

## SOMMAIRE

Saisine.....	<a href="#">X</a>
Avant propos par Christian BATAILLE.....	<a href="#">IX</a>
<b>CHAPITRE I : SOURCE D'AMÉLIORATION DE LA SECURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA COMPETITIVITÉ NATIONALE DEPUIS 30 ANS, LE PARC NUCLEAIRE ACTUEL CONSTITUE UN ATOUT MAJEUR DANS LA CONCURRENCE A VENIR.....</b>	
<b>1</b>	<b>1</b>
I. LE PARC FRANÇAIS DE CENTRALES NUCLEAIRES, UN PATRIMOINE INDUSTRIEL CONCURRENTIEL.....	3
A. <i>Un effort de recherche et développement dans le nucléaire cohérent et judicieux.....</i>	5
1. Un effort de recherche et développement de 54,6 milliards de francs courants hors Phénix.....	5
2. Un effort de l'ordre de grandeur de ceux effectués à l'étranger.....	6
3. Une allocation optimale des efforts de R & D.....	8
B. <i>Un effort d'investissement de 455 milliards de francs permettant de maîtriser la totalité de la filière.....</i>	11
1. La programmation et le montant de l'investissement.....	12
2. Un investissement de 281 milliards de francs dans les réacteurs à eau pressurisée.....	13
3. Un parc d'une homogénéité exceptionnelle.....	17
4. Une sûreté et des taux de disponibilité satisfaisants.....	19
5. Un investissement dans le cycle du combustible de 112 milliards de francs pris en charge pour moitié par les clients étrangers de Cogema.....	22
6. La question du suréquipement.....	23
II. LA CONTRIBUTION POSITIVE DE L'ELECTRONUCLEAIRE A LA COMPETITIVITE GLOBALE DE L'ECONOMIE FRANÇAISE.....	25
A. <i>L'électronucléaire en assurant 37,7 % de l'approvisionnement de l'énergie primaire a amélioré l'indépendance énergétique française.....</i>	26
B. <i>Une électricité bon marché pour l'industrie.....</i>	36
C. <i>Le solde fortement exportateur de la filière électronucléaire française.....</i>	39
D. <i>Un secteur à fort contenu en emplois qualifiés.....</i>	46
1. Un nombre d'emplois directs et indirects d'environ 120 000.....	46
2. L'électronucléaire davantage créateur d'emplois que les filières gaz ou charbon.....	48
E. <i>La contribution positive du nucléaire à l'économie française - l'analyse issue des modèles macroéconomiques.....</i>	51
1. Une contribution positive, selon le modèle économétrique Micro-Mélodie – la simulation rétrospective « La France sans nucléaire ».....	51
2. « La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985 » – Etude rétrospective avec un modèle d'équilibre général calculable.....	59
III. EN TERMES DE COÛTS D'EXPLOITATION, LE NUCLEAIRE ACTUEL EST SANS RIVAL.....	69
A. <i>Des coûts complets très compétitifs pour le nucléaire selon les chiffres de 1995.....</i>	69
1. Le coût complet de production du kWh nucléaire était de 19 cF en 1995.....	70
2. Les coûts complets de production des autres filières en 1995 sont supérieurs.....	74
B. <i>Les coûts d'exploitation hors amortissement en 1997, également favorables.....</i>	76
IV. LA MATURETE DU PARC, UN ATOUT A GERER CONFORMEMENT A L'INTERET NATIONAL.....	79
A. <i>Les difficultés de l'abandon du nucléaire à l'étranger.....</i>	79
1. En Suède, un processus d'abandon qui piétine.....	79
2. En Suisse, des intentions non validées.....	80
B. <i>Quelle durée d'exploitation pour le parc nucléaire en Allemagne ?.....</i>	83
1. La situation énergétique allemande à la veille du retrait du nucléaire.....	83
2. L'accord de Gouvernement de la coalition SPD-Grünen.....	85
3. Le coût d'un éventuel abandon du nucléaire.....	86
4. Les autres évaluations du coût de sortie du nucléaire en Allemagne.....	88
C. <i>La rente nucléaire française et l'avenir d'EDF.....</i>	90
1. Le parc électronucléaire français bientôt amorti comptablement et économiquement.....	90
2. Les différentes affectations possibles pour les liquidités générées par les tranches amorties.....	91
3. Un investissement souhaitable, dans le lancement d'une tête de série EPR.....	92

4. La rente électronucléaire, une raison de plus pour que EDF reste une entreprise publique .....94

**PREMIERE SAISINE**

ASSEMBLÉE NATIONALE

COMMISSION  
DE LA  
PRODUCTION ET DES ÉCHANGES

LE PRÉSIDENT

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

PARIS, LE 23 octobre 1996

Monsieur le Président,

Au cours de sa réunion du 23 octobre 1996, la Commission de la production et des échanges a décidé de saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur l'évolution des techniques et des coûts de production de l'électricité.

Elle a en effet estimé, qu'à un moment où la concurrence entre les énergies primaires s'exacerbe et à la veille de la libéralisation du secteur de l'électricité, ce problème devenait plus que jamais d'actualité.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

*A-tus:*



François-Michel GONNOT  
Député de l'Oise

Monsieur Robert GALLEY  
Président de l'Office parlementaire  
d'évaluation des choix scientifiques  
et technologiques

**DEUXIEME SAISINE**

**ASSEMBLÉE NATIONALE**

COMMISSION  
DE LA  
PRODUCTION ET DES ÉCHANGES

LE PRÉSIDENT

**RÉPUBLIQUE FRANÇAISE**

LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

PARIS, LE 24 septembre 1997

Monsieur le Président,

Conformément aux dispositions de l'article 29 du règlement intérieur de l'Office que vous présidez, la commission de la production et des échanges, au cours de sa réunion du 24 septembre 1997, a décidé de vous confirmer trois des saisines transmises à l'Office au cours de la précédente législature.

Comme vous le suggérez, deux sont renouvelées à l'identique sur :

- les techniques de prévision et de prévention des risques naturels ;
- le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires.

La troisième saisine portant sur l'évolution des techniques et des coûts de production de l'électricité pourrait, conformément à votre souhait, être concentrée sur l'étude de l'aval du cycle nucléaire.

Enfin, la commission a, comme vous, considéré qu'il n'était pas utile de poursuivre l'étude sur les nouvelles techniques de télévision.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

André LAJOINIE  
Député de l'Allier



Monsieur Jean-Yves LE DEAUT  
Président de l'Office parlementaire d'évaluation  
des choix scientifiques et technologiques

## AVANT PROPOS

*par Christian BATAILLE*

Nous assistons à une percée remarquable de formes d'énergie autres que nucléaires, qui sont plus complémentaires que concurrentes.

Du fait de la baisse des cours du pétrole et du gaz et des progrès techniques considérables sur les turbines, les centrales à cycle combiné à gaz sont aujourd'hui des moyens de production d'électricité parmi les moins coûteux. En permettant des rendements de l'ordre de 80 %, la cogénération au gaz possède aussi un intérêt économique évident pour les applications associant électricité et vapeur. Les piles à combustibles offrent des perspectives prometteuses tandis que le charbon propre, avec les chaudières à lit fluidisé circulant, est appelé à trouver des applications importantes en Chine et en Inde.

Le programme électronucléaire français a été une bonne décision, puisqu'il a permis à l'industrie nucléaire française et à EDF d'exporter à hauteur de 25 milliards de francs par an et de diviser par 4 le poids de la facture énergétique dans le PIB.

A moins de 19 centimes dès 1995, le kWh nucléaire apparaît bien plus compétitif que toutes les autres formes d'énergie. A l'avenir, tout en incluant toutes les dépenses, il devrait, a priori, rester bon marché.

L'examen des provisions constituées par EDF montre que ses charges futures sont bien couvertes. Le récent rapport de la Cour des Comptes n'en contestait d'ailleurs pas le montant mais le mode de gestion.

Partiellement amorti, ce parc va entrer dans sa phase de plus grande rentabilité.

En effet, l'arrivée à maturité du parc va entraîner une augmentation considérable des gains d'EDF. La prolongation de dix années de la durée de vie au-delà des 30 envisagées initialement se traduira approximativement par des bénéfices supplémentaires pour EDF de 100 à 150 milliards de francs utilisables pour baisser les tarifs et, dans une certaine mesure se désendetter, préparer le parc électrique du futur et se développer.

Pour réfléchir sur les parts des différentes énergies dans le parc du futur, il faut avoir à l'esprit la complémentarité des rôles des différentes énergies : le nucléaire pour la production de base et les autres énergies pour l'ajustement et les consommations de pointe. En tout état de cause, le nucléaire garde sa prééminence de par sa compétitivité, sa contribution à l'indépendance énergétique et son apport sans égal à la lutte contre l'effet de serre.

Des évaluations crédibles des coûts de ces filières sont présentées dans ce rapport. Elles indiquent qu'il y a convergence des coûts de production tels qu'on peut les calculer actuellement.

Toutefois, des problèmes de méthode concernant la définition des périmètres de charges à imputer seront mis en évidence. L'utilité d'un nouvel effort d'analyse pour le nucléaire sera soulignée mais également la nécessité d'imputer des charges égales à toutes les filières en ce qui concerne l'aval du cycle.

En réalité, pour toutes les énergies, la question globale posée dans ce rapport est celle des externalités. Les effets sur la santé et l'environnement non seulement des radionucléides mais aussi des polluants classiques SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, poussières et du CO<sub>2</sub> doivent être pris en compte.

A cet égard, on saluera l'émergence d'une méthodologie partagée en Europe et aux Etats-Unis, à travers l'étude ExternE réalisée sous la direction de la Commission européenne. Allant des émissions à l'évaluation des dommages, cette méthode fournit un cadre d'analyse cohérent et détaillé qu'il faut toutefois utiliser avec discernement, car certaines évaluations sont encore empreintes d'incertitudes importantes.

L'augmentation de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère crée un risque de réchauffement et peut-être de perturbation du climat aux conséquences immenses.

Les gouvernements se sont en conséquence engagés sur la base du protocole de Kyoto à maîtriser leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Cette maîtrise des émissions est appelée à avoir, dans les filières utilisant des combustibles fossiles, un coût de plusieurs centimes par kWh qu'il convient de prendre en compte.

Chaque énergie a ses avantages et ses inconvénients.

Le choix par la France de l'énergie nucléaire comme énergie de base, conserve toute sa validité. Par ailleurs, il est désormais pertinent de développer des énergies complémentaires.

### ***Méthode de travail et sources d'information***

*Le présent rapport sur les coûts de production de l'électricité résulte d'une part de l'analyse approfondie des informations disponibles au début de l'étude, et, d'autre part, de la collecte et de l'étude de nombreuses informations complémentaires obtenues auprès des différents acteurs du secteur de la production d'électricité et d'organismes de recherche français ou étrangers.*

*Les Rapporteurs ont en premier lieu collecté et analysé en profondeur les informations disponibles au démarrage de l'enquête, comme celles de la Digec, de la DGEMP, de l'AEN-OCDE, du CEA ou d'EDF.*

*Des précisions ont alors été demandées à ces acteurs et ont été actualisées avec eux. Les responsables d'entreprises publiques – Framatome, Cogema, GDF, CDF-SNET – ont aussi été consultés. Les représentants des principaux groupes privés du secteur de l'énergie - Alstom, Vivendi, Suez - Lyonnaise des Eaux – ont été auditionnés.*

*Par ailleurs, les Rapporteurs ont analysé en profondeur les travaux coordonnés par la Direction Générale XII de la Commission européenne dans le cadre du projet ExternE. Les experts universitaires de l'IEPE de Grenoble et de l'IDEI de Toulouse ont également été longuement auditionnés.*

*Toutes les informations rassemblées ainsi que les méthodes d'évaluation et les problèmes méthodologiques afférents ont été longuement discutées au sein d'un groupe de travail animé par les Rapporteurs et par M. Raymond LEBAN, Professeur au CNAM.*

*Le rapport s'attache non seulement à préciser les sources d'information utilisées et les hypothèses des calculs dont les résultats ont été communiqués aux Rapporteurs mais également à apprécier l'incertitude attachée aux informations correspondantes*

### **CHAPITRE I : SOURCE D'AMÉLIORATION DE LA SECURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA COMPETITIVITÉ NATIONALE DEPUIS 30 ANS. LE PARC NUCLEAIRE ACTUEL CONSTITUE UN ATOUT MAJEUR DANS LA CONCURRENCE A VENIR**

En 1970, le prix de la tonne de brut importée est de 469 francs. Aucune nervosité particulière n'est décelable sur les marchés des hydrocarbures. Mais l'indépendance énergétique de la France n'est que de 29 %.

On estime à cette époque que la consommation d'électricité va doubler dans les huit prochaines années. Mathématiquement, l'indépendance énergétique devra encore baisser et la facture énergétique atteindre bientôt un niveau insupportable pour la balance du commerce extérieur de la France.

C'est dans cette circonstance qu'intervient la commission Peon<sup>1</sup> qui va recommander un choix décisif pour la compétitivité de notre pays. La Commission Peon est composée d'une part de

---

<sup>1</sup> Commission PEON : Commission consultative pour la production d'électricité d'origine

représentants de l'administration - ministère de l'industrie, de l'environnement et de l'économie, de l'industrie, commissariat général du Plan, d'autre part de la recherche – CEA, et enfin de l'industrie – EDF, constructeurs. Cette commission recommande le lancement d'un programme de réacteurs nucléaires à eau légère.

Le Gouvernement adopte ce programme qui va se révéler d'un intérêt stratégique majeur. En 1981, le prix de la tonne de pétrole brut importée atteint 2780 francs, contre 470 francs dix années avant.

Ainsi dès 1970, le coup d'envoi du passage aux réacteurs à eau pressurisée est donné. Le plan Messmer accélère vigoureusement la construction des centrales dès 1973, c'est-à-dire après le premier choc pétrolier.

A partir de 1978 sont mis en service industriel les premiers réacteurs de Fessenheim et Bugey, avec 2 tranches par an. Simultanément, un programme intensif permet la mise en service industriel de 8 réacteurs en 1981.

La France est alors lancée dans un effort considérable de construction de réacteurs. Cinq sont mis en service industriel en 1982, 7 en 1983-1984, 10 en 1985- 1986, 6 en 1987 etc, jusqu'à ce que soit constitué le parc actuel de 57 réacteurs qui a produit 376 TWh en 1997, soit 78,2 % de notre électricité, pour une puissance installée de 61,5 GW.

De multiples questions sont posées aujourd'hui sur le programme électronucléaire d'EDF.

La principale est de déterminer si cet investissement a été rentable. La collectivité nationale a consenti un effort d'équipement considérable dont il s'agit d'apprécier l'efficacité.

Il s'agit aussi de savoir si les coûts actuels de production de l'électricité à partir du parc ainsi constitué sont à un niveau assurant la compétitivité et comment ces coûts peuvent évoluer à l'avenir.

Ce sont ces questions qui sont traitées dans les développements qui suivent.

**I. LE PARC FRANCAIS DE CENTRALES NUCLEAIRES, UN PATRIMOINE INDUSTRIEL  
CONCURRENTIEL**

Le cadre de la politique énergétique de la France est celui d'une dépendance extérieure qui n'a pour équivalent, parmi les grands pays industrialisés, que la dépendance du Japon et celle de l'Italie.

En raison de la pauvreté relative de son sous-sol en combustibles fossiles, la France a toujours fait appel à des importations d'énergie.

Entre les deux guerres, la France est le premier importateur mondial de charbon. En 1919, la France est dans une dépendance charbonnière majeure, sa production de 18,5 millions de tonnes ne couvrant que la moitié de sa consommation. Ultérieurement, la reconstruction des infrastructures du Nord-Pas-de-Calais<sup>2</sup> et l'apport des gisements de Lorraine et de la Sarre ne restaurent que partiellement l'indépendance nationale. Ainsi, en 1929, par exemple, les importations de charbon s'élèvent à 36 millions de tonnes, soit 40,4 % de sa consommation<sup>3</sup>. Pour autant les coûts de production, du fait des caractéristiques géologiques des gisements restent durablement supérieurs à ceux des autres pays d'Europe. L'hydroélectricité, suite aux importantes réalisations de l'entre-deux-guerres, fournit toutefois 50 % de la production électrique française en 1938.

Après la deuxième guerre mondiale, la production charbonnière s'élève de nouveau, avec l'extraction de 35 millions de tonnes en 1945 et de 45 à 55 millions de tonnes dans les années 1950. Le maximum historique de 60 millions de tonnes est atteint en 1958. L'équipement hydroélectrique continue d'être développé et contribue à hauteur de 56 % du total à la production d'électricité française, en 1960.

Pour autant, la vive croissance économique que connaît la France pendant les « 30 glorieuses » entraîne une augmentation de la consommation d'énergie plus rapide que celle des sources d'énergie primaire nationales, malgré une intensité énergétique<sup>4</sup> plus faible que dans les autres pays. L'augmentation de la consommation d'électricité est plus rapide encore<sup>5</sup>.

En conséquence, l'indépendance énergétique passe de près de 60 % en 1950 à 22 % en 1973, à la veille du premier choc pétrolier.

S'agissant de la production d'électricité, la soumission aux évolutions de prix des combustibles fossiles est totale.

