettent de dissocier certains de ses composants), considérées comme déchets ultimes. Mais l'ensemble ou une partie d'entre elles peuvent également faire l'objet, si les conditions techniques et économiques le permettent, d'un traitement destiné soit à exploiter leur potentiel énergétique¹, soit à réduire leur caractère polluant ou dangereux.

2.1. Statut du plutonium

L'important potentiel énergétique du plutonium se double d'une capacité de nuisance radiologique toute aussi élevée. Ces deux aspects, intrinsèquement liés, fondent depuis la naissance de l'industrie électronucléaire – l'irradiation d'uranium en réacteur, produisant du plutonium – un débat sur le statut du plutonium : cet élément présent dans le combustible irradié doit-il être considéré comme une « ressource énergétique potentielle » ou comme un déchet ?

Le débat n'est pas aujourd'hui tranché. Les réponses apportées par les différents pays ayant développé des programmes nucléaires ont divergé, et ont pu varier au cours du temps. Mais la question a toujours et partout occupé la place centrale dans la définition et la mise en œuvre de stratégies de gestion de l'aval du cycle.

(1) Dans le cas du plutonium, ce potentiel est soit directement utilisé, dans les réacteurs thermiques, soit employé indirectement pour valoriser le potentiel énergétique de l'U-238 (fertile) dans les seuls réacteurs à neutrons rapides.

Le statut du plutonium, qui pourtant ne représente par exemple qu'1 % environ du combustible à l'uranium irradié en réacteur à eau légère, est en effet déterminant pour la gestion de ce combustible usé. Hormis le plutonium, le combustible irradié est constitué pour une grande part d'uranium, puis de quelques pourcents d'actinides mineurs et de produits de fission.

L'uranium, matière énergétique d'origine, est appauvri en U-235 par rapport à l'uranium utilisé pour la fabrication du combustible. Son potentiel énergétique est faible, comme son potentiel radiotoxique. Il ne représente, en comparaison du plutonium, ni un intérêt ni un risque majeurs. Les actinides mineurs et les produits de fission forment au contraire un ensemble de composants extrêmement radiotoxiques. Mais leur potentiel énergétique, avec les technologies disponibles aujourd'hui ou envisageables demain, est nul ou au mieux extrêmement faible.

La décision essentielle pour l'aval et la fin du cycle, celle du traitement « en bloc » du combustible usé ou du tri sélectif (immédiat ou différé dans le temps) de ses composants pour une gestion différenciée – récupération et réutilisation ou évacuation comme déchet – est donc conditionnée par les décisions sur la gestion du plutonium.

Dans son principe, la récupération du plutonium apparaît comme un moyen de gagner à la fois :

- sur le plan énergétique, en valorisant son potentiel énergétique¹ via sa réutilisation en réacteur ;
- et sur le plan de l'inventaire radiotoxique des déchets, en éliminant ou en améliorant le conditionnement d'une partie d'un de leurs plus dangereux constituants.

Ces avantages sont toutefois moins évidents dans la réalité industrielle. La contestation de l'intérêt de la stratégie retraitement par rapport au stockage direct du combustible usé s'appuie notamment sur les arguments suivants :

- le gain, aussi bien sur le plan énergétique que sur le plan de la réduction des déchets, reste relativement limité. Les limites, en particulier, du multi-recyclage du plutonium dans les réacteurs à neutrons thermiques,

(1) d'un point de vue potentiel énergétique, la différence entre récupération immédiate ou différée porte sur la disparition rapide du Pu-241 qui est un élément fissile. Lorsqu'on recycle le plutonium dans un délai de 10 ans, 38 % du plutonium 241 s'est désintégré en Am-241, dans un délai de 50 ans, 91%.

constituent un frein à son apport énergétique en même temps qu'à son élimination dans les déchets ;

- ce gain, contrairement à l'évidence économique première, se traduit par un surcoût de la gestion du cycle du combustible plutôt que par un gain ;
- l'avantage obtenu en termes de bilan énergétique et de bilan des déchets est contrebalancé par l'apparition d'autres problèmes. La séparation du plutonium et sa manipulation, ainsi que sa réutilisation dans les réacteurs, renforcent considérablement certains problèmes de radioprotection, de sûreté (de l'exploitation, des transports), et de sécurité (prolifération) liés à l'industrie nucléaire ;
- enfin, le principe même du retraitement est contesté pour ses conséquences sur l'environnement : d'une part, il entraîne, au niveau du retraitement, des rejets plus importants d'effluents liquides et gazeux ; d'autre part il génère des déchets spécifiques (déchets technologiques, déchets de procédés, déchets vitrifiés).

Plusieurs années de mise en œuvre de la stratégie du retraitement-recyclage font aujourd'hui apparaître un bilan très en deçà des espoirs portés par les initiateurs de cette politique.

2.2. Le contexte international

Le retraitement du combustible irradié est historiquement et industriellement indissociable de la question du plutonium. Celui-ci a fait, depuis les premiers développements du nucléaire, partie intégrante des stratégies de valorisation des matières fissiles, à des fins civiles comme militaires. Ainsi, la bombe de Nagasaki était un engin au plutonium, et le premier réacteur électrogène de l'histoire, l'EBR-1 aux États-Unis, fût un réacteur à neutrons rapides, un prototype de surgénérateur, dont la destination était de produire plus de plutonium qu'il n'en consommait.

Les premiers programmes de retraitement n'avaient qu'une visée militaire. Il s'agissait de produire le plutonium nécessaire à la mise au point puis à la fabrication de charges nucléaires. Dès les années soixante, et surtout dans les années soixante-dix, les prévisions internationales extrêmement optimistes sur le développement de l'industrie nucléaire ont conduit dans plusieurs pays, les organismes en charge de ce développement à promouvoir la filière plutonium et à promettre l'avènement des surgénérateurs.

De nombreux pays, dont la France, ont donc à cette époque engagé des programmes de retraitement. Mais au moment même où la France mettait en service à La Hague la plus grande usine commerciale de retraitement du combustible irradié (1976), dont l'exploitant COGEMA signait des contrats d'une envergure exceptionnelle avec une trentaine d'électriciens étrangers (1976-1978), le leader mondial du nucléaire, les États-Unis, abandonnait officiellement cette voie : le Président Carter annonçait un moratoire sur le retraitement civil au titre de la prévention de la prolifération.

Plusieurs pays ont annoncé depuis leur abandon de la politique de retraitement, depuis la Suède¹ dès les années soixante-dix jusqu'à l'Allemagne² en cette année 2000. Au point que le contexte international favorable au retraitement des années soixante-dix se trouve totalement inversé à la fin des années 2000.

2.3. L'évolution du débat en France

Au-delà des applications militaires du retraitement, le développement par la France d'une politique de retraitement repose sur une double justification liée au statut dual du plutonium.

C'est dans les années soixante-dix que les grandes décisions sur le développement d'une filière au plutonium en France (retraitement du combustible irradié et développement d'un parc nucléaire de surgénérateurs) ont été prises. Ces orientations étaient justifiées par l'intérêt énergétique de la valorisation du plutonium (dans le contexte de prévisions erronées sur le développement international du nucléaire). Mais elles s'appuyaient aussi sur la volonté de ne pas incorporer le plutonium aux déchets destinés au stockage définitif.

(1) La Suède a annoncé d'abord en 1970 l'abandon de son projet d'usine de retraitement initié en 1960. Pendant plusieurs années du combustible usé a été livré pour être retraité à des compagnies étrangères (BNFL et COGEMA), mais finalement en 1980 le Gouvernement a décrété l'arrêt pur et simple du retraitement du combustible suédois.

(2) L'Allemagne n'a pas encore mis fin au retraitement de ses combustibles usés : après une longue bataille politique, les autorités ont renoncé à annuler les contrats actuels, encourageant seulement les électriciens allemands à les dénoncer avant leur terme. En revanche, l'accord passé entre le Gouvernement et les électriciens interdit la signature de nouveau contrat.

- Fiche n° 7 - Plutonium -

La justification première du développement de cette stratégie, basée sur le développement des surgénérateurs, était clairement liée à la volonté d'optimiser la gestion des matières énergétiques. Les chocs pétroliers et les prévisions sur le développement de la demande énergétique, ainsi que l'évaluation des ressources en uranium, faisaient craindre un risque de pénurie ou de forte montée des prix de l'uranium naturel. Mais le programme de mise en place d'une véritable filière au plutonium n'est aujourd'hui plus d'actualité : avec la décision de mise à l'arrêt définitif de Superphénix, la France a renoncé à l'exploitation industrielle de ce type de réacteur.

D'autre part, les ressources connues en uranium couvriront les besoins projetés sur plusieurs décennies, ce qui conduit la plupart des observateurs à prévoir une stabilité relative du prix de l'uranium naturel. Compte tenu du maintien à des niveaux élevés des coûts du retraitement et de la fabrication de combustible au plutonium, les conditions économiques sont en fait défavorables à la réutilisation du plutonium.

Dans ce contexte, la réduction de l'inventaire plutonium dans les déchets est peu à peu passée du rôle de l'avantage secondaire à celui de justification principale. L'ambition de ne pas laisser de plutonium dans les déchets a peu à peu pris une place prépondérante, au point d'être érigée en principe fondateur de la stratégie poursuivie depuis les années soixante-dix par l'industrie française.

Reste que les investissements dans l'industrie de retraitement (notamment les usines de La Hague) ont été trop élevés pour que, dans une logique purement industrielle, on ne poursuive pas leur exploitation. Aussi, après l'abandon du second volet de la stratégie initiale (le programme d'équipement en surgénérateurs), les industriels et l'État ont-ils recherché une solution alternative pour l'utilisation de plutonium issu du retraitement du combustible des REP. C'est ainsi qu'en 1985 une série de décisions furent prises pour mettre en place une filière plutonium sur le parc de réacteurs existant : cette solution consiste à charger une partie des REP avec une combinaison de combustible UOX classique et de combustible MOX, mélange d'uranium naturel ou appauvri et de 5 à 7 % de plutonium.

L'efficacité de cette stratégie reste toutefois limitée. Elle l'est d'autant plus que l'électricien EDF se refuse aujourd'hui à faire retraiter son combustible MOX irradié, à cause des contraintes techniques et économiques trop lourdes associées à cette opération.

C'est pourquoi EDF est depuis plusieurs années engagé en réalité dans une stratégie duale, le retraitement du combustible n'étant appliqué qu'à deux tiers environ du combustible irradié (un peu plus de trois quarts du combustible UOX usé). Le dernier tiers (le reste de l'UOX et tout le MOX irradié) est implicitement géré aujourd'hui dans une stratégie de stockage définitif, puisqu'il ne fait pas l'objet d'un retraitement immédiat.

3 - Le plutonium dans le cycle

3.1. La production de plutonium

La production industrielle du plutonium se fait en deux étapes principales. La première consiste à irradier du combustible à l'uranium par un flux de neutrons dans un réacteur nucléaire. La seconde est la séparation, par des procédés chimiques, du plutonium ainsi formé dans le combustible irradié, pour l'isoler des autres composants (uranium, actinides mineurs et produits de fission).

La production de plutonium vise soit une utilisation militaire, soit une application civile à travers la réutilisation du plutonium, matière à très fort contenu énergétique, dans des réacteurs nucléaires. Il s'agit de deux contextes différents, mais qui peuvent parfois se confondre.

Pour la production de plutonium à usage militaire, l'irradiation n'est qu'un moyen, et la séparation de cette matière la fin : l'objectif est de constituer des stocks de plutonium de qualité militaire.

Dans le contexte du retraitement commercial, l'objectif est au contraire de produire de l'électricité ; le plutonium est un sous-produit qui peut ou non être réutilisé. Pour cet usage, il est inutile de constituer des stocks, en dehors d'un stock tampon nécessaire à l'équilibre des flux de plutonium.

a) Première étape : l'irradiation

Le plutonium de qualité militaire est produit à partir de taux d'irradiation extrêmement faibles¹ (de l'ordre de quelques centaines de mégawatt.jours par

(1) *L'irradiation faible d'uranium en réacteur n'est en théorie pas le seul moyen d'obtenir du plutonium d'excellente qualité isotopique : celui-ci pourrait être tiré, par enrichissement, de plutonium de moins bonne qualité (comme on le fait pour l'uranium). Des programmes de développement d'une telle technologie ont été menés*

tonne-MWj/t). L'irradiation du combustible dans les réacteurs de production électronucléaire est beaucoup plus élevée : quelques milliers de MWj/t pour les réacteurs utilisant de l'uranium naturel (type UNGG), quelques dizaines de milliers de MWj/t pour les réacteurs utilisant des combustibles à l'uranium enrichi (type REP).

Tableau 3
Composition isotopique moyenne du plutonium issu de l'irradiation
de combustible à l'uranium en réacteur

Isotope	Période (années)	Pu de qualité militaire	Pu de qualité réacteur				
			Gaz-métal (a)	CANDU	REP		
		~ 0,5 GWj/t	5 GWj/t	7,5 GWj/t	33 GWj/t	50 GWj/t	70 GWj/t
Pu 238	86,4	—	—	—	1,3 %	3,3 %	4,3 %
Pu 239	24 000	93,0 %	68,5 %	66,6 %	56,6 %	50,7 %	48,9 %
Pu 240	6 600	6,5 %	25,0 %	26,6 %	23,2 %	24,8 %	25,3 %
Pu 241	13,2	0,5 %	5,3 %	5,3 %	13,9 %	12,0 %	12,0 %
Pu 242	380 000	—	1,2 %	1,5 %	4,7 %	8,7 %	9,5 %

(a) Réacteur refroidi au gaz, à combustible métal (type Magnox en Grande-Bretagne, UNGG en France)

Source : CEA, 1998 - Albright & al., 1996

La composition isotopique du plutonium déchargé d'un réacteur dépend essentiellement des trois facteurs suivants :

- la composition isotopique du combustible initial (en particulier, l'enrichissement en U-235, qui réduit la part d'U-238) ;
- la durée de maintien du combustible dans le cœur ;
- le flux de neutrons et leur spectre énergétique, qui est fonction du modèle de réacteur et de ses conditions d'exploitation.

De façon générale, plus l'irradiation est élevée, plus la proportion d'isotopes impairs est faible et celle d'isotopes pairs est élevée. L'irradiation tend également à modifier la répartition des isotopes impairs, la proportion de l'isotope 241, gênant à cause de sa dégradation en américium, augmentant avec le taux de combustion.

notamment aux États-Unis et en ex-Union soviétique. Mais ils n'ont pas abouti avant d'être abandonnés sous l'effet de la politique de détente.

Il existe ainsi une sorte de contradiction entre deux objectifs :

- d'une part, l'accroissement des taux d'irradiation, recherché par les exploitants de réacteurs pour optimiser l'énergie extraite d'une quantité donnée de matière fissile ;
- d'autre part, la volonté de réutiliser le plutonium, pour profiter de son fort contenu énergétique.

L'augmentation des taux d'irradiation dans les REP pour atteindre des taux de 70 GWj/t environ¹, permet en étendant la durée de l'irradiation d'extraire davantage d'énergie des isotopes Pu-239 et Pu-241 à mesure que la proportion d'U-235 diminue. Elle a en revanche pour conséquence de dégrader la qualité isotopique du plutonium restant, donc de rendre plus compliquée et moins intéressante sur le plan énergétique sa réutilisation dans les réacteurs actuels.

La stratégie d'augmentation des taux de combustion jusqu'à atteindre des valeurs élevées se révèle aussi efficace sur le plan énergétique (et moins coûteuse) que la réutilisation du plutonium après retraitement de combustible à des taux de combustion moins élevés.

b) Deuxième étape : la séparation

Contrairement aux techniques d'enrichissement, qui sont multiples (diffusion gazeuse, centrifugation, et peut-être un jour laser), un seul procédé est aujourd'hui utilisé pour la séparation du plutonium. Il s'agit du procédé Purex (plutonium-uranium extraction) mis au point aux États-Unis à la fin des années quarante et au début des années cinquante. Ce procédé se décompose en trois phases :

- la première est mécanique : les assemblages combustibles sont démontés et les éléments combustibles sont cisaillés ;
- dans la deuxième étape, le combustible est dissout dans de l'acide nitrique. Les éléments métalliques non dissous (les coques, embouts) sont extraits et traités comme déchets ;
- la troisième phase est la plus complexe. Le plutonium et l'uranium sont d'abord séparés de l'ensemble des autres composés du combustible usé

(1) *Les progrès des exploitants dans le domaine des taux de combustion ont été très spectaculaires. La valeur moyenne de 33 GWj/t, aujourd'hui encore utilisée comme référence, ne constitue plus la norme : des taux de combustion de 50 GWj/t sont régulièrement atteints en France, tandis que les exploitants américains parviennent aujourd'hui régulièrement à des valeurs proches de 70 GWj/t.*

(actinides mineurs et produits de fission) puis séparés l'un de l'autre par des techniques d'extraction par solvant. Le plutonium et l'uranium passent en général plusieurs fois par ce procédé jusqu'à atteindre le niveau de pureté visé.

Dans les usines de retraitement modernes, le procédé est efficace à plus de 99 %. À l'usine COGEMA de La Hague, le taux de séparation du plutonium atteint aujourd'hui 99,89 %.

Le procédé de séparation ne permet pas de modifier le bilan isotopique du plutonium : il permet tout au plus de jouer sur la composition en mélangeant en solution des plutoniums de différentes qualités isotopiques.

3.2. La réutilisation du plutonium

Les propriétés fissiles du plutonium permettent son utilisation comme combustible dans les réacteurs nucléaires. Le comportement du plutonium sous un bombardement neutronique le rend plus adapté à une utilisation dans des réacteurs à neutrons rapides. Dans les réacteurs thermiques, en revanche, son rendement est inférieur à celui de l'uranium¹. Ainsi, il faut une quantité de plutonium fissile légèrement plus importante pour produire la même énergie qu'avec de l'uranium fissile.

Le plutonium n'est utilisé dans les réacteurs thermiques que mélangé à de l'uranium dans du combustible MOX. L'intérêt intrinsèque de l'utilisation du MOX est limité par plusieurs difficultés :

- le coût de fabrication de ce combustible, même en considérant le plutonium issu du retraitement comme une ressource gratuite, est supérieur au coût de fabrication du combustible classique UOX aux conditions actuelles de prix de l'uranium ;
- les comportements différents de l'uranium et du plutonium sont à l'origine de contraintes supplémentaires pour le contrôle de la réaction dans le cœur. Pratiquement, ces contraintes limitent à 1/3 de cœur la quantité de combustible MOX utilisable dans les REP actuels, en même temps qu'elles imposent une progression plus lente des taux de combustion applicables aussi bien au MOX qu'à l'UOX ;

(1) Dans un réacteur thermique, environ 85 % des absorptions de neutrons par l'U-235 provoquent une fission, contre 74 % des absorptions de neutrons par le Pu-239.

- le transport, la manipulation et l'entreposage du combustible MOX neuf exigent des précautions supplémentaires en termes de radioprotection, de sûreté et de sécurité ;
- le dégagement thermique du combustible MOX irradié est très supérieur à celui du combustible UOX irradié, nécessitant des périodes de refroidissement beaucoup plus importantes.

Dans les réacteurs à neutrons rapides, le plutonium est au contraire un meilleur combustible que l'uranium, même hautement enrichi. Mais le principal intérêt de ces réacteurs est leur capacité à générer, sous certaines conditions, plus de plutonium (à partir d'une couverture fertile d'U-238) qu'ils n'en consomment. Ces avantages n'ont toutefois pas suffi, malgré les espoirs placés dans cette technologie, à faire aboutir les grands programmes industriels d'équipement en surgénérateurs imaginés dans les années soixante-dix.

La réutilisation du plutonium dans les réacteurs REP, sous forme de MOX, permet d'atteindre en partie les objectifs d'économie de ressources énergétiques et de réduction de l'inventaire des éléments radioactifs à vie longue dans les déchets. L'efficacité de cette méthode est toutefois très limitée.

Le tableau suivant montre l'impact sur le bilan du cycle, dans les conditions actuelles d'exploitation du parc français de REP, de deux évolutions : d'une part l'augmentation des taux de combustion, d'autre part l'introduction de combustible MOX. Il montre que ces deux stratégies ont des effets comparables, et que si ceux-ci sont cumulables, leurs impacts ne s'additionnent pas totalement.

Principales hypothèses utilisées pour la comparaison de différents cycles du combustible (tableau 4, page suivante) :

- 1) Les REP UOX-MOX désignent des réacteurs chargés à 30 % en MOX.
- 2) Le combustible MOX est supposé utiliser de l'uranium appauvri. Par ailleurs, on considère que les rebuts du procédé de fabrication du MOX sont suffisamment faibles (moins de 8 %) pour être directement recyclés dans l'usine Mélox, c'est-à-dire qu'aucun rebut MOX n'entre dans le bilan des déchets.
- 3) Les besoins en matières premières sont calculés dans tous les cycles en supposant une teneur en U235 de l'uranium naturel égale à 0,7 %, et une teneur de rejet de l'uranium appauvri de 0,2 %.

- Fiche n° 7 - Plutonium -

- 4) Le plutonium indiqué à cette ligne correspond au Pu séparé par retraitement. On le suppose intégralement réutilisé, sauf dans le cycle E. On suppose par ailleurs qu'on ne recycle pas l'uranium de retraitement (URT).
- 5) Le bilan des matières considérées dans les déchets est donné au moment du déchargement du combustible. Ce bilan peut évoluer dans le temps (notamment la répartition entre Pu et AM du fait de l'américiation du plutonium).

Tableau 4
Comparaison de cycles du combustible
(production électrique normalisée à 400 TWh/an)

	Ouvert				Mixte	Monorecyclage équilibré			
	A référence	B ~ actuel	C avancé	D poussé	E actuel	F référence	G ~ actuel	H avancé	I poussé
Parc (1)									
REP UOX	100 %	100 %	100 %	100 %	75 %	47 %	62 %	68 %	73 %
REP UOX-MOX	–	–	–	–	25 %	53 %	38 %	32 %	27 %
Combustible									
UOX : U 235	3,1 %	3,7 %	4,0 %	4,5 %	3,7 %	3,1 %	3,7 %	4,0 %	4,5 %
MOX : Pu	–	–	–	–	7,0 %	5,1 %	7,0 %	9,5 %	11,0 %
Taux comb.									
UOX GWj/t	33	43	49	55	43	33	43	49	55
MOX GWj/t	–	–	–	–	36	33	36	43	43
Production									
Prod.élec/an TWh	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Besoin comb.									
UOX	1 530 t	1 175 t	1 031 t	918 t	1 054 t	1 286 t	1 039 t	931 t	844 t
MOX (2)	–	–	–	–	102 t	244 t	162 t	114 t	95 t
Matières (3)									
Uranium nat.	8 877 t	8 222 t	7 833 t	7 897 t	8 084 t	7 459 t	7 272 t	7 072 t	7 258 t
Enrich.(UTS)	7,03 M	6,98 M	6,84 M	7,16 M	5,58 M	5,91 M	6,18 M	6,17 M	6,58 M
Plutonium	–	–	–	–	7,1 t	12,4 t	11,3 t	10,8 t	10,5 t
Comb.retraité									
UOX	–	–	–	–	865 t	1 286 t	1 039 t	931 t	844 t
Plutonium (4)	–	–	–	–	9,3 t	12,4 t	11,3 t	10,8 t	10,5 t
Déchets HA									
Act. Min.	–	–	–	–	0,8 t	0,9 t	0,9 t	0,9 t	0,9 t
PFVL	–	–	–	–	2,6 t	2,9 t	3,1 t	3,2 t	3,2 t
Comb.stocké									
UOX	1 530 t	1 175 t	1 031 t	918 t	204 t	–	–	–	–
Plutonium	14,8 t	12,8 t	12,0 t	11,4 t	2,2 t	–	–	–	–
Act. min.	1,1 t	1,1 t	1,0 t	1,0 t	0,2 t	–	–	–	–
PFVL	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	0,6 t	–	–	–	–
MOX	–	–	–	–	102 t	244 t	162 t	114 t	95 t
Plutonium	–	–	–	–	5,1 t	9,5 t	8,1 t	8,1 t	7,6 t
Act. min.	–	–	–	–	0,5 t	0,9 t	0,8 t	0,7 t	0,7 t
PFVL	–	–	–	–	0,3 t	0,6 t	0,4 t	0,3 t	0,3 t
Bilan (5)									
Plutonium	14,8 t	12,8 t	12,0 t	11,4 t	9,5 t	9,5 t	8,1 t	8,1 t	7,6 t
Act. min.	1,1 t	1,1 t	1,0 t	1,0 t	3,5 t	1,8 t	1,9 t	1,8 t	1,5 t
PFVL	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t	3,5 t
Pu+AM+PFVL	19,4 t	17,4 t	16,5 t	15,9 t	14,6 t	14,8 t	13,5 t	13,4 t	12,6 t
Gain/cycle A	–	10 %	15 %	18 %	25 %	24 %	30 %	31 %	35 %

3.3. Le stockage du plutonium

L'accumulation de stocks importants de plutonium civil, consécutive à une diminution plus rapide des débouchés industriels que des programmes de retraitement, ainsi que la volonté de démanteler une partie des stocks nucléaires militaires, ont suscité d'importants travaux sur les possibilités de stockage définitif du plutonium sous forme séparée.

Les États-Unis ont mis en service en mars 1999 le premier site de stockage souterrain de déchets contenant du plutonium, le WIPP (Waste Isolation Pilot Plant). Ces déchets d'origine essentiellement militaire sont pour la plupart faiblement contaminés en plutonium. Ce site ne constitue donc pas une solution technique au stockage du plutonium du combustible irradié. Il crée toutefois un précédent contre le refus de principe du stockage définitif de plutonium.

Les techniques de piégeage d'un élément lourd comme le plutonium font à l'heure actuelle de nombreux progrès. L'industrie du retraitement a acquis dans ce domaine une expérience non négligeable avec la vitrification des déchets contenant les actinides mineurs et les produits de fission.

Toutefois, la solution de la vitrification, efficace pour le mélange de produits de fission et de transuraniens issus du retraitement, ne paraît pas la plus adaptée pour le stockage d'un élément séparé à fort dégagement thermique sur le long terme comme le plutonium. Les matrices verre permettent en règle générale un meilleur piégeage des produits les plus mobiles (les produits de fission), mais offrent une moindre résistance à la chaleur que les matrices céramiques. C'est donc sur cette voie que s'orientent la plupart des recherches menées dans différents pays (États-Unis, France, Australie,...). Des matrices à base de silicate, de titanate, ou de zirconium sont étudiées.

Une équipe allemande étudie une autre solution : celle du piégeage du plutonium dans une matrice stable sous forme de « mauvais MOX », c'est-à-dire sous la forme de combustible MOX non utilisable en réacteur.

Il semble aujourd'hui que l'immobilisation du plutonium dans une forme stable qualifiée pour le stockage définitif soit à terme réalisable. Avec cette possibilité, qui bouscule la doctrine de l'évitement du stockage de plutonium, la question du statut du plutonium pourrait être profondément modifiée.

3.4. La prolifération

La question du statut du plutonium – matière énergétique ou déchet – ne doit pas être abordée au seul niveau des applications civiles du potentiel énergétique du plutonium. Au contraire, la question de son utilisation militaire a toujours joué un rôle fondamental dans la politique de gestion du plutonium.