Bénéficiant d'une position dominante dans les années 1950, le charbon voit sa prééminence entamée par la décroissance considérable du prix de la thermie fioul, qui baisse de près de 50 % en francs courants de 1964 à 1969<sup>6</sup>. En conséquence, EDF construit des centrales thermiques au fioul et convertit à ce combustible certaines de ses centrales au charbon. La mise en exploitation du

---

<sup>2</sup> Du fait de l'invasion, la France a été privée de la production des gisements du Nord-Pas-de-Calais pendant la totalité de la première guerre mondiale.

<sup>3</sup> La politique énergétique de la France au Xxe siècle : une construction historique, Annales des Mines, août 1998.

<sup>4</sup> Intensité énergétique : rapport de la consommation d'énergie exprimée dans une même unité de compte (généralement Mtep) sur le produit intérieur brut exprimé à prix constants.

<sup>5</sup> La consommation d'électricité double en première approximation tous les 8 ans durant les « 30 glorieuses ».

<sup>6</sup> A. Charmant, J-G Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, la France sans nucléaire, Revue de l'énergie, n° 434, octobre 1991.

gisement de Lacq apparaît comme une divine surprise mais une surprise de taille insuffisante, avec une contribution de 6,3 millions de Tep en 1973.

Après le premier choc pétrolier, le charbon devient plus attrayant que le fioul. EDF fait le chemin inverse du précédent et convertit du fioul au charbon près de 4 GWe entre 1975 et 1982 .

En réalité, alors que la plupart des sites hydroélectriques rentable sont équipés, le nucléaire apparaît dès les années cinquante comme le seul moyen, , de desserrer la contrainte énergétique extérieure.

La mise au point de le filière uranium naturel – graphite - gaz (UNGG) est une réussite technique incontestable. Elle traduit par la construction entre 1955 et 1965 de 6 réacteurs. Mais la compétitivité du kWh produit est décevante. En 1969, la difficile décision d’opter pour la filière à eau légère sur la base de la technologie Westinghouse est prise. En 1970, les travaux de Fessenheim sont lancés.

Ainsi ce n’est pas lors du premier choc pétrolier que la France fait le choix du nucléaire. C’est dès les années cinquante, en raison d’une contrainte particulière et rémanente qui pèse sur notre pays, une pauvreté singulière de son sous-sol en combustibles fossiles compétitifs.

- *le concept de sécurité énergétique*

Dicté par la volonté de desserrer la contrainte extérieure sur les approvisionnements en énergie de la France, le choix du nucléaire a d’autres dimensions.

Il s’agissait certes de sécuriser les volumes d’énergie primaire disponible. Mais l’objectif était aussi de maîtriser le prix de l’électricité. La part du combustible est en effet faible dans le prix du kWh nucléaire – 32 % en 1995 -. A titre d’exemple, pour le gaz, la part du combustible atteint les deux tiers.

Enfin, le nucléaire apparaît comme une énergie ne produisant pas de rejets de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>, et bien entendu sans émissions de CO<sub>2</sub>.

Ainsi, le nucléaire apparaît à la fin des années 1960 comme un choix d’avenir. Parce que ses coûts de production sont devenus compétitifs, il assure une sécurité énergétique accrue, d’une part en rendant moins probables et moins onéreux d’éventuels chocs d’approvisionnement, d’autre part en offrant des coûts de production maîtrisés et enfin en évitant des chocs environnementaux.

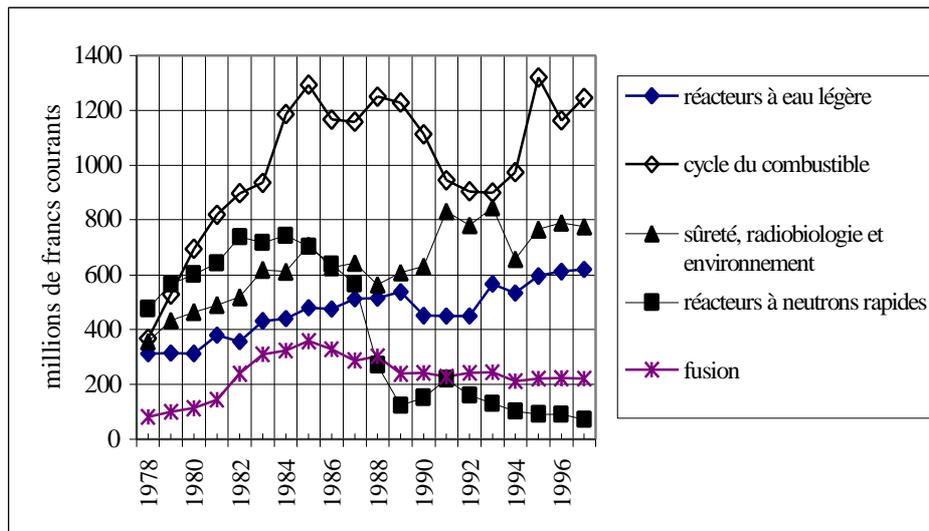
## A. Un effort de recherche et développement dans le nucléaire cohérent et judicieux

La problématique de la recherche et développement (R & D) dans le domaine du nucléaire civil est double. La recherche dans ce domaine a bénéficié de subventions sous forme de crédits publics alloués au CEA. Les montants correspondants sont encore mal connus et méritent d'être détaillés. Mais une autre dimension du débat existe. Une priorité incontestable a été donnée au nucléaire dans le domaine de la recherche et développement sur l'énergie. Il convient de savoir si cette priorité a constitué une bonne décision, autrement dit si le point d'application des investissements consentis a été judicieusement choisi.

### 1. Un effort de recherche et développement de 54,6 milliards de francs courants hors Phénix

D'après les informations données aux Rapporteurs, le montant cumulé en francs courants des subventions au CEA pour la R & D sur le nucléaire civil s'élève à 54,6 milliards de francs courants.

Figure : Subvention d'Etat au CEA affectée à la recherche et au développement du nucléaire<sup>7</sup>



On trouvera ci-après la ventilation des crédits pour les recherches sur les réacteurs à eau légère, le cycle du combustible, la sûreté, la filière des réacteurs à neutrons rapides et la fusion.

<sup>7</sup> Informations communiquées aux Rapporteurs, 15 janvier 1999.

Tableau : Subvention d'Etat affectée à la R&D nucléaire du CEA<sup>8</sup>

francs courants	réacteurs à eau légère	cycle du combustible	sûreté, radiobiologie, environnement	réacteurs à neutrons rapides	fusion	total
1978	313	367	356	477	83	1 596
1979	314	528	434	566	100	1 942
1980	313	695	465	602	113	2 188
1981	379	820	490	642	145	2 476
1982	357	898	518	739	239	2 751
1983	432	935	618	717	309	3 011
1984	440	1 187	612	743	324	3 306
1985	479	1 293	709	703	358	3 542
1986	475	1 167	626	639	328	3 235
1987	513	1 158	643	565	287	3 166
1988	515	1 250	563	271	303	2 902
1989	537	1 228	607	123	239	2 734
1990	451	1 113	630	152	242	2 588
1991	449	945	832	220	228	2 674
1992	450	905	780	160	242	2 537
1993	567	899	845	131	244	2 686
1994	533	975	657	102	212	2 479
1995	595	1 321	765	92	221	2 994
1996	611	1 163	790	90	223	2 877
1997	619	1 246	776	73	222	2 936
total	9342	20 093	12 716	7 807	4662	<b>54 620</b>

## 2. .... Un effort de l'ordre de grandeur de ceux effectués à l'étranger

L'examen comparatif des crédits alloués à la R & D en France et dans les autres pays semblent montrer que pour les dernières années, l'effort consenti dans notre pays est du même ordre de grandeur que ceux observés dans des pays d'importance comparable. Toutefois, cette comparaison n'est possible, faute d'informations, qu'à partir de 1978, au lieu de 1974 pour les autres pays.

- *Les dépenses publiques de la France dans la R & D relative à l'énergie nucléaire civile semblent dans l'ordre de grandeur international*

Les dépenses publiques de recherche et développement consacrées à l'énergie nucléaire civile des principaux pays industrialisés ont été comparées récemment par l'Agence Internationale de l'Energie de l'OCDE.

Les statistiques de l'AIE-OCDE<sup>9</sup> traitent de l'ensemble des pays membres. Certains pays, comme la France n'ont fourni leurs données qu'à partir de 1990, mais les Rapporteurs ont pu reconstituer les statistiques de la France jusqu'à l'année 1978.

Les données concernant certains pays, comme par exemple le Royaume Uni, ne semblent pas en concordance avec l'importance de leur parc nucléaire. Au demeurant, si des conclusions comparatives ne peuvent être définitives, les ordres de grandeur et les évolutions temporelles présentent une vraisemblance plus affirmée.

<sup>8</sup> Informations communiquées aux Rapporteurs, 15 janvier 1999.

<sup>9</sup> IEA Energy Technology R&D Statistics 1994-1995, OCDE, Paris, 1997.

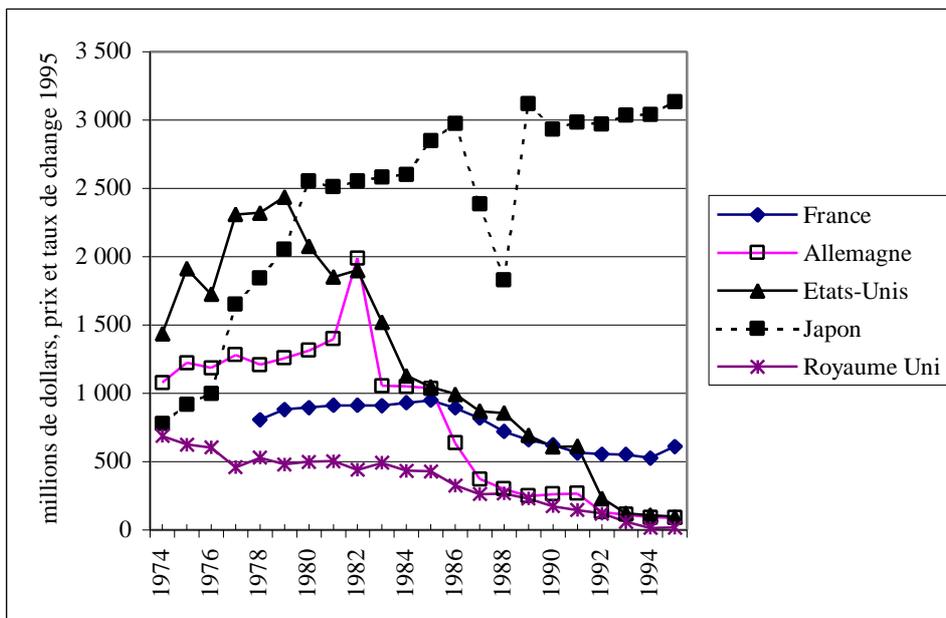
- ***L'importance des crédits publics pour la recherche et le développement dans le domaine du nucléaire, une orientation commune aux grands pays de l'OCDE***

Les investissements publics de recherche et développement dans le nucléaire ont été importants en France depuis le début des années 1970. Comme on l'a vu, l'urgence était de diminuer la dépendance extérieure de la France. La priorité a été donnée à la construction d'un parc nucléaire dont on attendait – et dont on a obtenu – une contribution massive et rapide à la production d'électricité.

La France n'a pas été la seule à faire ce choix. Les statistiques des dépenses publiques de recherche et développement consacrée à l'énergie le montrent clairement.

La période 1974-1983 est caractérisée, pour l'Allemagne, les Etats-Unis, le Japon et le Royaume Uni par une augmentation des dépenses à partir d'un montant annuel moyen de départ d'un milliard de dollars 1995. L'augmentation des dépenses est commune aux quatre pays considérés, ainsi que l'illustre la figure suivante, élaborée à partir des données de l'Agence Internationale de l'Energie.

Figure : Dépenses publiques de recherche & développement dans l'énergie nucléaire civile<sup>10, 11</sup>



La totalité des pays cités voient leurs dépenses de R&D sur le nucléaire diminuer à compter du milieu des années 1980. Le Japon constitue un notable exception qui doit être commentée.

Si le Japon continue – lui – sur sa lancée, ce ne sont pas ses investissements dans la filière des réacteurs à neutrons rapides qui sont les plus importants, contrairement à ce que l'on pourrait penser. En 1995, les dépenses publiques afférentes atteignaient 437 millions de dollars. Ce sont au contraire ses recherches dans les technologies liées au nucléaire – 1122 millions de dollars en 1995 – et celles relatives au cycle du combustible – 1095 millions de dollars la même année – qui l'entraînent à pérenniser ses efforts budgétaires.

- ***La priorité à la recherche sur le nucléaire, une orientation commune aux principaux pays industrialisés***

<sup>10</sup> AIE-IEA, op. cit.

<sup>11</sup> DGEMP, Audition de M. Maillard, 21 janvier 1999.

La priorité au nucléaire a été partagée par les quatre grands pays industriels que sont les Etats-Unis, le Japon, l'Allemagne et le Royaume Uni.

Le tableau suivant détaille pour chacun des 5 grands pays, les dépenses publiques de recherche et développement sur l'énergie nucléaire.

Tableau : Dépenses publiques de R & D consacrées à l'énergie nucléaire, selon l'AIE-OCDE et la DGEMP

millions de dollars prix et taux de change 1995	France <sup>12</sup>	Allemagne	Etats-Unis	Japon	Royaume Uni
1974	nc <sup>13</sup>	1077,62	1437,61	778,02	686,74
1975	nc	1221,96	1911,80	918,54	622,72
1976	nc	1184,98	1723,47	997,77	602,47
1977	nc	1280,68	2307,83	1652,74	459,02
1978	806	1208,69	2320,36	1844,40	528,21
1979	880	1256,82	2437,95	2052,75	478,06
1980	894	1314,17	2075,87	2551,16	497,95
1981	912	1397,34	1850,86	2509,20	503,36
1982	911	1989,21	1900,66	2552,34	438,95
1983	909	1054,24	1522,08	2582,85	490,03
1984	931	1047,91	1128,44	2599,35	431,95
1985	948,01	1034,24	1047,74	2846,93	427,50
1986	893,51	635,68	993,98	2975,36	325,75
1987	817,44	370,74	868,94	2384,06	260,66
1988	718,62	299,79	855,08	1829,29	265,74
1989	657,81	246,64	691,56	3119,21	230,00
1990	621,21	260,72	607,42	2932,47	172,66
1991	564,03	266,23	611,49	2982,03	143,93
1992	554,60	130,12	231,69	2969,64	120,08
1993	550,66	111,02	121,45	3034,74	59,06
1994	525,73	91,47	107,05	3039,74	14,46
1995	609,62	89,57	94,90	3133,27	15,77

### 3. Une allocation optimale des efforts de R & D

- *Intérêt et limites des statistiques sur la recherche et développement*

L'établissement de statistiques sur les dépenses de recherche & développement est un exercice particulièrement difficile, que vient compliquer encore l'objectif de procéder à des comparaisons internationales.

En premier lieu, de nombreux problèmes méthodologiques se posent. Plusieurs frontières doivent être recherchées, entre les dépenses civiles et les dépenses militaires, entre la recherche

<sup>12</sup> 1978-1984 : données CEA ; 1985-1989 : données DGEMP ; au-delà : données AIE

<sup>13</sup> nc : non communiqué par la France à l'AIE-OCDE à la date de l'impression de l'ouvrage IEA Energy Technology R&D Statistics, op. cit.

fondamentale et la recherche finalisée, entre le développement technologique général et la mise au point d'applications à usage particulier ou privatif.

En second lieu, la prise en compte des seules dépenses publiques ne résout pas définitivement les difficultés. En effet, se pose le problème de la définition du périmètre des institutions prises en compte – agences, universités, laboratoires privés bénéficiant de contrats, etc –. Enfin il ne faut pas mésestimer l'influence du procédé de collecte, en général la déclaration facultative, et celle de la volonté plus ou moins forte d'enjoliver ou de masquer une situation réelle.

C'est pourquoi les données publiées dans ce domaine doivent être considérées avec prudence. C'est en particulier le cas des statistiques publiées en 1997 par l'Agence internationale de l'énergie de l'OCDE, sur les dépenses publiques de recherche et développement dans le domaine des technologies de l'énergie.

Toutefois, même entachées d'erreurs relatives probablement non négligeables, ces statistiques permettent de replacer la situation de la France dans un contexte plus général et de mesurer si l'effort massif fait au profit du nucléaire dans notre pays reflète un particularisme hexagonal exceptionnel.

L'examen des mêmes statistiques, qui distinguent les dépenses faites dans les différentes filières, permet aussi de déterminer dans quelle mesure les efforts de recherche faits dans les différentes filières influent ou non sur les contributions de celles-ci à la production d'électricité.

• ***Les énergies renouvelables : leur faible contribution à la production est-elle due à une R & D insuffisante ?***

La part du nucléaire dans la production d'électricité est souvent décrite comme proportionnelle aux efforts de R & D qui lui ont été consacrés. A l'inverse, la faible part des énergies renouvelables serait explicable par l'insuffisance des efforts de recherche et développement qui leur auraient été consacrés.

Les chiffres figurant au tableau suivant sont invoqués en démonstration de cette thèse.

Tableau : Comparaison des efforts cumulés de R & D dans le nucléaire et les énergies renouvelables avec leur part dans l'énergie primaire<sup>14</sup>

1974-1995	nucléaire		énergies renouvelables <i>y compris l'hydroélectricité</i>	
	crédits publics de R & D sur la période 1974-1995 (millions de dollars prix et taux de change 95)	part dans l'énergie primaire en 1995 (en %)	crédits publics de R & D sur la période 1974-1995 (millions de dollars prix et taux de change 95)	part dans l'énergie primaire en 1995 (en %)
Etats-Unis	26 848	9	8 790	5
Allemagne	949	12	2 378	1
Japon	52 285	15	3 445	3
Royaume Uni	7 775	10	540	1

Le tableau précédent recense les efforts cumulés de R & D publiques pour le nucléaire et pour les énergies renouvelables. Un rapport de proportionnalité suggéré par ce type de comparaison prouverait que si l'on avait dépensé 3 fois plus de crédits dans les renouvelables, par exemple aux Etats-Unis, leur contribution serait 3 fois élevée et dépasserait donc celle du nucléaire.

<sup>14</sup> Source : AIE-OCDE, op. cit.

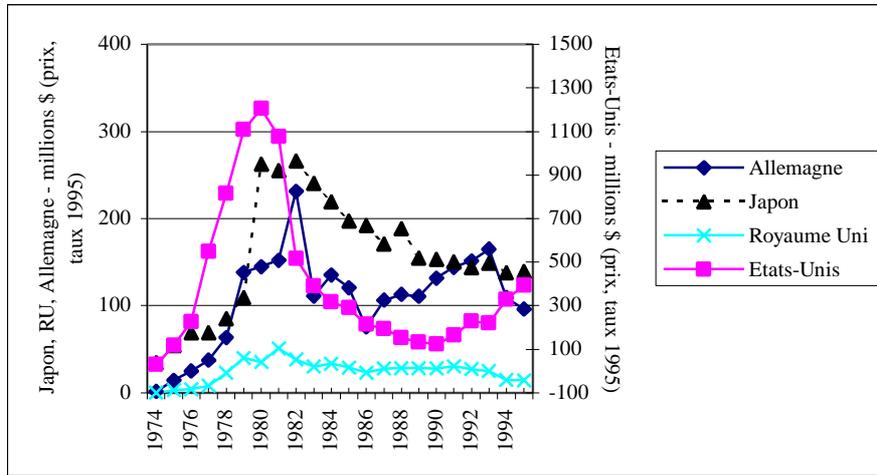
Plusieurs remarques doivent être faites sur les données du tableau précédent. La première est que les statistiques sur les énergies renouvelables comprennent généralement l'hydroélectricité qui en représente le plus souvent la plus grande part. La deuxième remarque est que les efforts publics de R & D sur les renouvelables ont été considérables dans certains pays, comme les Etats-Unis, ainsi que le montre le tableau suivant.

Tableau : Dépenses publiques de R & D consacrées aux énergies renouvelables, selon l'AIE-OCDE

millions de dollars prix et taux de change 1995	Allemagne	Etats-Unis	Japon	Royaume Uni
1974	1,56	28,84	34,88	0
1975	14,19	117,78	54,68	2,75
1976	24,78	225,02	69,17	4,07
1977	37,34	547,89	69,12	8,09
1978	63,3	817,04	85,39	22,69
1979	138,08	1108,59	109,08	39,8
1980	144,68	1205,12	262,33	35,22
1981	152,13	1077,27	255,41	51,06
1982	231,46	516,78	266,67	37,95
1983	111,22	389,75	240,79	29,98
1984	135,34	317,12	219,36	33,36
1985	120,79	289,67	197,1	28,88
1986	75,46	213,93	192,23	23,18
1987	106,18	194,22	170,95	27,75
1988	112,97	152,01	188,73	28,36
1989	110,82	133,46	154,8	28,27
1990	131,73	123,1	153,54	27,76
1991	144,14	163,52	150,14	30,29
1992	151,32	228,09	144,02	27,29
1993	165,14	219,03	149,39	24,89
1994	109,22	329,4	138,02	14,62
1995	96,21	393	139,42	14,27

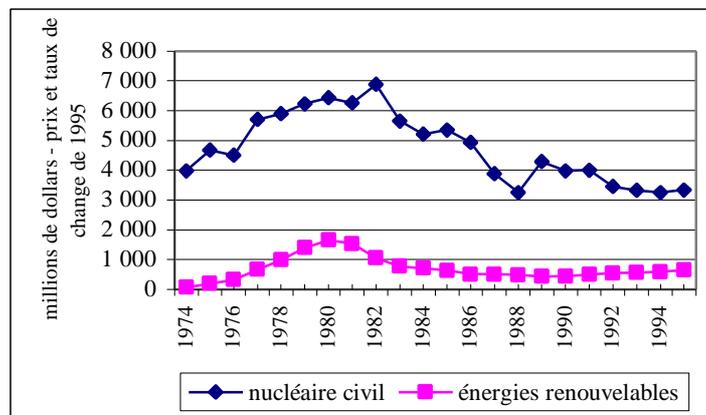
Les Etats-Unis se singularisent en effet en 1980 par un effort très important en faveur des énergies renouvelables, effort inférieur seulement de moitié aux dépenses en faveur du nucléaire civil. Cette manne budgétaire se tarit progressivement jusqu'au début des années 1990 où la croissance des dépenses reprend, à un rythme toutefois plus lent, ainsi que l'illustre le graphique suivant.

Figure : Evolution des dépenses publiques de R & D consacrées aux énergies renouvelables en Allemagne, au Japon, au Royaume Uni et aux Etats-Unis



D'une manière générale, il est vrai que, dans l'ensemble des grands pays industrialisés, les crédits publics de R & D ont privilégié le nucléaire. Toutefois, des efforts importants ont été consentis en faveur des énergies renouvelables aux Etats-Unis et au Japon.

Figure : Comparaison des dépenses publiques de R & D de l'ensemble Etats-Unis, Japon, Allemagne, Royaume Uni, consacrées au nucléaire civil et aux énergies renouvelables



Si l'écart d'investissement demeure au cours du temps, c'est évidemment en raison des différences de capacités contributives de chaque filière. Ce sont les lois de la physique qui font que les éoliennes ne peuvent fournir une électricité de puissance, quels que soient leur nombre et leur taille. Ce sont les lois de la physique qui font qu'une centrale nucléaire ne peut être remplacée par des hectares de cellules photovoltaïques. Mais chaque forme d'énergie a sa place et une forme d'utilisation optimale.

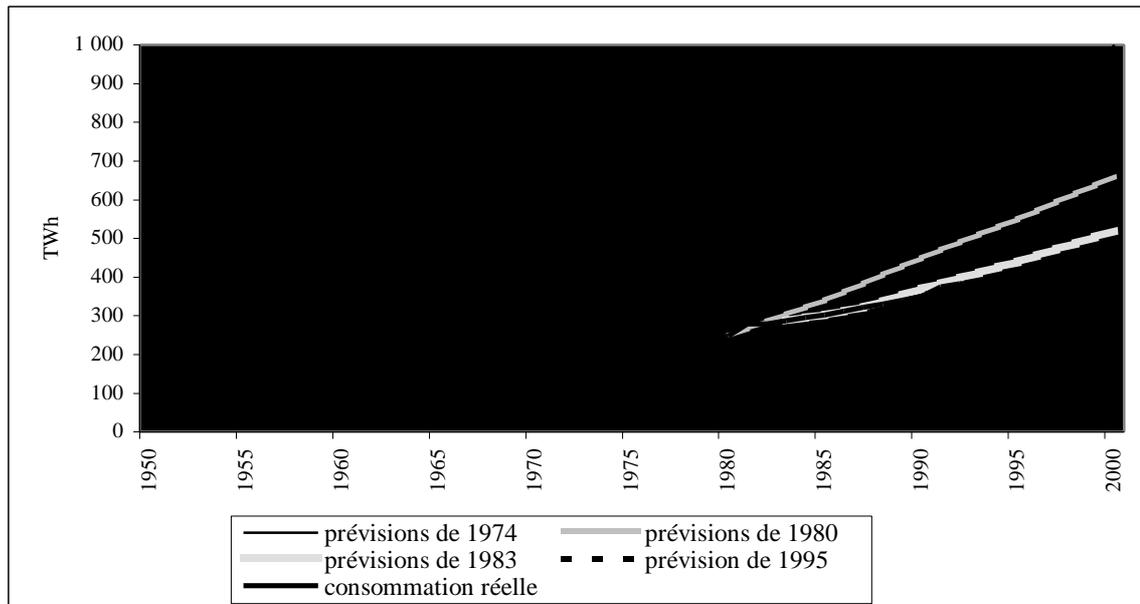
**B. Un effort d'investissement de 455 milliards de francs permettant de maîtriser la totalité de la filière**

Le nombre de réacteurs nucléaires à construire a été déterminé par les gouvernements successifs, en fonction des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité. Celles-ci se sont avérées difficiles à établir, ce qui a pu entraîner des incertitudes sur les besoins d'équipements.

### 1. La programmation et le montant de l'investissement

Le ralentissement de la croissance économique et l'amélioration de l'intensité énergétique ont régulièrement démenti les prévisions de consommation d'électricité. Le graphique ci-après le montre clairement.

Figure : Comparaison de la consommation intérieure d'électricité réalisée et des différentes prévisions effectuées en 1974, 1980, 1983 et 1995<sup>15</sup>



En conséquence, le programme d'équipement en centrales nucléaires d'EDF a été décéléré.

La première réorientation du programme électronucléaire date d'octobre 1981, à l'issue du débat sur le plan d'indépendance énergétique. Les conditions de poursuite du programme sont adaptées à la forte baisse anticipée de la consommation d'électricité.

Ultérieurement aux orientations arrêtées par le Conseil des ministres en 1984, le gouvernement autorise les engagements suivant le tableau ci-après.

Tableau : dates des derniers décisions de construction de réacteurs nucléaires

date de l'autorisation d'engagement	objet de l'autorisation	localisation
1986	1 réacteur de 1300 MW	Golfech 2
1987	1 réacteur de 1400 MW	Chooz B2
1991	1 réacteur de 1400 MW	Civaux 1
1992	1 réacteur de 1400 MW	Civaux 2

Le tableau suivant rappelle le calendrier de couplage des tranches nucléaires du parc d'EDF.

<sup>15</sup> Source : EDF-DPS Faits marquants 1995

Tableau : calendrier de couplage des tranches nucléaires (REP)

année de couplage	palier 900 MW	palier 1300 MW	palier 1450 MW	nombre de tranches	puissance couplée	puissance cumulée (MW)
1977	2			2	1 800	1 800
1978	2			2	1 800	3 600
1979	2			2	1 800	5 400
1980	7			7	6 300	11 700
1981	8			8	7 200	18 900
1982	2			2	1 800	20 700
1983	4			4	3 600	24 300
1984	4	2		6	6 200	30 500
1985	1	3		4	4 800	35 300
1986	1	4		5	6 100	41 400
1987	1	3		4	4 800	46 200
1988		2		2	2 600	48 800
1989				0	0	48 800
1990		3		3	3 900	52 700
1991		1		1	1 300	54 000
1992		1		1	1 300	55 300
1993		1		1	1 300	56 600
1994				0	0	56 600
1995				0	0	56 600 <sup>16</sup>
1996			1	1	1 450	58 050
1997			2	2	2 900	60 950
1998				0	0	60 950
1999			1	1	1 450	62 400 <sup>17</sup>
Total				58		62 400

## 2. .... Un investissement de 281 milliards de francs dans les réacteurs à eau pressurisée

L'équipement de la France en réacteurs à eau pressurisée s'est réalisé en trois périodes. La décision de construction des réacteurs de Fessenheim et de Bugey intervient avant le premier choc pétrolier. La deuxième vague de décision correspond au Plan Messmer, avec une accélération forte rendue nécessaire par l'alourdissement de la facture énergétique. La troisième phase correspond à une décélération progressive nécessitée par le ralentissement de la croissance économique et une augmentation plus faible que prévue de la consommation d'électricité.

On trouvera ci-dessous la chronique de la mise en service industriel du parc nucléaire.

<sup>16</sup> A ce total, il faut ajouter les 1200 MWe de Superphénix.

<sup>17</sup> Il s'agit de la tranche de Civaux 2.

Figure : Chronique de la mise en service industrielle des réacteurs à eau pressurisée du parc d'EDF

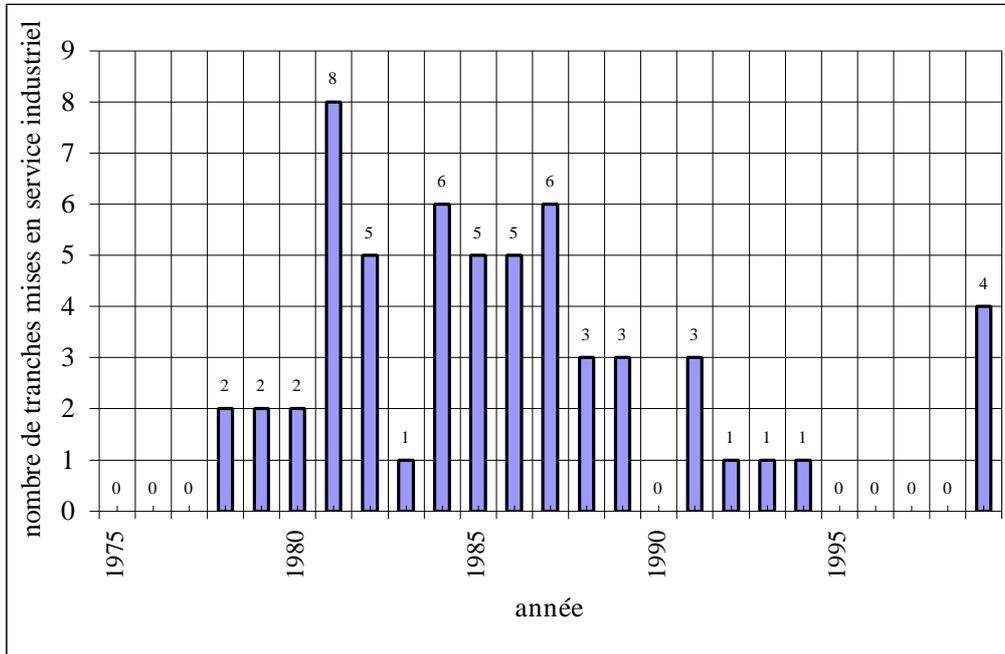


Figure : Chronique en termes de puissances installées de la mise en service industrielle des réacteurs à eau pressurisée du parc d'EDF

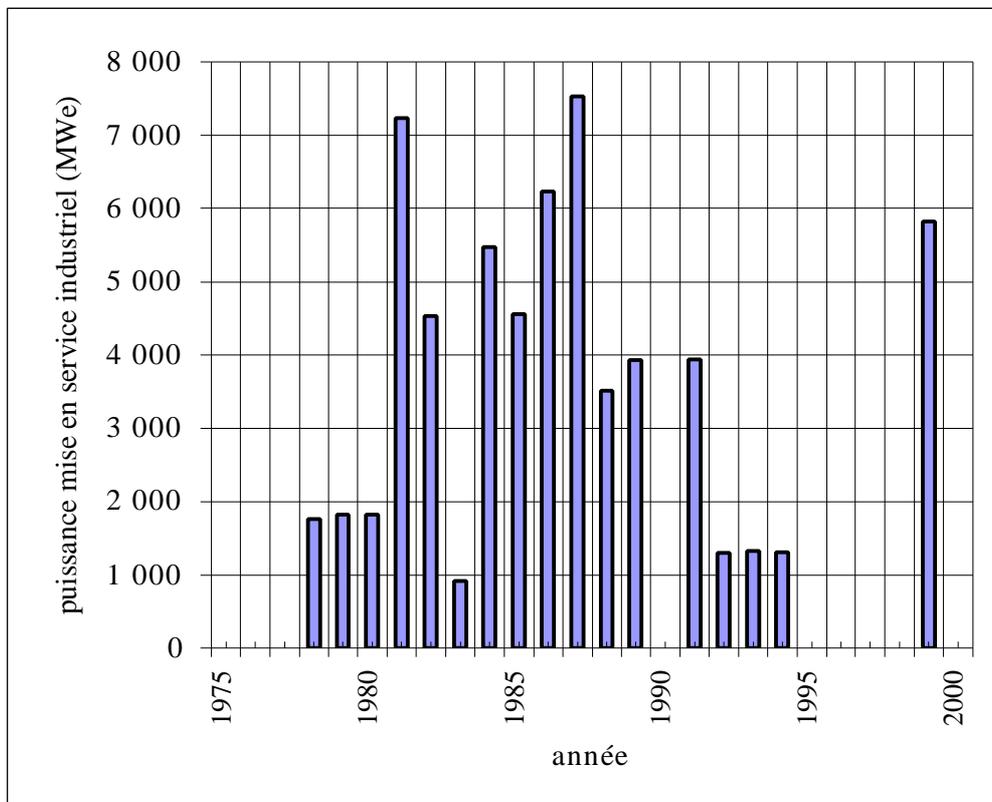


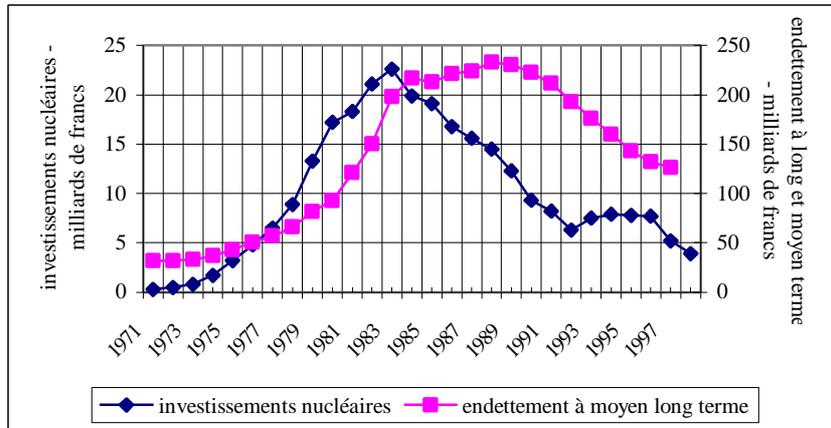
Tableau : Caractéristiques principales du parc électronucléaire d' EDF