Aussi, les enjeux de la non prolifération nécessitent avant tout d'établir dans l'ensemble des pays concernés un inventaire précis et exhaustif des stocks de plutonium sous toutes ses formes. Ensuite, le suivi et le contrôle des matières fissiles, et des technologies indispensables à leur production, doivent permettre de détecter toute tentative d'un pays pour développer un programme d'armement nucléaire. Les points les plus cruciaux sont aujourd'hui :

- **Le démantèlement de l'arsenal nucléaire.** Les accords de désarmement engagent les États détenteurs d'armes nucléaires, au premier rang desquels les États-Unis et l'ex Union soviétique, à démanteler une partie significative de leurs stocks de charges nucléaires. Ce démantèlement, qui est déjà largement engagé, produit entre autres des grandes quantités de plutonium, et également d'uranium hautement enrichi. Pour éviter qu'une partie de ces matériaux ne soit détournée pour être réutilisée dans la fabrication de nouvelles armes, il est essentiel que l'inventaire des matériaux déjà issus du démantèlement des stocks soit réalisé avec une grande précision et que cette information soit disponible. De même, les quantités restant dans les charges nucléaires et les quantités stockées hors des charges dans le cadre du programme d'armement doivent être inventoriées et rendues publiques. Enfin, la question du devenir des matières issues du démantèlement des arsenaux – immobilisation ou réutilisation du plutonium séparé (ainsi que de l'uranium hautement enrichi) – est fondamentale.
- **La gestion du combustible irradié.** Le recours à la fission pour la production d'électricité génère du plutonium, et le nombre important de réacteurs nucléaires dans le monde conduit à la production de plutonium en grandes quantités. La plus grande partie de ce plutonium reste aujourd'hui stockée dans le combustible irradié, et finira probablement enfouie dans des sites de stockage souterrain de ce combustible usé. Cependant, le développement du retraitement civil du combustible, en vue du recyclage des matières énergétiques qu'il contient, a conduit à la séparation de quantités croissantes de plutonium. Le commerce international du retraitement engendre une augmentation significative de la circulation de plutonium au niveau mondial (par exemple entre l'Europe et le Japon). Ce

mouvement serait encore accru si la solution retenue pour l'élimination des stocks militaires est leur réutilisation dans les réacteurs nucléaires.

- ***Le vol de matières nucléaires.*** Le développement d'un trafic parallèle de matières fissiles – plutonium et uranium hautement enrichi – renforcerait les risques de prolifération et les menaces de terrorisme nucléaire. L'accès direct, par des voies illégales, à ces matières permettrait le contournement d'une des principales barrières érigées contre la prolifération – la nécessité, pour un pays engagé dans un programme nucléaire militaire, de construire les installations permettant la production de ces matières.

4 - Le plutonium en France et dans le monde

4.1. Situation internationale du retraitement

Le retraitement civil, avec l'arrêt ou le gel des programmes de réacteurs à neutrons rapides dans le monde, n'a pas connu le développement annoncé. Seuls huit pays ont exploité des usines de retraitement commercial.

Trois d'entre eux ont mis fin prématurément à l'exploitation de leur usine : l'Allemagne, la Belgique et les États-Unis. Les deux premiers n'exploitaient qu'une usine de démonstration, de faible capacité. Les États-Unis ont arrêté leur usine après 6 années seulement d'exploitation, tandis qu'ils stoppaient la construction de deux autres usines en voie d'achèvement. L'Allemagne a également arrêté la construction d'une usine achevée à 90 %.

Seuls cinq pays exploitent donc aujourd'hui des usines de retraitement : la France, la Grande-Bretagne, l'Inde, le Japon et la Russie. Ces pays totalisent une capacité de retraitement d'environ 3 500 tonnes de combustible oxyde et 1 500 tonnes de combustible métal.

Deux pays parmi ces cinq ont des projets d'augmentation de leurs capacités : la Russie et le Japon. Leurs projets d'usines (respectivement à Krasnoyarsk et à Rokkasho) sont cependant régulièrement repoussés dans le temps, faute de moyens économiques, de difficultés techniques ou d'un soutien politique suffisants.

Hormis ces pays, un seul envisage officiellement de s'engager dans le retraitement : il s'agit de la Chine, qui envisage la construction d'une usine de démonstration.

Par ailleurs, plusieurs pays recourent au retraitement de leur combustible à l'étranger. Les plus importants sont l'Allemagne et la Belgique, qui ont renoncé à retraiter le combustible sur leur territoire, la Suisse, qui ne s'est jamais engagée dans cette voie, et le Japon, dont les capacités domestiques de retraitement sont insuffisantes pour réaliser son programme. Plusieurs pays européens (Pays-Bas, Suède, Italie, Espagne) ont fait retraiter une petite partie de leur combustible par BNFL en Grande-Bretagne ou COGEMA en France, dans les années soixante-dix et quatre-vingt, puis ont abandonné cette voie. L'Allemagne et la Belgique sont quant à elles engagées dans des politiques d'arrêt du retraitement, au plus tard après l'exécution des contrats en cours.

Bien qu'un nombre restreint de pays aient recours au retraitement de leur combustible irradié, les capacités installées ne permettent pas aujourd'hui de retraiter leur seul combustible. Aussi, aucun pays ne procède aujourd'hui au retraitement de la totalité de son combustible.

Tableau 5
Principales usines de retraitement dans le monde

Pays	Lieu	Exploitant	Usine	Combustible	Capacité	Exploitation
Allemag.	Karlsruhe	KfK/DWK	WAK	Oxyde	35	1971-1990
Belgique	Mol	Eurochemic	Eurochemic	Oxyde + Métal	30	1966-1975
États-Unis	West Valley	NFS	West Valley	Oxyde + Métal	300	1966-1972
France	Marcoule	COGEMA	UP1	Métal	400	1958-1997
		CEA	APM/TOR	Oxyde (RNR)	6	1988-
		COGEMA	UP2	Métal	400	1966-1987
		COGEMA	UP2-HAO	Oxyde	400	1976-1993
		COGEMA	UP2-800	Oxyde (RNR)	—	1979-1984
		COGEMA	UP3	Oxyde	800	1994-
Inde	Tarapur	DAE	PREFRE	Oxyde	100	1982-
	Kalpakkam	DAE	KARP	Oxyde	100-200	1996-
Japon	Tokai-mura	PNC	Tokai	Oxyde	100	1977-
	Rokkasho-mura	JNFS	Rokkasho	Oxyde	800	2008 ?
Roy.-Uni	Sellafield	BNFL	B205	Métal	1500	1964-
		BNFL	B204/B205	Oxyde	300	1969-1973
	Dounreay	BNFL	THORP	Oxyde	700	1994-
		UKAEA	D1206	Oxyde (RNR)	7	1958-1997
		UKAEA	D1206	Oxyde (Rech.)	< 1	1959-1997
Russie	Chelyabinsk-65	Minatom	RT-1	Oxyde	600	1976-
	Krasnoyarsk-26	Minatom	RT-2	Oxyde	1000	2005 ?

APM : Atelier pilote Marcoule – *BNFL* : British Nuclear Fuels – *CEA* : Commissariat à l'énergie atomique – *COGEMA* : Compagnie générale des matières nucléaires – *DAE* : Department of Atomic Energy – *DWK* : Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffe – *JNFS* : Japan Nuclear Fuel Service Company – *KfK* : Kernforschungszentrum Karlsruhe – *Minatom* : Ministère de l'énergie atomique – *NFS* : Nuclear Fuel Services Company – *PNC* : Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation – *PREFRE* : Power Reactor Fuel Reprocessing – *THORP* : Thermal Oxyde Reprocessing Plant – *UKAEA* : UK Atomic Energy Authority – *WAK* : Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe

Les programmes de réutilisation du plutonium issu du retraitement commercial sont encore moins développés. Aussi, seule une faible part du plutonium séparé

est réutilisée dans des programmes de combustible mixte d'uranium et de plutonium (MOX pour les réacteurs thermiques ou combustible des RNR). Cinq pays seulement exploitent actuellement des installations de fabrication du combustible MOX : la Belgique, l'Inde, le Japon, le Royaume-Uni, qui ont des installations de capacité limitée (respectivement 35 t/an, 20 t/an, 40 t/an et 8 t/an), et la France qui dispose aujourd'hui à Cadarache et Marcoule d'une capacité totale d'environ 160 t/an. En Grande-Bretagne, la mise en service de l'usine SMP (Sellafield MOX Plant), d'une capacité de 120 t/an, est aujourd'hui compromise par les difficultés rencontrées par son exploitant, BNFL.

Au total, seuls 30 réacteurs sont chargés en MOX en Europe (en Allemagne, Belgique et Suisse, et pour plus de la moitié en France). Dans le reste du monde, il n'existe que quelques programmes expérimentaux, à part en Russie et au Japon : ces deux pays ont mis sur pied des programmes d'utilisation de MOX ambitieux. Le programme russe dépend en grande partie du financement international dans le cadre des accords États-Unis / Russie sur le désarmement et l'utilisation du plutonium militaire. Quant au programme japonais, il est freiné par de nombreuses difficultés et aucun réacteur n'est actuellement chargé en MOX.

4.2. Évaluation des stocks de plutonium mondiaux

Neuf pays possédant les plus importants stocks de plutonium ont accepté le principe des « Guidelines for the Management of Plutonium » établis par l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique). Ces principes reposent sur un échange d'informations et une comptabilité publique des stocks.

Les pays concernés sont les cinq pays détenteurs de l'arme nucléaire (États-Unis, Russie, Royaume-Uni, France, Chine) et quatre autres pays qui ont développé des programmes de retraitement du (Belgique, Japon, Allemagne, Suisse).

Tableau 6-a
Déclarations à l'AIEA des stocks de plutonium
Pays détenteurs de l'arme nucléaire

Pays	Chine	USA	Russie	France	UK
I. Données annuelles concernant les stocks de plutonium frais *					
Etat du stock au	31.12.98	31.12.97	31.12.99	31.12.98	31.12.99
1. Pu séparé entreposé dans les usines de retraitement	0,0	0,0	30,9	52,0	69,5
2. Pu séparé en cours de fabrication ou contenu dans des produits semi-finis dans des installations de fabrication de combustible ou d'autres installations	0,0	< 0,05	0,0	11,8	0,8
3. Pu contenu dans du combustible non irradié ou d'autres produits fabriqués, dans les centrales ou ailleurs	0,0	4,6	0,2	6,8	2,2
4. Pu séparé entreposé dans d'autres installations **	0,0	40,4	0,9	5,3	0,0
TOTAL ***	0,0	45,0	32,0	75,9	72,5
dont (i) Pu appartenant à des organismes étrangers	0,0	0,0	NC	35,6	11,8
(ii) Pu détenu dans une installation à l'étranger non inclus ci-dessus	0,0	0,0	NC	< 0,05	0,9
(iii) Pu en cours de transport international avant son arrivée dans son État de destination	0,0	0,0	NC	0,0	0,0
II. Estimation des quantités de plutonium contenu dans les combustibles irradiés des réacteurs à usage civil *					
Etat du stock au	NC	31.12.97	31.12.99	31.12.98	31.12.99
1. Pu contenu dans les combustibles irradiés sur le site des réacteurs à usage civil	NC	287	47	74,9	7
2. Pu contenu dans les combustibles irradiés sur le site des usines de retraitement	NC	0	4	83,4	39
3. Pu contenu dans des combustibles irradiés sur d'autres sites	NC	15	20	0,5	< 0,5
TOTAL ***	–	302	71	158,8	46

* en tonnes (arrondies à 100 kg)

** dont le plutonium séparé pour des besoins de recherche

*** le total n'existe pas dans le document officiel

NC : non communiqué

Tableau 6-b
Déclarations à l'AIEA des stocks de plutonium
Pays non détenteurs de l'arme nucléaire

Pays	Allem.	Belgique	Japon	Suisse
I. Données annuelles concernant les stocks de plutonium frais *				
État du stock au	31.12.97	31.12.98	31.12.98	31.12.98
1. Pu séparé entreposé dans les usines de retraitement	0,0	0,0	0,5	0,0
2. Pu séparé en cours de fabrication ou contenu dans des produits semi-finis dans des installations de fabrication de combustible ou d'autres installations	0,3	2,8	3,2	0,0
3. Pu contenu dans du combustible non irradié ou d'autres produits fabriqués, dans les centrales ou ailleurs	3,9	1,0	0,8	0,0
4. Pu séparé entreposé dans d'autres installations **	1,8	0,0	0,4	< 0,05
TOTAL ***	6,0	3,8	4,9	0,0
dont (i) Pu appartenant à des organismes étrangers	—	—	0,0	< 0,05
(ii) Pu détenu dans une installation à l'étranger non inclus ci-dessus	—	1,0	24,4	0,0
(iii) Pu en cours de transport international avant son arrivée dans son État de destination	0,0	0,0	0,0	0,0
II. Estimation des quantités de plutonium contenu dans les combustibles irradiés des réacteurs à usage civil *				
État du stock au	NC	31.12.98	31.12.98	31.12.98
1. Pu contenu dans les combustibles irradiés sur le sites des réacteurs à usage civil	NC	16	63	6
2. Pu contenu dans les combustibles irradiés sur le site des usines de retraitement	NC	0	1	0
3. Pu contenu dans des combustibles irradiés sur d'autres sites	NC	0	< 0,5	0
TOTAL ***	—	16	64	6

* en tonnes (arrondies à 100 kg)

** dont le plutonium séparé pour des besoins de recherche

*** le total n'existe pas dans le document officiel

NC : non communiqué

- Fiche n° 7 - Plutonium -

À l'exception de la Chine, ces neuf pays ont effectivement produit des statistiques portant sur leurs stocks de plutonium. Les chiffres couvrent d'une part l'ensemble du plutonium issu du retraitement non réutilisé¹, d'autre part le plutonium non séparé du combustible usé par retraitement.

Les déclarations à l'AIEA sur les stocks de plutonium sont, compte tenu de la valeur stratégique de ces informations, un progrès dans la transparence du bilan mondial de l'industrie du plutonium, même si les déclarations de certains pays restent loin des estimations indépendantes sur leur stock. Ces déclarations ne permettent pas non plus une distinction nette entre le plutonium civil et le plutonium militaire. Une grande partie du stock de plutonium militaire, très important aux États-Unis et en Russie, ne figure pas dans ces données. Enfin, plusieurs pays détenteurs de l'arme nucléaire (Inde et Pakistan), ou probablement détenteurs (Israël) ou procédant à l'étranger au retraitement de leur combustible ne fournissent pas ces données à l'AIEA.

Malgré toutes les réserves, ces chiffres officiels montrent que dans les pays qui se sont engagés dans le retraitement du combustible, l'absence de débouchés suffisants a conduit à l'accumulation progressive de plutonium issu du retraitement non réutilisé. L'exemple le plus frappant est celui du Royaume-Uni, qui dispose d'un stock de 70 tonnes de plutonium « sur étagère » sans filière de recyclage de ce plutonium dans le parc électronucléaire.

Les estimations du stock mondial de plutonium, basées sur des évaluations des opérations de retraitement dans les pays concernés, montrent la même tendance.

(1) C'est-à-dire l'ensemble du plutonium séparé au cours des opérations de retraitement qui soit est en stock sous forme séparée (plutonium « sur étagère »), soit est entreposé ou stocké dans des formes combinées (par exemple des éléments combustible, ou du rebut MOX) qui n'ont pas ou pas encore été utilisées : le plutonium n'a pas subi d'irradiation postérieure à sa séparation.

Tableau 7
Évolution de l'inventaire mondial du plutonium (tonnes)

Type	1945	1950	1960	1970	1980	1990	1995
Militaire*	0,1	2	45	130	210	265	270
Commercial	0	0	0	6	185	650	1 000
dont non séparé	0	0	0	1	145	530	805
séparé	0	0	0	5	40	120	195
Total	0,1	2	45	136	395	915	1 270

* Estimations basées sur des informations partielles.

Sources : Albright & al., 1996 ; IER, 1996

Dans les programmes de plutonium militaire, l'ensemble du combustible irradié est retraité pour en extraire le plutonium. Par contraste, la majeure partie du combustible irradié provenant de la production d'électricité nucléaire n'est pas retraitée : on peut évaluer aujourd'hui à moins de 1/5 la proportion de combustible irradié déchargé des réacteurs civils dans le monde qui a effectivement été retraitée.

On estime qu'en 1995 presque 1 300 tonnes de plutonium avaient été produites dans le monde, dont plus de 250 tonnes pour les usages militaires. Le parc nucléaire mondial actuel, dans des conditions d'opération normales, produit environ 75 tonnes de plutonium par an. En tout, environ 210 tonnes de plutonium commercial ont été séparées de combustibles irradiés. Le retraitement dans le monde produit actuellement environ 18 tonnes de plutonium séparé par an (en France, Royaume-Uni, Russie, Japon et Inde).

4.3. Bilan du retraitement-recyclage du plutonium en France

La France s'est engagée très tôt dans le retraitement. Le programme de retraitement a d'abord été militaire, avec le retraitement du combustible des réacteurs UNGG. Puis, à partir de 1976 surtout, le programme est devenu commercial, avec le retraitement du combustible de réacteurs à eau légère, provenant non seulement du parc national mais aussi d'installations à l'étranger. Le plutonium français issu du retraitement a servi à des applications militaires¹

(1) Environ 2 tonnes de plutonium issu de retraitement de réacteurs commerciaux auraient ainsi été « recyclées » dans le programme d'armement nucléaire.

et à la fabrication de combustible MOX pour les REP et de combustible pour les réacteurs à neutrons rapides (RNR).

Principales étapes de mise en œuvre du retraitement commercial en France

- 1960 : Choix du site de La Hague
 - 1962 : Définition du procédé, des matériels et des installations de retraitement
 - 1966 : Démarrage de l'usine UP2 de La Hague pour le retraitement du combustible UNGG
 - 1976 : Construction au sein de l'usine UP2 d'un nouvel atelier de 400 t/an (HAO) destiné au retraitement du combustible UOX-REP
Création de COGEMA, filiale du CEA
 - 1987 : Arrêt du retraitement du combustible UNGG à La Hague et transfert à l'usine UP1 de Marcoule
 - 1990 : Mise en service de l'usine UP3 de La Hague, dimensionnée pour 800 t/an
 - 1994 : Mise en service de l'usine UP2-800 de La Hague
 - 1998 : Début du démantèlement de l'usine UP1 de Marcoule
 - 2000 : Réexamen des autorisations de production (type de combustible et capacité de production) des usines UP2-800 et UP3
-

La France apparaît aujourd'hui, au plan international, comme le leader du retraitement et de la réutilisation du plutonium sous forme de MOX. Pourtant, le bilan du retraitement-recyclage en France fait apparaître des taux de récupération et de réutilisation du plutonium bien en deçà des objectifs d'un tel programme¹. Au total, le combustible irradié déchargé des réacteurs français (tous combustibles UNGG REP confondus) représentait à la fin de l'année 1998 un volume de 30 000 tonnes environ, avec un contenu total de 223 tonnes de plutonium. Plus de la moitié (17 000 tonnes) de ce combustible a été retraité, combustible contenant environ 84 tonnes de plutonium : ce n'est donc qu'un peu plus d'un tiers du plutonium français qui a été extrait par retraitement.

Mais un peu moins de la moitié seulement de ce plutonium séparé avait au même moment été réutilisée : 41,9 tonnes de plutonium français, soit un peu moins de 50 % du plutonium séparé et moins de 20 % du plutonium produit dans les réacteurs français, ont donc été effectivement « recyclées ».

(1) Bilan tiré d'une étude publiée par WISE-Paris, mai 2000.

Tableau 8
Séparation et utilisation ou exportation de plutonium, France

Plutonium séparé (de combustible français et étranger)	Bilan fin 1998 (en t)
Combustible UNGG (retraité jusqu'en 1989)	17,3
Combustible UNGG (retraité depuis 1990)	5,5
Combustible UOX (retraité jusqu'en 1989)	26,5
Combustible UOX (retraité depuis 1990)	102,9
Combustible RNR (retraité jusqu'en 1989)	5,7
Combustible RNR (retraité depuis 1990)	0,2
Combustible MOX (depuis 1990)	0,5
A. Total séparé	158,6
Plutonium réutilisé ou exporté	Bilan fin 1998 (en t)
Utilisation RNR	18,1
Utilisation MOX	24,1
Expéditions à l'étranger (hors Belgonucléaire)	25,9
Expéditions à Belgonucléaire	14,6
B. Total utilisé/exporté	82,7
Bilan : stock de plutonium en France (A-B)	75,9

Source : WISE-Paris, 2000

Tableau 9
Séparation et réutilisation du plutonium français

Plutonium séparé	Bilan fin 1998 (en t)	Plutonium réutilisé
Combustible UNGG	55,6	–
Combustible UOX	22,7	–
Combustible RNR	5,9	17,0
Combustible MOX	0,2	22,9
Militaire	?	2,0
Total	84,4	41,9
		Total

Source : WISE-Paris, 2000

Fiche n° 8

Cycle du combustible

Préambule

Il s'agit essentiellement du cycle du combustible lié à l'uranium/plutonium. Une brève présentation du thorium se trouve au paragraphe G.

La plupart des données proviennent des publications de l'Agence de l'énergie nucléaire (OCDE), en particulier du livre « rouge »¹ et du livre « brun »². Le « Nuclear Fuel Cycle Information System » de l'AIEA donne les principales caractéristiques des installations civiles du cycle du combustible existantes dans le monde (<http://www-nfcis.iaea.org/>).

1 - Uranium naturel

Généralités

L'uranium naturel n'est plus perçu (contrairement à la décennie soixante-dix) comme une matière stratégique mais simplement comme une des composantes du coût du kWh, source potentielle d'économies.

Pour l'instant, le marché de l'uranium naturel n'a pas fini de digérer, d'une part la bulle spéculative du début des années quatre-vingt qui a généré un stock d'uranium supérieur à 4 fois les besoins annuels (hors zone ex URSS), d'autre part, le déversement massif sur le marché d'uranium issu de la zone ex URSS.

(1) *Uranium : réserves production et demande édition 1997 (1998) AEN OCDE et édition 1999 (2000).*

(2) *Nuclear Energy Data, édition 1999 (1999) AEN OCDE.*

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Selon les dernières prévisions de l'AEN et de l'AIEA, les besoins mondiaux prévisibles pour 2015 sont de l'ordre de 65 ± 10 kt d'Uranium qui pourront être couverts par :

- la production minière ;
- la poursuite du déstockage (en y incluant les stocks militaires) ;
- le recyclage des matières militaires ;
- le recyclage de l'uranium issu du retraitement des combustibles irradiés (URT), et celui du plutonium, Pu ;
- la diminution de la teneur de rejet des usines d'enrichissement (en cas de baisse du prix de l'UTS¹ et/ou d'augmentation du prix de l'uranium naturel).

Par ailleurs, en cas de tension prolongée sur le marché de l'U naturel, la régulation pourra se faire, d'une part, en augmentant la production de certaines mines, d'autre part, en ouvrant de nouvelles capacités à partir de gisements déjà découverts, puis de nouvelles ressources si nécessaire (un délai de 10 ans est généralement suffisant pour passer de la prospection à la production).

Zones de production

	Production 1996 32,2 kt	Prévisions 2010 42 kt
Europe dont	23,3 %	22 %
Ouzbékistan	4,0 %	
Kazakhstan	3,3 %	
Russie	7,2 %	
France	2,6 %	
Amérique dont	39 %	40 %
Canada		
États-Unis	32,3 %	
Afrique dont	21,5 %	12 %
Niger	9,2 %	
Afrique du Sud	4 %	
Namibie	6,8 %	
Océanie – Australie	13,7 %	22 %
Asie dont	2,3 %	4 %
Chine	1,5 %	

(1) UTS : Unité de travail de séparation cf. § C.

Six pays (Canada, Australie, Russie, États-Unis, Niger, Namibie) se partagent les 3/4 de la production mondiale. Concernant les prévisions de production par zone géographique, il faut noter qu'elles sont très aléatoires. Les productions vont dépendre des coûts de production, du prix de vente de l'uranium naturel, de l'évolution des parités monétaires, des incertitudes politiques pour certains pays et d'une éventuelle évolution de la réglementation de la radioprotection pour les mineurs.

La production envisagée ne répond pas aux besoins prévus mais compte tenu des remarques faites au § A-1, on peut considérer qu'il s'agit de prévisions minimales de production.

Europe : La production sera assurée quasiment exclusivement par le Kazakhstan, l'Ouzbékistan et la Russie. Il est toutefois difficile de se prononcer sur la poursuite de l'exploitation ou sur l'ouverture de nouveaux centres de production. Par contre, on peut noter que l'Europe de l'Ouest deviendra quasiment entièrement tributaire des importations d'uranium, tout en représentant 30 % de la puissance nucléaire mondiale.

Amérique : Le Canada restera probablement le principal producteur d'uranium. Plusieurs mines sont ou vont entrer en production prochainement en fonction du prix de l'uranium. Aux USA, la production qui a chuté d'un facteur 5 en 10 ans pourrait redémarrer si le prix de l'uranium augmente.

Afrique : Il s'agit de la zone où les incertitudes sont les plus grandes.

Océanie : La politique australienne vis-à-vis des exportations d'uranium évoluant, la part prise par l'Australie devrait augmenter.

Réserves

Les principales réserves d'uranium raisonnablement assurées (compatible avec un prix de la livre d' U_3O_8 ¹ inférieur à 30 \$) se situent par ordre décroissant en :

- Australie (210 ans)
- Canada (30 ans)
- Kazakhstan (70 ans)
- Afrique du Sud (80 ans)

(1) 1 livre (lb) d' U_3O_8 = 0,3846 kg d'Uranium ; 1 kg d'uranium = 2,60 lb d' U_3O_8 .

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

- USA (90 ans)
- Niger (30 ans)
- Russie (40 ans)
- Ouzbékistan (30 ans)
- Brésil
- Namibie (50 ans).

Les chiffres entre parenthèses donnent l'équivalent en années de production en équivalent production 1993. Les réserves mondiales raisonnablement estimées peuvent couvrir 35 ans de besoins mondiaux pour un prix de production inférieur à 30 \$/lb U₃O₈. Compte tenu des prévisions d'évolution du parc nucléaire, l'approvisionnement en uranium naturel ne devrait pas poser de problèmes jusqu'en 2010 au moins. Il est probable qu'on assistera à une restructuration de l'industrie minière, à un rapprochement des prix « long terme » et « spot », et à quelques tensions passagères sur le marché spot de l'U.