Nom du réacteur	Année de mise en service industriel	Puissance (MWe)	Coefficient de production brute en 1997	Nom du réacteur	Année de mise en service industriel	Puissance (MWe)	Coefficient de production brute en 1997
Fessenheim-1	1978	880	75,3	Cruas-4	1985	915	74,9
Fessenheim-2	1978	880	74,9	Gravelines-C5	1985	910	80,8
Bugey-2	1979	910	69,6	Gravelines-C6	1986	910	57,4
Bugey-3	1979	910	70,6	Paluel-1	1986	1330	78,1
Bugey-4	1980	910	74,5	Paluel-2	1986	1330	70,5
Bugey-5	1980	910	73,9	Paluel-3	1986	1330	65,8
Gravelines-B1	1981	910	74,0	Saint Alban-1	1986	1335	61,3
Gravelines-B2	1981	910	83,7	Cattenom-1	1987	1300	76,6
Tricastin-1	1981	915	69,4	Chinon-B3	1987	905	73,4
Tricastin-2	1981	915	65,2	Paluel-4	1987	1330	74,4
Tricastin-3	1981	915	77,3	Saint Alban-2	1987	1335	69,9
Dampierre-1	1981	890	66,9	Flamanville-1	1987	1330	59,0
Dampierre-2	1981	890	64,1	Flamanville-2	1987	1330	74,1
Dampierre-3	1981	890	73,6	Cattenom-2	1988	1300	75,1
Blayais-1	1982	910	78,4	Chinon-B4	1988	905	80,4
Dampierre-4	1982	890	76,1	Nogent-1	1988	1310	75,2
Gravelines-B3	1982	910	72,6	Belleville-1	1989	1310	85,6
Gravelines-B4	1982	910	75,4	Belleville-2	1989	1310	74,5
Tricastin-4	1982	915	81	Nogent-2	1989	1310	78,2
Blayais-2	1983	910	85,2	Cattenom-3	1991	1300	83,9
Blayais-3	1984	910	83,3	Penly-1	1991	1330	73,2
Chinon-B1	1984	905	77,1	Golfech-1	1991	1310	80,5
Cruas-1	1984	915	66,2	Cattenom-4	1992	1300	76,6
St Laurent-B1	1984	915	65,1	Penly-2	1993	1330	69,8
St Laurent-B2	1984	915	75,1	Golfech-2	1994	1310	75,7
Blayais-4	1984	910	82,0	Chooz-B1	1999	1455	-
Chinon-B2	1985	905	83,8	Chooz-B2	1999	1455	-
Cruas-2	1985	915	65,0	Civaux-1	1999	1455	-
Cruas-3	1985	915	67,4	Civaux-2	1999	1455	-

L'investissement nucléaire d'EDF s'élève au total à 281 milliards de francs. Cet investissement a été financé principalement par l'endettement externe.

Le graphique et le tableau suivants présentent les chiffres annuels d'investissement nucléaire et le montant de l'endettement d'EDF.

Figure : Investissements dans le nucléaire et endettement à moyen et long terme d'EDF



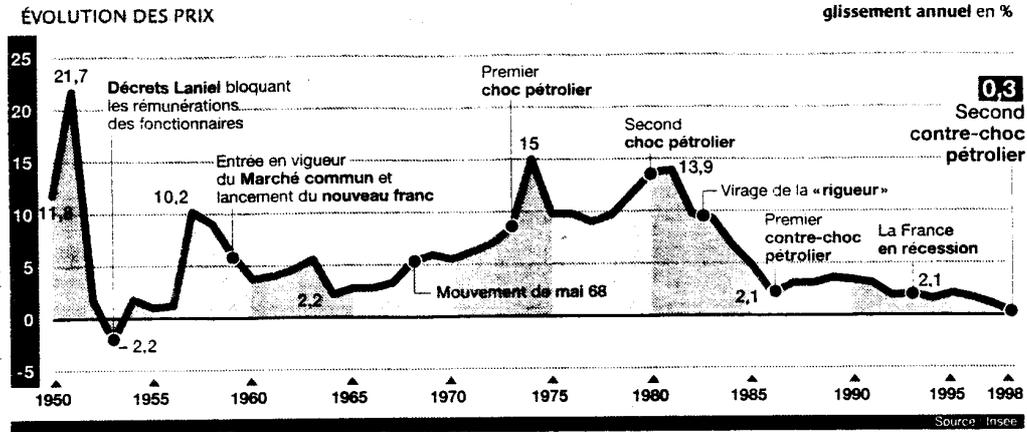
Les chiffres correspondant au graphique se trouvent ci-dessous.

Tableau : Investissements d'EDF dans le nucléaire et endettement à long et moyen terme

milliards de francs courants	investissements nucléaires	endettement à moyen long terme	milliards de francs courants	investissements nucléaires	endettement à moyen long terme
1971	0,3	31,7	1985	19,1	212,9
1972	0,5	32	1986	16,8	221,3
1973	0,8	33	1987	15,6	224,2
1974	1,7	37	1988	14,5	232,8
1975	3,2	43,1	1989	12,3	230,6
1976	4,8	50,7	1990	9,3	222,5
1977	6,5	56,9	1991	8,2	211,4
1978	8,9	66,1	1992	6,3	193
1979	13,3	81,8	1993	7,5	176,3
1980	17,2	92,8	1994	7,9	160,1
1981	18,3	121,1	1995	7,8	142,9
1982	21,1	150	1996	7,7	131,9
1983	22,6	197,9	1997	5,2	126,3
1984	19,9	217,1	1998	3,9	
			total	281,2	

Une remarque s'impose. Une part importante de cet investissement a été financée par l'endettement. Or la hausse des prix à la consommation tout au long des années 1970 et 1980 atteignait un niveau tel que les taux d'intérêt réels ont été négatifs pendant de nombreuses années.

Figure : Evolution de la hausse des prix à la consommation sur la période 1950-1998



La charge réelle de remboursement de la dette a été très inférieure à ce qu'elle serait aujourd'hui si un tel effort d'investissement devait être engagé.

### 3. Un parc d'une homogénéité exceptionnelle

Le tableau suivant donne la répartition du nombre de réacteurs par palier.

Tableau : Répartition du parc EDF par palier

palier	puissance	nombre de réacteurs	localisation
CP0 <sup>18</sup> décision d'engagement : de 1970 à 1973	900 MWe	6	Fessenheim 1, 2 Bugey 2, 3, 4, 5
CP1-CP2 décision d'engagement du palier CP1 (12 tranches) : 1974 et 1975	900 MWe	28	CP1 : Blayais 1, 2, 3, 4 Dampierre 1, 2, 3, 4 Gravelines 1, 2, 3, 4, 5, 6 Tricastin 1, 2, 3, 4 CP2 : Chinon B1, B2, B3, B4 Cruas Meysse 1, 2, 3, 4 Saint Laurent B1, B2
P4-P'4	1300 MWe	20	Paluel 1, 2, 3, 4 Flamanville 1, 2 Saint Alban 1, 2 Belleville 1, 2 Cattenom 1, 2, 3, 4 Golfech 1, 2 Nogent 1, 2 Penly 1, 2
N4	1450 MWe	4	Chooz B1, B2 Civaux 1, 2

La standardisation du parc nucléaire français est une des causes fondamentales de sa réussite. Elle a été décidée dès le départ par la Commission Peon. Comme prévu, des réductions de coûts ont été obtenues grâce à la courbe d'expérience et à l'effet de série.

<sup>18</sup> CP0 : Contrat Programme 0

- *Les difficultés du palier N4 ou le coût des écarts par rapport à la standardisation*

Le palier N4 connaît des difficultés de mise en route qui contrastent avec la facilité avec laquelle le programme P4-P'4 s'est déroulé.

Les deux premiers réacteurs 1455 MWe de Chooz B1 et B2 ont été couplés au réseau respectivement à la mi 1996 et à la mi 1997. La tranche 1 de Civaux a été couplée au réseau fin 1997. Depuis lors, plusieurs difficultés sont apparues. En mai 1998, ce même réacteur a été arrêté en raison d'une fuite d'eau dans le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), suivant un incident classé au niveau 1 puis réévalué au niveau 2. En tant que défaut pouvant être générique, les tranches de Chooz B1 et B2 ont été également arrêtées, le combustible de l'ensemble des réacteurs N4 devant être déchargé. Il semble qu'un défaut de conception du tracé du circuit soit en cause, avec la succession répétée de projections de fluide froid (40°C) et de fluide chaud (180°C) sur un coude du circuit.

Par ailleurs, de nouveaux problèmes métallurgiques sont apparus fin décembre 1998 avec la détection de micro fissures autour de soudures du même circuit. Enfin, suite à l'augmentation de puissance de 10 % du palier N4 par rapport au palier P4-P'4, il semble que certaines pièces déjà installées sur les corps haute et moyenne pression de la turbine doivent être renforcées.

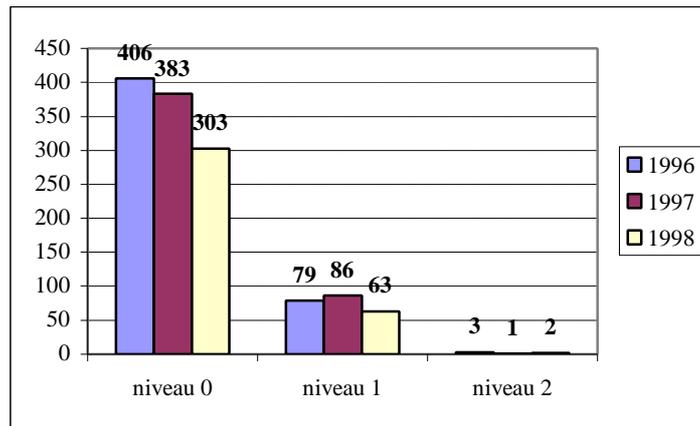
Dans une certaine mesure, ces difficultés apportent une démonstration supplémentaire –cette fois par l'absurde, des vertus de la standardisation.

#### 4. Une sûreté et des taux de disponibilité satisfaisants

La sûreté d'exploitation du parc d'EDF est satisfaisante, à la fois selon les termes de l'Autorité de sûreté et selon ceux de l'inspection générale de la sûreté à EDF.

On peut constater sur la figure ci-après une diminution, au cours des trois dernières années, du nombre d'incidents pour chacun des niveaux 0,1 et 2 admissibles.

Figure : nombre d'incidents annuels dans le parc électronucléaire d'EDF, en référence à l'échelle de gravité INES<sup>19</sup>



On trouvera ci-après, à titre de référence, la définition de l'échelle de gravité INES utilisée pour classer et expliquer les incidents concernant la sûreté des réacteurs nucléaires.

<sup>19</sup> Sources : 1996 et 1997 : Rapport annuel d'activité de la DSIN, Secrétariat d'Etat à l'industrie, Paris, 1998 ; 1998 : Jean-Paul Croizé, Le Figaro, 16/12/98

Tableau : Structure fondamentale de l'échelle INES (International Nuclear Event Scale)

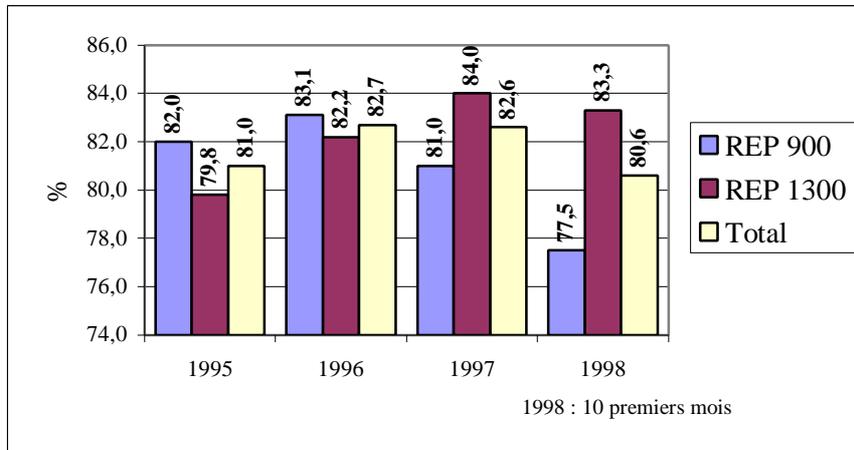
niveau	définition	conséquences à l'extérieur du site	conséquences à l'intérieur du site	dégradation de la défense en profondeur
7	Accident majeur	rejet majeur : effets étendus sur la santé et l'environnement		
6	Accident grave	Rejet important susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues		
5	Accident	Rejet limité susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues	Endommagement grave du coeur du réacteur / des barrières radiologiques	
4	Accident	Rejet mineur : exposition du public de l'ordre des limites prescrites	Endommagement important du coeur du réacteur / des barrières radiologiques / exposition mortelle d'un travailleur	
3	Incident grave	Très faible rejet : exposition du public représentant une fraction des limites prescrites	Contamination grave / effets aigus sur la santé d'un travailleur	Accident évité de peu / perte des barrières
2	Incident		Contamination importante / surexposition d'un travailleur	Incidents assortis de défaillances importantes des dispositions de sécurité
1	Anomalie			Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé
0	Ecart	Aucune importance du point de vue de la sûreté		
-	Evénements hors échelle	Aucune pertinence du point de vue de la sûreté		

Un autre paramètre clé de la compétitivité du parc est la disponibilité des réacteurs. Sur les quatre dernières années, on constate que la disponibilité du palier REP 1300 augmente, grâce à l'élimination des défauts de démarrage de ce palier à l'augmentation du temps de séjour en réacteur du combustible. En revanche, la disponibilité du palier REP 900 a plutôt tendance à stagner.

En 1997 l'indisponibilité de 17,4 % se décomposait en 12,3 % liés aux arrêts programmés pour renouvellement du combustible et travaux de maintenance effectués dans le cadre normal de l'exploitation et 5,1 % liés aux problèmes survenus sur les matériels ou aux retards dans les arrêts programmés<sup>20</sup>.

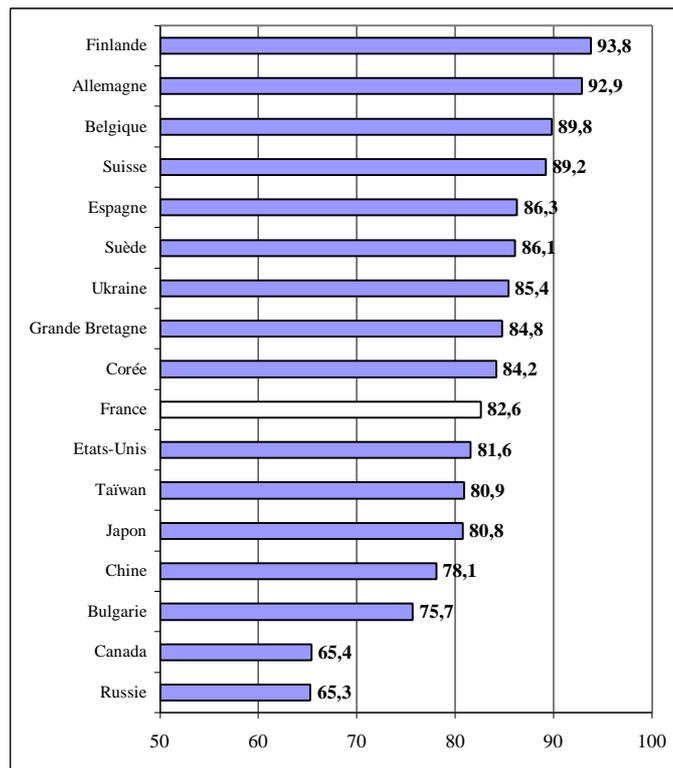
<sup>20</sup> Source : DGEMP, audition du 21 janvier 1999.

Figure : Taux de disponibilité des réacteurs nucléaires d'EDF



On trouvera ci-après la comparaison des taux de disponibilité des réacteurs français comparés en 1997 avec ceux des réacteurs étrangers. La France se situe à cet égard dans la moyenne.

Figure : Taux de disponibilité des centrales nucléaires en 1997<sup>21</sup>



Le taux de disponibilité d'un parc électronucléaire est fonction de plusieurs facteurs.

Le premier facteur est le mode de fonctionnement des réacteurs. La plupart des centrales d'EDF fonctionnent en suivi de charge, c'est-à-dire que des variations à la marge de la puissance sont imposées aux réacteurs, en fonction des besoins du réseau. Cette situation génère davantage de problèmes - au demeurant mineurs - qu'un fonctionnement continu à pleine puissance. Le suivi de

<sup>21</sup> Source : Wano, cité par la DGEMP, audition du 21 janvier 1999.

charge génère également des volumes d'effluents supérieurs et probablement aussi un vieillissement plus rapide de certains composants.

Le deuxième facteur influant fortement sur la disponibilité est la politique de maintenance. A cet égard, des arrêts de maintenance courts et fréquents sont plus favorables à la disponibilité mais sont plus coûteux. L'allongement de la durée des campagnes des combustibles pour le palier REP 1300 devrait produire des effets positifs sur la disponibilité.

Le taux de disponibilité étant un paramètre clé de la compétitivité, un objectif de 90 % est assigné au réacteur du futur EPR.

### **5. Un investissement dans le cycle du combustible de 112 milliards de francs pris en charge pour moitié par les clients étrangers de Cogema**

Les investissements déjà réalisés dans le cycle du combustible comportent deux catégories principales : l'enrichissement et le retraitement.

Selon les indications données par Cogema<sup>22</sup>, l'investissement réalisé dans Eurodif s'élève à 19 milliards de francs courants. Il est à noter à cet égard, que trois des quatre tranches de Tricastin sont dédiées à l'approvisionnement en courant électrique de l'usine Eurodif. L'investissement dans ces réacteurs ne doit toutefois pas être rajouté à l'investissement d'Eurodif, dans la mesure où le coût des 3 réacteurs est compté dans les investissements d'EDF.

L'ensemble des installations de La Hague représente un montant de 60 milliards de francs, valeur de la fin des années 1980 - début des années 1990.

Au total, l'on arrive à un montant d'investissements en francs courants pour la période 1976-1997 de 112 milliards de francs courants.

Cet investissement correspond aux capacités d'enrichissement et de retraitement correspondant à un parc deux fois plus important celui d'EDF.

---

<sup>22</sup> Audition de M. JL Ricaud, directeur de la branche combustibles et recyclage, Cogema, 7 janvier 1999.

Tableau : Investissements du groupe Cogema dont Eurodif en francs constants<sup>23</sup>

millions de francs courants	Cogema	dont Eurodif
1976	4 089	2 179
1977	3 372	3 064
1978	4 137	3 624
1979	3 758	3 065
1980	4 214	3 149
1981	4 139	2 632
1982	2 924	797
1983	3 740	202
1984	4 337	175
1985	5 759	
1986	6 514	
1987	7 319	
1988	7 868	
1989	6 515	
1990	5 782	
1991	5 331	
1992	6 119	
1993	7 378	
1994	6 197	
1995	4 082	
1996	3 371	
1997	3 335	
1998	3 444	
total	112 040	

Cogema indique que cet investissement a été cofinancé à hauteur de la moitié par ses clients étrangers.

Au total, l'on arrive donc pour la France, à un investissement total de 455 milliards de francs pour la R & D, les réacteurs et le cycle du combustible.

#### **6. .... La question du suréquipement.**

La question du suréquipement de la France en réacteurs nucléaires est une thèse fréquemment soutenue. Elle est notamment évoquée dans le rapport Energie 2010-2020 du Commissariat Général du Plan<sup>24</sup>.

Cette thèse suppose que l'électricité n'est pas une énergie comme une autre qui ne pourrait donc s'exporter ou s'importer. En réalité, l'électricité s'exporte et s'importe. Les chiffres des exportations d'EDF figurent dans la partie suivante du présent rapport. L'Union européenne s'oriente d'ailleurs vers la libéralisation des marchés de l'électricité qui comprend bien entendu une dimension essentielle d'échanges entre les pays.

En fait, la capacité d'exportation de la France est limitée par deux phénomènes.

<sup>23</sup> Source : Cogema, audition du 7 janvier 1999.

<sup>24</sup> Rapport de l'Atelier Quelle politique pour la France ? Energie 2010-2020, Commissariat Général du Plan, septembre 1998.

Le premier est que les parcs électriques des autres pays de l'Union européenne sont pour certains surcapacitaires. Mais rien ne dit qu'ils le demeureront, à la suite des projets de réaménagements des capacités de production en Allemagne ou en Suède. Une marche forcée par ailleurs vers le respect du protocole de Kyoto pourrait tout aussi bien déclasser plus rapidement que prévu certaines centrales obsolètes.

Le deuxième obstacle aux exportations d'électricité est représenté par le nombre insuffisant de lignes à très haute tension reliant la France à l'étranger. Les capacités de ces lignes ne sont pas figées à jamais. Le progrès technique pourrait accroître les capacités de transport.

La position de la DGEMP, exposée à vos Rapporteurs, mérite à cet égard d'être présentée in extenso. A la question : « *la DGEMP considère-t-elle que le parc électronucléaire est actuellement surdimensionné ?* », la DGEMP répond de la manière suivante :

*« Des prévisions optimistes sur l'évolution de la consommation d'électricité en France et une meilleure disponibilité du parc ont conduit au cours de la décennie précédente à l'engagement anticipé de tranches nucléaires.*

*« La surcapacité du parc nucléaire par rapport à la consommation intérieure française est de l'ordre de 5 à 6 GW, c'est-à-dire environ 4 tranches de 1400 MW.*

*« Néanmoins, le système électrique français n'est pas isolé: le continent européen est déjà le champ d'échanges importants d'énergie électrique au travers des réseaux interconnectés. Ainsi, EDF exporte chaque année environ 15 % de sa production d'électricité, et en importe également, avec un résultat excédentaire qui conforte la balance extérieure de la France.*

*« Le parc électrique français permet donc aujourd'hui de répondre à nos besoins, compte tenu notamment de l'évolution nucléaire de la consommation d'électricité dans notre pays.*

*« Le développement des autres producteurs (notamment dans le domaine de la cogénération et des énergies renouvelables) qui peut résulter de l'ouverture de la production prévue par la loi sur le développement et la modernisation du service public de l'électricité pourrait, à l'avenir modifier cet équilibre.*

*« L'évolution des besoins futurs en électricité en France et chez nos partenaires européens, mais également l'évolution de l'offre (marché, concurrence, modes de production alternatifs) et le prix des autres énergies peuvent en effet influencer dans un sens ou dans l'autre sur cet équilibre.*

*« Afin de maîtriser ces évolutions, le projet de loi sur la modernisation et le service public de l'électricité en cours d'examen propose de mettre en place des outils nécessaires à la mise en œuvre de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. »*

## **II. LA CONTRIBUTION POSITIVE DE L'ELECTRONUCLEAIRE A LA COMPETITIVITE GLOBALE DE L'ECONOMIE FRANCAISE**

Le parc électronucléaire français a produit en 1997 l'équivalent de 88 millions de pétrole. Ce montant représente la production de pétrole d'un émirat du Moyen Orient.

Si le programme électronucléaire n'avait pas été décidé, le montant supplémentaire cumulé des importations de gaz, de pétrole et de charbon se serait élevé à 600 milliards de francs courants entre 1974 et 1997 et les émissions cumulées supplémentaires de CO<sub>2</sub> auraient atteint 4,3 milliards de tonnes.

Le prix de l'électricité vendue en France aux consommateurs domestiques est dans la moyenne européenne. En revanche, l'électricité vendue aux industriels est la moins chère de l'Union européenne (après la Grèce).

Dans le monde, seuls les pays dotés de ressources hydroélectriques de grande ampleur comme le Canada ou la Suède ou d'importants gisements de combustibles fossiles comme l'Afrique du Sud ou la Norvège proposent des prix plus compétitifs à leur industrie.

La filière nucléaire française a non seulement permis d'éviter 600 milliards d'importations mais a dégagé un solde exportateur de 316 milliards de francs de 1976 à 1997, sous forme de ventes à l'étranger de réacteurs nucléaires, d'électricité, de combustibles et de services divers.

La construction hier et l'exploitation aujourd'hui des installations nucléaires françaises constituent un gisement d'emplois qualifiés de l'ordre de cent vingt mille postes de travail, en comptant les emplois directs et les emplois liés.

Le contenu en emploi du nucléaire, en considérant l'ensemble de la filière, est de 60 % supérieur à celui du gaz. Ainsi, un renouvellement continu du parc actuel par la construction d'une centrale par an générerait chaque année 1260 emplois avec le choix du nucléaire, contre 770 dans le cas du choix du gaz et 1155 avec l'option charbon.

Les simulations rétrospectives à l'aide d'un modèle néo-keynésien et d'un modèle d'équilibre général calculable mettent en évidence l'impact positif du nucléaire sur l'économie française

Un scénario intitulé « *la France sans nucléaire* » permet d'avoir une idée de ce qu'aurait été la situation économique de la France de 1970 à 2010 sans le choix nucléaire.

Le scénario d'un arrêt prématuré en 1985 du programme électronucléaire, qui a été étudié sur la période 1985-2015 par une équipe de l'IDEI de Toulouse avec un modèle d'équilibre général calculable, livre des enseignements comparables. Le scénario de référence correspond à la réalité de 1985 à 1995 et à un prolongement de la tendance de 1995 à 2015. En fin de période, l'écart de PIB est de - 0,8 %, l'écart de consommation de - 1,2 %. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont quant à elles supérieures de 45 % par rapport à la référence.

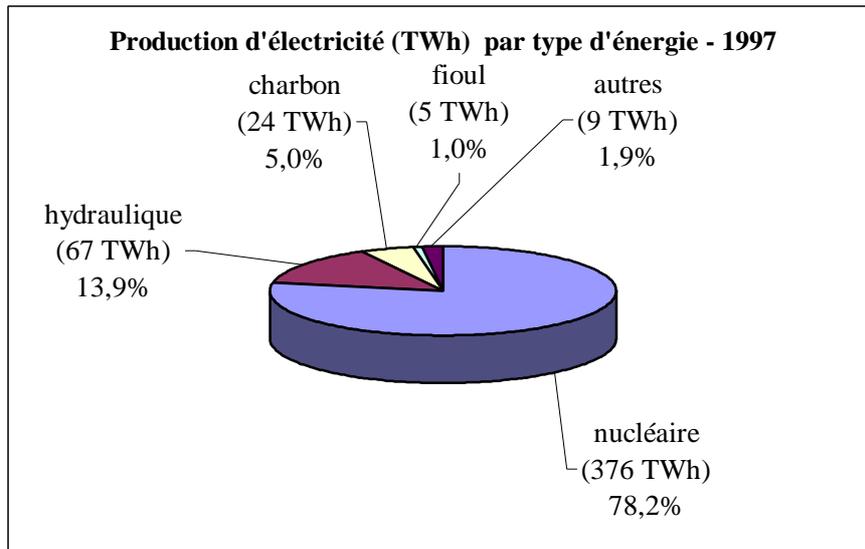
L'impact positif du nucléaire sur l'économie française dans son ensemble est donc mis en évidence à la fois par les études sectorielles et par les modèles macroéconomiques qui permettent une approche intégrée et cohérente.

**A. L'électronucléaire en assurant 37,7 % de l'approvisionnement de l'énergie primaire a amélioré l'indépendance énergétique française**

La part du nucléaire dans la production d'électricité a atteint en France 78,2% en 1997.

A titre de comparaison, la part du nucléaire, égale à 77 % en France en 1996, atteignait la même année 54,8 % en Belgique, 34 % en Allemagne et 30 % au Royaume Uni.

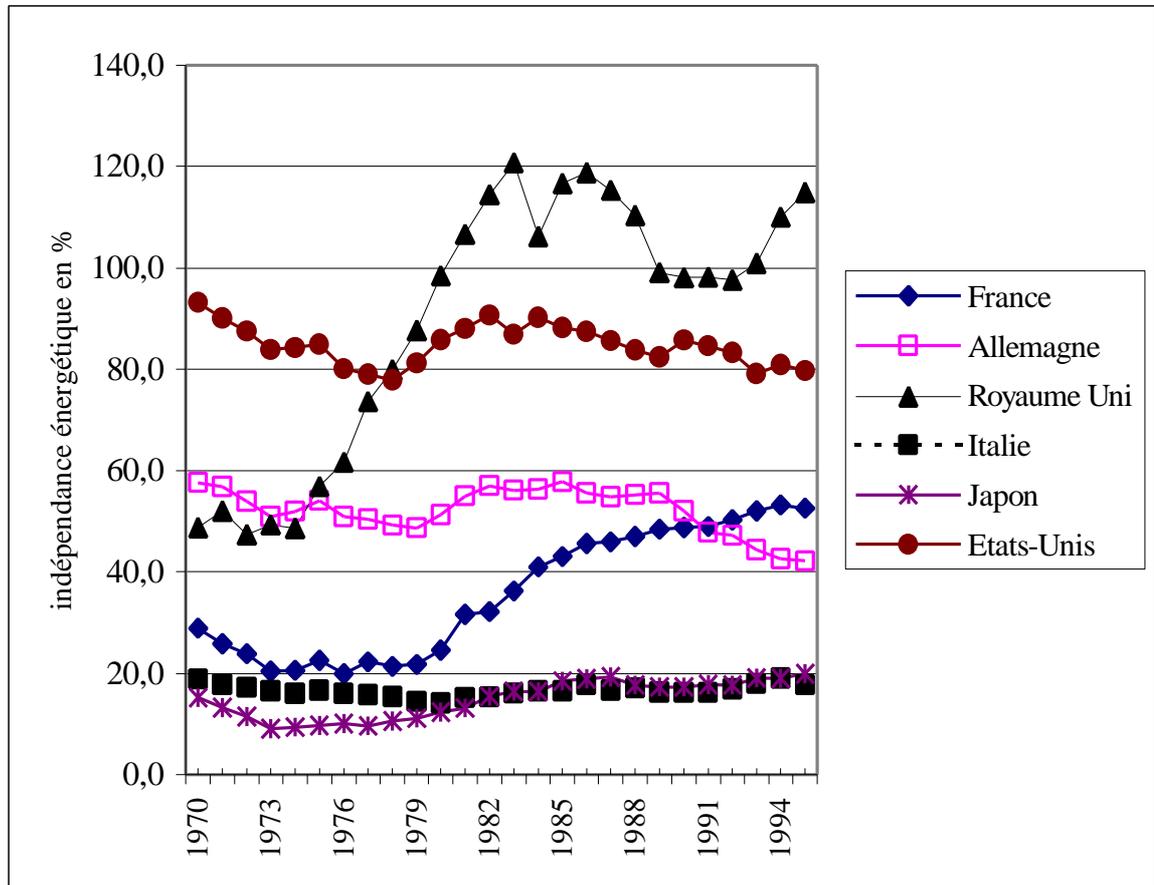
Figure : bilan 1997 de la production électrique en France<sup>25</sup>



Le nucléaire a permis de faire passer l'indépendance énergétique de 20,4 % en 1973 à 49,6 % en 1997 et de réduire la facture énergétique de 5,6 % du Pib en 1980 à 1,3 % en 1997.

<sup>25</sup> Source : Digec, DGEMP, cité par Enerpresse n° 7212, 2/12/1998.

Figure : Evolution du taux d'indépendance énergétique de la France et des principaux pays industrialisés<sup>26,27</sup>



L'Italie qui a abandonné son projet nucléaire et le Japon qui n'a pas investi avec la même détermination que la France dans le nucléaire, n'ont pas réussi à améliorer leur taux d'indépendance.