Evolution des prix

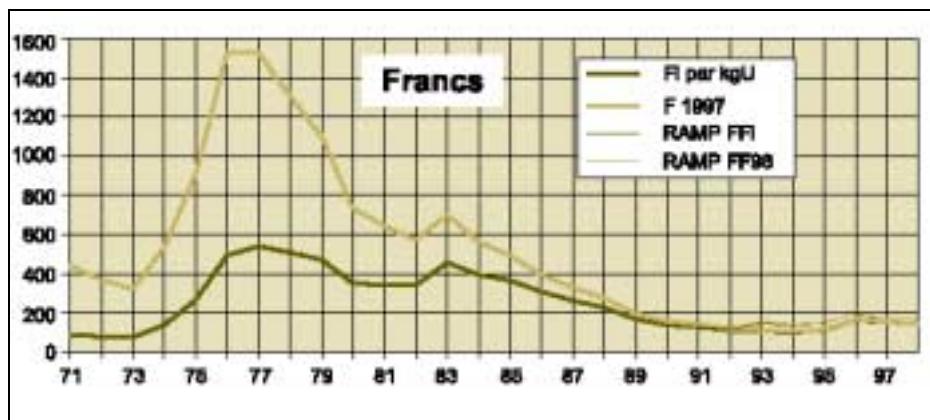
Les prix sont donnés en \$ courants par lb U₃O₈

en \$ courants	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Prix long terme	35 \$	32 \$	28 \$	15 \$		20 \$	25 \$
Prix spot	35 \$	15 \$	10 \$	8 \$		18 \$	25 \$

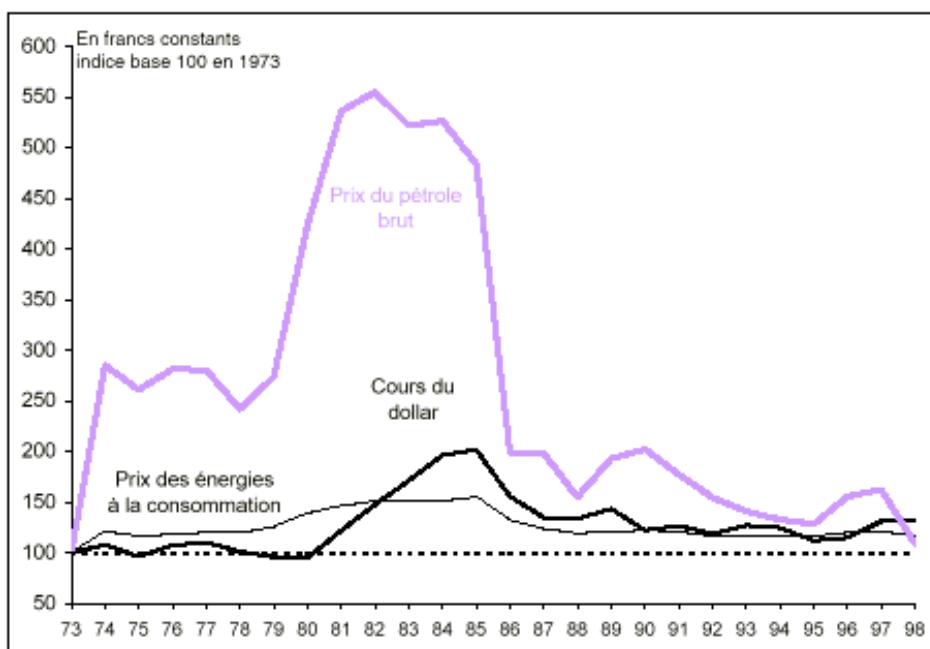
estimations

Pendant plusieurs années, le prix de l'uranium était relativement corrélé à celui du pétrole. Les graphiques ci-dessous rappellent l'évolution du prix spot du kg d'uranium (indice Nuexco) en francs courant et en francs CE 98 ainsi que l'évolution du prix du baril de pétrole en France (depuis 1973 en francs constants base 100 en 1973, soit 70F CE 99/baril).

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -



Référence : COGEMA



Référence : DGEMP, Prix des énergies, 1999

2 - Conversion de l'uranium

Généralités

C'est une étape importante mais qui pèse peu dans le coût du cycle du combustible. Elle regroupe le passage du concentré de mineraï d'uranium :

- soit en UO₂ ou U métal dans le cas d'utilisation directe d'uranium naturel ;
- soit en hexafluorure d'uranium - UF₆ - pour l'étape d'enrichissement isotopique.

Le combustible nucléaire est dans la plupart des cas de l'oxyde d'uranium, UO₂. L'uranium métal est utilisé pour la filière MAGNOX (cf. fiche n° 2). Les capacités nominales mondiales actuelles de conversion du concentré d'uranium naturel en UF₆ sont nettement supérieures aux besoins (65 kt pour 40 kt). Le tableau ci-dessous donne les principales usines au niveau mondial.

	Capacité annuelle	Taux d'utilisation
Minatom (Russie)	20 000 t	50 %
Comurhex (France)	14 000 t	70 %
Allied corporation (USA)	12 700 t	50 %
Cameco (Canada)	12 500 t	60 %
BNFL (Royaume-Uni)	6 600 t	85 %
Total	63 800 t	60 %

La faiblesse de la demande provient des déstockages d'U sous forme d'UF₆.

Pour 2010, on peut prévoir un besoin de capacité de 60 ± 7 ktonnes. À l'incertitude près de la durée de vie des usines actuelles, et de l'utilisation du MOX et de l'URT, qui fait l'objet de schémas de conversion particuliers (cf. § ci dessous), aucune nouvelle capacité n'est nécessaire. En cas d'émergence du procédé d'enrichissement de l'uranium, SILVA, un nouveau schéma de conversion devra être mis en place.

Cas particulier de la France

La France s'est dotée d'outils industriels de conversion permettant de traiter l'uranium naturel, l'UF₆ appauvri et l'uranium de retraitement.

U naturel : les besoins français sont de l'ordre de 1 000 t/an en oxyde d'uranium enrichi soit environ 8 000 tonnes d'uranium naturel.

U naturel
Concentré en UF ₄ , Comurhex Malvesi capacité 14 000 t U/an
UF ₄ en UF ₆ , Comurhex Pierrelatte capacité 14 000 t U/an
Enrichissement, Eurodif Pierrelatte 10,8 MUTS/an ¹
UF ₆ en UO ₂ combustible nucléaire Usines FBFC Romans, Pierrelatte 1 500 tU/an

U appauvri : Les besoins français sont de l'ordre de 7 000 t/an pour la conversion de l'UF₆ appauvri en U₃O₈ et de 120 t/an environ pour la conversion en UO₂ appauvri utilisé pour la fabrication du combustible mixte oxyde d'uranium appauvri – oxyde de plutonium (MOX).

UF₆ appauvri
UF ₆ en U ₃ O ₈ , Cogema W Pierrelatte 14 000 tU/an
U ₃ O ₈ en nitrate d'uranyle, Cogema TU1 Pierrelatte 350 tU/an
nitrate d'uranyle en UO ₂ combustible nucléaire, Cogema TU2 Pierrelatte 280 t/an*

U retraitement (URT): l'uranium récupéré à l'issue des opérations de retraitement du combustible irradié UOX se présente sous forme de nitrate d'uranyle. Sa teneur en uranium 235 est généralement comprise entre 0,8 et 1 %, soit une valeur apparemment supérieure à celle de l'uranium naturel (0,71 %). Sa réutilisation pose toutefois des problèmes en raison, contrairement à l'uranium naturel, de la présence d'isotopes comme l'uranium 234 et 236, d'où des contraintes particulières lors des opérations d'enrichissement. En

(1) Cette capacité de 10,8 MTS permet d'obtenir par an l'équivalent de 2 000 tonnes d'uranium enrichi (à 3,7 % et avec une teneur de rejet de 0,25 %).

(2) Le stockage de l'uranium appauvri sous forme U₃O₈ permet d'avoir un produit plus stable (et aussi de recycler le fluor sous forme d'acide fluorhydrique, éventuellement réutilisé pour la conversion U₃O₈ – UF₆).

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

France, l'uranium de retraitement fait l'objet d'un recyclage partiel à raison de l'ordre de 300 tonnes par an actuellement, soit environ 50 % de l'uranium de retraitement produit à La Hague, permettant de fournir deux recharges pour des réacteurs 900 MWe.

L'uranium récupéré lors des opérations de retraitement des combustibles UNGG a un teneur nettement inférieure (0,4-0,5 %) à celle de l'uranium naturel rendant son recyclage inintéressant pour l'instant. Environ 13 000 tonnes d'uranium de retraitement des combustibles UNGG ont été récupérées.

Le même problème existera si les combustibles MOX irradiés sont retraités, l'uranium récupéré ayant une teneur de l'ordre de 0,1 %.

Le stockage de l'uranium de retraitement sous forme d' U_3O_8 est préférable d'un point de vue sûreté.

Les conditions actuelles du marché de l'uranium n'incitent guère au recyclage immédiat de l'URT.

Entreposage sous forme U_3O_8	U retraitement recyclage voie 1	Recyclage voie 2
nitrate d'uranyle en U_3O_8 Usines Cogema TU2, TU5 Pierrelatte TU2 600 tU/an* TU5 2 000 tU/an**	nitrate d'uranyle en UF_4 Usine Cogema TU5 Pierrelatte 2 000 tU/an** + UF_4 en UF_6 Usine Comurhex Pierrelatte 350 tU/an	nitrate d'uranyle en UF_6 Usine Comurhex Pierrelatte 350 t U/an
		Enrichissement ¹ Obtention d'uranium de retraitement enrichi (URE)
		UF_6 en UO_2 combustible nucléaire Usine FBFC Romans 200 tU/an

* TU2 : capacités en cas de monoproduction

** TU5 : capacité en cas de monoproduction

(1) L'étape d'enrichissement de l'uranium de retraitement n'est pas faisable en France. Théoriquement, Eurodif pourrait enrichir de l'uranium naturel mais ceci entraînerait une contamination de l'ensemble de l'usine, d'où la présence d'isotopes indésirables et des problèmes d'intervention.

Il est difficile de définir les besoins français en raison de l'incertitude sur le devenir de l'uranium de retraitement. Ceci est lié essentiellement au faible coût de l'uranium naturel qui rend d'un intérêt faible le recyclage de l'uranium de retraitement.

3 - Amont – Enrichissement

Notions de base

L'uranium naturel est composé de trois isotopes

- U 234 0,0056 %
- U 235 0,718 %
- U 238 99,2764 %

La plupart des réacteurs (REP, REB, VVER) utilisent de l'uranium enrichi en U 235. Pour caractériser l'enrichissement en U 235 on utilise la notion d'UTS qui fait intervenir la teneur initiale, la teneur finale du produit enrichi et la teneur finale du produit appauvri.

En considérant que l'U 238 et l'U 235 (cette approximation n'est plus valable pour l'URT en raison de teneurs significatives en U 236 et des problèmes radiologiques posés par l'U 232 malgré ses faibles teneurs), on a les équations suivantes

$$\mathbf{F} = \mathbf{P} + \mathbf{W}$$

F : débit d'alimentation (feed) généralement en uranium naturel exprimé en tonnes par an

P : débit de production (product) en uranium enrichi

W : débit de rejet (waste) en uranium appauvri

$$N5p.P + N5w.W = N5f.F$$

N5p : teneur en U 235 du produit (uranium enrichi)

N5w : teneur en U 235 du rejet (uranium appauvri)

N5f : teneur en U 235 de l'alimentation (généralement uranium naturel)

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

La capacité de séparation qui s'exprime en UTS par an est égale à (F, P, W étant exprimés en kg/an):

$$\Delta = P \cdot V(N5p) + W \cdot V(N5w) - F \cdot V(N5f)$$

$$V(x) = (2x-1) \cdot \ln(x/1-x)$$

Un consommateur d'U enrichi doit donc spécifier P, N5f, N5p, N5w. Le tableau ci-dessous donne les quantités d'UTS et d'uranium naturel nécessaires pour produire un kg d'uranium enrichi en fonction de la teneur en uranium enrichi et de la teneur en uranium appauvri.

Appau -vri en %	3,10% U235		3,7 % U235		4,0 % U235		4,5 % U235		4,95% U235	
	Unat kg	UTS								
0,30 %	6,83	3,61	8,29	4,72	9,02	5,28	10,24	6,24	11,34	7,11
0,25 %	6,20	4,01	7,50	5,22	8,15	5,84	9,24	6,88	10,22	7,83
0,20 %	5,69	4,53	6,86	5,87	7,45	6,55	8,43	7,70	9,31	8,74

Pour une teneur enrichie souhaitée on peut calculer l'optimum économique de la teneur en uranium appauvri en fonction du prix de l'UF6 naturel et du prix de l'UTS. Actuellement, l'optimum se situe plutôt vers 0,30 % - 0,35 % pour un rapport $\frac{\text{Prix de l'Unaturel}}{\text{Prix de l'UTS}}$ variant entre 0,35 et 0,45.

Deux procédés d'enrichissement sont principalement utilisés faisant appel à de l'hexafluorure d'uranium (le fluor ne possède à l'état naturel qu'un seul isotope et donne avec l'uranium un composé, l'UF6 aux caractéristiques physiques adéquates), d'où le recours à l'UF6 afin de distinguer les isotopes 235 et 238 de l'uranium (avec un écart de masse de l'ordre de 0,86 %) :

- diffusion gazeuse (DG) d'hexafluorure d'uranium à travers des barrières ;
- ultracentrifugation (UC) d'hexafluorure d'uranium.

D'autres procédés sont ou ont été étudiés :

- CHEMEX : procédé de traitements chimiques basé sur des vitesses d'échange isotopique différentes entre deux phases ;
- SILVA (ou AVLIS aux USA) : séparation isotopique par laser de vapeur atomique basé sur la photo - ionisation sélective de l'atome U235 ;

- SILMO (ou SILEX en Australie) : séparation isotopique par laser de molécules basé sur la photo-ionisation sélective de la molécule d'hexafluorure d'uranium

Remarques

La notion d'UTS s'applique surtout aux procédés d'enrichissement faisant intervenir une multitude d'opérations élémentaires identiques d'enrichissement comme la DG ou l'UC. Pour des procédés d'enrichissement par laser, qui sont caractérisés par une ou deux étapes d'enrichissement, les teneurs riche et rejet pourront varier dans des plages très importantes. Par ailleurs il faudra tenir compte de la nature physico-chimiques de l'entrée et des sorties (entrée U métal ou U allié, sorties U métal, U allié, UO₂) et des éventuelles purifications avant fabrication du combustible.

Dans le cas de l'URT, le formalisme est moins simple du fait de la présence d'U236 et d'U234 par rapport à l'U235. Pour les procédés basés sur les différences de masse (DG ou UC), l'enrichissement en U 235 va entraîner un enrichissement en U 236. Pour un procédé laser qui sélectionne un atome donné, on devrait pouvoir enrichir en U235 sans enrichir en U236.

Producteurs actuels

Les 2 techniques utilisées industriellement sont la diffusion gazeuse (DG) et l'ultracentrifugation (UC).

L'Afrique du Sud a utilisé une technique particulière, Vortex, mais son usine qui représentait une capacité de séparation de seulement 0,30 MUTS/an, toutefois suffisante pour leurs besoins annuels (0,2 MUTS/an pour leurs deux réacteurs REP 900 MWe) est aujourd'hui démantelée.

Le tableau ci-après présente les différentes usines commerciales. Aucune nouvelle usine n'est en cours de réalisation, excepté des augmentations de capacité dans certains cas.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Pays	Usine	Capacité en MUTS	MSI	Procédé Commentaires
USA	USEC – Paducah	11,3	1954	Diffusion gazeuse
	USEC – Portsmouth	7,5	1956	Diffusion gazeuse
France	Eurodif	10,8	1979	Diffusion gazeuse
Allemagne	URENCO – Gronau	1,1	1985	Ultra Centrifugation
Pays Bas	URENCO – Almelo	1,5	1972	Ultra Centrifugation
Royaume Uni	URENCO – Capenhurst	1,3	1976	Ultra Centrifugation
Japon	Rokkashomura	1,0	1992	UC extension à 1,5 MUTS prévue
Russie	Sverdlosk	7	1949	UC 3MUTS seulement en U naturel
	Angarsk	1,0	1954	UC contaminé URT
	Seversk	4,0	1950	UC contaminé URT
	Krasnoyarsk	3,0	1964	UC contaminé URT
Chine	Lanzhou 1	0,9	1980	Diffusion gazeuse
	Shaanxi	0,2	1997	Ultra Centrifugation
Pakistan	Kahuta	0,005	1984	Ultra centrifugation

Référence : AIEA

Les deux usines de l'USEC ont été modernisées en 1985-1986. L'USEC a annoncé en juin 2000 la fermeture de l'usine de Portsmouth à compter de juin 2001.

Evolution du marché

Le marché de l'enrichissement est caractérisé par :

- une surcapacité importante (capacité opérationnelle de production de 45 MUTS/an, besoins 37 MUTS/an) ;
- une disparition progressive du stock qui s'était accumulé jusqu'en 1985 ;
- une arrivée d'UTE provenant de Russie, suite aux accords USA - Russie de 1994, et France - Allemagne - Russie de 1998 qui pourrait représenter une économie d'UTS de l'ordre de 100 MUTS sur 20 ans ;
- une forte concentration de la capacité : 3 usines représentent 75 % de la capacité (en ne tenant pas compte des usines russes contaminées URT) dont 2 ont plus de 40 ans ;
- une lente remontée du prix spot de l'UTS (au plus bas en 90 avec 50 \$, actuellement de l'ordre de 80 \$, après avoir atteint 100 \$ en 1996) ;
- une diminution des achats faisant l'objet de contrats à long terme dans les prochaines années, en particulier en Europe et en Amérique du Nord.

Avec des prix actuels faibles, la surcapacité existante, l'incertitude de la disponibilité de l'UTE russe, l'évolution du parc nucléaire, en particulier aux USA, le marché de l'UTS devrait être très incertain dans les quinze prochaines années. Etudions la situation des trois plus gros consommateurs d'UTS : USA, Japon, France.

USA - Le parc actuel représente 31,9 GWe (REB) et 66,1 GWe (REP) soit un besoin actuel en UTS de l'ordre de 10 MUTS.

	1995	2000	2005	2010
REB en GWe	31,5	31,9	30,5	27,8
REP en GWe	67,8	66,1	66,4	64,1
Besoins en MUTS	9,87	9,8	9,6	9,2
Capacité en MUTS	19,3	19,3	11,8	0
Ecart	+ 9,4	+ 9,5	+ 2,2	- 9,2

Hypothèses

- arrêt de Porstmouth prévu en 2001, arrêt de Paducah à partir de 2010 ;
- prolongation de la durée de vie de certains réacteurs nucléaires au delà de 40 ans.

Le marché américain devrait s'assainir avec la fermeture de l'usine de Porstmouth, l'usine de Paducah et l'apport de l'uranium hautement enrichi d'origine militaire assurant l'approvisionnement. Au-delà de 2010, la situation américaine deviendra tendue, si Paducah s'arrête.

Les USA pourraient se prémunir du risque de dépendance vis à vis d'un fournisseur étranger de trois manières :

- reconstitution d'un stock d'UTS avant l'arrêt de Paducah (en 1985 les stocks de l'USEC représentaient 30 MUTS) ;
- utilisation d'UTE US. le chiffre de 100 t que le DOE¹ pourrait remettre sur le marché a été évoqué, soit 18 MUTS environ,
- construction d'une nouvelle usine utilisant l'ultra centrifugation ou un autre procédé).

(1) DOE : Department of Energy USA.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Dans le cadre de ce scénario, les tensions resteront faibles sur le marché de l'UTS. L'USEC, créée en 1992 à partir des usines du DOE puis privatisée en 1998, a abandonné en 1999 le développement industriel d'AVLIS tout en consacrant quelques fonds à la R & D menée par la compagnie australienne SILEX sur un procédé de séparation laser par voie moléculaire.

Japon - Le parc actuel représente 24,7 GWe (REB) et 18,4 GWe (REP) et devrait évoluer jusqu'en 2010 de la façon suivante :

	1995	2000	2005	2010
REB en GWe	22	24,7	26,8	29,5
REP en GWe	17,2	18,4	18,4	16,1
Besoins en MUTS	3,7	4,0	4,2	4,2
Capacité en MUTS	0,6	1,0	1,5	1,5
Ecart	- 3,1	- 3,0	- 2,7	- 2,7

Hypothèses

- montée en puissance de l'usine de Rokkashomura d'UC

Un projet d'usine MOX d'une capacité de 100 t/an est en cours. Sa MSI ne devrait intervenir qu'après l'an 2000. En cas de réalisation, le déficit en UTS pourrait diminuer de 0,6 MUTS/an.

France - Le parc actuel représente 62,9 GWe (REP) et ne devrait pas évoluer jusqu'en 2010.

	1995	2000	2005	2010
REP en GWe	57,1	62,9	62,9	62,9
Besoins en MUTS	6,0	5,7	5,7	5,7
Capacité en MUTS	10,8	10,8	10,8	10,8
Ecart	+ 4,8	+ 5,1	+ 5,1	+ 5,1

En supposant le recyclage de 8,5 t de Pu par an sous forme de MOX, les besoins en MUTS seraient diminués de 0,7 MUTS/an. Au delà de 2010, si Eurodif vieillit bien aucun nouveau moyen de production ne sera nécessaire avant 2020-2030, d'où des interrogations sur les possibilités d'émergence du procédé SILVA en cours de développement avant cette date.

Au niveau mondial, on peut faire les estimations suivantes :

	1995	2000	2005	2010
Besoins en MUTS	31,4	37	37-38	27-40
Capacité en MUTS	48,1	40,9	27 - 41	15 - 35
Eq MOX en MUTS	0,1	0,7	1,3	1,3 - 2,0
UTE russe en MUTS	?	0 - 4,5	0 - 4,5	0 - 4,5
Ecart	+ 17,3	+ 4,6 à + 9,1	- 8,7 à + 8,8	- 23,7 à + 14,5

En résumé, il est difficile de prévoir l'évolution du marché de l'UTS au cours des prochaines années. Peu d'investissements seront réalisés tant que le marché sera surcapacitaire. Par contre, le marché peut devenir très rapidement sous capacitaire. Les principales incertitudes sont la date des fermetures des usines américaines et russes. Dans ce contexte, les usines qui pourraient être construites en cas de besoin, seront probablement du type UC en raison d'un délai faible de réalisation, d'un procédé qui est bien maîtrisé, de la bonne adaptation de la capacité aux besoins, d'un faible coût d'investissement et de la non modification des étapes amont et aval de l'opération d'enrichissement. URENCO pourrait se trouver alors dans une situation dominante.

4 - Fabrication du combustible nucléaire

Généralités

Plusieurs types de combustibles sont fabriqués suivant les types de réacteurs :

- UO_2 enrichi pour les REP, REB, VVER et certains UNGG (AGR) et RBMK ;
- UO_2 naturel pour les PHWR (CANDU) ;
- UO_2 enrichi ou mélange UO_2 appauvri - PuO_2 pour les REP, REB, VVER, RNR ;
- U métal pour certains UNGG (MAGNOX).

80 % des besoins actuels concernent le combustible UO_2 enrichi ou naturel. Le cas particulier du MOX fait l'objet du § D-4.

Inventaire des producteurs actuels

Pays	Usines – implantation – MSI	Capacité en t (filière réacteur)	Commentaires
France	FBFC Romans (1979) SICN – Veurey (1960)	800 t (REP) 150 t (UO ₂ appauvri RNR)	1 ligne URT
Allemagne	Siemens – Lingen (1979)	300 t (REP) – 350 t (REB)	
USA	BNFL – Colombia (1986) GE – Wilmington (1982) FRA – Lynchburg (1982) FRA – Richland (1970) BNFL – Windsor (1986)	1 150 t (REP) 1 200 t (REB) 400 t (REP) 500 t (REP) - 200 t (REB) 300 t (REP) - 100 (REB)	Framatome/KWU Framatome/KWU
Russie	Minatom Elektrobal (?) Minatom Novosibirsk - Ust	500 (VVER) - 900 t (RBMK) 500 (VVER)	
Japon	NFI – Kumatori (1972) NFI – Tokai Mura (1980) JNF – Yokosuka (1970) Mitsubishi – Tokai Mura (1972)	284 t (REP) 200 t (REB) 850 t (REB) 440 t (REP)	
Suède	BNFL Venturas (1971)	600 t (REP+REB)	
Belgique	FRA Dessel (1961)	500 t (REP)	
Royaume-Uni	BNFL Springfields (1996) BNFL Springfields (1196) BNFL Springfields (1960)	3 300 t (REP+REB) 290 t (AGR) 1 300 t (UNGG)	
Espagne	ENUSA – Juzbado (1985)	300 t (REP + REB)	
Chine	CNNC – Yibin (1993)	100 t (REP)	
Corée du Sud	KEPCO – Taejon (1989) KEPCO – Candu (1987)	400 t (REP) 400 t (PHWR)	
Afrique du Sud	AEC – Pelindaba	100 t (REP)	
Brésil	NUCLEP – Resende (1982)	100 t (REP)	
Argentine	NFMP – Ezziza (1982)	150 t (PHWR)	
Canada	GE – Toreonto – 1967 GE – Peterborough (1956) Zircatec – Port Hope (1964)	1 300 t (pastilles PHWR) 1 200 t (PHWR) 1 500 t (PHWR)	
Inde	NFC – Hyderabad (1974) NFC - Hyderabad (1974) NFC - Trombay (1982)	25 t (BWR) 300 t (PHWR) 135 t (PHWR)	
Pakistan	PAEC – Chashma (1986)	20 t (PHWR)	

Référence : AIEA

Il faut noter qu'en l'espace de quelques années, le nombre de producteurs s'est fortement contracté :

- alliance Hitachi-Toshiba-GE dans le domaine des combustibles nucléaires pour les BWR ;

- absorption des activités nucléaires de ABB et de Westinghouse par BNFL,
- fusion des activités nucléaires de Framatome et de Siemens (KWU).

Besoins prévisibles

USA : baisse possible de 2 200 t/an à 1 600 t/an en 2010, suivant l'évolution du parc nucléaire américain.

Les besoins sont amplement couverts par les capacités nationales, sous réserve du bon vieillissement des usines. L'usine de Wilmington, d'une capacité de 1 200 t, a été rénovée en 1997.

France : environ 1 000 t/an jusqu'en 2010 (compte tenu de l'introduction du MOX).

La question du remplacement (ou de la rénovation) de l'usine de Romans se posera au cours de la prochaine décennie (durée de vie prévue 25 - 30 ans).

Japon : augmentation des besoins de 1 000 à 1 300 t/an en 2010 (compte tenu d'une introduction du MOX).

Ex pays de l'Est : environ 1 500 t/an jusqu'en 2010.

Actuellement la Russie exporte massivement vers les anciens pays de l'Est (2/3 de sa production VVER, 20 % de sa production RBMK). Les besoins de la CEI (ex URSS) sont estimés pour 2010 à 600 tonnes/an.

Cas des combustibles UO₂ - PUO₂

Combustibles pour les RNR

Il s'agit d'un micromarché, le nombre de réacteurs en service étant très faible.

Pays	Réacteur	Puissance en MWe	
France	Phénix	233	MSI 1973, arrêt prévu en 2004
Russie	Beloyarsk3	560	MSI 1981
Japon	Monju	260	divergence en 1995, incident en 1996
Inde	Kalpakkam	13	MSI 1997
Chine	CEFR	20	MSI prévue en 2003

Seul le réacteur de Beloyarsk a eu jusqu'à maintenant un fonctionnement « normal ».

Combustibles MOX

Installations en service

Pays	Installation	Capacité	
France	Cadarache CFCa (MSI 1989)	15 t 40 t	RNR ou PWR
	Marcoule MELOX (MSI 1996)	120 t	PWR + BWR
Belgique	Dessel (MSI 1973)	35 t	
Royaume Uni	Sellafield (MSI 1993)	8 t	
	Sellafield (2000 ?)	120 t	en cours de démarrage
Japon	Tokai Mura	40 t	pour le réacteur ABWR 100 % MOX installé à Fugen (150 MWe)

Le CFCa devrait être arrêté entre 2000 et 2005.

Le Japon, les États-Unis et la Russie envisagent de se doter d'installations de fabrication MOX, le premier pour utiliser le plutonium issu du retraitement, les deux autres pour utiliser le plutonium d'origine militaire.

Toutefois le Japon, compte tenu des incidents de Monju et du retard de la construction de l'usine de retraitement de Rokkashô Mura, a décidé de rapatrier une partie du plutonium séparé à l'étranger sous forme de MOX, soit, pour une production cumulée de Pu estimée à 30 t en 2010, 500 t de combustibles MOX qui seront fabriqués en France, en Belgique ou au Royaume Uni. Compte tenu d'un certain nombre de problèmes (problèmes de fournitures par BNFL, opposition locale, contexte politique japonais suite à l'incident de Tokaimura de 1999), ce programme connaît quelques difficultés actuellement.

Le projet russe est conçu dans le cadre de programmes de collaboration entre la Russie et certains pays occidentaux, comme par exemple la France avec le programme AIDA qui fait l'objet d'un accord gouvernemental franco-russe datant de 1992. La réalisation d'une usine MOX en Russie ne pourra se faire probablement qu'avec des financements externes et si l'utilisation de MOX dans les VVER est possible d'un point de vue sûreté.

5 - Fiche aval – retraitement

Généralités

Estimation du tonnage des combustibles déchargés et retraités hors combustibles militaires et combustibles GG, RBMK et MAGNOX :

	Cumul à fin 1997 tonnes déchargées	Option choisie pour l'aval du cycle	Cumul à fin 1997 tonnes retraitées
USA	35 500 (REP + REB)	SD	200
France	13 360 (REP) (13 330 GG)	R	11 900 (REP, REB) (13 330 GG*)
Japon	13 150 (REP + REB)	R	936
Allemagne	8 100 (REP + REB)	R + SD	85
Canada	24 000 (CANDU)	SD	0
Royaume Uni	2 300 (AGR + REP) (45 000 Magnox**)	R	500 ? (40 000 Magnox**)
Suède	3 400 (REP+REB)	SD	0
Espagne	2 150 (REP + REB) (? UNGG)	SD (R pour UNGG)	0
Belgique	1 800 (REP+REB)	R	77
Corée du Sud	1 850		0
Suisse	1 400	R	0
Taiwan	1 850		
Finlande	1 220	SD	0
Russie	3 400 (VVER) (? RBMK)	R + SD	3 000 ?
Ukraine	2 550 ?		
Chine populaire	170		
Autres	?		
TOTAL	175 000 t		70 000t

* UP2-400 a retraité 4900 t de combustibles UNGG de 1966 à 1987. UP1 a retraité l'ensemble des combustibles UNGG d'EDF (et de Vandellós) avant sa CDE mi 1997, soit 13 330 tonnes.

** estimation

Les quantités retraitées indiquées pour la France et le Royaume-Uni incluent les combustibles retraités pour d'autres pays.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Le tableau suivant donne la répartition des contrats actuels soit de COGEMA, soit de BNFL avec les clients étrangers (en dehors d'EDF, ou British Energy) pour le retraitement des combustibles PWR ou BWR.

En tonnes	France		Royaume-Uni	
	Contractées (1998)	Retraitées (1/1/2000)	Contractées (1998)	Retraitées
Allemagne	4 754	4 127	969	
Belgique	603	592		
Espagne		(Vandellós1)	145	
Italie			143	
Japon	2 922	2 944	2 673	
Pays-Bas	225	226	53	
Suisse	642	562	422	
Suède			140	
TOTAL	9 146	8 451	4 545	2000 (fin 98)

Cas du retraitement pour les besoins militaires

Le bilan est difficile à faire pour les UNGG, MAGNOX et RBMK en raison d'une certaine mixité entre cycle civil et cycle militaire (cas de la France, du Royaume Uni et de l'ex URSS).

On peut estimer que les USA pour leurs besoins en Pu de qualité militaire ont du retraiter environ 10 000 t de combustibles faiblement irradiés principalement dans les installations de Hanford (2 400t/an 1956-1989), Idaho Falls (100t/an, 1959-1992) et de Savannah River. Les USA ont cessé officiellement la production de plutonium de qualité militaire depuis 1988.

Le cas de l'ex URSS est encore plus difficile à appréhender. Le premier complexe a été mis en service à partir de 1948-1949 (la première explosion russe date d'août 1949). Son utilisation pour les besoins militaires a duré jusqu'en 1977. Deux autres complexes ont servi pour les besoins militaires : Tomsk et Krasnoyarsk. Peu de données sont disponibles sur leurs caractéristiques et leurs possibilités de reconversion. La production de plutonium de qualité militaire aurait cessé vers 1994.

La Chine serait doté de deux usines de retraitement : Botou et Subei-Jiuquan.

Trois pays au moins se sont dotés d'installation de retraitement pour leurs besoins essentiellement militaires : Israël (complexe de Dimona), Inde (Trombay) et le Pakistan (Islamabad, Rawalpindi).

D'autres pays comme l'Argentine (Ezeiza), le Brésil, la Corée du Nord (Yongbon), l'Irak, l'Iran ont ou ont eu des velléités de se doter d'usines de retraitement à usage mixte.

En cas de ratification du traité "Cut-off", il ne sera plus possible (théoriquement) de produire des matières nucléaires à usage explosif, ce qui normalement devrait entraîner la fermeture des usines de retraitement à usage militaire.

Usines actuelles et en construction pour les besoins civils

Pays	Usines	MSI	Capacité en t/an
France	Cogéma La Hague UP2 800 Cogéma La Hague UP3	1994 1989	800 t UO2) 800 t (UO2)
Royaume-Uni	BNFL Sellafield BNFL Sellafield Thorp	1964 1994	1 500 t (U) 900-1 200 t (UO2)
Russie	Minatom Mayak	1971 ?	400 t (UO2))
Japon	PNC Tokai Mura JNFL Rokkashô Mura	1977 prévu en 2006 ?	90 t (UO2) * 800 t (UO2)
Inde	DAE – Trombay DAE – Tarapur DAE – Kalpakkam	1964 1974 1998	60 t 100 t (PHWR) 100 t (PHWR)

* usine arrêtée depuis 1997

De nombreux pays ont construits (ou construisent) soit des laboratoires, soit des pilotes d'usines de retraitement.

Allemagne : 2 pilotes MILLI (1971-1991) et PUTE (1980-1991)

Brésil : laboratoire mis en service en 1982 (en stand-by)

Chine : plusieurs pilotes Lanzhou (0,1 t/an) arrêté en 1985, Lanzhou (RPP) en construction (0,3 kg/j) mise en service prévue en 2001

France : TOR (5 t/an) conçu initialement pour le combustible RNR arrêté en 1996, AT1 (0.5 t/an) pour le combustible RNR (1969-1979)

Japon : JRTF (1968-1970)

Italie : quatre pilotes (0,1, 0,3, 5 et 10 t/an) arrêtés depuis 1988-1990 à l'exception de Eurex (0,1 t/an) qui est en stand-by

Norvège : PURP (0,15 t/an) qui a fonctionné de 1961 à 1968

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Russie : RIAR (1 t/an) pour le combustible des réacteurs à sels fondus

Plusieurs usines de retraitement ont été soit arrêtées, soit abandonnées avant leur MSI :

- USA/NFS West Valley 300t/an arrêtée en 1973 après 7 ans de fonctionnement ;
- USA/MFRP Morris 300 t/an achevée en 1971 jamais mise en service ;
- USA/BNFP 1500 t/an achevée en 1975 jamais mise en service ;
- Allemagne/WAK 35 t/an MSI en 1971 arrêtée en 1990 ;
- Allemagne/Wackersdorf 350 t/an quasi achevée en 1990 jamais mise en service ;
- Belgique/Eurochemic-OCDE (60 t/an) fonctionnement de 1966 à 1974 sous l'égide de l'OCDE ;
- UP1 Marcoule MSI en 1957, arrêtée en 1997.
- UP2 – 400 La Hague MSI en 1960, remplacée par UP2-800

La construction de l'usine de Minatom - Krasnoyarsk (Russie) d'une capacité nominale de 1 500 t/an est actuellement interrompue.

Sur le long terme, la Chine (CNNC) a annoncé sa volonté de construire une usine de retraitement à Lanzhu d'une capacité nominale de 800 t/an à l'horizon 2020.

Description du procédé utilisé dans UP3 (et UP2-800)

Les caractéristiques générales sont :

- fonctionnement en continu ;
- capacité nominale de retraitement de 4 tonnes de métal lourd par jour ;
- teneur résiduelle en U 235 < 2 % ;
- teneur en Pu 240 > 17 % ;
- sortie Pu limitée à 40 kg par jour pour l'atelier T4, 80 kg pour l'atelier R4 dont la mise en service est prévue prochainement.

Atelier T1

Première étape - Cisaillage dissolution clarification bilan :

- séparation coques-embouts (déchet B compactage puis liant hydraulique ; futur lointain fusion pour obtenir une matrice métallique) ;
- séparation des insolubles de dissolution et des fines de cisaillage (inclusion dans les verres de PF) ;
- traitement des PF gazeux.

Atelier T2

Deuxième étape : Séparation U - Pu - PF et concentration des solutions U et PF

Obtention de 3 solutions :

- Uranium
- Plutonium
- Produits de Fission (PF) + Actinides Mineurs (AM)

Atelier T3

Traitement de l'uranium : 2 cycles d'extraction purification avec obtention de nitrate d'uranylique ($\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$) ; en pratique un cycle suffit.

Atelier T4

Traitement du plutonium : 2 cycles d'extraction purification puis conversion en oxyde de plutonium.

Atelier T7

Vitrification des déchets liquides de haute activité provenant des solutions de PF, du rinçage des unités de retraitement et des évaporateurs de concentration des effluents basiques, des solutions contenant les fines de cisaillage et les insolubles. Le procédé comprend deux étapes : concentration par évaporation puis mélange avec de la fritte de verre en fusion. On obtient ainsi un facteur de réduction du volume de 6, soit 0,75 colis de verre par tonne d'U retraité.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

L'atelier comprend trois chaînes identiques (fonctionnement 2 sur 3). La réalisation d'un conteneur prend 24 h environ : 1° coulée de 206 kg de verre, intervalle de 8 h, 2° coulée de 206 kg de verre.

Caractéristiques d'un conteneur de verres de PF

Volume du déchet vitrifié : 150 l (soit 800 à 900 l traité)

Masse du verre : 410 kg

Masse du conteneur : 80 kg

Volume utile du conteneur : 170 l

Nature du conteneur : Acier Z15 épaisseur 5 mm

Volume brut du conteneur : 194 l

Caractéristiques du verre

	SiO ₂	Al ₂ O ₃	B ₂ O ₃	Na ₂ O	Li ₂ O	CaO	Ox PF AM	Ox Fe Ni Cr	Zr, platinoides
% masse	45,1	4,9	13,9	9,8	2,0	4,0	11,2	3,8	5,3

Des spécifications de production existent sur la teneur maximale en PF et en AM :

4,2% < oxydes de (PF+Zr + platinoides + Am) < 18,5 %

mU < 4 500 g

mPu < 110 g

m Cm244 < 90 g

La puissance thermique dégagée par le conteneur au moment de la fabrication est de 3 kW environ avec une irradiation de 10 000 grays/h au contact. La puissance thermique décroît dans le temps de la façon suivante.

Années	0	1	10	100	1000
Puissance thermique en W	3 000	2 300	1 100	150	7,5

Conditionnement des déchets

Atelier STE3 (commun aux deux usines UP2 et UP3).

Traitements chimiques des effluents faiblement actifs et moyennement actifs initialement en trois étapes :

- décontamination par coprécipitation chimique
 - * facteur de décontamination $\alpha = 30$
 - * facteur de décontamination $\beta\gamma > 100$
- décantation des boues et filtration ;
- séchage et conditionnement.

Maintenant, les résidus du traitement des effluents liquides sont envoyés aux ateliers de vitrification et mélangés avec les solution de PF + AM, permettant de diminuer d'un facteur 3,4 le volume par rapport à la solution précédente.

Les rejets liquides autorisés pour La Hague sont :

- 1 700 TBq/an en $\beta\gamma$
- 1,7 TBq/an en α

Les rejets réellement effectués sont nettement en dessous de ces valeurs¹.

Atelier conditionnement des coques et embouts

Lignes embouts : rinçage acide nitrique chaud, rinçage eau, conditionnement.
Lignes coques : rinçage eau, conditionnement

Les coques et embouts sont actuellement entreposés avant la mise en service de l'atelier de compactage. Avant, les coques et embouts étaient conditionnés ensembles dans un fût avec un liant hydraulique (1700l, 3,5 tonnes, 0,8 tonnes de déchets soit 0,4 fûts par tonne d'U). La mise en service du nouvel atelier prévue en 2000 devrait permettre de gagner un facteur 4 en volume.

Atelier de traitement des déchets technologiques

Déchets de zone 2, 3 (déchets non contaminés ou faiblement contaminés en fonctionnement normal) : après contrôle, compactage et mise en fûts de 200 l, mise en coque béton et fibres, blocage par injection de béton, séchage, entreposage, évacuation vers le centre de stockage de l'Aube (déchets A).

(1) Cf. l'enquête publique réalisée au 1^{er} trimestre 2000 portant, entre autres, sur la modification des autorisations de rejets.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Volume nominal : 3 800 l/t U retraité
Volume actuel : 1 000 l/t U retraité

Déchets de Zone 4 : idem entreposage longue durée avant évacuation vers un stockage profond (déchet B)

Volume nominal : 1 700 l/t U retraité
Volume actuel : 200 l/t U retraité

Avec la mise en service en 1998-99, de l'installation CENTRACO, une partie des déchets technologiques (cellulose, matières plastiques, caoutchouc) sont maintenant incinérés, les résidus d'incinération étant enrobés ou vitrifiés. On obtient ainsi une réduction en volume d'un facteur 20 à 200 suivant les déchets.

D'autres ateliers existent pour traiter les solvants, les effluents gazeux, les solutions nitriques.

Bilan

Par tonne d'U retraité on obtient comme déchets destinés au stockage profond.

Déchets	Quantité	Conditionnement actuel	Volume ancien	Volume actuel	Volume envisagé
coques et embouts	316 kg	cimenté	680 l	*	120 l
fines en suspension	3 kg	vitrifié			
Concentrats effluents basiques	198 l	vitrifié	110 l	110 l	110 l
PF concentrés :	300 l	vitrifié			
Effluents FA MA	62 m ³	vitrifié	350 l		
Déchets technologiques Z4	variable	cimenté	200 l	200 l	50 l
Total			1230 l	320 l	170 l
			déchets B	110 l	110 l
			déchets C	110 l	110 l

* : déchets actuellement entreposés avant compactage (120 l)

6 - Fiche aval – stockage définitif des déchets ultimes¹

Préambule

Il s'agit uniquement de déchets solides, les déchets liquides et gazeux étant traités avant d'être rejetés, les résidus du traitement étant transformés sous forme solide.

La loi du 13/07/1992 (ne s'appliquant toutefois pas aux déchets nucléaires) définit un « **déchet ultime** » comme étant un « *déchet résultant ou non d'un traitement d'un déchet, qui n'est plus susceptible d'être traité dans les conditions économiques du moment, notamment par extraction de la part valorisable ou par réduction de son caractère polluant et dangereux* ».

Actuellement, la seule définition officielle de « radioactif » est donnée par le décret 66-450 du 20/6/1966 à savoir :

- > 100 Bq/g pour tous les émetteurs α , β , γ naturels ou artificiels ;
- > 500 Bq/g pour les minerais.

On verra dans le § consacré aux déchets très faiblement actifs (TFA) que cette définition n'est pas acceptée.

Généralités

Six types de déchets radioactifs ultimes sont distingués par l'AIEA :

Classification AIEA	Classification France
Déchets Très Faiblement Actifs	?
Déchets Faiblement Actifs	A
Déchets Moyennement Actifs	B
Déchets alpha	C
Déchets Hautement Actifs issus du retraitement	C
Déchets Hautement Actifs combustible irradiés	?

Aucun pays n'a résolu le problème pour les 2 dernières catégories de déchets ultimes (en ne tenant pas compte de certaines pratiques, de l'ex-URSS en

(1) *Le point sur la gestion des déchets radioactifs AEN OCDE 1996. Les déchets nucléaires SFP 1997.*

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

particulier, comme l'injection directe dans le sol de solutions de PF, l'immersion de déchets HA

De plus, les regroupements au sein d'un même site de stockage de plusieurs types de déchets varient suivant les pays. Le décompte des sites en projet est difficile à faire en raison de l'état d'avancement très variable suivant les pays.

Classification AIEA	Sites fermés	Sites ouverts	Sites en projet
Déchets TFA	?	?	?
Déchets FA *	4	11	13
Déchets MA*	2	7	10
Déchets alpha **	0	1	5
Déchets HA issus du retraitement	0	0	10
Déchets HA combustible irradiés	0	0	8

* hors ex URSS, Chine

** suivant les pays, les déchets FA et MA peuvent contenir de faibles quantités de déchets alpha

Pour les sites ouverts (ou déjà fermés), 5 sites seulement ont été réalisés en profondeur, mais ne sont pas équivalents : Allemagne (Asse -500 m, Morsleben - 500 m), Finlande (Okvilo, - 100 m), Suède (Forsmarsk, - 60 m), WIPP (USA).

Le premier site pouvant accueillir des déchets alpha est le WIPP aux USA, qui a été mis en service en 1999. Pour les CI, la première mise en service n'interviendra probablement pas avant 2010 (Yucca Mountain aux USA ?).

Cas particulier de la France

Initialement, la France en classant les déchets en trois catégories A, B, C avait prévu de se doter de deux types de stockage définitif : en surface pour les déchets A, en profondeur pour les déchets B + C.

La loi du 30/12/1991 sur la gestion des déchets à vie longue, les difficultés quant au devenir des déchets TFA, le problème de la présence de déchets à vie longue dans les déchets FA ont rendu le problème du stockage des déchets radioactifs beaucoup plus complexe. Le tableau ci-dessous résume la situation actuelle.

	Courte durée de vie (CDV) < 30 ans	Longue durée de vie (LDV) > 30 ans
Très faible activité	stockage dédié à l'étude filière de recyclage à l'étude	conversion en stockage des entreposages actuels à l'étude
Faible activité	stockage en surface au Centre de l'Aube recyclage de certains métaux à l'étude stockage dédié pour les déchets tritius à l'étude	stockages dédiés de déchets radifères et de déchets de graphite à l'étude filières à l'étude dans le cadre de la loi 91-1381 du 30/12/91
Moyenne activité		
Haute activité	filières à l'étude dans le cadre de la loi 91-1381 du 30/12/91	

DSIN : Rapport d'activité 1998

Déchets TFA

Au début des années 1990, plusieurs événements ont attiré l'attention sur le devenir des déchets très faiblement radioactifs :

- rapport Desgraupes de juillet 91 ;
- rapport le Déaut ;
- groupe de travail du CSSIN ;
- loi du 13/07/92 définissant un déchet ultime et les arrêtés du 18/12/1992 excluant les déchets radioactifs ;
- médiatisation autour de certains dépôts de déchets TFA ou du recyclage de matériaux issus d'installations nucléaires.

Les textes juridiques disponibles ne répondent ni à la diversité ni aux volumes de déchets TFA. Toute la difficulté réside dans l'impossibilité de définir un seuil de radioactivité accepté et acceptable en dessous duquel un déchet radioactif peut être considéré comme un déchet normal. En particulier, les seuils de radioactivité définis dans le décret de 1966 ne sont pas acceptés et personne ne semble vouloir définir ni un seuil d'exemption ni un seuil de décontrôle. Les raisons évoquées sont :

- non-acceptation supposée par le public ;
- incitation à la dilution ;
- non-acceptation supposée par les exploitants de décharges et par les riverains ;
- impossibilité de réaliser des contrôles fiables sur des quantités importantes de déchets.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Pourtant, cette question est cruciale en raison des volumes importants de déchets à traiter :

- résidus et stériles provenant de l'extraction d'uranium ;
- déchets issus du démantèlement des installations nucléaires (plus de 400 000 tonnes uniquement pour EDF d'ici 2050).

Le cas des résidus et stériles provenant de l'extraction de l'uranium a été exclu des travaux sur les déchets TFA (probablement en raison de l'impossibilité de transporter et de stocker ces déchets eu égard aux masses en jeu, environ 50 M tonnes).

Après discussion avec les principaux exploitants (EDF COGEMA CEA), la DSIN a défini un cadre réglementaire pour la gestion des déchets radioactifs répondant aux objectifs suivants :

- donner une définition des déchets TFA en l'absence de fixation de seuils universels de décontrôle (modification du décret du 20/6/66), un déchet pouvant être classé TFA en fonction de son histoire et non en fonction de sa radioactivité ;
- soumettre tous les déchets nucléaires issus des ICPE¹ et des INB à une étude déchets définissant les filières et les circuits d'élimination conduisant soit au recyclage soit au stockage définitif ;
- définir les conditions d'implantation et d'exploitation de ces stockages.

L'ANDRA a étudié un projet de stockage pour les déchets TFA au voisinage du Centre de stockage de l'Aube, dont la mise en service pourrait intervenir d'ici 5 ans. Il s'agirait d'une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). Le concept de stockage en surface repose sur un système de confinement à trois barrières : la forme physico-chimique du déchet (inerte ou inerté-stabilisé), la géomembrane entourant les déchets, le module de confinement composé d'argile. Le montant de l'investissement est estimé entre 120 et 150 MF.

(1) ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement.
INB : Installation nucléaire de base.

Au coût du stockage, il faut rajouter le prix du transport qui, suivant l'origine du déchet, pourra représenter une part significative du coût total.

A l'étranger, la situation varie suivant les pays, certains ayant accepté le principe de seuils d'exemption :

- Royaume-Uni : seuil 0,4 Bq/g ;
- Suède : seuil variable de 0,05 ou 5 Bq/g suivant le déchet et le ou les radionucléides contenus ;
- Allemagne : en distinguant le stockage du recyclage, il y a un seuil variable entre 0,0004 et 400 Bq/g ;
- USA : autorisation au cas par cas ;
- Canada : autorisation au cas par cas.

Au niveau européen, il existe une directive de 1980 identique à la réglementation française de 1966. Des travaux sont en cours pour adapter cette directive compte tenu de l'élaboration de la nouvelle directive sur la protection des personnes basée sur la CIPR 60, mais la probabilité qu'ils aboutissent sur une nouvelle directive claire et acceptée par tous, est faible.

Déchets FA + MA CDV : déchets A

Trois solutions ont été retenues :

- stockage en surface ;
- stockage en profondeur ;
- immersion dans les fosses océaniques.

La dernière solution n'est plus (théoriquement) utilisée depuis 1983. La France s'est dotée de deux centres de stockage pour les déchets A :

- CSM : le centre de La Hague ouvert en 1969, fermé en 1994, en cours de transformation pour la phase de surveillance qui devrait durer 300 ans; le volume de déchets stockés s'élève à 500 000 m³ ;
- CSA : Soulaisnes ouvert en 1992, durée de l'exploitation 40 à 50 ans en fonction du remplissage, durée de la phase de surveillance 300 ans ; capacité 1 000 000 m³.

**Capacité radiologique pour certains radionucléides
du CSA exprimée en TBq¹ et (en g)**

Elément	Déchet non enrobé	Déchet enrobé
3 H (tritium)	40 (0,11 g)	4 000 (11 g)
14 Carbone	1 (5,9 g)	400 (2,4 kg)
60 Cobalt	40 (1,3 g)	400 000 (13 kg)
90 Strontium	40 (10 g)	40 000 (10,5 kg)
129 Iode	0,003 (486 g)	3 (486 kg)
135 Césium	0,006 (178 g)	60 (178 kg)
137 Césium	200 (6,5 g)	200 000 (65 kg)
238 Uranium	0,5 (40 t)	20 (1 600 t)
237 Neptunium	0,003 (121 g)	1 (40 kg)
239 Plutonium	1 (437 g)	240 (105 kg)
241 Plutonium	10 (2,6 g)	230 (60 g)
241 Américium	1 (8,4 g)	350 (2,9 kg)

Pratiquement, la limite en Pu₂₄₁ empêche le stockage de déchets contaminés Pu de qualité REP (la limite de 60 g en Pu₂₄₁ correspond sommairement à 600 g de Pu de qualité REP contenu dans 1 million de m³).

L'AEN² a publié en 1999 une analyse des coûts correspondant aux centres de stockages pour déchets faiblement radioactifs³ construits dans les pays suivants : Australie, Belgique, Canada, République Tchèque, Finlande, France, Allemagne, Hongrie, Italie, Japon, Corée du Sud, Espagne, Suède, Suisse, Royaume-Uni. Les coûts diffèrent d'un pays à l'autre en fonction de plusieurs facteurs, dont en particulier, le type de stockage retenu, suivant qu'il s'agit d'un centre de stockage en surface ou en profondeur, suivant sa capacité, etc.

(1) 1 TBq : 10⁺¹² Becquerels (désintégrations par seconde).

(2) AEN : Agence de l'énergie nucléaire (OCDE).

(3) Low-Level Radioactive Waste Repositories : an Analysis of Costs OCDE-AEN, 1999.

Coût des centres de stockages pour déchets FA

En \$ 95	Pays	MSI	Capacité en Mm ³	Investissement en \$/m ³	Exploitation en \$/m ³
Surface ou sub-surface	Rép. Tchèque	1994	0,018	364	710
	France	1992	1	365	1 803
	Hongrie	1976	0,005	890	1 591
	Japon	1992	0,08	7 107	?
	Espagne	1993	0,1	1 046	1 500
	Royaume-Uni	1959-1998	1,65	242	917
Profond	Allemagne	1978	0,054		5 023
	Finlande	1992	0,08	2 999	1 607
	Finlande	1998	0,05	3 252	
	Suède	1988	0,06	2 595	1 376
	Rép. Tchèque	1964	0,01	149,5	7 821

Déchets MA LDV (déchets B) + HA (déchets C)¹

Généralités

En France, la question des déchets B et C a fait l'objet de plusieurs rapports dont les rapports de la Commission Castaing en 1984-1986. En février 1989, le Gouvernement décidait de suspendre les travaux de recherche sur le stockage souterrain des déchets radioactifs à haute activité. En 1990, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques publiait un premier rapport² dont la plupart des propositions ont été reprises dans la loi du 30-12-1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs. La loi prévoyait d'une part, un moratoire sur toute réalisation de centre de stockage pour ces déchets jusqu'en 2006, d'autre part, la réalisation d'un certain nombre de recherches :

(1) *Les coûts d'évacuation des déchets hautement radioactifs dans des formations géologiques AEN - OCDE 1993.*

(2) *Gestion des déchets nucléaires à haute activité - rapport de M. Christian BATAILLE, député (décembre 1990). Assemblée nationale : n° 1839 (9ème législature) - Sénat : n° 184 (1990-1991).*

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

Le Gouvernement adresse chaque année au Parlement un rapport¹ faisant état de l'avancement des recherches sur la gestion des déchets radioactifs et à vie longue et des travaux qui sont menés simultanément pour :

- *la recherche de solutions permettant la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans ces déchets ;*
- *l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains ;*
- *l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface de ces déchets.*

Ce rapport fait état des recherches et des réalisations effectuées à l'étranger. ».

A l'issue d'une période qui ne pourra excéder quinze ans à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement adressera au Parlement un rapport global d'évaluation de ces recherches accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue et fixant le régime des servitudes et des sujétions afférentes à ce centre.

Depuis, la Commission nationale d'évaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs a été mise en place. La CNE publie depuis 1995 des rapports annuels d'évaluation². Un rapport spécifique a été publié en 1998 intitulé « Réflexions sur la réversibilité des stockages ».

Les rapports annuels font le point sur les recherches menées sur les trois axes de la loi du 30 décembre 1991 et contiennent un certain nombre de recommandations.

Les premières estimations du volume des déchets B + C conduisent, dans une hypothèse de poursuite de retraitement (850 t à 1 200 t/an entre 2000 et 2020), à :

(1) Il s'agit des rapports annuels émis la Commission nationale d'évaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.