<sup>26</sup> Source : CEA - DSE

<sup>27</sup> taux d'indépendance énergétique en % : production nationale d'énergie primaire / consommation nationale d'énergie primaire

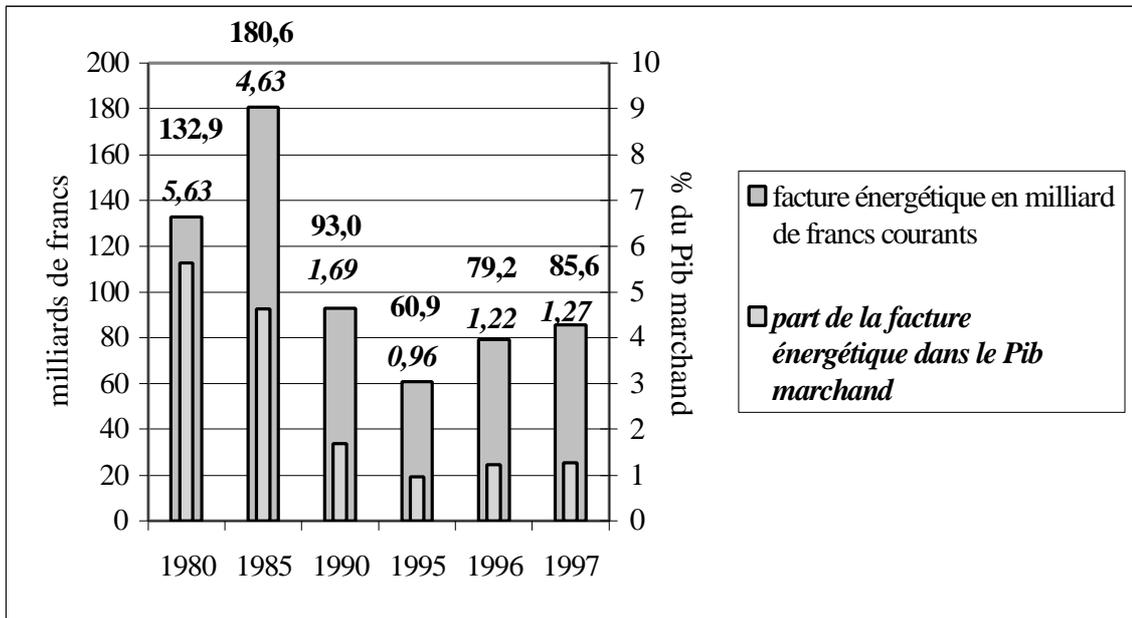
Tableau : indépendance énergétique en % de la France et des principaux pays industrialisés

	France	Allemagne	Royaume Uni	Italie	Japon	Etats-Unis	CEE12	UE
1970	28,9	57,6	48,8	18,8	15,2	93,2	41,4	40,3
1971	25,8	56,8	52,1	17,8	13,3	90,1	41,8	40,7
1972	23,9	53,9	47,4	17,2	11,5	87,5	39,9	39,0
1973	20,4	50,9	49,3	16,5	9,1	83,9	38,8	37,9
1974	20,6	52,0	48,6	16,0	9,4	84,2	40,0	39,1
1975	22,5	54,1	56,9	16,6	9,7	84,9	43,6	42,6
1976	19,9	50,9	61,7	16,0	10,1	80,1	42,6	41,5
1977	22,3	50,4	73,6	15,7	9,6	79,0	45,7	44,6
1978	21,4	49,2	79,9	15,4	10,6	77,9	44,9	44,0
1979	21,7	48,7	87,7	14,4	11,1	81,2	46,3	45,2
1980	24,6	51,3	98,5	14,1	12,4	85,8	49,0	47,9
1981	31,6	55,0	106,7	15,2	13,2	88,0	53,0	52,0
1982	32,2	57,0	114,5	15,3	15,5	90,7	55,7	54,7
1983	36,2	56,1	120,7	16,1	16,4	86,9	57,8	56,8
1984	41,0	56,3	106,2	16,5	16,4	90,2	56,3	55,5
1985	43,0	57,8	116,7	16,5	18,5	88,2	59,4	58,4
1986	45,6	55,6	118,8	17,7	18,9	87,4	59,5	58,5
1987	46,0	54,8	115,3	16,6	19,3	85,6	58,2	57,3
1988	47,0	55,2	110,4	17,1	17,7	83,8	57,0	56,3
1989	48,4	55,6	99,1	16,3	17,3	82,4	55,2	54,7
1990	48,8	52,1	98,1	16,2	17,3	85,7	53,8	53,5
1991	49,0	47,8	98,2	16,2	17,8	84,6	52,9	52,5
1992	50,3	47,2	97,7	16,9	17,7	83,3	52,9	52,7
1993	52,1	44,4	100,9	17,9	19,1	79,1	53,6	53,2
1994	53,2	42,6	110,0	19,0	19,0	80,9	54,6	54,1
1995	52,6	42,2	114,9	17,7	19,9	79,7	54,4	54,1

- ***Le nucléaire a permis une baisse de la facture énergétique de la France***

La facture énergétique française – combustibles minéraux solides, pétrole, produits raffinés, gaz naturel inclus – a connu une baisse de 35,6 % entre 1980 où elle atteignait 132,9 milliards de francs et 1997 où elle fut de 85,6 milliards de francs. Le poids correspondant de ces importations totales d'énergie sur le Pib marchand est dans le même temps passé de 5,63 % à 1,27 %.

Figure : Evolution de la facture énergétique de la France de 1980 à 1997<sup>28</sup>



Trois facteurs majeurs sont intervenus dans cet allègement de la facture énergétique : l'intensité énergétique, l'évolution des produits pétroliers corrigée de l'évolution du cours du dollar et la production d'électricité nucléaire.

- **La baisse de l'intensité énergétique de 20 % entre 1973 et 1997**

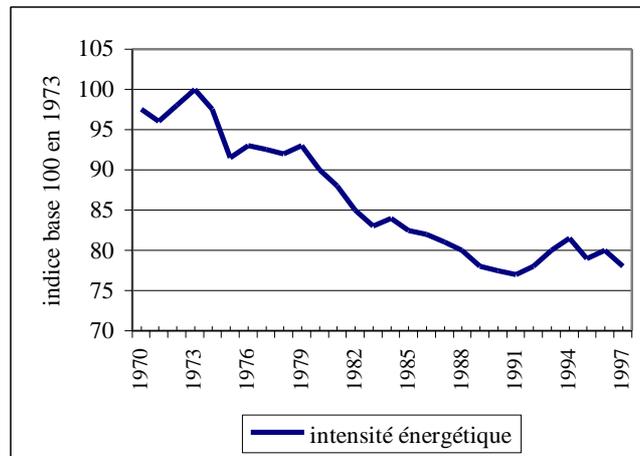
En premier lieu, l'intensité énergétique<sup>29</sup> a baissé de 20 % environ entre 1973 et 1997. Cette baisse est à imputer aux économies d'énergie dans l'industrie principalement. Elle illustre l'impact important des efforts qui peuvent être faits dans la direction d'une croissance plus économe en énergie.

A cet égard, il faut toutefois noter que les rendements des investissements sont décroissants au fur et à mesure que ceux-ci sont déployés.

<sup>28</sup> Source : R. Lavergne et L. Meuric, Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Réalités industrielles, Annales des Mines, août 1998.

<sup>29</sup> Intensité énergétique : rapport de la consommation d'énergie primaire corrigée du climat sur le PIB marchand en volume

Figure : Evolution de l'intensité énergétique de l'économie française<sup>30</sup>

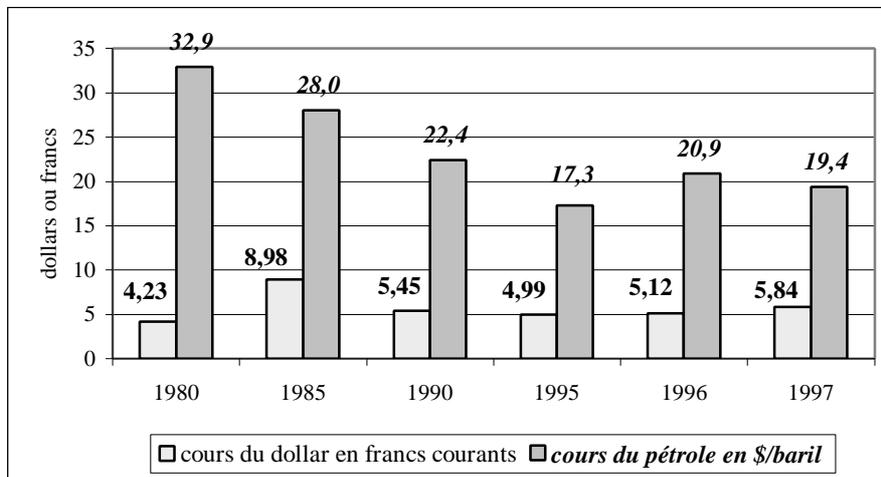


- **La baisse du prix du pétrole modulée par l'évolution du dollar**

La baisse des prix du pétrole, et corrélativement celle du prix du gaz, ainsi que l'évolution favorable des prix du charbon ont également allégé la facture énergétique.

Mais libellée en dollars, la facture énergétique est également sensible à l'évolution du cours du dollar. Le graphique suivant illustre le fait que, par rapport à 1980, l'évolution du dollar a modulé le montant des importations.

Figure : Evolution du cours du pétrole et du cours du dollar<sup>31</sup>



Les graphiques suivants présentent l'évolution des cours des énergies depuis 1970, évolution très défavorable dans un premier temps puis satisfaisante ensuite.

<sup>30</sup> Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie.

<sup>31</sup> Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie

Figure : Evolution des cours du pétrole et du gaz exprimés en francs constants<sup>32</sup>

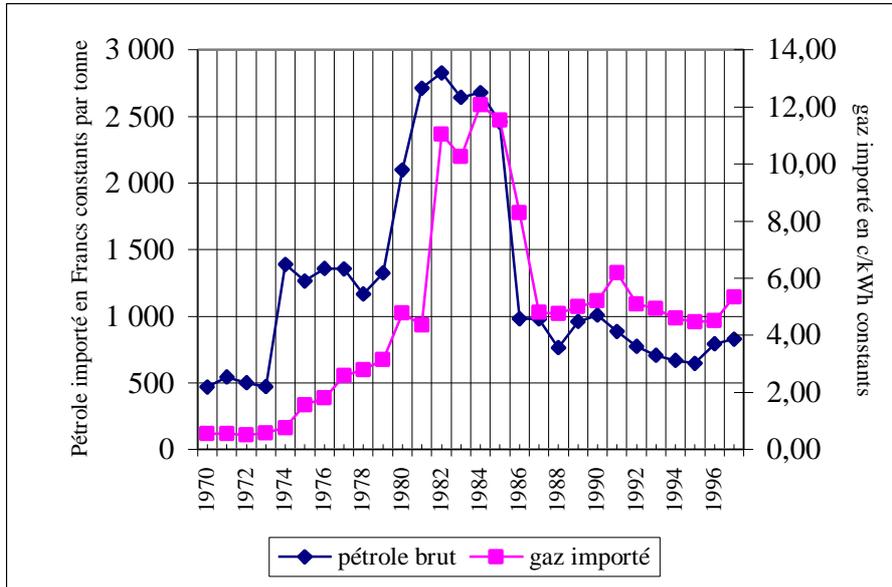
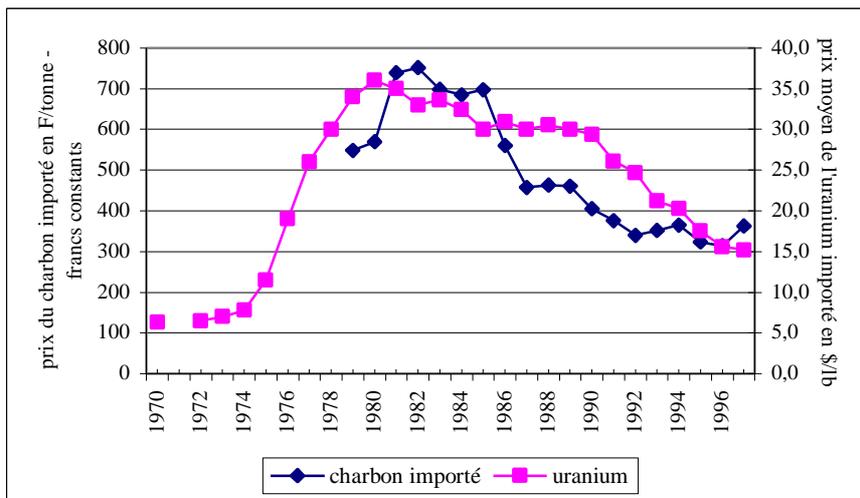


Figure : Evolution des cours du charbon et de l'uranium exprimés en francs constants<sup>33</sup>



Le troisième facteur fondamental dans la diminution de la facture énergétique est la mise en production du parc électronucléaire qui permet à la fois une réduction des importations de combustibles fossiles destinés à la production d'électricité et aux ressources énergétiques nettes de la France d'augmenter fortement (voir tableau ci-après).

- **Le nucléaire, une contribution équivalente à 87,8 millions de tonnes de pétrole en 1997**

Le charbon voit sa production réduite de 17,3 millions de tep en 1973 à 4,2 millions de tep en 1997.

<sup>32</sup> Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie et CEA, DSE.

<sup>33</sup> Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie et CEA, DSE.

La production française de gaz naturel est diminuée par trois entre 1973 et 1997. Les importations nettes de pétrole passent de 134,9 millions de tonnes en 1973 à 89,76 en 1997.

Pour autant les ressources nettes énergétiques augmentent entre les mêmes dates de 25,7 %.

Tableau : Evolution de l'approvisionnement de la France en énergie primaire<sup>34</sup>

millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep)	1973	1980	1994	1995	1996	1997
<b>Charbon et combustibles minéraux solides</b>						
Production nationale	17,29	13,11	5,43	5,11	5,03	4,20
Importations - - Exportations	9,16	19,60	7,62	8,49	9,83	8,98
Ressources nettes	26,45	32,71	13,05	13,60	14,86	13,18
<b>Gaz naturel</b>						
Production nationale	6,26	6,29	2,87	2,78	2,39	2,10
Importations - - Exportations	7,52	16,07	26,10	27,36	29,47	29,23
Ressources nettes	13,78	22,36	28,97	30,14	31,86	31,33
<b>Pétrole</b>						
Production nationale	2,22	2,38	3,42	3,10	2,71	2,32
Importations - Exportations	134,92	113,56	76,54	78,02	83,72	87,44
Ressources nettes	137,14	115,94	79,96	81,12	86,43	89,76
<b>Produits pétroliers raffinés</b>						
Production nationale	-	-	-	-	-	-
Importations - Exportations	-6,53	-1,37	12,39	12,96	9,52	6,31
Ressources nettes	-6,53	-1,37	12,39	12,96	9,52	6,31
<b>Electricité</b>						
Production nationale d'électricité hydraulique (brute)	10,69	15,69	18,11	17,03	15,71	15,05
Production nationale d'électricité nucléaire (brute)	3,70	13,60	79,92	83,75	88,21	87,80
Importations - Exportations	-0,66	0,69	-14,02	-15,51	-15,28	-14,50
Ressources nettes en électricité	13,73	29,98	84,01	85,27	88,64	88,35
<b>Energies renouvelables</b>						
Production nationale	2,00	3,20	4,20	4,20	4,20	4,20
<b>Total des Ressources énergétiques nettes<sup>35</sup></b>	<b>185,45</b>	<b>197,77</b>	<b>222,63</b>	<b>227,48</b>	<b>236,50</b>	<b>233,10</b>

<sup>34</sup> Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie

<sup>35</sup> Les variations nettes des stocks ne sont pas reportées dans ce tableau, ce qui entraîne un total des différentes sources primaires légèrement du total ici reporté.

En 1973, les premières centrales graphite-gaz fournissaient l'équivalent de 3,7 millions de tep. L'entrée en service des réacteurs à eau pressurisée fournit une contribution en énergie primaire équivalente à 13,6 millions de tep en 1980 et 87,8 millions de tep en 1997. L'expression de M. B. Barré, directeur des réacteurs nucléaires au CEA, « *le nucléaire en France, c'est l'équivalent de la production d'un émirat du Moyen-Orient* »<sup>36</sup> illustre bien la réalité.

- ***Une économie de 600 milliards de francs en importations de pétrole***

En faisant des hypothèses simples sur les importations de charbon et de pétrole que la France aurait du faire pour produire son électricité si le programme électronucléaire n'avait pas été décidé, il est possible de déterminer le montant total qu'il aurait fallu dépenser de 1974 à 1997. Ce montant s'élève à 600 milliards de francs.

En 1970, la production d'électricité était assurée par les centrales thermiques au charbon à hauteur de 45 % du total, par les centrales thermiques au gaz à hauteur de 8 % et au fioul à hauteur de 34 %. Le nucléaire ne représentait que 6 % et l'hydroélectricité 13 %.

Compte tenu des prix et des structures d'approvisionnement, il est vraisemblable de supposer que la France aurait choisi le charbon, au moins dans un premier temps (voir plus loin, l'analyse de l'étude « *la France sans nucléaire* »). Le scénario chiffré ci-après correspond à une situation où les capacités de production additionnelles nécessitées par l'augmentation de la production, sont fournies à 80 % par des centrales au charbon et à 20 % par le pétrole.

Sur la période considérée, soit 1973-1997, le prix du pétrole importé a subi l'influence de la variation des cours du baril en dollars et celle de la parité du franc. En moyenne, sur la période, le prix du baril de pétrole importé s'est situé à 32 dollars, correspondant à 1 119 F/tonne. Le prix du charbon s'est quant à lui situé à hauteur de 227 F/tonne, en moyenne.

En appliquant les hypothèses ci-dessus à la production d'électricité substituée et aux quantités de combustibles importées, le montant total des importations se situe à 606 milliards de francs. La France aurait dépensé 362 milliards de francs 1995 pour importer le charbon et 244 milliards de francs pour importer le fioul nécessaire à ses centrales électriques.

Tableau : Dépenses cumulées d'importation de combustibles fossiles en l'absence de programme électronucléaire

période 1973-1997	charbon	pétrole	total
production électrique substituée (TWh)	3 964	991	4 995
Energie substituée (Mtep)	872	218	1090
Quantités totales consommées (Mt)	1 308	218	-
Importations cumulées (milliards de francs 1995)	<b>362</b>	<b>244</b>	<b>606</b>

Un choix identique à celui de l'Italie, avec un parc électrique fonctionnant entièrement au fioul, aurait conduit à des importations cumulées de 1200 milliards de francs.

- ***4,3 milliards de tonnes de CO2 évitées sur la période 1973-1997***

Les émissions de CO2 représentaient en France en 1997 375 millions de tonnes. Un parc de centrales thermiques classiques répondant à la répartition indiquée plus haut et remplaçant le parc électronucléaire français actuel émettrait une quantité de CO2 du même ordre de grandeur.