(2) Rapports d'évaluation n° 1 à n° 6 (1995-2000) CNE.

en m³	2000	2020
déchets B	26 560	49 000
déchets C	1 550	4 000-5 000

Référence : Rapport CNE n° 5 (1999)

D'un point de vue radioactivité contenue, ces déchets diffèrent notamment : les déchets C contiennent approximativement 95 % de la radioactivité mais représentent seulement 5 % du volume. Par ailleurs, les déchets C, pour l'instant, sont essentiellement des verres. La situation française est fort différente des situations suédoise, canadienne ou américaine pour lesquelles :

- d'une part, les déchets destinés au stockage profond sont presque tous des déchets C sous forme de combustible irradié ;
- d'autre part, le confinement sera assuré principalement par le conteneur et non par des barrières ouvragées ou géologiques.

Sûreté d'un site de stockage profond

La règle fondamentale de sûreté (RFS III 2f du 10/6/1991) définit les objectifs à retenir dans les phases d'études et de travaux pour le stockage des déchets radioactifs en formation géologique profonde afin d'assurer la sûreté après la période d'exploitation du stockage. Elle s'articule autour de trois points principaux :

1 - Objectif fondamental de sûreté : la protection des personnes et de l'environnement à court et long terme (0,25 mSv/an pendant au moins 10 000 ans) dans toutes les situations. En cas d'événements aléatoires venant perturber l'évolution du stockage au-delà de 10 000 ans, les expositions individuelles associées devront être nettement en – deçà des effets déterministes.

2 - Bases de conception liées à la sûreté : concept multi barrières (géologique, ouvragée, colis) visant à protéger les déchets en s'opposant à la fois aux circulations de l'eau, aux contacts des déchets et aux actions humaines intrusives, et à limiter et retarder, pendant le délai nécessaire à une décroissance radioactive suffisante des radio nucléides concernés, le transfert vers la biosphère des substances radioactives éventuellement relâchées par les déchets.

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

3 - Démonstration de la sûreté du stockage : justification des performances des barrières, évaluation des perturbations apportées par la création du stockage, évaluation du comportement futur du stockage. La modélisation du comportement du stockage (champ proche, champ lointain, biosphère) comportera des études de sensibilité et des calculs d'incertitude des évaluations des expositions individuelles.

En pratique, ceci nécessite une analyse du comportement au cours du temps des différentes barrières en situation normale ou altérée ainsi qu'une description des processus de relâchement des radio nucléides et de leur migration éventuelle jusqu'à l'homme.

Plusieurs codes ont été développés pour modéliser le risque à long terme d'un site de stockage profond :

- MELODIE (IPSN)
- ADDAGIO (ANDRA)
- EVEREST (Commission Européenne)

Certains radio nucléides sont retenus suivant la période, la radiotoxicité et la capacité de migration dans la barrière géologique. Le tableau ci-dessous donne les radio nucléides sélectionnés dans le cadre de l'exercice PAGIS conduit par la Commission européenne pour évaluer la sûreté d'un site de stockage profond pour les déchets C.

	Argile	Granit	Sel
Produits de fission	Cs 135, Tc 99, Pd 107	Cs 135, Tc 99, Zr 93, Se 79	tous les PF ¹ qui contribuent au moins 1 % de la production totale de chaleur 10 ans après le retraitement
Chaînes des Actinides	Cm 245, Pu 240, Am 243	Am 241, Pu 239	Am 242, Cm 244, 245, 246, 247 et 248

En fonction des caractéristiques des sites des laboratoires souterrains, on pourra définir les radionucléides susceptibles d'être relâchés dans la biosphère, et ainsi, par itération, faire évoluer soit les barrières, soit le terme source du colis.

(1) PF : Produits de fission.

Connaissances à acquérir

Afin de réaliser une évaluation de la sûreté d'un site de stockage profond, il est nécessaire d'acquérir un ensemble de connaissances liées au site et au colis de déchets, ainsi qu'à leur interaction.

- Terme source du colis et son évolution dans le temps
- Matrice et son vieillissement dans le temps par :
 - dégradation par interaction chimique entre le déchet et la matrice ;
 - dégradation par interaction thermique liée à la radioactivité ;
 - dégradation par corrosion par l'eau (lixiviation, lysimétrie, perméation) ;
 - dégradation par interaction chimique entre les matériaux en champ proche (conteneur, barrière ouvragée, barrière géologique) et la matrice.
- Conteneur et son vieillissement dans le temps par :
 - corrosion (généralisée, piqûre, crevasse, sous contrainte) ;
 - fragilisation par l'hydrogène.
- Barrière ouvragée et son vieillissement dans le temps
- Barrière géologique et son évolution possible

Analogues

Les recherches sur les analogues se sont développées depuis une dizaine années. L'objectif est de trouver des analogues géologiques, archéologiques ou industriels afin d'étudier les mécanismes d'altération sur des périodes très supérieure à celles des simulations réalisables en laboratoire.

Combustibles irradiés : analogues géologiques (en particulier Oklo)

Verres : verres naturels ou verres archéologiques

Bitumes : peu d'analogues

Métaux : analogues archéologiques

Liants hydrauliques : analogues industriels et archéologiques

Argiles : analogues géologiques

Situation internationale

Le tableau ci-dessous résume pour les principaux pays producteurs de déchets nucléaires la situation actuelle. La situation dans l'ex URSS et en Chine est peu ou pas connu.

Quelques remarques :

- 1) le premier site opérationnel est celui de Carlsbad (WIPP) aux USA ;
- 2) le suivant ne sera probablement pas opérationnel avant 10-15 ans, ce qui limitera les comparaisons réalistes qui pourraient être faites à l'échéance 2006 ;
- 3) entre les deux options « choisir le site avant de faire la R & D qui confirme le choix ou faire la R & D pour choisir un site », il n'y a pas beaucoup de différences quant au délai de réalisation ;
- 4) des durées supérieures à plusieurs décennies semblent être nécessaires entre le début de la R & D (ou du choix) et l'entrée en exploitation d'un site de stockage définitif.

Sous l'égide de l'AEN, une comparaison a été effectuée en 1991-1992 sur le coût d'évacuation des déchets hautement radioactifs dans des formations géologiques. Il est intéressant de comparer les estimations de différents pays.

Stockage direct : estimation du coût (non actualisé) de l'enrobage et de l'évacuation des combustibles irradiés

en \$ CE 91	Coût global	Coût par TWh	Coût par t d'U	Coût par m ³	Part de la R & D
Allemagne	4,6 G\$	0,55 M\$	0,13 M\$	0,096 M\$	20 %
Canada	8,7 G\$	0,80 M\$	0,46 M\$	0,090 M\$	9 %
Etats-Unis	10,0 G\$	0,43 M\$	0,10 M\$	0,110 M\$	77 %
Suède	3,2 G\$	1,6 M\$	0,41 M\$	0,250 M\$	20 %

STOCKAGE PROFOND

Situation internationale

	Choix actuel	Prestataire	Volume à stocker en 2020	Site	Roche	R&D	choix du site	Exploitation
USA	SD	DOE (Etat)	80 000 t Cl + verres déchets militaires (hors verres)	Yucca Mountain Carlsbad (WIPP)	tuff sel	1991 - 2001 1980 - 1990 ?	1987 1974	2010 1999
France	R	ANDRA (Etat)	110 000 m ³ B 6 000 m ³ C 100 t Cl	?	argile, granite ?	1992-2006*	>2007	2020-2040 ?
Japon	R	PNC (Etat)	50 000 m ³ B 4 000 m ³ C ? t Cl	?	?	prévue à Horonobe roche granite	>2000	2030
Allemagne	R	DBE (Etat)	1 000 m ³ C 9 000 t Cl**	Gorleben	sel	>1967 à Asse >1971 à Gorleben	1977	2010
Russie	R SD	Minatom (Etat)	R pour VVER? SD pour RBMK	Chelyabinsk ? Novaya Zemlya ?	granite ? permafrost ?			
Canada	SD	AECL (Etat)	55 000 t Cl	?	granite ?	>1985 au Lac Bonnet (pluton granitique)	2010	2025
Royaume-Uni	R	Nirex (producteurs de déchets)	20000 m ³ B 2000 m ³ C + déchets militaires	Sellafield	roche volcanique	1995	1991	2010
Ukraine	?		?	?	?			
Suède	SD	SKB (électriciens)	9 000 t Cl	?	granite (fer)	Aspo en cours (Stripa > 1980)	1998/2000	2010

* en dehors des recherches conduites dans des tunnels, il y a eu un laboratoire « de première génération » qui a fonctionné en France pendant quelques années dans une ancienne mine à Fanay-Augeres

** hypothèses : moitié combustibles retraités, moitié stockés directement

Retraitement : estimation du coût (non actualisé) de l'enrobage et de l'évacuation.

en \$ CE 91	Coût global	Coût par TWh	Coût par t d'U	Coût par m ³ (déchets C)	Part de la R & D
Allemagne	4,6 G\$	0,55 M\$	0,13 M\$	0,096 M\$	20 %
France	6,3 G\$	0,25 M\$	0,06 M\$	0,450 M\$	8 %
Royaume-Uni	1,7 G\$	0,40 M\$	0,025 M\$	0,560 M\$	19 %

L'hétérogénéité des résultats et l'absence de réalisations concrètes confèrent un caractère aléatoire à ces estimations.

7 – Thorium

Le thorium, à la différence de l'uranium, ne possède pas d'isotope fissile. Par contre, sous irradiation, il se transforme en uranium 233, qui lui est un isotope

- Fiche n° 8 - Cycle du combustible -

fissile. Le couple thorium 232 – uranium 233 fonctionne de façon similaire au couple uranium 238 – plutonium 239.

Pour initier ce fonctionnement, il est nécessaire de disposer d’éléments fissiles comme l’uranium 235 ou le plutonium 239 quasiment purs. Par ailleurs, la récupération de l’uranium 233 nécessaire pour continuer le cycle pose des problèmes particuliers. En effet, sous irradiation neutronique, l’uranium 233 peut soit fissionner, soit se transformer en uranium 232 qui est un émetteur $\alpha + \gamma$ d’une durée de vie de 74 ans. La présence d’uranium 232 rend difficile les opérations liées à la récupération de l’uranium 233 et à la fabrication du nouveau combustible, à moins d’imaginer une opération de séparation isotopique entre l’uranium 232 et l’uranium 233.

L’utilisation du couple thorium 232 – uranium 233 comme combustible nucléaire a fait l’objet d’études mais il n’y a pas eu beaucoup de réalisations. Malgré un certain nombre d’avantages neutroniques (fonctionnement avec des neutrons thermiques ou rapides), physiques, en particulier le fait qu’il génère beaucoup moins d’actinides mineurs, les difficultés de mise en œuvre n’ont pas permis le décollage de cette filière.

L’Inde a développé cette filière dans ses réacteurs PHWR ainsi que dans son réacteur à neutrons rapides, mais probablement plus en vue d’objectifs militaires et compte tenu de l’embargo décidé après la première explosion nucléaire en Inde en 1974.

L’oxyde de thorium ayant un point de fusion supérieur à celui de l’oxyde d’uranium, son utilisation pourrait s’envisager de nouveau en cas de ré – émergence d’une filière HTR.

Il faut souligner que les efforts de prospection pour le thorium ont été et sont toujours limités compte tenu de la faible demande (environ quelques centaines de tonnes par an), la prospection a été peu développée. Les réserves raisonnablement assurées seraient de l’ordre de 1 à 2 millions de tonnes¹, les réserves supplémentaires étant estimées à 3 millions de tonnes.

(1) *A present Review of the Thorium Nuclear Fuel Cycles EUR 17771 – 1997.*

La répartition géographique des principales réserves est la suivante :

	Turquie	USA	Chine	Inde	Canada	Norvège	Russie
En kt de Thorium	800	200 + 520	380	360	240	150	120

Remarque

Suivant la qualité du charbon utilisé, les cendres peuvent contenir du thorium et dans une moindre mesure de l'uranium. Une étude américaine de 1985 avait estimé que les cendres produites annuellement dans les centrales électriques utilisant du charbon contenaient 1,7 kt de thorium et 0,7 kt d'uranium dont une partie était relâchée avec les fumées.

Fiche n° 9

Historique des exercices PEON et DIGEC (1964-1997)

1 - Historique des coûts économiques de références du kWh en France

Préambule

L'État, depuis presque quarante ans, a toujours souhaité disposer d'éléments économiques afin d'orienter ses décisions dans le domaine de la production d'électricité. Parmi les différents rapports disponibles, il nous a semblé intéressant de retenir deux séries de travaux, d'une part, les travaux de la Commission consultative pour la production d'électricité d'origine nucléaire (Commission PEON), d'autre part, les études réalisées par la Direction de l'électricité, du gaz et du charbon (Secrétariat d'Etat à l'Industrie).

La commission consultative pour la production d'électricité d'origine nucléaire avait pour objectif de conseiller l'État sur la place souhaitable de l'énergie nucléaire dans le bilan énergétique du pays, les éléments de coûts du kWh nucléaire et la comparaison par rapport à d'autres moyens de production électrique, ainsi que les ressources et moyens industriels nécessaires en fonction des programmes proposés.

Cette commission qui a fonctionné de la fin des années cinquante à la fin des années soixante-dix, comprenait onze membres de droit¹ et 20 membres nommés pour 4 ans. A noter que les industriels du secteur électrique, y compris

(1) *Le secrétaire général de l'énergie, l'administrateur général du CEA, le Haut-Commissaire à l'énergie atomique, le commissaire général au Plan, le directeur du gaz, de l'électricité et du charbon, le directeur des industries chimiques, le directeur de la construction mécanique, électrique et électronique, le directeur général d'EDF, le directeur de l'équipement de l'EDF, le directeur des piles atomiques du CEA.*

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

les fabricants d'équipements, étaient fortement représentés parmi les membres nommés pour 4 ans. Onze rapports ont été publiés de 1964 à 1979.

Ensuite, la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC), dépendant du Secrétariat d'Etat à l'Industrie, a été chargée de réaliser des études périodiques sur le coût économique de référence de la production d'électricité. L'objectif des études DIGEC est « d'éclairer les décisions d'investissement dans de nouveaux moyens de production d'électricité lorsqu'ils sont nécessaires, mais également les choix nationaux en matière de filière de production sur le long terme ». Pour réaliser ces études, la DIGEC s'appuie sur des groupes de travail comprenant des représentants des différents ministères, du Commissariat général du Plan, de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (depuis 1993), des établissements publics concernés, des industriels concernés et diverses associations. Sept études ont été publiées de 1981 à 1997.

L'examen des différents rapports de la commission PEON et des études DIGEC permet d'appréhender notamment l'évolution des éléments de décision à la disposition de l'Etat dans le domaine de la production électrique.

La grande différence entre les documents PEON et DIGEC réside dans le fait que la commission PEON avait un rôle certes consultatif, mais elle était directement impliquée dans la préparation des décisions du Gouvernement dans le choix des techniques nucléaires. Progressivement, le volet économique s'est développé avec une comparaison accrue avec les autres moyens de production électrique.

Les objectifs des études DIGEC sont différents : « l'objectif traditionnel de l'étude « coûts de référence » est d'éclairer les décisions d'investissement dans de nouveaux moyens de production d'électricité lorsqu'elles sont nécessaires, mais également les choix nationaux en matière de filière de production sur le long terme ».

Une différence flagrante entre les deux types d'analyse réside dans le fait que les études DIGEC n'étudient pas la demande, mais seulement la manière de fournir un kWh toute l'année ou pour une durée limitée à un moment donné.

Le tableau ci-après résume l'évolution des prévisions de consommation en France tirées des documents PEON.

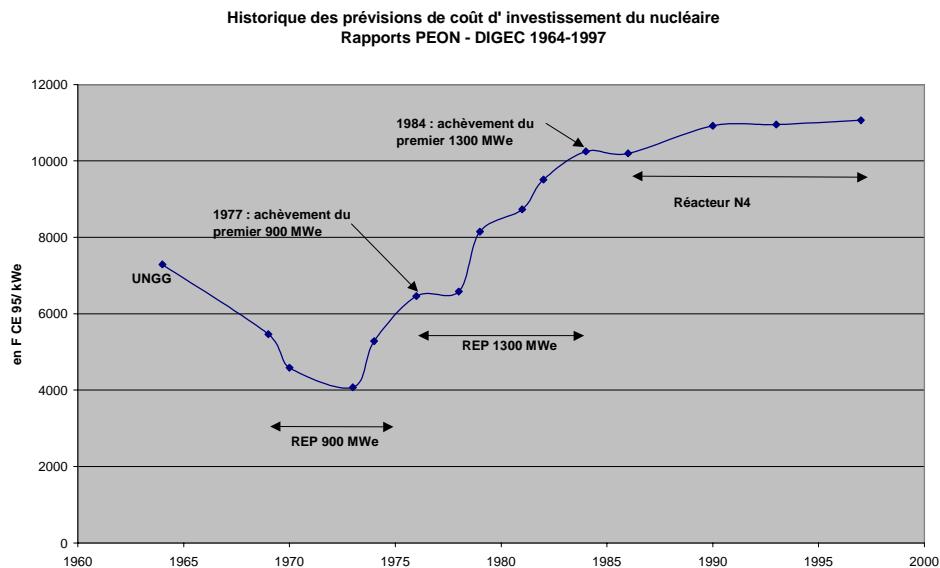
- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Année des prévisions	Consommation en France en TWh							
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	2000
1964	72	103	150	205	290	410		
1968				210	300	400		
1970				200	285	400		
1973				195	280	400		750
1974						355-420		
1976						365		
1978							350-450	
1979							400-450	530-700
Réel	72	102	140	181	249	303	349	≈ 430

On trouvera en annexe un résumé de chaque rapport. On présente ci-dessous certains éléments marquants concernant :

- l'évolution du coût d'investissement du nucléaire ;
- l'évolution des prévisions du prix de l'uranium, du pétrole et du gaz ;
- l'évolution des coûts économiques du kWh ;
- la prise en compte progressive d'un certain nombre d'externalités aussi bien pour le nucléaire que pour le thermique classique.

Comparaison des coûts d'investissements du nucléaire



Le graphique ci-dessus résume l'évolution du coût d'investissement d'un kWe électrique mentionné dans les différents rapports, le coût étant converti en F CE 95¹. Il faut noter que le taux d'actualisation a varié de 7 à 10 puis 8 %, que le type de réacteur nucléaire considéré a évolué en fonction du temps, que l'abscisse correspond à la date de la parution des rapports, les mises en service étant supposées intervenir 7 à 10 ans après.

On peut tirer de ce graphique et des informations contenues dans les différents rapports les remarques suivantes :

- la baisse lors du passage du réacteur UNGG au réacteur REP était basée sur les coûts de construction réels des UNGG et de Chooz A et sur des hypothèses de gains dus aux effets de taille (passage de 500 à 900 MWe) et de série (réalisation d'un nombre accru de tranches) ;
- la forte augmentation entre les rapports 74 et 77 provient de la prise en compte :

(1) Le dernier rapport DIGEC 1997 utilise le franc aux conditions économiques de 1995.

- d'un calendrier de construction plus long en raison du retard constaté lors de la réalisation de Fessenheim, 2 ans, retard partiellement corrigé lors de la réalisation de Bugey. Le rapport 1977 notait : « *il semble toutefois que les normes actuellement retenues en matière de délais de réalisation, qui ont été déterminées avant le démarrage du programme électronucléaire à un moment où le contexte réglementaire et les procédures d'assurances de la qualité étaient fort différentes, sont très tendues* » ;
 - de l'évolution des coûts de réalisation de Fessenheim et de Tricastin - Fessenheim : 1 585 MF CE 71 constatés au lieu de 1 485 MF CE 71 prévus ; Tricastin : 2 200 MF CE 74 constatés au lieu de 1 950 MF CE 74 ;
 - d'une dérive dans le coût prévu pour Paluel, tête de série des 1 300 MWe (et la prise en compte d'un coût de démantèlement de 20 F/kWe pour un taux d'actualisation de 9 %).
- la prise en compte, d'une part, d'un certain nombre d'avenants constatés lors de la réalisation de Paluel, d'autre part, à partir de 1982 de l'impact de la réduction du nombre d'engagements de tranches.

En résumé, les coûts d'investissement de la filière REP ont augmenté en francs constants de 3,3 % par an soit de 240 F/an/kWe en moyenne. Une partie de cette dérive est probablement imputable aux contraintes de sûreté, mais l'autre partie semble liée à des dérives internes.

Enfin, à partir des données des différents rapports, en prenant des valeurs moyennes pour les réacteurs suivants (900, 1 300, N4), on obtient les résultats suivants :

- 900 MWe : 5 100 F /kWe
- 1 300 MWe : 8 600 F/kWe
- N4 : 10 800 F/kWe

Cette évolution amène à s'interroger sur la réalité de l'effet de taille attendu. À titre d'exemple, le rapport 1976 donnait une illustration de l'effet de taille lors du passage de 900 MWe à 1 300 MWe : 1 680 F CE 76/kWe pour un 1 300 MWe à comparer à 2 200 F CE 76/kWe pour un 900 MWe, soit un écart de - 24 %.

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

A signaler que le rapport PEON 1970 faisait la synthèse des différentes filières nucléaires possibles en dehors de la filière REP, à savoir la filière à eau lourde ; la filière à haute température et la filière surgénératrice à neutrons rapides.

Pour la filière à eau lourde, le rapport mentionnait les faibles perspectives de développement au niveau mondial. Pour la filière à haute température, le rapport mentionnait que cette filière ne pourrait être compétitive par rapport aux filières à eau légère (REP, REB) que si le palier de 900°C était atteint.

Pour la filière surgénératrice, le rapport mentionnait son intérêt sur le long terme, mais aussi l'existence de divergences quant aux conditions nécessaires à un développement commercial.

Les rapports PEON des années 1974 et 1976 mentionnaient l'intérêt de lancer la construction d'un prototype de réacteur à neutrons rapides de 1 200 MWe, mais cet intérêt reposait, d'une part sur des prévisions très optimistes de l'évolution de la puissance nucléaire installée¹, d'autre part sur des prévisions d'évolution du prix de l'uranium dans les décennies suivantes (cf. paragraphe suivant), ces prévisions s'étant avérées erronées par la suite.

Remarque

Les autres moyens de production électrique ont connu des dérives similaires en particulier dans le cas du charbon avec la prise en compte, à partir des années quatre-vingt, de l'investissement nécessaire à la dépollution. Simultanément, des progrès significatifs ont été pris en compte pour le rendement des installations thermiques, en particulier celles utilisant du gaz naturel.

Evolution des prévisions de coût des combustibles

Dans chaque rapport ou étude, figurent des prévisions d'évolution des prix des principales matières premières énergétiques : pétrole, charbon, gaz, uranium.

Autant les rapports antérieurs au premier choc pétrolier ne prévoyaient qu'une évolution faible du prix des matières premières énergétiques, autant les suivants jusqu'au contre-choc pétrolier de 1986 prévoyaient des fortes augmentations

(1) On envisageait alors une puissance nucléaire installée en France de 158 GWe (63 GWe actuellement) et de 260 GWe aux Etats-Unis (100 GWe actuellement).

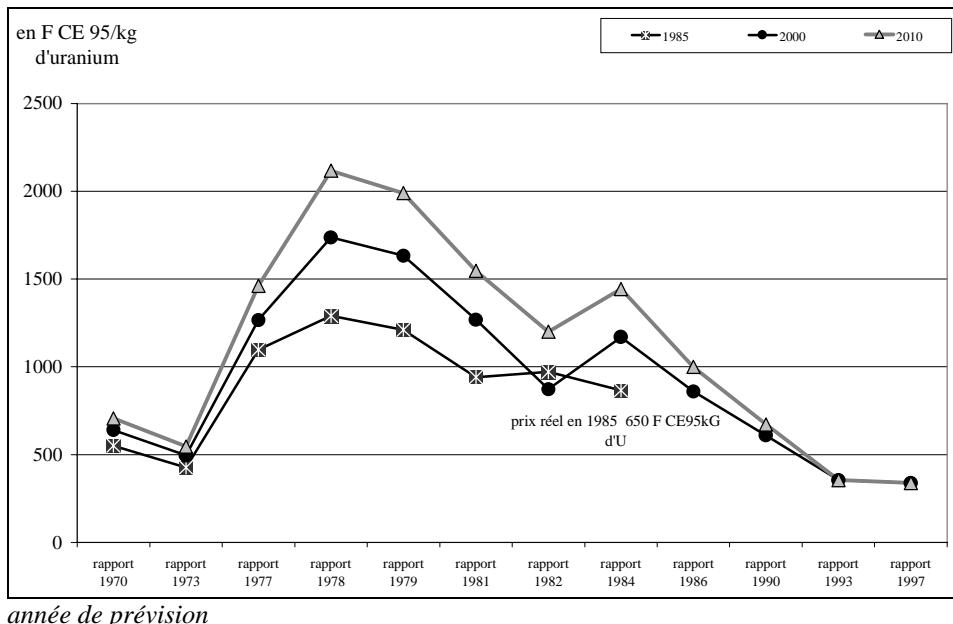
aussi bien pour les combustibles fissiles (uranium) que fossiles (pétrole, gaz, charbon).

Uranium

Le graphique ci-dessous donne l'évolution des différentes prévisions concernant le prix de l'uranium naturel pour 1985, 2000 et 2010 (abscisse date de parution des rapports, en ordonnées prix supposé d'un kg d'uranium en F CE 95). On constate que les prévisions faites de 1975 à 1985 sont fort éloignées du prix actuel de l'uranium naturel – 300-400 F/kg – même en tenant compte de la situation particulière du marché actuel de l'uranium¹ caractérisée par un écart persistant entre consommation, 50 ktonnes, et production, 36 ktonnes, l'écart provenant du déstockage des réserves constituées dans les années 1965-1985, de la mise en œuvre du recyclage des matières nucléaires militaires comme l'uranium très enrichi d'origine russe, etc. Ces prévisions étaient influencées par le prix de l'uranium au moment de leur établissement et aussi par le prix du pétrole. Le rapport 1976 notait : « *la hausse des prix du mineraï [d'uranium] n'est pas due à une hausse sensible des coûts d'extraction mais à des prises de rente suscitées par la situation pétrolière. L'évolution des prix de l'uranium devrait d'ailleurs être homogène avec celle des prix du pétrole car les deux produits sont liés.* »

(1) *On annonce périodiquement la fin de cette situation particulière. Le rapport 1997 indiquait « aujourd'hui la période de déstockage s'achève (au moins pour les stocks civils) et une reprise de la production est nécessaire ».*

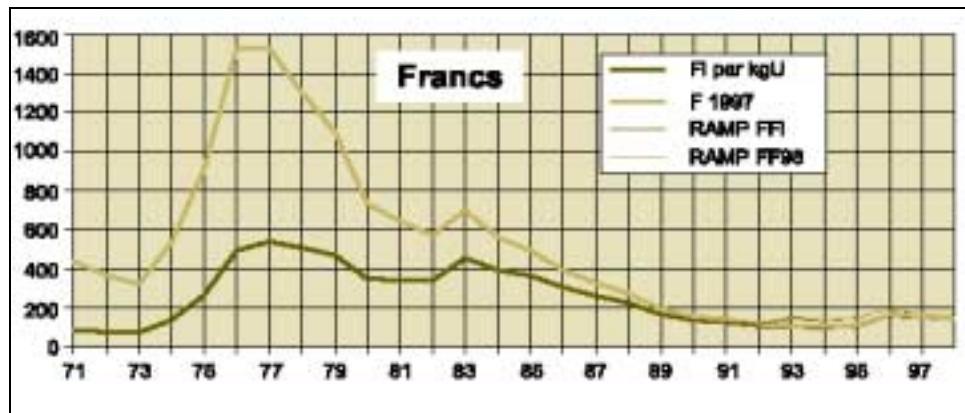
**Prévisions successives du prix du kg d'uranium en 1985, 2000 et 2010
Rapports PEON – DIGEC 1970-1987**



Durant les années 1975-1985, plusieurs décisions ont été prises compte tenu de l'évolution envisagée pour le prix de l'uranium à moyen terme 2000-2010 :

- le lancement de Superphénix en 1977, dont la justification économique reposait en grande partie sur l'évolution du prix de l'uranium naturel ;
- le lancement en 1985 de la filière retraitement-recyclage dans les réacteurs PWR, dont la compétitivité par rapport à une solution d'entreposage longue durée nécessitait une hypothèse de coût élevé de l'uranium.