<sup>36</sup> B. Barré, Colloque de l'IRIS, 17 décembre 1997.

Le scénario de montée en puissance sur les bases précédentes d'un parc classique à la place du parc électronucléaire actuel peut être chiffré en termes de rejets de CO<sub>2</sub> additionnels.

La quantité cumulée de CO<sub>2</sub> émis par ce parc, pendant la période 1973-1997 s'élève à 4,3 milliards de tonnes.

## B. Une électricité bon marché pour l'industrie

La comparaison internationale des tarifs de l'électricité est un exercice particulièrement malaisé, en raison des particularités tarifaires des différents pays, des difficultés de conversion des monnaies et du nombre de cas de consommateurs à distinguer.

Les données publiées par EDF dans son rapport annuel montrent clairement que la France est mieux située en Europe pour la fourniture d'électricité à l'industrie qu'au secteur résidentiel. Les tableaux suivants indiquent que la France se situe au milieu du classement pour le prix de l'électricité vendue au secteur résidentiel.

Tableau : Prix de l'électricité dans le secteur résidentiel en Europe au 1<sup>er</sup> juillet 1997 – France : indice base 100<sup>37</sup>

1 <sup>er</sup> juillet 1997	secteur résidentiel forte consommation	secteur résidentiel faible consommation
prix TTC – corrigé des parités de pouvoir d'achat	consommation de 7500 kWh/an dont 2500 en heures creuses	consommation de 3500 kWh/an dont 1300 en heures creuses
Finlande	61	61
Suède	66	68
Irlande	86	87
Grèce	87	75
Royaume Uni	89	95
Luxembourg	90	90
Pays-Bas	99	100
<b>France</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Autriche	104	99
Danemark	108	112
Espagne	116	122
Allemagne	117	122
Belgique	119	126
Portugal	151	164
Italie	196	nd <sup>38</sup>

Une explication peut être donnée à cette situation. La France connaît une densité de population moindre que ses voisins et une disparité plus marquée dans la localisation des consommations. Les coûts de transport et de distribution du kWh ont donc tendance à être plus élevés. Le phénomène est particulièrement sensible pour les clients résidentiels parce que leur desserte suppose l'utilisation de tous les réseaux.

En revanche, les prix de vente à l'industrie, dont le positionnement est avant tout dicté par le niveau des coûts de production sont les plus bas – après la Grèce, comme le montre le tableau suivant.

<sup>37</sup> Source : Unipede / Eurostat 1997, cité dans EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

<sup>38</sup> nd : non disponible

Tableau : Prix de l'électricité dans l'industrie en Europe au 1<sup>er</sup> juillet 1997 – France : indice base 100<sup>39</sup>

1 <sup>er</sup> juillet 1997	Grande industrie	Petite industrie
hors TVA – taux de conversion : Ecu	puissance souscrite de 100 kW, consommation de 50 millions de kWh par an	puissance souscrite de 100 KW, consommation de 160 000 kWh par an
Grèce	96	90
<b>France</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Danemark	103	66
Luxembourg	106	122
Belgique	109	136
Pays-Bas	111	129
Portugal	116	112
Irlande	121	134
Espagne	124	96
Italie	138	137
Allemagne	140	131
Royaume Uni	146	129
Autriche	151	142
Finlande	nd	69
Suède	nd	nd

Afin d'améliorer la contribution des prix de l'électricité à la compétitivité de l'économie française, le contrat d'entreprise 1997-2000 d'EDF programme une diminution moyenne de 14 % en francs constants sur 3 ans des tarifs de l'électricité.

Le cas particulier de l'Allemagne mérite une explication. L'Allemagne se caractérise par un prix relatif élevé de l'électricité. Les coûts de production sont en effet grevés par le fait que les électriciens allemands achètent leur charbon aux producteurs nationaux dont les prix sont nettement supérieurs à ceux du marché international.

Une autre comparaison des tarifs de l'électricité a été publiée début 1998 par le National Utility Service (NUS)<sup>40</sup>. Son intérêt est double : d'une part elle est plus récente et donc intègre les effets des premières baisses tarifaires intervenues en France et d'autre part elle porte sur des pays européens ou autres.

Les résultats sont basés sur des volumes clients de 1000 kW et 450 000 kWh par mois, correspondant à des usagers industriels et commerciaux.

Dans cette étude relative aux prix de l'électricité dans l'industrie, la situation de la France apparaît également favorable par rapport à celle de la plupart des autres pays européens. En réalité, selon National Utility Service, la France n'est devancée que par les pays dotés d'un potentiel hydroélectrique ou minier très important, comme la Norvège, la Suède, le Canada d'une part, et d'autre part l'Australie ou l'Afrique du Sud.

<sup>39</sup> Source : Unipede / Eurostat 1997, cité dans EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

<sup>40</sup> La France au milieu du palmarès mondial pour les tarifs de l'électricité, Enerpresse, n° 7130, 07/08/98

Tableau : Prix de vente de l'électricité industrielle selon NUS<sup>41</sup>

pays - cF / kWh	avril 98	avril 97	% variations
Italie	54,2	53,3	1,7
Allemagne	45,4	49,9	-9,0
Espagne	45,0	49,2	-8,5
Belgique	44,9	43,9	2,3
Etats-Unis	44,1	44,4	-0,7
Irlande	40,2	39,9	0,8
Royaume Uni <sup>42</sup>	38,1	38,9	-2,1
Pays-Bas	37,9	37,6	0,8
Danemark	36,7	36,8	-0,3
France	34,9	36,9	-5,4
Finlande	25,2	26,9	-6,3
Norvège	25,0	25,9	-3,5
Canada	25,5	25,5	0,0
Suède	0,22	24,3	-9,5
Afrique du Sud	21,4	20,3	5,4
Australie	16,7	16,2	3,1

<sup>41</sup> Dans ce cas de référence, le transformateur appartient au client.

<sup>42</sup> Pour le Royaume Uni, il s'agit des prix moyens pratiqués par tous les fournisseurs affichant des tarifs nationaux et du prix de pool proposé aux consommateurs disposant d'un contrat d'un mégawatt.

### C. Le solde fortement exportateur de la filière électronucléaire française

La contribution de la filière nucléaire au solde positif de la balance commerciale française ne se réduit pas à une économie d'importations de combustibles fossiles. Non seulement la production d'électricité est compétitive en France, mais l'industrie du cycle du combustible l'est aussi, sans oublier la construction de réacteurs nucléaires.

Si la vente de réacteurs nucléaires est une activité irrégulière, au demeurant de plus en plus difficile, l'exportation d'électricité et le cycle du combustible ont généré en 1997 un solde positif de 27,7 milliards de francs. Cette année 1997, à cet égard, ne constitue pas une année exceptionnelle.

- ***Les exportations de Framatome : 35 milliards de francs courants de 1970 à 1998***

La francisation rapide par Framatome des technologies américaines des réacteurs à eau pressurisée est une réussite exemplaire de l'industrie française. D'utilisateur sous licence de technologies américaines, Framatome devient rapidement un fournisseur de technologies à son partenaire américain, exporte ses propres produits dès 1982 et cesse tout versement de redevances en 1992<sup>43</sup>.

*a) La francisation des chaudières nucléaires initialement sous licence Westinghouse*

L'examen des relations entre Framatome et Westinghouse permet de constater qu'elles trouvent leur origine dans les accords que le Groupe Schneider entretenait avec Westinghouse depuis 1928. Lors de la création de Framatome le 1er décembre 1958, Westinghouse faisait partie des premiers actionnaires, avec 15 % du capital, aux côtés de Schneider, Merlin Gérin et du Groupe Empain. La participation de Westinghouse est ensuite montée à 45 % du capital de Framatome de 1972 à 1975, avant de redescendre, à la demande des pouvoirs publics, à 15 %, en janvier 1976, le CEA reprenant la participation cédée par Westinghouse. Les derniers 15 % détenus par Westinghouse ont été repris par Creusot-Loire en 1981, de sorte que depuis cette date, il n'y a plus de lien capitalistique entre Framatome et cette société américaine.

Sur un plan pratique, Westinghouse a concédé à Framatome en février 1959 une licence de fabrication de composants de chaudières nucléaires à eau pressurisée. Cette licence a été utilisée pour la réalisation de la centrale franco-belge de SENA (Chooz) dans les Ardennes.

Après cette réalisation, Westinghouse a commandé pour ses propres besoins plusieurs cuves de réacteurs aux ateliers du Creusot, avant qu'en 1969 Framatome reçoive les commandes des chaudières nucléaires de Tihange puis de Fessenheim. Tout en se faisant dans le cadre de la licence de 1959, ces réalisations marquent un début d'émancipation de Framatome qui réalise notamment l'étude des régimes transitoires de fonctionnement et la fabrication de l'instrumentation du cœur du réacteur de cette centrale.

En 1972, la licence de Westinghouse est étendue à l'ensemble des éléments permettant la conception du réacteur, ce qui permet à Framatome d'obtenir les informations lui permettant de maîtriser tous les aspects de la conception d'une chaudière nucléaire, et d'apporter de nombreuses améliorations, au cours de la réalisation du premier contrat-programme, grâce en particulier au retour d'expérience associé aux premières centrales en service.

Dès 1976, Framatome participe aux études de développement d'un nouveau modèle de centrale de 1300 MW qui sera mis en service aux Etats-Unis bien après les premières mises en service de centrales correspondantes en France. La situation se renverse progressivement. Les Etats-Unis commencent à se montrer intéressés par certains éléments apportés par la technologie française.

---

<sup>43</sup> Source : Framatome, communication aux Rapporteurs, 20/1/1999.

Aboutissement logique de ces relations, l'accord de licence de 1972 est remplacé en 1981 par un accord de coopération technique à long terme, appelé NTCA (Nuclear Technical Coopération Agreement).

Cet accord repose sur le respect par Westinghouse des compétences Framatome. Les redevances sont notablement diminuées. Les échanges se font dans les deux sens. Ce degré d'indépendance technique et commerciale de Framatome entraîne le retrait total de Westinghouse du capital de Framatome.

Avec l'appui d'EDF et du CEA, Framatome francise alors la technologie des réacteurs à eau pressurisée en lui faisant des apports essentiels. Le nouveau modèle de centrales de 1450 MWe de type N4, mises en place à Chooz B et à Civaux, les assemblages de combustible de type AFA, l'édition des Recueils de Conception et de Construction (RCC) des chaudières nucléaires sont des signes tangibles de cette indépendance.

Simultanément les accords de coopération technique quadripartites qui réunissaient EDF, le CEA, Framatome et Westinghouse et qui avaient commencé en 1976 perdent de leur substance, les apports de Westinghouse étant de plus en plus faibles.

En 1992, il est mis fin au NTCA entre Framatome et Westinghouse de sorte que la filière des réacteurs à eau pressurisée est totalement « francisée » et qu'il n'y a plus à verser de redevances.

On notera que cette francisation progressive des chaudières nucléaires initialement sous licence Westinghouse, a conduit au dépôt de plus de cent cinquante brevets et à la mise en place d'importants programmes de R & D. Les résultats ont été à la hauteur des espérances. La France est totalement autonome de ses décisions et elle est bien placée sur le marché mondial, comme le montre en particulier, sa capacité à développer ses relations dans ce domaine avec la Chine.

Par ailleurs, sans que cela soit directement lié aux relations avec Westinghouse, on notera que Framatome a pris en 1987 et en 1989 des participations dans les filiales de la Société Babcock et Wilcox, fabriquant de combustible nucléaire et réalisant des services aux centrales, avant d'en prendre en 1992 le contrôle total, en association avec COGEMA pour ce qui touche au combustible.

Fin 1995, le nom de « Framatome Technologies » remplace le nom de « Babcock et Wilcox Nuclear Technologies » qui couvraient ces participations américaines. Framatome dispose donc maintenant d'une base très solide aux Etats-Unis dans l'industrie nucléaire.

*b) 28,5 milliards d'exportations réalisées par le Groupe Framatome dans le domaine nucléaire*

Le chiffre d'affaires à l'exportation du Groupe Framatome dans le domaine nucléaire s'élève pour l'ensemble de la période 1970-1997 à 28,5 milliards de francs courants, dont 20,5 pour les chaudières et 8 pour le combustible.

Les commandes relatives à la centrale chinoise de Ling Ao ne sont pas encore prises en compte dans ces chiffres d'affaires. Elles représentent environ 5 milliards supplémentaires pour les chaudières et 0,5 milliard pour le combustible. Il convient d'ajouter en outre 0,3 milliard de francs pour la commande de composants pour la centrale chinoise de Quinchan.

Tableau : chiffres d'affaires relatifs aux centrales vendues à l'étranger par Framatome

centrales	chaudières	combustible <sup>44</sup>	dont achats et sous-traitance hors groupe	autres prestations depuis l'origine	remarques
<b>Belgique</b>					
Tihange 1 (MSI <sup>45</sup> 1975)	0,7		0,3		
Doel 3 (MSI 1982)	0,8		0,3		
		0,3		1,7	
Tihange 2 (MSI 1982)	0,8		0,3		
<b>Afrique du Sud</b>					
Koeberg 1 (MSI 1985)	1,6		0,6		autres fournisseurs : Spie, Cegelec, Alsthom, Thermatome
		0,7		1,8	
Koeberg 2 (MSI 1985)	2 ;2		0,8		
<b>Corée</b>					
Uljin (MSI 1988)	1,3		0,5		autres fournisseurs français : Alsthom, Cegelec, Thermatome
		0,2		0,7	
Uljin 2 (MSI 1989)	1,1		0,4		
<b>Chine</b>					
Daya Bay 1	3,4		1,1		Autres fournisseurs français : Alsthom, Spie, EDF
		0,5		1,5	
Daya Bay 2 (MSI 1994)	2,5		0,9		

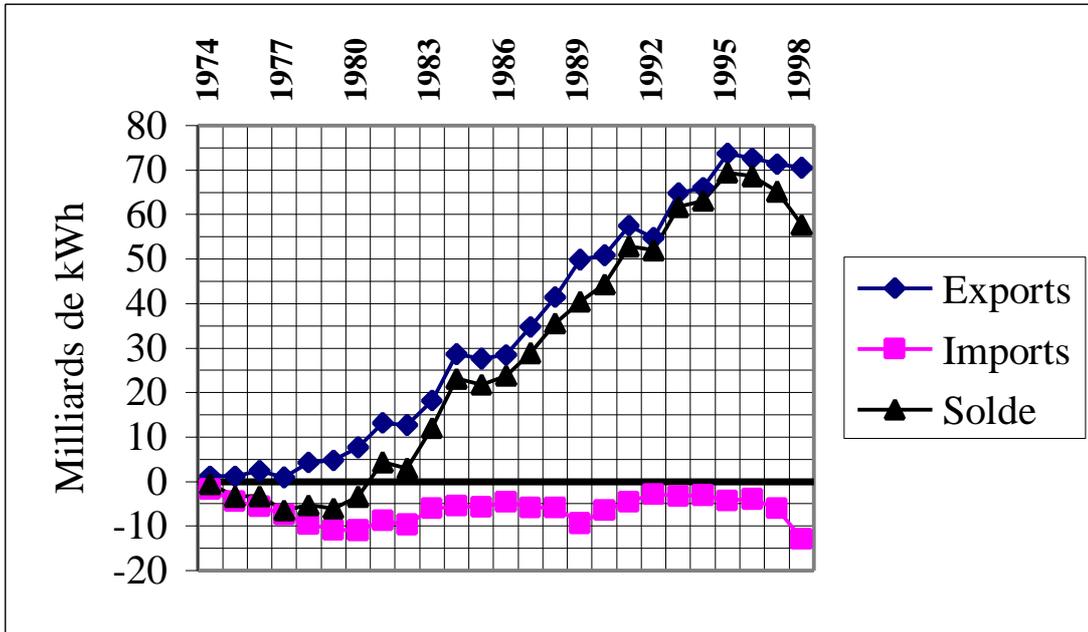
• **Le chiffre d'affaire net d'EDF à l'export : 149 milliards de francs, de 1974 à 1998**

C'est la mise en service industriel des premiers réacteurs nucléaires qui permet à EDF d'inverser sa position d'importateur net d'électricité en celle d'exportateur net d'électricité. Traditionnellement, les réseaux européens qui sont interconnectés échangent de l'électricité en fonction des besoins ponctuels d'approvisionnement. Comme on le voit sur la figure ci-après, c'est à partir de 1981 qu'EDF devient exportateur net d'électricité. Ce solde s'accroît régulièrement, au fur et à mesure du couplage au réseau des réacteurs nouvellement construits et atteint un maximum de 69, 6 TWh en 1995.

<sup>44</sup> Premier coeur et première recharge du réacteur.

<sup>45</sup> MSI : mise en service industriel

Figure : Evolution des ventes et achats d'électricité d'EDF en Europe de 1974 à 1998<sup>46, 47, 48</sup>



Avec un solde net de 15,3 milliards de francs en 1997 et de 12,7 milliards de francs en 1998<sup>49</sup>, la contribution des exportations aux résultats de l'entreprise représente actuellement environ 8 % du chiffre d'affaires total d'EDF. Le résultat des exportations en termes de marge bénéficiaire tend à diminuer actuellement. Pour s'adapter aux réalités du marché, EDF est en effet contrainte dans certains cas d'accepter de renégocier des contrats.