Pour mémoire, le graphique ci-dessous rappelle l'évolution du prix spot du kg d'uranium (indice Nuexco) en francs courants et en francs CE 98.



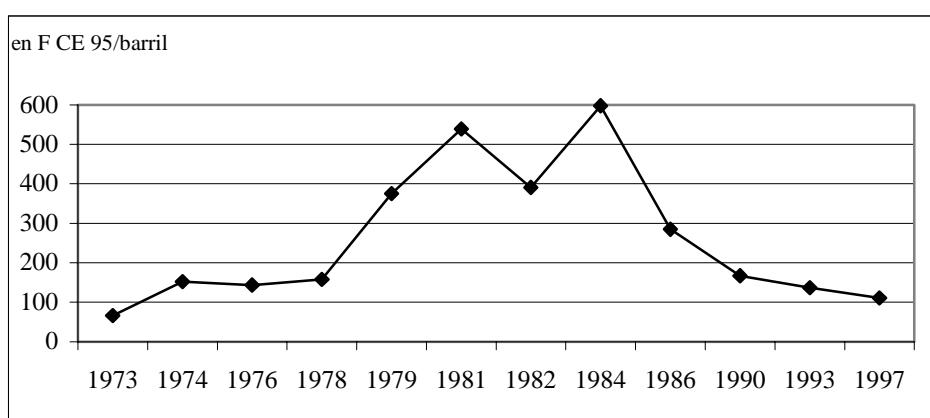
Référence : COGEMA

Le 2^{ème} choc pétrolier a eu un impact inférieur sur les coûts de l'uranium à celui du 1^{er} choc pétrolier de 1973, probablement en raison de la prise en compte d'une croissance plus réaliste des programmes nucléaires dans le monde. Pour mémoire, on envisageait en France pour l'an 2000, 158 GWe et aux États-Unis, 260 GWe en l'an 2000.

Pétrole

Un parallèle intéressant peut être fait à partir des prévisions de prix du pétrole pour l'an 2000 dans les différents rapports PEON - DIGEC.

Evolution des prévisions du coût du baril de pétrole en 2000

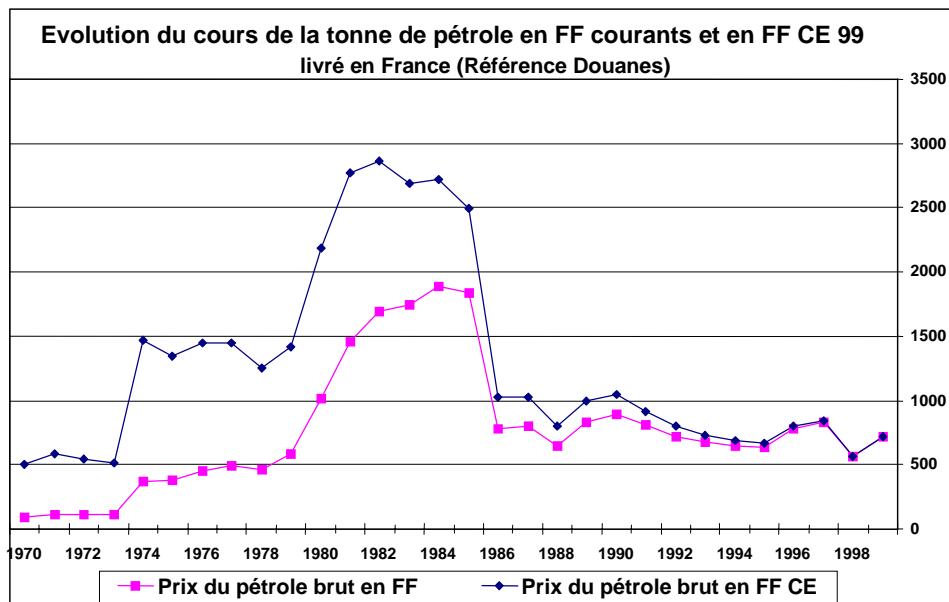


Référence : Rapports PEON - DIGEC

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

En début d'année 2000, le prix du baril de pétrole est d'environ 25 \$ soit 175 F courants ou 160 F CE 95.

A titre de comparaison, le graphique ci-après rappelle l'évolution du prix du baril de pétrole depuis 1973 en francs constants (base 100 en 1973, soit 70 F CE 99/baril).



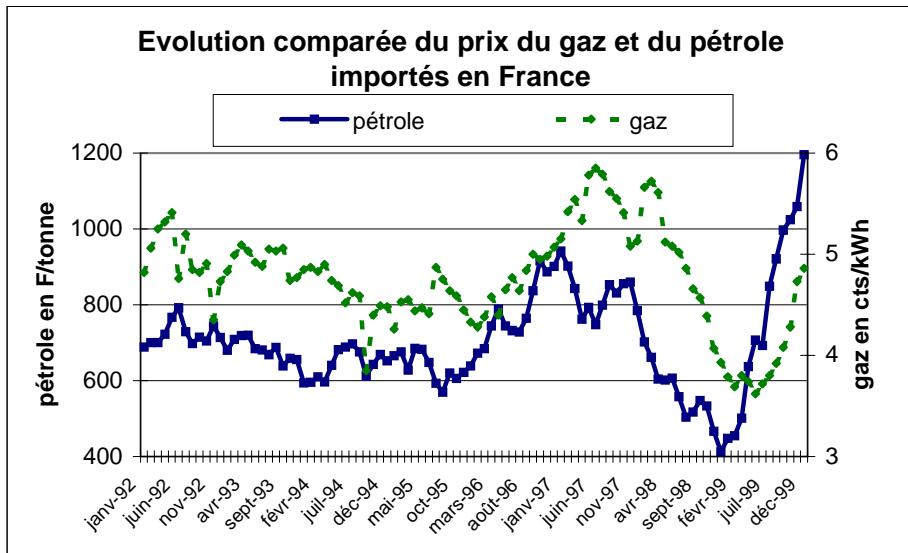
Gaz

Le gaz n'est envisagé comme combustible qu'à partir de l'étude DIGEC 1990. Dans les trois rapports, on trouve les prévisions suivantes pour le prix du gaz en 2020. A titre de comparaison, on a indiqué d'une part, les prévisions pour 2020 faites dans le rapport du Commissariat général du Plan « Energie 2010-2020 » (1998), d'autre part, les hypothèses retenues par la mission Charpin, Dessus, Pellat toujours pour 2020.

	DIGEC 90	DIGEC 93	DIGEC 97	Energie 98	CDP 2000
Haut		4,7 \$/MBtu	3,9 \$/MBtu		4,7 \$/MBtu
Médian	3,7 \$/MBtu	3,5 \$/MBtu	3,3 \$/MBtu	3,3 \$/MBtu	3,6 \$/MBtu
Bas	1,9 \$/MBtu		2,7 \$/MBtu		3,2 \$/MBtu

1 MBtu = 293 kWh thermique = 27,8 m³ de gaz

Les coûts d'importation du gaz en France de 1992 à 1999 ont jusqu'à maintenant suivi l'évolution du prix du pétrole avec quelques mois de décalage.



De mi-1999 à mi-2000, le prix du gaz a varié de 1,5 à 2,7 \$/MBtu sur le marché spot anglais (UK Bacton) et de 2,4 à 4,1 \$/MBtu sur le marché spot américain (US Henry Hub).

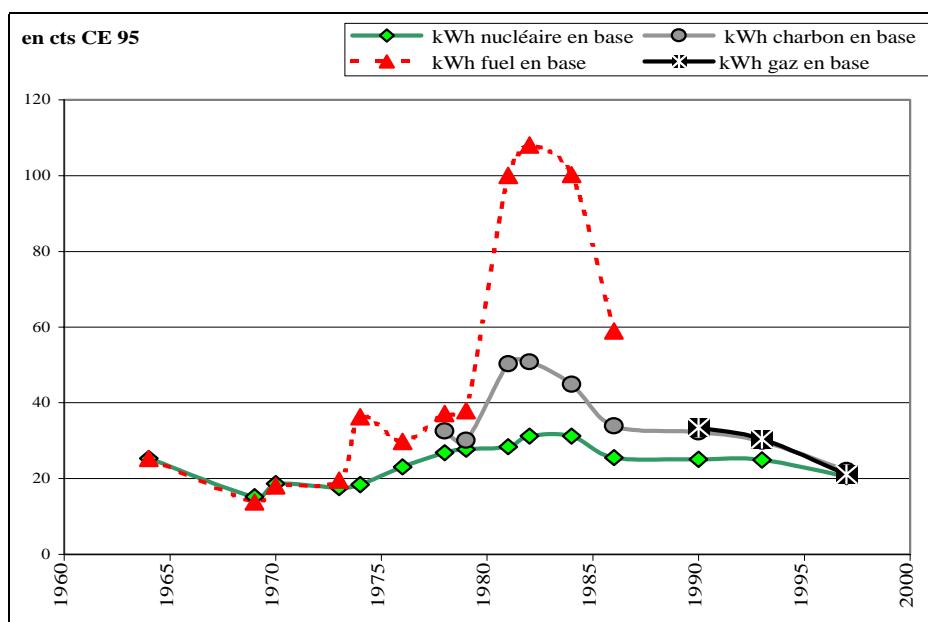
En conclusion, à la lecture de ces différents rapports, on peut en tirer les enseignements suivants :

- les prévisions d'évolution du prix des matières premières énergétiques fossiles et fissiles faites sur le long terme sont généralement conditionnées par la situation énergétique du présent ;
- quel que soit le combustible, des erreurs notables ont été faites ;
- que ces erreurs ont un impact plus modéré dans le cas du nucléaire en raison du faible poids du poste « achat d'uranium naturel ».

1.3 - Evolution du coût de référence du kWh nucléaire et thermique classique en base

La figure ci-après retrace l'historique des coûts économiques de référence indiqués dans les différents rapports. Il faut noter que le taux d'actualisation a varié, que les moyens de production nucléaire et classique ont évolué, ainsi que le périmètre couvert dans le calcul, en particulier dans le domaine des externalités. Par ailleurs, la production en base à partir de fuel n'est plus étudiée depuis 1986, les cycles combinés au gaz naturel (CCGN) ayant fait leur apparition en 1990. La production électrique pour la semi-base et la pointe (quelques centaines d'heures dans l'année) est étudiée depuis le rapport DIGEC 1982.

**Evolution du coût économique du kWh en base
Rapports PEON et DIGEC : 1964-1997**



Le décrochage du kWh fuel en 1979-1980 provient non seulement du 2ème choc pétrolier mais aussi de l'évolution du cours du \$ pendant ces années. Pendant cette période, le kWh nucléaire était compétitif y compris pour un fonctionnement en semi-base.

On se retrouve actuellement d'une certaine façon dans la situation des années soixante où l'écart entre le kWh thermique et nucléaire est faible, avec toutefois une différence majeure du fait de la maturité industrielle de la filière nucléaire. Néanmoins, on peut noter d'une part, la stabilité du coût du kWh du nucléaire, d'autre part, sa compétitivité par rapport aux autres moyens de production électrique sur 3 décennies.

1.4 - Prise en compte de certaines externalités

La prise en compte de certaines externalités s'est faite de façon progressive aussi bien pour le nucléaire que pour le thermique classique.

Nucléaire :

- déchets nucléaires : à partir du rapport 1973 ;
- démantèlement : à partir du rapport 1977 ;
- frais de R & D : à partir du rapport 1993.

Classique :

- traitement des fumées, désulfuration : signalé dès 1970 en raison de l'impact sur la pollution atmosphérique, indiqué en option à partir de 1976, inclus pour le charbon à partir de 1990 ;
- taxe sur le carbone : le rapport 1993 présente une variante avec une taxe carbone de 5 \$ par baril de pétrole (environ 48 \$ par tonne de C).

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Annexe – Résumé des différents rapports PEON-DIGEC 1964-1997

Cet historique a été réalisé à partir des documents suivants :

Date	Origine	Titre
1964	PEON	Rapport sur les perspectives de développement des centrales nucléaires en France
Avril 1968	PEON	Les perspectives de développement des centrales nucléaires en France
Mai 1969	PEON	Rapport sur les conditions techniques, économiques et financières de réalisation d'un programme de centrales nucléaires pour la période 1969-1975
Novembre 1970	PEON	Rapport sur le choix du programme de centrales nucléo-électriques pour le VI ^e Plan
Avril 1973	PEON	Rapport de la commission PEON
Février 1974	PRON	Rapport de la commission PEON
Décembre 1974	PEON	Rapport de la commission PEON
Mars 1976	PEON	Rapport de la commission PEON
Juin 1977	PEON	Rapport de la commission PEON
1978	PEON	Rapport de la commission PEON
Novembre 1979	PEON	Rapport de la commission PEON
Juin 1981	DIGEC	Coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique
Août 1982	DIGEC	Coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique
Août 1984	DIGEC	Coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique
Septembre 1986	DIGEC	Coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique
1990	DIGEC	Production d'électricité d'origine thermique : les coûts de référence
1993	DIGEC	Production d'électricité d'origine thermique : les coûts de référence
1997	DIGEC	Les coûts de référence de la production électrique

Rapport 1964

Ce rapport est consacré :

- à la place souhaitable du nucléaire dans le bilan énergétique du V^e Plan (1966-1970) et celle envisageable pour 1985 ;
- aux éléments de coût du kWh nucléaire ;
- aux ressources en matière première et moyens industriels compatibles avec le programme.

Les prévisions faites pour la demande électrique en 1985 prévoyaient une consommation intérieure de 410 TWh et une pénétration de l'électricité dans le bilan énergétique de 41 % (à comparer avec les valeurs réalisées 302 TWh pour la consommation intérieure et 34,6 % pour la part de l'électricité).

Le tableau ci-dessous donne les éléments techniques :

CE 63	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type	fuel 250 MWe	UNNG 480 MWe
Investissement en F/kWe	680	1 200
Durée de vie en années	30	20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe	22	30
Charges moyennes de combustible en cts/kWh	2,38 (2,38 th PCS/kWh soit un rendement de 37 %)	1,2
Utilisation moyenne annuelle en h	5 700	5 700
Prix matière première	1 ct/thermie	240 F/kg d'U
Crédit plutonium en F/g		0
Taux d'actualisation	7 %	7 %
Coût économique du kWh	3,7 cts/kWh	3,7 cts :kWh

Plusieurs incertitudes concernant le nucléaire étaient notées : durée de vie du réacteur, quantité d'énergie réellement récupérable par kg d'uranium (taux de combustion de 3,5 GWj/t).

Le rapport prévoyait l'évolution suivante de la compétitivité du kWh nucléaire par rapport au kWh classique en tenant compte d'un certain nombre d'hypothèses de progrès pour les deux filières.

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Nucléaire/thermique	V ^e Plan 65-70	VI ^e Plan 70-75	VII ^e Plan 75-80	VIII ^e Plan 80-85
Rapport du coût d'investissement	1,75	1,55	1,40	1,30
Rapport du coût de combustible	0,50	0,40	0,30	0,25
Rapport du coût total du kWh	1	0,85	0,75	0,70

Concernant la filière UNGG, le rapport notait une série d'incertitudes sur :

- la puissance du réacteur ;
- la durée de vie du réacteur ;
- les possibilités d'augmentation du taux de combustion ;
- les aspects technologiques comme la machine de déchargement-changement.

Interrogations sur les filières du futur :

Les centrales à eau ordinaire et uranium enrichi « *semblent avoir des coûts d'investissement inférieurs (compensés par des coûts de combustible plus élevés) et paraissent donner, par ailleurs satisfaction dans leur fonctionnement. Mais on ne peut pas oublier qu'il faudrait faire appel à des techniques appartenant à l'Amérique. Et surtout, l'approvisionnement en combustible enrichi dépendrait de ce pays. ... Au total, rien ne permet d'affirmer aujourd'hui que les coûts du kWh produits avec des techniques américaines seraient plus économiques. Elles conduiraient par contre certainement à des sorties de devises non négligeables, ou alors à des investissements importants pour l'enrichissement de l'uranium . Elles ne permettraient pas par ailleurs des économies d'uranium naturel. »* » ;

les centrales à eau lourde : « *Une centrale prototype de 70 MWe, EL4, est en construction en Bretagne. Mais de nombreux problèmes techniques restent à résoudre, notamment quant au combustible. Il ne semble pas qu'on puisse espérer mieux qu'un engagement d'une première centrale de 300 à 500 MWe vers la fin du V^e Plan. »* » ;

les surgénérateurs : « *les centrales surgénératrices sont fondamentales pour l'avenir à long terme du nucléaire, eu égard aux problèmes d'approvisionnement en combustibles qui ne manqueraient pas de se poser. Les incertitudes techniques et économiques sont trop grandes actuellement pour envisager des programmes précis. Néanmoins, un prototype de l'ordre de* »

100 MWe pourrait être engagé durant le V^e Plan, une première grande centrale industrielle pouvant être en exploitation. ».

Interrogation sur les conditions d'approvisionnement en uranium de la France

*« Conclusion sur l'intérêt du développement du nucléaire en France
Si l'expérience confirme les performances des installations actuellement construites et celles de combustibles fabriqués, les techniques nucléaires actuellement développées pourront être considérées comme compétitives. Il ne semble pas qu'il se pose de problèmes industriels sérieux, sous réserve que le programme soit annoncé quelques années à l'avance Ces considérations favorables engagent à continuer activement les études sur des techniques nouvelles susceptibles d'apporter de nouveaux gains économiques substantiels tout en nécessitant moins de combustible nucléaire. Le programme garanti du V^o Plan pourrait donc comporter en moyenne 500 MWe par an. »*

Annexes

Coût de construction d'EDF 3 (Chinon A3) : 566 MF CE 63 soit 4 GF CE99, soit 8,4 kF/kWe

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Rapport 1968

Prise en compte des conclusions du rapport Cabanis-Horowitz (Juin 1967) :

- continuation de la filière UNGG avec l'engagement de la centrale de Fessenheim ;
- acquisition d'une expérience détaillée dans la filière à eau ordinaire (PWR, BWR) par la construction d'une centrale de 600 MWe.

Prise en compte des décisions gouvernementales de décembre 1967 :

- engagement de 2 UNGG de 650 MWe à Fessenheim ;
- participation à hauteur de 50 % à la réalisation de la centrale PWR de Tihange-1 ;
- engagement du RNR Phénix.

Les travaux ont porté sur le choix entre les différentes filières - UNGG (uranium naturel ou uranium enrichi), EL, PWR, BWR – en tenant compte des conséquences économiques, techniques et industrielles afin de répondre à la demande électrique prévue pour 1985, 400 TWh¹.

Compte tenu des différentes incertitudes, la question du choix d'une seule filière pour le VI^e Plan (1971-1975) était posée. Les hypothèses retenues étaient :

- le maintien d'un prix bas pour le fuel ;
- la baisse des coûts d'investissement du nucléaire (- 3 % par an en francs constants) ;
- une bonne disponibilité des centrales nucléaires.

Le choix de la filière à eau ordinaire était essentiellement lié au problème de l'enrichissement de l'uranium qui à l'époque faisait l'objet d'un monopole américain. En terme de coûts, la filière à eau légère était équivalente à la filière classique fuel. Il avait été estimé possible de développer en France les deux filières BWR et PWR. Le rapport notait qu'en terme de coût d'investissement et coût du kWh, cette filière était la plus intéressante.

(1) La consommation nette interne (hors pertes et auto-pompage) a atteint 400 TWh seulement en 1999.

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Concernant la filière UNGG, il était proposé d'attendre le retour d'expérience des centrales de Chinon et de Saint Laurent avant d'engager de nouvelles tranches. La possibilité d'utiliser de l'uranium enrichi n'a pas été jugée intéressante. Par contre, le rapport notait que l'avenir de ce type de réacteurs pouvait passer par l'augmentation de la température du gaz (RHT).

Concernant la filière à eau lourde, le rapport préconisait, d'une part, l'étude d'un réacteur de 600 MWe, d'autre part, une collaboration avec le Canada.

Concernant l'enrichissement de l'uranium, le rapport préconisait l'engagement d'études pour la réalisation d'une usine pour répondre aux besoins français et européens.

Ce rapport ne donnait que très peu de chiffres excepté sur les besoins en financement pour différents scénarios d'équipement nucléaire pour les VI^e et VII^e plans.

Rapport 1969

Prise en compte de la décision de juillet 1968 de reporter l'engagement de Fessenheim (UNGG).

« Le choix entre les techniques de filières doit au premier chef être orienté par des considérations économiques : à cet égard, la référence est donnée par les centrales thermiques au fuel et dépend surtout du prix de combustible. Les autres critères sont :

- la possibilité de réalisation en France de centrales nucléaires par une industrie ayant accumulé des connaissances suffisantes pour aboutir à des équipements raisonnablement fiables. Cette possibilité devrait être effective pour les réacteurs UNGG et dans une moindre mesure pour les PWR ; ce pourrait être vrai aussi des BWR, pour autant qu'un support de licencieurs interviendrait efficacement ; mais telle ne paraît pas la situation des réacteurs à eau lourde, l'acquisition des informations nécessaires en ce domaine pouvant être seulement obtenue par la construction d'un prototype de taille suffisante ;
- la sécurité d'approvisionnement ; à cet égard, les réacteurs à uranium naturel (graphite gaz ou eau lourde) offrent l'avantage d'éviter à la fois les sujétions d'un approvisionnement extérieur en uranium enrichi et les difficultés financières et politiques que rencontre la réalisation d'une usine d'enrichissement nationale ou européenne ; en cas de rupture d'approvisionnement aux USA pendant une durée d'un an ou deux, l'alimentation de nos centrales à uranium enrichi ne poserait pas de gros problèmes tant qu'il s'agirait d'un programme ne dépassant pas quelques unités de grande puissance ;
- les perspectives d'un prolongement industriel susceptible d'offrir des débouchés à l'exportation et plus généralement un terrain de coopération internationale ».

Surgénérateurs

Le rapport préconisait d'engager vers 1974-1975 un prototype de puissance comprise entre 600 et 1 000 MWe suivi quelques années plus tard d'une tête de série. Compte tenu des besoins pour la filière rapide, le rapport étudiait les ressources en plutonium accessibles à partir des UNGG et de Phénix : 0,5 kg/an/MWe pour les UNGG et 2 kg/an/MWe pour Phénix.

Conclusions

Le rapport proposait :

- de réaliser 4 à 5 réacteurs à eau ordinaire (PWR et BWR) d'une puissance de 700 à 900 MWe ;
- de poursuivre les études concernant un prototype de forte puissance de la filière EL ;
- d'étudier une centrale expérimentale surgénératrice de grande puissance ;
- de recommander un regroupement des différentes entités industrielles¹ ;
- d'acquérir des licences étrangères dans le domaine des réacteurs à eau légère.

Taux d'actualisation de 7 %

F CE 69	UNGG 720 MWe	REP 750 MWe	EL 830 MWe	thermique 600 MWe
Coût de construction	1 062	844	791	610
Frais de maître d'œuvre				
Intérêts intercalaires	171	136	126	61
Frais de préexploitation	32	26	24	18
Coût d'investissement en F/kWe	1 265	1 006	941	689

En cts CE 69 par kWh	UNGG	REP	EL	fuel
Investissement	1,86	1,47	1,38	1,01
Exploitation	0,57	0,49	0,49	0,41
Combustible	0,78	0,84	0,69	1,12 - 1,34
Coût économique du kWh (base)	3,21	2,80	2,56	2,54 - 2,76

(1) GAAA (UNGG + HTR + RNR), SOCIA (UNGG + EL), FRAMATOME (PWR), (UNGG + BWR).

Rapport 1970

Ce rapport intégrait les décisions du Comité interministériel du 13/1/1969 relatives au lancement d'un « programme de diversification » portant sur plusieurs grandes centrales de grande puissance à uranium enrichi.

Le tableau ci-dessous résume les comparaisons entre le thermique classique et le nucléaire. La filière UNGG était estimée non compétitive par rapport à la filière PWR.

CE 70	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type	Fuel 600 MWe	REP 900 MWe
Date de MSI	1975	1975
Investissement en F/kWe	627	890
Durée de vie en années	30	20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe	42	44
Charges moyennes de combustible en cts/kWh	2,38	1,2
Utilisation moyenne annuelle en h	6 600	6 600
Prix matière première	0,6 – 0,7 ct/thermie	94 F/kg d'U 12,5 F/kg U conversion 28,7 \$/UTS 500 F/kg U fabrication 189 F/kg U retraitement
Crédit plutonium en F/g		40 F/g
Taux d'actualisation	10 %	10 %
Coût économique du kWh (cts)	3,51 – 3,74	3,82 – 3,61
Investissement	1,42	1,95 - 2,16
Exploitation	0,69	0,72
Combustible	1,40 – 1,63	0,94

Le rapport préconisait la réalisation d'une usine d'enrichissement de l'uranium dans un cadre européen en utilisant la diffusion gazeuse, tout en étudiant les autres techniques d'enrichissement.

Points particuliers

➔ Le rapport notait quelques spécificités françaises :

- le fait que EDF prenait en charge une large part du coût de développement, ce qui limite le rôle que pourraient jouer des bureaux d'ingénierie ;

- la volonté d'EDF d'entretenir une compétition d'où le maintien de 2 groupes industriels ne pouvant atteindre séparément la taille critique.

➔ L'intérêt intérêt à long terme de la filière à neutrons rapides fait pratiquement l'unanimité, par contre les opinions divergent sur la période où seront réunies les conditions d'un véritable développement commercial. Néanmoins, le rapport préconisait d'engager la réalisation d'un réacteur de 1 000 MWe vers 1975, d'un coût estimé à 1,2-1,4 GF CE 70 (environ 7 GF actuel).

➔ Pour la filière à eau lourde, le rapport notait les faibles perspectives de développement au niveau mondial. L'analyse du projet EL 600 montrait qu'il était nécessaire d'accroître la taille et d'obtenir un certain nombre de progrès. Le coût de EL 600 était estimé à 1,2 GF CE 70.

➔ Le rapport s'intéressait aussi à la filière haute température, qui en était au stade de la démonstration. Un point technique de l'état de l'art en 1970 est donné en annexe avec en particulier, un résumé d'une étude américaine de 1970 qui envisageait l'arrivée de la filière HTR avant la filière RNR.

➔ Dépenses de R & D prévues pour le VI^o Plan (1971-1975)

en GF CE 70	RNR	PWR+BWR	UNGG EL HTR	cycle
R & D	1,74	0,58	0,58	0,9
prototype	Phénix : 0,347 1 000 MWe : 0,3			

CEA : 3.6 GF CE 70 (20 GF CE 99) EDF : 440 MF CE 70 (hors RNR 1 000 MWe) (2,5 GF CE 99)

➔ Le coût du retraitement était manifestement sous estimé : 150 F/kg d'U pour le retraitement (environ 850 F actuel) + 25 F/kg d'U pour le transport + 14 F/kg d'U pour la reconversion en UF6.

➔ Le rapport donnait les dépenses en MF courants réalisées par EDF pour la construction des réacteurs UNGG (6 réacteurs) ainsi que pour la construction du prototype EL 4.

IV^e Plan : 1 188 MF

V^eo Plan : 2 003 MF

VI^o Plan : 278 MF

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

A cette somme, il faut rajouter les dépenses d'EDF pour Chooz A, Phénix, Tihange et Vandellos.

En supposant un barycentre des dépenses en 1966, ceci conduirait à un coût de l'ordre de 23 GF (CE 99).

Rapport 1973

Ce rapport date d'avril 1973 soit quelques mois avant le premier choc pétrolier. Il comporte une analyse prospective jusqu'en 2000, ainsi qu'un paragraphe consacré au thème « environnement et sûreté ».

Le tableau ci-dessous résume les principaux résultats de l'étude économique.

CE 72	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type	Fuel 700 MWe	REP 925 MWe
Date de MSI	1978	1978
Investissement en F/kWe	573	885
Durée de vie en années	30	20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe	43,3	46
Charges moyennes de combustible en cts/kWh	2,38	1,2
Utilisation moyenne annuelle en h	6 600	6 600
Prix amont cycle	0,6 – 0,7 ct/thermie	86 F/kg d'U 13,3 F/kg U conversion 164 F/UTS 500 F/kg U fabrication
Prix aval cycle	Problème du soufre évoqué seulement	214 F/kg d'U retraitement 36 F/g crédit Pu
Taux d'actualisation	10 %	10 %
Coût économique du kWh en cts/kWh	4,26	3,83
Investissement	1,40	2,13
Exploitation	0,77	0,76
Combustible	2,09	0,94 (0 702 déchets)

Prévision 2000 : 158 GWe nucléaire en France se répartissant entre PWR+BWR (50-75 %), RNR (25 %) et HTR (0-25 %). Concernant les HTR, ils pouvaient utiliser soit de l'uranium 235 soit un mélange thorium 232 – uranium 233 et, compte tenu des températures envisagées (supérieures à 1 000°C) être utilisés pour d'autres applications que l'électricité.

Environnement et sûreté

§ acceptation du nucléaire : « *la sensibilité grandissante de l'opinion publique pour ces questions [liées à l'environnement et à la sûreté des installations de production] oblige à introduire certains éléments subjectifs dont l'impact économique, souvent considérable, risque d'avoir des conséquences sérieuses.*

....La situation présente, où l'on constate une certaine incapacité des experts à convaincre le public du caractère bénéfique de l'expansion de l'énergie nucléaire, est d'autant plus regrettable que les éléments objectifs du dossier nucléaire sont en ce domaine excellents. »

§ accidents graves :

« Sans compter les dépenses considérables de recherche, une part notable des coûts industriels du nucléaire a précisément pour origine le double souci de réduire jusqu'à la rendre infime la probabilité d'un accident grave entraînant une pollution locale et de pouvoir en maîtriser les conséquences. ... Il est incontestable que les risques liés aux accidents nucléaires sont inférieurs à ceux pris dans beaucoup d'autres activités humaines. Encore, faut-il reconnaître que dans ce domaine, la réalité a du mal à s'imposer au public. »

§ déchets radioactifs : « les rejets des usines de retraitement et d'une manière générale le stockage des déchets radioactifs de toute provenance posent des problèmes importants qui sont suivis avec attention et dont les conséquences économiques doivent être prises en compte dans l'évaluation des coûts. Il faudra y ajouter plus tard les opérations de démantèlement des centrales nucléaires hors d'usage. Les solutions définitives à long terme et qui font l'objet de nombreuses études au plan international ne sont pas encore arrêtées, mais l'enveloppe des problèmes est connue, et il n'apparaît pas qu'il puisse y avoir là une pénalisation économique significative du nucléaire ni a fortiori un obstacle à son développement. »

§ pollution atmosphérique : Mention des rejets thermiques. Etude du problème lié au soufre contenu dans le fuel. La neutralisation du soufre aurait un surcoût de l'ordre de 20 % pour le kWh fuel.

Rapports 1974

En 1974, deux rapports ont été publiés en février et en décembre. Suite au choc pétrolier, l'électricité d'origine nucléaire devenait très compétitive. « *Les problèmes de sûreté et d'environnement doivent être examinés avec d'autant plus d'attention et de rigueur que l'expérience acquise sur les techniques en cause demeure limitée, que l'évolution de ces techniques se poursuit encore, que l'ampleur du programme et son accélération sont à la mesure des besoins et de leur urgence.* »

CE 74	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type	Fuel 700 MWe	REP 925 MWe
Date de MSI	1978	1980
Investissement en F/kWe	573	1400
Durée de vie en années	30	20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe	43,3	
Charges moyennes de combustible en cts/kWh		
Utilisation moyenne annuelle en h	6 600	6 600
Prix amont cycle	2,5 - 3 ct/thermie	
Prix aval cycle	Problème du soufre	
Taux d'actualisation	10 %	10 %
Coût économique du kWh (cts)	9,63	4,87
Investissement	1,46	2,58
Exploitation	1,27	1,00
Combustible	6,90 - 7,50	1,29

Prévisions de consommation :

420 TWh en 1985. Le rapport notait que des erreurs étaient possibles pouvant provenir de « *l'incidence d'une politique de minimisation des besoins énergétiques, de l'évolution de la situation économique générale, de la substitution d'électricité à d'autres formes d'énergie* ».

Prévisions d'équipement

Proposition d'engager en 1974-1975, 13 nouvelles tranches de 900 MWe. Il était prévu que la capacité de l'industrie française atteigne 10 à 12 réacteurs nucléaires par an d'ici 1980-1982. A noter la position du Ministère des Finances qui souhaitait ramener le volume des engagements à 5 GWe en 1974-1975. Concernant la filière surgénérateur, le rapport recommandait d'engager une

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

centrale de 1 200 MWe dès « *que EDF et le CEA en auront précisé les conditions techniques, de coût et de sûreté* ».

Concernant le cycle, le rapport demandait d'étudier l'après EURODIF 1.

Rapport 1976

Le rapport notait que deux ans après son accélération le programme nucléaire faisait l'objet d'interrogations pour de multiples raisons : mauvais fonctionnement, difficultés de réalisation, approvisionnements incertains, risques pour les populations, atteintes à la qualité de la vie, coûts excessifs. En un peu plus de 4 ans, le coût du kWh nucléaire avait augmenté de 25 % en francs constants, principalement à cause de la hausse du prix de l'uranium et dans une moindre mesure à une hausse de l'investissement. Le rapport indique que le passage de 900 à 1 300 MWe aurait du entraîner une baisse de 5 % mais des éléments non prévus comme les nouveaux règlements de sûreté, les spécificités de certains sites ont plus que compensé cette baisse. Concernant les prix de l'uranium, il était indiqué : « *la hausse des prix du minerai n'est pas due à une hausse sensible des coûts d'extraction mais à des prises de rentes suscitées par la situation pétrolière. L'évolution des prix de l'uranium devrait d'ailleurs être homogène avec celle des prix du pétrole car les deux produits sont liés.* » Enfin, le coût du retraitement a doublé en deux ans, hausse qui n'est pas compensée par la hausse de la valeur de l'uranium récupéré.

Par ailleurs, par rapport à 1974 : le programme s'était ralenti sous le double effet de la conjoncture économique et de l'allongement des délais de réalisation, et la filière BWR était abandonnée.

CE 76	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type		REP 1 300 MWe
Date de MSI		1982
Investissement en F/kWe		2100-2200
Durée de vie en années		20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe		71
Charges moyennes de combustible en cts/kWh		1,2
Utilisation moyenne annuelle en h		6 600
Prix amont cycle	2,9 – 3,3 ct/thermie	
Prix aval cycle		40-60 F/g crédit Pu
Taux d'actualisation		10 %
Coût économique du kWh (cts)	9,7	4,48
Investissement		2,45
Exploitation		0,96
Combustible		2,2

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Le rapport notait que toutes les conditions étaient réunies pour lancer Superphénix, en particulier son cofinancement ; le coût de la réalisation était estimé à 2 GF CE 76 soit 7 GF environ.

En dehors du PWR et du RNR, les autres filières étaient abandonnées.

Le rapport notait une réduction importante des programmes nucléaires au niveau mondial.

CE 77	Centrale classique fuel	Centrale classique charbon	Centrale nucléaire
Type	700 MWe	700 MWe	1 300 MWe
Date de MSI			1990
Investissement en F/kWe	1 500	1 750	2 577
Durée de vie en années			20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe	94	98	106
Charges moyennes de combustible en cts/kWh			
Utilisation moyenne annuelle en heures			
Prix amont cycle	3,7 cts/thermie	2,8 cts/thermie	325-450 F/kg d'U
Prix aval cycle			1 500-2 000 F/kg d'U 60-100 F/g de Pu
Taux d'actualisation	10 %	10 %	10 %
Coût économique du kWh (cts)	13,3	11,6	9,7
Investissement	2,7	3,1	5
Exploitation	1,7	1,8	2
Combustible	13,3	11,6	2,7

Les écarts des coûts diminuant entre le nucléaire et le thermique classique, le rapport analysait les causes des dérives :

Investissements

- prise en compte d'un calendrier de réalisation plus réaliste, de coûts plus réalistes pour le démantèlement ou le site, etc. (pour Fessenheim, l'allongement des délais a entraîné une hausse des intérêts intercalaires de 23 % à 32 % du coût total).

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Exploitation :

- renforcement de la surveillance des centrales, création de la taxe professionnelle en remplacement de la patente.

Combustible :

- hausse du prix de l'uranium et du coût du retraitement.

Rapport 1978

CE 78	Centrale classique	Centrale classique	Centrale nucléaire
Type	Charbon 600 MWe	Fuel 700 MWe	REP 925 MWe
Date de MSI	1985	1985	1985
Investissement en F/kWe	2 000-2 550	1 750-1 900	2 840
Durée de vie en années	30	30	20
Charges annuelles d'exploitation en F/kWe		43,3	101
Charges moyennes de combustible en cts/kWh			1,2
Utilisation moyenne annuelle en h		6 600	6 600
Prix amont cycle	2,6 ct/thermie	3,8 ct/thermie	450 F/kg d'U ?F/kg U conversion ? F/UTS ?F/kg U fabrication
Prix aval cycle	Pas de traitement des fumées	Problème du soufre	2 500 F/kg d'U retraitement 60-120 F/g crédit Pu
Taux d'actualisation		9 %	9 %
Coût économique du kWh (cts)	12,6	14,4	10,4
Investissement	3,4	2,9	5,0
Exploitation	2,2	1,8	2,1
Combustible	7,0	9,4	3,3

Aval du cycle

Les incertitudes sur le coût de l'aval du cycle restent importantes : le rapport fait référence à une estimation internationale de 2 500 F/kg, une provision pour le stockage à long terme des déchets étant incluse dans cette estimation.

Une provision pour le démantèlement des réacteurs est incluse dans le coût d'investissement : elle s'élève à 25F/kWe (actualisé) soit un coût de 500F/kWe (non actualisé) représentant 18 % du coût d'investissement.

Comparaison intéressante sur les prévisions de puissance nucléaire pour 1985 faites par plusieurs pays en 1974 et en 1978.

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

En GWe	Prévision faite en 1974	Prévision faite en 1978
USA	260	125
RFA	50	24
Italie		10
Espagne	25	10
Japon	60	26

Rapport 1979

Prise en compte des résultats issus des premiers arrêts pour rechargement de Fessenheim 1-2 en 1978.

Prise en compte des premières conséquences de l'accident de TMI-1 aux USA.

« *Les événements ont mis en évidence l'extrême sensibilité de l'opinion publique à l'égard de l'énergie nucléaire. Il en résulte la nécessité pour les exploitants et pour les administrations responsables à un titre ou à un autre de la sécurité des populations de porter la plus grande attention à la qualité et aux conditions de diffusion de l'information en cas d'incident d'origine nucléaire* ». Prise en compte de l'envolée des prix du pétrole suite à la révolution en Iran . quatre scénarios pour le prix d'évolution du prix du pétrole sont retenus pour 1990 (\$ CE 79) : 19 \$, 22 \$, 35\$, 35 \$

Nucléaire

Investissement nucléaire : progresse de + 7 % en francs constants pour atteindre 3 500 F/kWe (CE 79) pour une centrale couplée en 1985

PEON 1979	en F CE 79
Taux d'actualisation	9 %
Coût de construction	2 558
Frais de maître d'œuvre	128
Intérêts intercalaires	671
Frais de préexploitation	51
Provision pour démantèlement (620 F/kWe)	31
Coût de développement de référence	3 500
Centrale 1 300 MWe, couplage 1985, durée de vie de 20 ans	

Charges d'exploitation : charges fixes 112 F/kWe ; charges variables 0,09 cts/kWh

Coût du cycle

Rapport 1979	En F CE 79 /kg d'U
Uranium naturel	520 en 1985 1 040 en 2000
Conversion	25
Enrichissement	605
Fabrication	890
Retraitemet	3 000
Crédit Pu	60 F/g en 1985 100 F/g en 2000
Crédit U	?
Déchets à vie longue	?

« Si sur le plan technique les problèmes que posent le retraitement et le stockage à long terme des déchets, aux yeux de la commission, peuvent trouver sans difficultés majeures des solutions satisfaisantes, les incertitudes sur les prix lui paraissent encore importantes. »

Thermique classique

Centrale charbon de 700 MWe, pas de prise en compte des contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées (surcoût possible 15-20 %)

Centrale fuel de 700 MWe

Turbine à gaz de ? MWe

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts (CE 79) par kWh	Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire
Investissement				
Exploitation				
Combustible				
Coût économique du kWh	12,9	16,3		11,9

Rapport 1981

Premier rapport DIGEC ; MSI en 1992, taux d'actualisation de 9 %, études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 81.

Pétrole : 30 \$/baril avec une croissance à 60 \$/baril en 1990

Nucléaire

Investissement nucléaire

	en F
Coût de construction	3 506
Frais de maître d'œuvre	228
Intérêts intercalaires	898
Frais de préexploitation	14
Provision pour démantèlement (620 F/kWe)	47
Coût de développement de référence	4 824
Centrale 1 300 MWe, couplage 1985, durée de vie de 20 ans, engagement annuel de 5,6 GWe	

Pour le démantèlement, 20 % du coût de construction

Charges d'exploitation :

- charges fixes 172F/kWe ;
- charges variables 0,11 cts/kWh.

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	600-800 en 2000 740-900 en 2010
Conversion	31
Enrichissement	660-800
Fabrication	1045
Retraitemet complet	4200
Crédit Pu	100 F/g en 1981 150 F/g en 2000
Crédit U	?
Déchets à vie longue	?

Thermique classique

Centrale charbon de 700 MWe, pas de prise en compte des contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées (surcoût possible 15-20 %), engagement de 2-3 tranches par an ; centrale fuel de 700 MWe.

En francs	Charbon	Fuel
Coût de construction	3 270	
Frais de maître d'œuvre	180	
Intérêts intercalaires	621	
Frais de préexploitation	65	
Coût de développement de référence	4 136	3 100

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	Fuel	Nucléaire
Investissement	6,5	5,6	8,5
Exploitation	3,1	2,8	3,0
Combustible	11,3	25,2	4,1
Coût économique du kWh (base)	23,7	36,3	15,6

Rapport 1982

MSI en 1992, taux d'actualisation de 9 %, études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 82 ; prix des combustibles fossiles (\$ CE 82) : pétrole 71 \$ en 1992 avec une variante à 45\$; charbon : 50 \$/t à 61 \$/t en 2000

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F
Coût de construction	4 259
Frais de maître d'œuvre	298
Intérêts intercalaires	1 094
Frais de pré-exploitation	167
Provision pour démantèlement (620 F/kWe)	59
Coût de développement de référence	5 877
Centrale 1 300 MWe, couplage 1985, durée de vie de ? ans, engagement annuel de 3,9 GWe,	

Pour le démantèlement, 20 % du coût de construction.

Charges d'exploitation :

- charges fixes 112 F/kWe ;
- charges variables 0,09 cts/kWh

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	600 en 1990 730 en 2000
Conversion	35
Enrichissement	750
Fabrication	930
Retraitemet complet	4 460
Crédit Pu	80 F/g en 1990 100 F/g en 2000
Crédit U	?
Déchets à vie longue	?

Thermique classique

Centrale charbon de 700 MWe, pas de prise en compte des contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées (surcoût possible 15-20 %), engagement de 2-3 tranches par an ; centrale fuel de 700 MWe ; turbine à gaz de 90 MWe (gaz obtenu à partir de fuel).

En francs	Charbon	Fuel	Turbine gaz
coût de construction	3 420		2 265
frais de maître d'œuvre	188		68
intérêts intercalaires	649		210
frais de pré-exploitation	68		0
Coût de développement de référence	4 325	3 633	2 543

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire
Investissement	6,9	5,8		10,0
Exploitation	3,8	3,6		4,0
Combustible	20,7	57,4		5,3
Coût économique du kWh (base)	31,4	66,8		19,3
Coût économique du kWh (2 000 h)	60,2	92,2		61,1
Coût économique du kWh (400 h)	198	213	202	

Rapport 1984

MSI en 1992 ; taux d'actualisation de 9 % ; études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 84 ; prix des combustibles fossiles (en \$ CE 84) : pétrole 38 \$/baril en 1990, 56,4 \$/baril en 2000 ; prix du charbon en \$/t : 47 \$/t en 1983, 62 \$/t en 1992

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F
Coût de construction	5 632
Frais de maître d'œuvre	429
Intérêts intercalaires	1 390
Frais de préexploitation	202
Provision pour démantèlement	71
Coût de développement de référence	7 454
Centrale 1 300 MWe, durée de vie de 25 ans, engagement annuel de 2,6 GWe	

Pour le démantèlement, 20 % du coût d'investissement,

Charges d'exploitation :

- charges fixes 253 F/kWe ;
- charges variables 0,09 cts/kWh.

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	700 en 1990 850 en 2000
Conversion	42.4
Enrichissement	970
Fabrication	1 430
Retraitement complet	6150
Crédit Pu	100 F/g
Crédit U	?
Déchets à vie longue	?

Thermique classique

Centrale charbon de 600 MWe, chiffrage des contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées*, engagement de 1 tranche par an ; centrale fuel de 700 MWe ; turbine à gaz de 90 MWe (gaz obtenu à partir de fuel) ; durée de vie de 25 ans à 30 ans

DIGEC 1984	Charbon	Fuel	Turbine gaz
Coût de construction	4 484		2 368
Frais de maître d'œuvre	359		71
Intérêts intercalaires	872		221
Frais de préexploitation	82		0
Coût de développement de référence	5 797 + 1 211*	4 869	2 660

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire
Investissement	8,2	6,9		12,0
Exploitation	3,5	3,0		4,3
Combustible	20,9	63,0		6,4
Coût économique du kWh (base)	32,6	72,9		22,7
Coût économique du kWh (2 000 h)	64,2	107,9	139,8	68,3
Coût économique du kWh (400 h)	224,2	238,1	216,2	

Rapport 1986

MSI en 1995, taux d'actualisation de 8 %, études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 86 ; 1 \$ = 7,50 FF ; prix des combustibles fossiles (en \$ CE 86) : charbon 40 \$/t en 2000 ; 20 \$/baril en 1986, 25 à 40 \$/baril en 2000, 35 à 60 \$/baril en 2010.

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F
Coût de construction	5 624
Frais de maître d'œuvre	619
Intérêts intercalaires	1 518
Frais de préexploitation	224
Provision pour démantèlement	78
Coût de développement de référence	8 063
Centrale N4, durée de vie de 40 ans, engagement annuel de 1,4 GWe,	

Pour le démantèlement, 15 % du coût d'investissement.

Charges d'exploitation : charges fixes 250 F/kWe

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	650-700 en 1995 680-770 en 2000
Conversion	47
Enrichissement	1 015 en 1990 850 en 2005
Fabrication	1 450
Retraitement complet	6 200-6 500
Crédit Pu	0,12-0,15 cts /kWh
Crédit U	0,7-0,37 cts/kWh
Déchets à vie longue	?

Thermique classique

Centrale charbon de 600 MWe, chiffrage des contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées *, engagement de 1 tranche par an ; centrale fuel de 700 MWe ; turbine à gaz de 90 MWe (gaz obtenu à partir de fuel) ; durée de vie de 25 ans à 30 ans.

	Charbon	Fuel	Turbine gaz
Coût de construction	4 953		2 302
Frais de maître d'œuvre	396		69
Intérêts intercalaires	963		190
Frais de pré exploitation	90		0
Coût de développement de référence en F/kWe	6 402 +1 338*	5378	2 561
Charges d'exploitation en F/kWe	215-231	193-207	113
Prix des combustibles en cts/thermie	5,9-6,7	23,9-29,8	

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire
Investissement	8,0	6,7		10,6-11,8
Exploitation	3,1	2,8		3,9
Combustible	13,6-19,0	35,0-57,5		5,7-6,1
Coût économique du kWh (base)	26,8-32,2	46,6-69,1		20,2-21,8
Coût économique du kWh (2 000 h)	60,8-66,2	76,8-101,3		65,4-70,2
Coût économique du kWh (400 h)	226-231	213-238	184-227	

avec désulfuration pour le charbon et le fuel.

Rapport 1990

Ce rapport 1990 est caractérisé par un nombre très faible d'informations, par l'introduction de nouveaux moyens de production électrique, le cycle combiné gaz naturel et lit fluidisé circulant au charbon.

MSI en 2000, taux d'actualisation de 8 % ; données exprimées en F CE 88 ;
1 \$ = 6 – 7 FF

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F
Coût de construction	
Frais de maître d'œuvre	
Intérêts intercalaires	
Frais de pré exploitation	
Provision pour démantèlement	
Coût de développement de référence	6 372
Centrale N4, durée de vie de 25 ans, engagement annuel de 1,4 GWe,	

Pour le démantèlement, 15 % du coût d'investissement,

Charges d'exploitation : charges fixes 250 F/kWe

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	510-600 en 2000 563-756 en 2010
Conversion	
Enrichissement	
Fabrication	
Retraitemet complet	
Crédit Pu	
Crédit U	
Déchets à vie longue	?

Thermique classique

Centrale charbon LFC de 600 MWe avec désulfuration et dépoussiérage des fumées, engagement de 1 tranche par an ; cycle combiné gaz de 600 MWe; turbine à gaz de 200 MWe (gaz obtenu à partir de fuel) ; durée de vie de 20 ans (turbine) à 30 ans.

	Charbon	CCGN	Turbine gaz
Coût de construction			
Frais de maître d'œuvre			
Intérêts intercalaires			
Frais de pré-exploitation			
Coût de développement de référence en F/kWe	5 520	3 180	2 031
Charges d'exploitation en F/kWe	215-231	193-207	113
Prix des combustibles	40-56 \$/t	8,6-15,4 cts/kWh	20-35 \$/t

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	CCGN	Turbine	Nucléaire
Investissement				
Exploitation				
Combustible				
Coût économique du kWh (base)	27-32	28-43		21-22
Coût économique du kWh (2 000 h)				
Coût économique du kWh (400 h)				

- Fiche n° 9 - Historique des exercices PEON et DIGEC -

Rapport 1993

MSI en 2000, taux d'actualisation de 8 %, études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 93 ; 1 \$ = 6 60 ± 0,50 FF ; évocation du principe d'une écotaxe (5 \$ par baril de pétrole) ; première évocation des coûts de R & D ; première évocation d'un aérogénérateur

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F
Coût de construction	6 630
Frais de maître d'œuvre	829
Intérêts intercalaires	
Frais de préexploitation	
Provision pour démantèlement	
Coût de développement de référence	10 591
Centrale N4, durée de vie de 25 ans, engagement annuel de 1,4 GWe,	

Pour le démantèlement, 15 % du coût d'investissement, 24 % du coût de construction

Charges d'exploitation : charges fixes 250 F/kWe

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	20-30 \$/lbU3O8 ¹
Conversion	48
Enrichissement	
Fabrication	
Retraitemen complet	
Crédit Pu	crédit global imputé sur le retraitement
Crédit U	- 500 à - 100
Déchets à vie longue	1 750

(1) 1 lb d'U3O8 = 0,3846 kg d'uranium.

Thermique classique

Centrale charbon LFC de 600 MWe avec désulfuration et dépoussiérage des fumées, engagement de 1 tranche par an ; cycle combiné gaz de 600 MWe; turbine à gaz de 200 MWe (gaz obtenu à partir de fuel) ; durée de vie de 20 ans (turbine) à 30 ans.

	Charbon	CCGN	Turbine gaz
Coût de construction	6 250	3 732	1 943
Frais de maître d'œuvre	562	261	97
Intérêts intercalaires	1 255	431	178
Frais de préexploitation	715	256	137
Coût de développement de référence en F/kWe	8 782	4 680	2 355
Charges d'exploitation en F/kWe	306-382	152	48
Prix des combustibles	40 - 50 \$/t	8,6-15,4 cts/kWh	20 – 35 \$/t

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	CCGN	Turbine	Nucléaire
Investissement				
Exploitation				
Combustible				
Coût économique du kWh (base)	28,8-36,7	29,4-35,7		24,1-25,8
Coût économique du kWh (2 000 h)	85-90	60-70		75-80
Coût économique du kWh (500 h)			100-150	

En cas d'écotaxe, pour un fonctionnement en base, le coût du charbon passe à 50-55 cts/kWh, celui du gaz à 35-40 cts/kWh.

Rapport 1997

MSI en 2005, taux d'actualisation de 8 % avec une variante à 5 %, études de plusieurs types de fonctionnement : base, 4 000, 2 000, 1 000 et 400 heures ; données exprimées en F CE 95 ; 1 \$ = 6,5 FF ; évocation du problème de la tension de raccordement (20, 63, 90, 225, 400 kV)

Nucléaire

Investissement nucléaire

	En F/kWe
Coût de construction	7 170
Frais de maître d'œuvre	780
Intérêts intercalaires	2 165
Frais de pré exploitation	558
Provision pour démantèlement	76
Aléas	315
Coût de développement de référence	11 064
Centrale N4 amélioré, durée de vie de 30 ans, engagement d'une tranche tous les 18 mois avec au total soit 4 soit 10 tranches,	

Charges d'exploitation : charges fixes 190 F/kWe + 0.5 cts/kWh

Coût du cycle

	En F /kg d'U
Uranium naturel	20-25 \$/lb U3O8
Conversion	45
Enrichissement	500
Fabrication	2000
Déchets à vie longue	B 1 450 F/kg U C 1 000 F/kg U + 820 F/kg d'U*
Aval du cycle	1-1,2 cts/kWh

* dépenses préparatoires au stockage profond (en particulier les coûts de laboratoires de recherche).

Coût de R & D 0,6 cts/kWh

Thermique classique

Centrale charbon LFC de 400 MWe (cas CPTF de 600 MWe étudié), engagement de 1 tranche par an ; cycle combiné gaz de 600 MWe; turbine au fioul (2*150 MWe) ; durée de vie de 20 ans (turbine) à 30 ans.

	Charbon	CCGN	Turbine
Coût de construction	6 143	3 060	2 000
Frais de maître d'œuvre	491		100
Intérêts intercalaires	1 079		183
Frais de pré exploitation	388		20
Aléas	59		15
Coût de développement de référence en F/kWe	8 160	3 710	2 318
Charges d'exploitation en F/kWe	204 (+1.2ct/kWh)	65 (+1.2 ct/kWh)	35(+1.2c/kWh)
Prix des combustibles	40-50 \$/t +35-95 F/t	6,6-8,4 cts/kWh PCS	17-30 \$/bl

Comparaison des coûts économiques de référence

En cts par kWh	Charbon	CCGN	Turbine	Nucléaire
Investissement	8,7	4,2		12,55
Exploitation	4,1	2,2		3,32
R & D		-		0,36
Combustible	9,2 – 13,6	14,7 – 21,0		4,26 – 4,77
Coût économique du kWh (base)	22,2 - 26,3	21,1 – 26,6		20,5 - 21,0
Coût économique du kWh (2 000 h)	60,2 – 62,5	43,1 – 49,3	62,3 - 76,6	67,2 – 67,5
Coût économique du kWh (500 h)			100,4-114,77	-

Fiche n° 10

Dépenses de R & D nucléaires

1 - Données disponibles sur les dépenses de R & D nucléaires

Le recensement des dépenses de R & D nucléaires aussi bien en France que dans les pays étrangers est un exercice fort délicat. Il n'existe qu'une seule base de données plus ou moins homogène gérée par l'Agence internationale de l'énergie qui collationne les données budgétaires sur les dépenses de R & D effectuées dans le domaine énergétique des différents pays membres.

Le tableau ci-dessous donne les pays membres de l'AIE avec en caractères gras, les pays possédant un parc nucléaire, et en soulignés les pays pour lesquels nous disposons de données budgétaires sur la R & D énergétique.

Europe	Amérique	Asie	Océanie
<u>Allemagne</u>	<u>Norvège</u>	<u>Canada</u>	<u>Australie</u>
<u>Autriche</u>	<u>Pays-Bas</u>	<u>États-Unis</u>	Nouvelle-Zélande
<u>Belgique</u>	Pologne	<u>Mexique</u>	
<u>Danemark</u>	Portugal		
Espagne	Royaume-		
<u>Finlande</u>	<u>Uni</u>		
France	Suède		
Grèce	Suisse		
<u>Irlande</u>	RépubliqueT		
Islande	chèque		
Italie	Turquie		
Hongrie	(Union		
Luxembourg	européenne)		

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

L'AIE envoie annuellement aux différents pays un questionnaire qui n'a pas connu de modifications depuis plusieurs années. Il porte sur les dépenses publiques de RD & D (Research, Development and Demonstration) suivant la définition de l'OCDE avec deux différences majeures :

- la recherche fondamentale est exclue ;
- les projets de démonstration sont inclus.

Les dépenses de RD & D effectuées par les gouvernements régionaux (Länder en Allemagne, provinces, régions, etc.) sont incluses.

Les dépenses provenant de contributions de l'Union européenne sont exclues et sont regroupées dans la ligne Union européenne.

Les coûts administratifs centraux ne sont pas inclus. Les chiffres sont donnés en unités monétaires locales et converties en \$ constants par l'AIE.

Deux rubriques figurent pour le nucléaire : fission nucléaire et fusion nucléaire.

Fission nucléaire

Domaine technologique	Exemples de contenu	Correspondance avec l'Union européenne
10-1 LWR	incluant la sûreté, l'aspect environnemental et la R & D spécifique aux réacteurs à eau légère	3-1 Réacteurs existants (excluant HWR ; AGR ; SGHWR)
10-2 Autres réacteurs	incluant la sûreté, l'aspect environnemental et la R & D spécifique aux HWR, HTR AGR, SGHWR	3-1 Réacteurs existants (cf. 3-1)
10-2 Cycle du combustible	R & D <ul style="list-style-type: none"> - mines U et Th - enrichissement - retraitement - recyclage - transports -déchets 	3-4 Cycle du combustible 3-5 Traitement et stockage des déchets
10-4 Technologies nucléaires	R & D : <ul style="list-style-type: none"> - sûreté nucléaire générale - protection de l'environnement - protection contre les rayonnements - démantèlement des installations nucléaires - contrôle des matières nucléaires (la propulsion navale nucléaire est exclue) 	3-5 Sûreté nucléaire 3-7 Rayonnement, protection et démantèlement 3-8 Contrôle des matières nucléaires
10-5 Réacteurs surgénérateurs	<ul style="list-style-type: none"> - RNR à refroidissement métallique - RNR à refroidissement par gaz - autres RNR 	3-3 Surgénérateurs

Fusion nucléaire

Exemples de contenu	Correspondance avec l'Union européenne
Confinement magnétique	4-1 Fusion thermonucléaire
Applications lasers	

Remarque

On peut s'étonner de la présence de la fusion nucléaire dans ces statistiques, son développement actuel s'apparentant plus à de la recherche fondamentale.

Les données portent sur les dépenses de l'année n-2, les dépenses estimées pour l'année n-1 et les dépenses prévues pour l'année n en cours, d'où un délai de 2 ans pour avoir des données homogènes. L'enquête 99 permettra de connaître précisément les dépenses 97.

Le tableau n° 1 donne pour la période 90-95¹ les données de la RD & D en fission nucléaire des 7 pays principaux. Ils sont en M\$ conditions économiques 95. Le livre de l'AIE donne pour la plupart des pays, des données antérieures pouvant remonter jusqu'en 1974. Par contre, les données pour la France n'existent qu'à partir de 1990.

(1) IEA Energy Technology R & D Statistics 1974-1995 OECD/IEA 1997.

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

Tableau n° 1 – Données 1992-1995 pour la R & D fission nucléaire

	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Allemagne	10-1 réacteurs LWR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	10-2 autres réacteurs	15,9	17,8	3,7	0,0	0,0	0,0
	10-3 cycle du combustible	56,1	48,8	26,8	21,6	13,8	16,4
	10-4 technologie nucléaire	133,8	169,3	94,4	89,5	77,7	73,1
	10-5 surgénérateurs	54,9	30,3	5,2	0,0	0,0	0,0
	<i>total</i>	<i>260,7</i>	<i>266,2</i>	<i>130,1</i>	<i>111,0</i>	<i>91,5</i>	<i>89,6</i>
France	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	10-1 réacteurs LWR	133,6	131,9	203,4	105,9	109,8	120,6
	10-2 autres réacteurs	14,1	10,0	4,3	5,6	5,3	4,8
	10-3 cycle du combustible	256,4	252,3	212,8	203,6	216,0	266,5
	10-4 technologie nucléaire	49,3	49,9	0,0	130,4	142,6	149,5
	10-5 surgénérateurs	65,7	55,3	88,6	63,2	58,1	29,9
Royaume-Uni	<i>total</i>	<i>519,1</i>	<i>499,4</i>	<i>509,1</i>	<i>508,8</i>	<i>531,8</i>	<i>571,2</i>
	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	10-1 réacteurs LWR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	10-2 autres réacteurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	10-3 cycle du combustible	31,7	31,4	27,0	13,1	8,0	9,5
	10-4 technologie nucléaire	7,1	5,9	5,6	4,9	4,8	6,3
Union européenne	10-5 surgénérateurs	133,8	106,7	87,5	41,0	1,6	0,0
	<i>total</i>	<i>172,7</i>	<i>143,9</i>	<i>120,1</i>	<i>59,1</i>	<i>14,5</i>	<i>15,8</i>
	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	10-1 réacteurs LWR				0,0	0,0	
	10-2 autres réacteurs				0,0	0,0	
	10-3 cycle du combustible				7,7	5,1	
	10-4 technologie nucléaire				47,5	43,6	
	10-5 surgénérateurs				0,0	0,0	
	<i>total</i>				<i>0,0</i>	<i>55,3</i>	<i>48,7</i>
							<i>0,0</i>

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Canada	10-1 réacteurs LWR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	10-2 autres réacteurs	57,7	62,6	68,1	65,5	68,7	77,0
	10-3 Cycle du combustible	23,6	22,9	27,4	25,6	25,6	10,4
	10-4 Technologie nucléaire	35,8	23,7	23,8	25,6	23,2	26,7
	10-5 Surgénérateurs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	117,1	109,2	119,3	116,7	117,4	114,1
États - Unis	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	10-1 réacteurs LWR	27,3	48,3	65,6	60,0	62,0	72,4
	10-2 autres réacteurs	347,7	297,2	166,1	61,5	45,0	22,5
	10-3 Cycle du combustible	232,4	266,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	10-4 Technologie nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	total	607,4	611,5	231,7	121,5	107,1	94,9
Japon	en M\$95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	10-1 réacteurs LWR	225,6	213,3	217,4	217,3	213,2	213,8
	10-2 autres réacteurs	155,4	132,8	156,4	207,4	251,5	263,7
	10-3 Cycle du combustible	649,1	622,2	670,5	637,7	636,8	1 095,5
	10-4 Technologie nucléaire	1 141,5	1 276,2	1 300,2	1 352,1	1 379,8	1 122,8
	total	2 932,5	2 982,0	2 969,7	3 034,5	3 039,7	3 133,3

Le tableau n° 2 donne pour la période 1990-1995 ¹ les dépenses de RD & D en fusion nucléaire des 7 pays concernés par l'étude. Elles sont en M\$ aux conditions économiques de 1995.

(1) IEA Energy Technology R & D Statistics 1974-1995 OECD/IEA 1997.

Tableau n°2 : Données 1992-1995 pour la RD & D fusion nucléaire

En M\$ CE 95	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Allemagne	1 647,7	163,2	165,9	168,6	145,7	124,5
France	54,2	58,8	48,7	43,8	41,7	41,5
Royaume-Uni	41,2	35,5	27,6	26,3	25,7	25,2
Union européenne				55,3	48,7	
Canada	10,1	9,5	9,6	6,3	6,2	6,1
États-Unis	353,1	306,3	352,3	347,9	334,1	368,4
Japon	348,4	321,8	345,5	371,5	375,3	391,0

Remarques

Il s'avère :

- que l'AIE n'effectue aucune modification des chiffres fournis par les gouvernements ;
- en cas de variation importante, l'AIE peut interroger les gouvernements pour déterminer l'origine de ces variations, mais en dernier ressort, ce sont les chiffres des gouvernements qui seront publiés ;
- que l'AIE n'a pas les moyens humains pour vérifier les données fournies par les gouvernements ;
- qu'une ambiguïté existe sur la définition exacte des « dépenses publiques ».

La notion de « dépense publique » mérite une certaine attention :

En **France**, les dépenses de R & D effectuées par l'IFP ne sont pas considérées par exemple comme dépenses publiques du fait qu'une grande partie du budget de cet organisme provient d'une taxe parafiscale sur les produits pétroliers. De la même façon, les dépenses de R & D effectuées ou commandées par l'ADEME ne sont pas considérées comme dépenses publiques, au moins jusqu'à la mise en place au 1/1/1999 de la taxe générale sur les Activités Polluantes (TGAP), les sommes collectées transitant dorénavant par le budget de l'Etat.

Aux **États-Unis**, depuis la création de l'USEC¹, aucune dépense publique n'est comptabilisée sur la ligne cycle du combustible, bien que le DOE ait continué de verser des sommes significatives pour le développement de AVLIS.

(1) Entité créée en 1992 comprenant les usines d'enrichissement de l'uranium et privatisée en 1998.

Dernier point, *l'AIE* considère que les dépenses d'assainissement et de démantèlement des installations nucléaires destinées à la recherche ne doivent pas être considérées comme des dépenses de R & D, alors que les dépenses pour leurs constructions sont considérées comme dépenses de R & D. On peut s'interroger sur l'opportunité de créer une ligne spéciale consacrée à ce type de dépenses.

Dépenses de R & D nucléaires en France

Les dépenses de R & D nucléaires en France regroupent trois catégories distinctes :

- les dépenses de R & D payées par les industriels et réalisées soit en interne, soit en externe ;
- les dépenses de R & D payées par l'État à travers des subventions ;
- les dépenses de R & D payées par Euratom.

On va surtout s'intéresser à la deuxième catégorie, la première étant généralement intégrée dans les coûts généraux des industriels.

Plusieurs difficultés apparaissent :

- l'absence d'étude historique suffisamment précise et exacte ;
- le mélange à un certain moment entre subvention pour la R & D et subvention pour la construction d'usines de production ;
- une certaine dualité des recherches entre objectifs civils et militaires ;
- une distinction difficile à réaliser entre recherche fondamentale et recherche appliquée.

L'ensemble de ces difficultés conduit à effectuer un certain nombre de simplifications, en particulier, on s'intéresse uniquement au budget de R & D du CEA, en ne tenant pas compte du budget de l'IN2P3, de la participation française au CERN, à l'ILL, etc.

A la différence des sites américains, le site Internet du CEA¹ ne donne quasiment aucun élément financier en dehors de ceux obtenus en téléchargeant le rapport annuel. Celui-ci contient effectivement un certain nombre de données, mais qui ne permettent pas de déterminer le financement réellement

(1) <http://www.cea.fr>

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

issu de l'Etat dans le domaine nucléaire, y compris pour la fusion en raison d'un financement mixte État - Euratom.

Les données accessibles sont :

- la subvention civile répartie en fonction du ministère d'origine ;
- les dépenses totales par segments ;
- la répartition sommaire des recettes externes : groupe CEA, EDF, organismes publics, secteur industriel, CEE, produits financiers.

Ces données sont donc insuffisantes pour déterminer l'effort réel de l'État et engendrent deux types d'erreurs : soit la totalité des dépenses « nucléaires » est assimilée à de la subvention¹ ; soit la totalité ou la part industrie de la subvention est attribuée à la R & D nucléaire².

La consultation de la totalité des rapports annuels depuis 1950, consultation libre à la mission Archives du CEA à Fontenay-aux-Roses, permet de disposer de séries de chiffres, souvent non homogènes. Cette source a été utilisée pour la détermination des dépenses militaires effectuées au CEA par B.Barrillot³ : on arrive à une dépense militaire de 427 GF (CE 97), à laquelle est ajoutée l'intégralité des dépenses du CEA pour la période 1946-1959 et des fonds secrets (données issues de différents livres).

Le tableau ci-après résume l'évolution des présentations des parties financières des rapports annuels du CEA.

(1) Cf. rapport INESTENE « soutiens et subventions de l'État aux énergies en France »
A. Bonduelle, F. Tuille, S. FENET, décembre 1998 ,

http://www.greenpeace.fr/campagnes/energie/imestene/sommaire_rapport.htm

(2) A titre anecdotique, une erreur similaire a été commise dans le rapport INESTENE pour l'IN2P3 où la totalité de la subvention a été considérée comme subvention à la R & D nucléaire en raison de travaux pour la transmutation et l'incinération des déchets nucléaires, qui doivent utiliser quelques dizaines de MF

(3) Audit atomique : le coût de l'arsenal nucléaire français 1945-2010 CDRPC Lyon 1999.

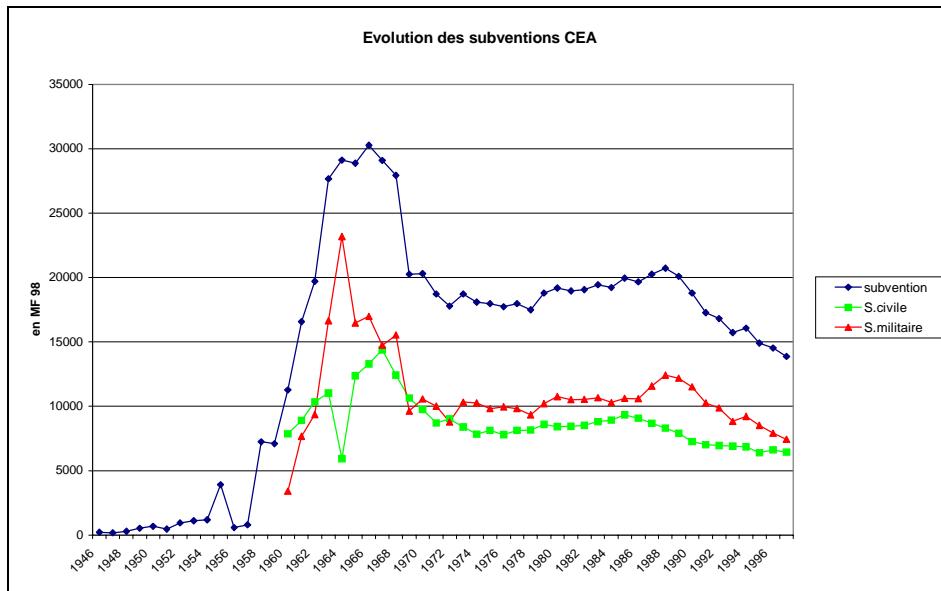
- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

1946 - 1950	1 seul rapport annuel avec l'échéancier en AP, CP ¹ pour les dépenses, répartition en dépenses de fonctionnement, acquisitions d'immobilisations et créations d'immobilisations
1951 - 1954	Idem
1955 - 1958	Données très succinctes, apparition des premières ressources propres en 1957
1959 - 1969	Nouvelle présentation budgétaire, données en AP uniquement à partir de 1959, à partir de 1960 séparation budget civil budget militaire (avec un subtil mélange dans le domaine des matières nucléaires)
1970 – 1975	Premières décompositions par secteur d'activité (recherche, armes, production, services communs) ; à partir de 1972 décomposition en matières nucléaires, recherche fondamentale, applications industrielles nucléaires, coopération industrielle non nucléaire, programmes d'intérêt général, programmes d'intérêt commun, secteur militaire
1976 – 1982	Transformation de la coopération industrielle non nucléaire en diversification puis à partir de 1979 en innovation et valorisation industrielle, premières données sur les participations industrielles du CEA
1983 – 1984	Regroupement des rubriques matières nucléaires et applications énergétiques nucléaires dans la rubrique programmes nucléaires
1986 - 1988	Données en CP, décomposition partielle de l'origine des ressources externes
1989 – 1992	Séparation de la recherche fondamentale en sciences de la matière et sciences du vivant, séparation des programmes nucléaires en cycle du combustible, réacteurs nucléaires et gestion des déchets, regroupement de l'activité matières nucléaires avec les programmes d'intérêt commun, changement de la dénomination valorisation en technologies avancées ; décomposition fine de chaque rubrique d'engagement. A partir de 1991, baisse conséquente de la rubrique hors programmes avec imputation sur les programmes, qui comprend dorénavant essentiellement la charge fiscale.
1993	Certification des comptes du CEA, présentation des dépenses par segments d'activité : réacteurs, cycle, assainissement, sûreté, environnement - biologie - santé, connaissance de la matière, développement technologique, enseignement, information scientifique, coopération, logistiques et charges spécifiques. Dépenses en coût complet. Apparition à partir de 1993 de l'engagement hors bilan CEA dans le domaine de la fin de cycle.

A titre d'exemple, voici l'évolution de la subvention CEA en MF 98 depuis 1946 (suivant les années, il s'agit d'AP ou de CP).

(1) AP autorisations de programmes, CP crédits de paiements.

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -



Le tableau suivant donne les informations obtenues en exploitant uniquement les rapports annuels du CEA pour la période 1990-1997.

D'autres données sur les dépenses de R & D sont disponibles de façon parcellaire comme dans certains rapports de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

Les deux tableaux suivants comparent respectivement les données pour la fission nucléaire et la fusion nucléaire issues des rapports annuels CEA avec les données AIE. Les chiffres pour l'année 1990 ne peuvent être utilisés en raison d'une rupture dans la série provoquée par la présentation à partir de 1991 des chiffres en coûts complets.

Pour la fission nucléaire, on retient les dépenses totales nucléaires (hors fusion pour les années 1994-1997) en enlevant les recettes des partenaires nucléaires.

Cas de la fission nucléaire

En MF	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Dépenses réacteurs - fusion		1 737	1 615	1 702	1 448	1 521	1 604	1 684
Dépenses cycle		1 637	1 605	1 506	1 521	1 608	1 526	1 573
Dépenses assainissement		181	313		583	806	1 120	1 014
Dépenses sûreté nucléaire		1 224	1 306	1 397	1 090	1 159	1 179	1 197
Ligne fission	4 779	4 839	4 605	4 642	5 094	5 429	5 468	
Ligne fission - recettes partenaires nucléaires en MF		3 802	3 877	3 368	3 380	3 713	4 104	3 945
<i>Ligne fission - recettes partenaires nucléaires en M\$ 97</i>		<i>752,4</i>	<i>798,2</i>	<i>635,1</i>	<i>639,3</i>	<i>767,9</i>	<i>811,3</i>	<i>676,9</i>
Ligne fission AIE en M\$ 97	452,10	434,92	443,15	443,08	462,46	493,75	470,89	510,71

Cas de la fusion nucléaire

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Ligne fusion	417	388	315	323	288	311	329	321
Ligne fusion en M\$ 97	82,3	74,2	58,8	59,1	51,8	55,0	57,0	55,0
Ligne fusion AIE en M\$ 97	47,24	51,20	42,37	38,10	36,28	38,69	38,59	34,26

Les écarts constatés sont en grande partie explicables par l'absence de données permettant de reconstruire une présentation similaire à celle de l'AIE :

- pour la fusion, il faudrait enlever la contribution EURATOM spécifique à ce programme (donnée non accessible dans les rapports annuels) ;
- pour la fission, il faudrait enlever une partie des dépenses sûreté nucléaire (soutien DSIN), enlever ce qui ne relève pas des activités de R & D, tenir compte de l'ensemble des recettes externes.

En 1999, le Secrétariat d'Etat à l'Industrie a envoyé à l'AIE de nouveaux chiffres comprenant :

- l'historique des dépenses de R & D nucléaires depuis 1978 ;
- l'historique des dépenses de R & D dans les autres domaines énergétiques depuis 1978.

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

En MF	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Subvention civile	6 237	6 276	6 296	6 438	6 434	6 133	6 460	6 376
Dont subvention industrie	3 310	3 267	3 367	3 403	3 436	3 547	3 757	3 690
Dont subvention recherche	2 927	3 009	2 929	1 945	2 738	2 030	2 253	2 136
Recettes externes	3 695	3 491	3 730	3 475	3 584	3 968	4 563	4 716
Recettes externes en coopération avec les partenaires nucléaires		977	962	1 237	1 262	1 381	1 325	1 523
		28 %	25,8 %	35,6 %	35,2 %	34,8 %	37,2 %	32,3 %
Dépenses réacteurs	978	1 737	1 615	1 702	1 736	1 832	1 933	2 005
Dépenses cycle	1 052	1 637	1 605	1 506	1 521	1 608	1 526	1 573
Dépenses assainissement	383	181	313		583	806	1 120	1 014
Dépenses sûreté nucléaire	815	1 224	1 306	1 397	1 090	1 159	1 179	1 197
Détail de la ligne réacteurs	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
REP actuels	52 %	32,3 %	20 %	8,4 %	10,7 %	10 %	9 %	8 %
REP futurs		13,9 %	10,9 %	6,8 %	8,5 %	11 %	11 %	11 %
Combustible UO2	Inclus ligne	REP actuels	16,8 %	12,6 %	13,5 %	17 %	16 %	14 %
Combustible MOX	Inclus ligne	REP actuels			4,6 %	6 %	5 %	5 %
CAPRA					12,3 %	13 %	12 %	14 %
PX, SPX, EFR	32 %		12,2 %	16,5 %				
RNR technologie					4,5 %	4 %	3 %	3 %
Phénix	na	41,1 %	24,6 %	21,5 %	22,8 %	16 %	21 %	23 %
Réacteur futur innovation	8 %	5,7 %	7 %	6,2 %	6,5 %	6 %	6 %	6 %
Services pilotes divers	6 %	7,0 %	8,5 %	28 %				
Fusion					16,6 %	17 %	17 %	16 %
Détail de la ligne cycle	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
SILVA	27 %	32,9 %	26,3 %	28 %	29 %	33 %	30 %	28 %
Autres enrichissements				1,5 %	1,8 %	2 %	2 %	2 %
Retraitement actuel	33 %	43 %	46 %	12,5 %	8,7 %	10 %	8 %	8 %
Retraitement futur				10,3 %	15,5 %	18 %	21 %	21 %
Pilotes cycles				19 %	11,1 %			
SPIN					15,8 %	17	18 %	21 %
Traitemt conditionnement déchets	27 %	22 %	24,8 %	10,4 %	10,0 %	12 %	11 %	11 %
Entreposage stockage				16,8 %	8,1 %	8 %	10 %	9 %
Démantèlement	%	2,1 %	2,1 %	1,5 %				
Détail de la ligne sciences de la matière	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Fusion en MF	417	388	315	323				
							inclus dans ligne réacteurs	

Pour les années antérieures à 1978, il n'existe pas à notre connaissance de données agrégées. Par ailleurs, les données issues du CEA sont difficilement exploitables en raison :

- de données parcellaires figurant dans les rapports annuels ;
- de l'inclusion des subventions pour les activités de production jusqu'à la création de la COGEMA en 1976 ;
- de la non séparation entre recherche civile et recherche militaire jusqu'en 1960 ;
- d'une part importante de la R & D fondamentale pendant cette période : réalisation des premiers grands instruments pour la physique fondamentale (ALS, SATURNE, RHF, etc..).

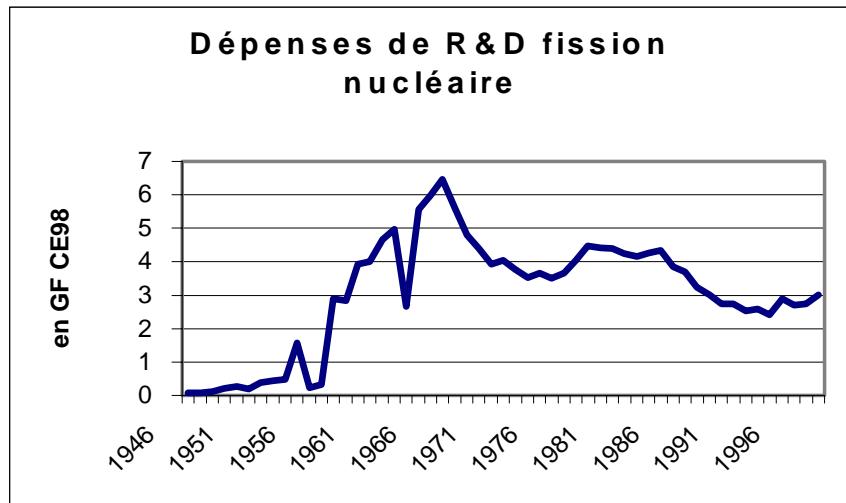
Ils existent quelques données dans les rapports de la Commission PEON (cf. fiche n°9).

On a donc fait un certain nombre de simplifications :

- compte tenu du fait que les dépenses « fission nucléaire » représentaient entre 40 et 50 % de la subvention civile entre 1978 et 1998 avec une moyenne de 44 %, on a considéré que pour la période 1960-1977, le pourcentage était de 50 % ;
- pour la période antérieure à 1960, on a considéré que 40 % de la subvention totale (civile + militaire) était consacrée à la fission nucléaire ;
- on n'a pas tenu compte des activités duales comme l'enrichissement de l'uranium et le retraitement des combustibles irradiés ;
- les constructions des usines d'enrichissement militaire (Pierrelatte) et de retraitement UP1(Marcoule) ont été financées à partir de la subvention militaire. Pour UP2 (version UNGG), l'incertitude demeure.

- Fiche n° 10 - Dépenses de R & D nucléaires -

Avec ces simplifications, on arrive à un total dépensé pour la période 1946-1998 de 162 GF CE98



Remarques

- le point singulier de 1955 correspond à une forte variation de la subvention due probablement au programme militaire ;
- le point singulier de 1964 correspond à une forte variation à la baisse de la subvention civile et à la hausse de la subvention militaire ;
- le CEA a participé à la construction de Superphénix à hauteur de 2 GF (5,4 GF CE 99) à travers un prêt sans intérêt remboursable 30 ans après la mise en service industrielle du réacteur. Cette dépense est toutefois incluse dans les dépenses de R & D.