<sup>46</sup> Audition des représentants d'EDF du 7 janvier 1999.

<sup>47</sup> Source : EDF.

<sup>48</sup> Nota : les ventes de la filiale SENA sont exclues des résultats, celles liées à la filiale Nersa (Superphénix) sont intégrées aux exportations sur la période 1995-1997, suite aux négociations avec les partenaires étrangers liées au lancement du Programme d'Acquisition des Connaissances (transformation de la fonction de Superphénix, de centrale de production d'électricité en outil de recherche).

<sup>49</sup> La baisse des exportations d'électricité en 1998 par rapport à 1997 est principalement due aux arrêts imprévus des réacteurs de Belleville et de Chooz B, ainsi qu'au retard de mise en service des tranches de Civaux 1 et 2.

Tableau : Evolution des ventes et des achats d'électricité d'EDF en Europe de 1974 à 1998 en milliards de francs courants<sup>50, 51, 52</sup>

milliards de francs courants	Exports	Imports	Solde
1974	0,1	-0,1	0
1975	0,1	-0,2	-0,1
1976	0,3	-0,5	-0,2
1977	0,2	-0,6	-0,4
1978	0,3	-0,9	-0,6
1979	0,5	-1,2	-0,8
1980	0,8	-1,4	-0,6
1981	2,1	-1,3	0,8
1982	2,3	-1,6	0,7
1983	3,4	-1,1	2,3
1984	5,6	-1,1	4,5
1985	5,3	-1,2	4,2
1986	5,1	-1	4
1987	6,1	-1,1	5
1988	6,4	-1,1	5,3
1989	8,1	-1,9	6,2
1990	9,5	-1,4	8,1
1991	11,9	-1	11
1992	12,1	-0,6	11,5
1993	14,5	-0,6	13,9
1994	15,2	-0,6	14,5
1995	17,4	-1,5	15,9
1996	16,7	-0,8	15,9
1997	16,4	-1,1	15,3
1998	15,1	-2,4	12,7
total	175,5	-26,3	149,1

EDF souligne que certains contrats à long terme de fourniture d'électricité ont, pour la moitié de la puissance exportable, une structure particulière adaptée aux besoins de financement de l'entreprise, lorsque son parc électronucléaire montait en puissance rapidement.

En effet ces contrats particuliers dans leur définition – mais pas dans leur volume, puisqu'ils représentent près de la moitié exportable – se sont traduits par une contribution de la part des sociétés clients à la puissance installée sous forme d'un versement en capital.

Compte tenu des règles comptables françaises, ces versements, qui ont représenté un total de 48 milliards de francs courant à la fin 1998, sont répartis sous la forme d'un amortissement linéaire sur la durée des contrats. Il en résulte un solde à amortir de 31 milliards de francs courants à la fin 1998.

<sup>50</sup> Source : EDF

<sup>51</sup> Nota : les ventes de la filiale SENA sont exclues des résultats ; celles liées à la filiale Nersa sont intégrées aux exportations d'EDF sur la période 1995-1997, suite aux adaptations nées des négociations avec les partenaires étrangers.

<sup>52</sup> Chiffres d'affaires à l'exportation et à l'importation donnés en francs courants pour leur valeur comptable.

Cette stratégie de participation des clients importants et réguliers à l'effort d'investissement – au demeurant équitable au plan économique – s'est avérée particulièrement opportune pour les comptes d'EDF. Les apports en capital correspondant ont participé au financement du parc électronucléaire français à une époque où EDF s'endettait fortement.

Au plan de l'analyse économique, la structure particulière des exportations d'EDF doit donc se traduire par l'addition aux exportations nettes d'électricité des charges financières que les apports en capital ont permis d'éviter.

En conséquence et à titre indicatif, le chiffre d'affaires économique des exportations brutes s'établit à 18,5 milliards de francs 1998, à comparer au chiffre d'affaires comptable de 15,1 milliards de francs<sup>53</sup>.

Les débouchés à l'extérieur d'EDF sont certes tributaires de sa capacité de production mais plus encore de la capacité du réseau d'interconnexion en Europe. L'opposition des populations à la construction de lignes additionnelles rend prioritaire l'objectif d'augmenter leur capacité de transport.

- ***Les exportations de Cogema de 1976 à 1997 : 137,1 milliards de francs***

Les exportations cumulées de Cogema s'élèvent à 137,1 milliards de francs courants pour la période 1976-1998. Il s'agit principalement de fabrication et de vente de combustibles nucléaires, de prestations de retraitement de combustibles usés et de service divers comme le transport de matières nucléaires. L'évolution de ces exportations est retracée dans le tableau ci-après.

---

<sup>53</sup> Dans ce calcul effectué par EDF, le capital est actualisé à 6 % en monnaie constante.

Tableau : Exportations de Cogema en milliards de francs courants<sup>54</sup>

année	milliards de francs courants
1976	0,8
1977	1,3
1978	1,3
1979	1,2
1980	1,0
1981	1,1
1982	2,3
1983	2,6
1984	6,8
1985	8,8
1986	9,3
1987	8,7
1988	8,3
1989	7,9
1990	6,7
1991	6,7
1992	7,5
1993	9,0
1994	9,5
1995	11,2
1996	12,7
1997	12,4
total	137,1

Cogema souligne que ce chiffre d'affaires à l'export a un contenu très faible en importations. La contrepartie de ce chiffre d'affaires est constituée d'amortissements et de valeur ajoutée, les consommations intermédiaires ne comprenant que des achats nationaux.

Le fort contenu en valeur ajoutée, une valeur ajoutée au surplus nationale, constitue un cas d'espèce. Au demeurant, le ratio « *cash flow* » / chiffre d'affaires de Cogema est de l'ordre de 30 %, un montant exceptionnel dans l'industrie.

Au surplus, Cogema est une entreprise fortement bénéficiaire, dont l'activité génère une trésorerie abondante.

---

<sup>54</sup> Audition des représentants de Cogema, 7 janvier 1999.

## **D. Un secteur à fort contenu en emplois qualifiés**

La filière électronucléaire présente, au plan de l'emploi, plusieurs caractéristiques spécifiques.

La première caractéristique est qu'il s'agit d'emplois fortement qualifiés. La recherche et développement en amont y joue un rôle important. L'exploitation des réacteurs nucléaires et des installations du cycle du combustible exige des personnels de niveaux de qualification élevés.

Par ailleurs, le contenu en emploi de cette filière est important. Ainsi, la construction des centrales exige des travaux de génie civil et de bâtiments importants, qui, eux-mêmes, requièrent une main d'œuvre abondante.

La troisième caractéristique est la mobilisation d'une main d'œuvre essentiellement nationale, le contenu en importations de la filière étant faible. On estime que l'industrie participe à hauteur de 85 % à la valeur ajoutée résultant de la construction de centrales nucléaires.

Le recensement des effectifs de la filière nucléaire permet d'illustrer ses caractéristiques au plan de l'emploi. La comparaison avec les autres filières de production de l'électricité permet de souligner sa spécificité.

### **1. Un nombre d'emplois directs et indirects d'environ 120 000**

En 1987, alors que le programme nucléaire commençait à décélérer, environ 160 000 personnes travaillaient directement à ce programme, dont 70 000 pour la construction des centrales. Selon le CEA<sup>55</sup>, si l'on ajoute les emplois indirects, le nombre total d'emplois s'élevait à 300 000, soit environ 1,3% de la population active. Depuis cette date, les effectifs ont décliné mais représentent encore plus de cent mille emplois.

- **Les effectifs du CEA**

Les effectifs du CEA en 1998 atteignaient 16 000 personnes, dont 70 % environ sont affectés aux activités civiles. Rappelons que le budget du CEA pour 1998 s'élevait à 18 milliards de francs en 1998, soit une diminution de 1,7 % par rapport à 1997. Sur ces 18 milliards, 7 correspondent aux activités militaires et 11 milliards aux activités civiles, dont 4 proviennent de contrats avec l'industrie.

Parmi les 11 200 salariés du CEA affectés aux activités civiles, près de 7 840 travaillent sur des programmes de recherche et développement relatifs au nucléaire civil<sup>56</sup>. Les 3 360 emplois civils restant correspondent pour une moitié à des postes de recherche fondamentale et pour l'autre moitié à des postes de recherche technologique – l'autre moitié -.

- **Les effectifs de l'Andra**

Les effectifs de l'ANDRA, Agence nationale de gestion des déchets radioactifs, étaient quant à eux de 370 personnes en 1998, contre 250 personnes en 1991.

- **Les effectifs de Framatome**

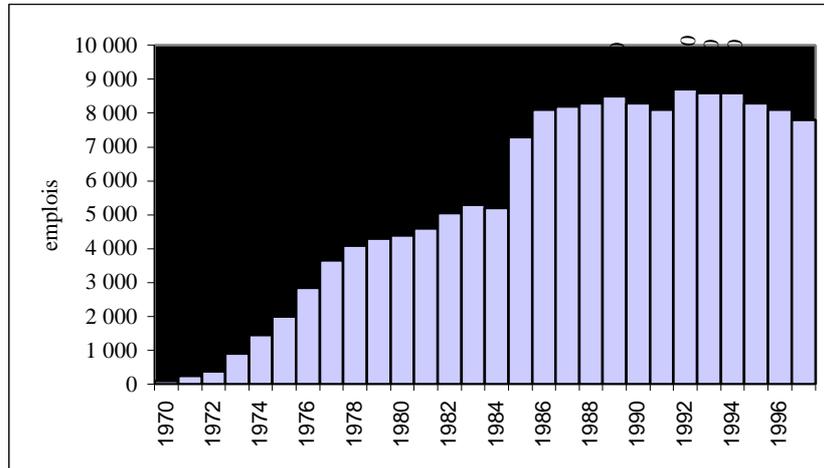
---

<sup>55</sup> A. Charmant, JG Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, la France sans nucléaire, Revue de l'Energie, n° 434, octobre 1991.

<sup>56</sup> Y. d'Escatha, TF1, 13/2/98.

L'évolution de l'emploi dans l'activité nucléaire de Framatome est présentée dans la figure ci-dessous<sup>57</sup>. Les effectifs des filiales américaines de services aux centrales nucléaires et de combustible, qui ne travaillent pratiquement pas pour le programme nucléaire français n'ont pas été pris en compte.

Figure : Evolution des effectifs de Framatome



Il convient par ailleurs de noter que le périmètre des unités du groupe travaillant pour le programme français a évolué, avec notamment depuis 1992 dans le domaine du combustible, la prise de contrôle de différentes entreprises.

Outre les emplois créés dans l'ensemble de l'industrie, il convient de signaler l'effet d'entraînement que le programme nucléaire a eu sur le plan technique dans de nombreux secteurs qui ont valorisé les méthodes et le savoir-faire acquis à propos du programme nucléaire en dehors de celui-ci, et ont maintenu et développé l'emploi ailleurs que dans le nucléaire. On estime qu'un emploi dans Framatome s'est traduit, jusqu'en 1992, par 1,5 emploi en moyenne chez ses fournisseurs et sous-traitants<sup>58</sup>.

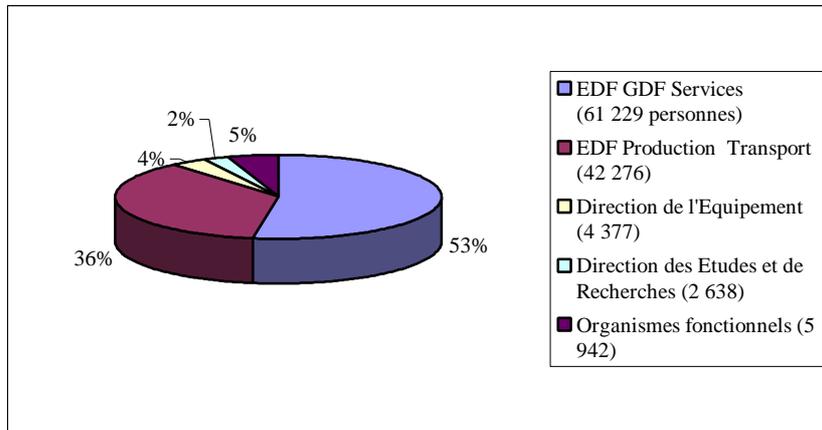
- **Les effectifs d'EDF**

Les effectifs totaux d'EDF étaient de 116 462 personnes en 1997, contre 116 918 en 1996, 116 805 en 1995, 117 507 en 1994 et 119 831 en 1990. La répartition des effectifs entre les grandes directions est représentée sur la figure suivante.

<sup>57</sup> B. Vieillard-Baron, Framatome, Communication aux Rapporteurs, 20 janvier 1999.

<sup>58</sup> Depuis cette date ce coefficient a diminué en raison de la reprise par Framatome d'entreprises qui travaillaient déjà pour le secteur nucléaire du groupe sans en faire partie.

Figure : répartition des effectifs d'EDF au 31/12/97<sup>59</sup>



La majorité des emplois d'EDF correspondent aux services à la clientèle (61 229 postes). La deuxième secteur employeur d'EDF est la Production et le Transport, avec 36 % du total. Les emplois relatifs aux centrales nucléaires sont compris dans ce total de 42 276 postes et en représentent environ la moitié. A ce nombre d'environ 20 000 agents EDF, il convient d'ajouter les 15 000 emplois des prestataires de service auxquels EDF fait appel.

- **Les effectifs de Cogema**

Les effectifs de Cogema au 31/12/1997 s'élevaient à 18 629 personnes. L'usine de La Hague comptait à la même date 3 130 salariés. Sur ce seul centre, les effectifs des entreprises extérieures prestataires représentaient environ 4 000 personnes. Ainsi, l'activité des installations de La Hague génère un total d'environ 8 000 emplois, ce qui correspond à près de 20 % du bassin d'emploi du Nord Cotentin.

\*

Au total, en prenant en compte non seulement les emplois directs liés aux activités nucléaires civiles du CEA, de Framatome, d'EDF, de Cogema et de l'Andra, mais aussi les emplois indirects liés à ces organismes ou entreprises, le nombre actuel d'emplois liés à la filière nucléaire semble être d'environ 120 000.

## **2. L'électronucléaire davantage créateur d'emplois que les filières gaz ou charbon**

Une étude de l'emploi correspondant aux différentes filières de production de l'électricité nécessite en premier lieu une approche globale non seulement de l'activité de production proprement dite mais aussi de la réalisation des investissements préalables d'une part et de la fourniture du combustible d'autre part.

Il faut également prendre en compte non seulement les emplois directs mais aussi les emplois induits. Enfin, le cadre géographique doit être spécifié.

En tout état de cause, l'emploi associé à une filière comprend les trois catégories suivantes :

a) *l'emploi lié à l'investissement :*

<sup>59</sup> Source : EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

La construction des centrales thermiques classiques ou nucléaires génère, dans les travaux de génie civil, de bâtiment, de mécanique, par exemple, des emplois dont le nombre diffère fortement suivant la technique considérée ; l'importance relative de la recherche et développement en amont creuse également les différences en termes d'emplois liés.

*b) l'emploi lié à l'exploitation :*

Le pilotage des centrales thermiques classiques ou nucléaire nécessite une main d'oeuvre dont la composition et le nombre varient fortement d'une filière à une autre ; des différences de même ampleur s'observent pour les fournisseurs et les sous-traitants.

*c) l'emploi lié au combustible :*

La localisation des activités de production des combustibles ainsi que la maîtrise nationale ou non de ces activités définissent l'importance de l'emploi national associé. Ainsi l'extraction de l'uranium, la mise au point et la fabrication du combustible nucléaire et son retraitement impliquent des organismes nationaux comme le CEA, Cogema ou l'Andra. En revanche l'emploi relatif à l'approvisionnement en gaz ou en charbon dans la situation actuelle d'importation correspond principalement aux activités de transport.

Pour des raisons de disponibilité de sources statistiques, le cadre géographique des comparaisons de filières doit être limité à l'Europe, ce qui veut dire, par exemple, que les emplois liés au combustible sont pris en compte s'ils se trouvent en Europe et ne sont pas pris en compte s'ils se trouvent à l'extérieur de l'Europe.

**• Les caractéristiques propres des trois filières nucléaire, charbon et gaz en termes d'emploi**

Le tableau suivant présente les caractéristiques de chacune des filières vis-à-vis des trois catégories d'emploi.

Tableau : Comparaison des emplois nationaux et étrangers liés à chacune des filières de production de l'électricité

filière	unité	nucléaire	charbon	gaz
combustible et exploitation	emplois / (TWh.an)	105	110	70-85
investissement	durée de construction	93 mois	36 mois	34 mois
	emplois / (GW PCN)	15 500	13 000	6 900
démantèlement	emplois / (GW PCN)	1400	non déterminé	non déterminé

Il apparaît clairement que la filière nucléaire est la plus riche en emplois. Elle est en effet fortement capitalistique, la construction mobilisant une main d'oeuvre très nombreuse, l'exploitation et la maintenance étant également des activités riches en main d'oeuvre.

Le charbon est proche du nucléaire, en raison de l'intensité en emplois des activités d'extraction et d'approvisionnement correspondantes.

La production d'électricité à partir de gaz est quant à elle pauvre en emplois, du fait que la valeur ajoutée est principalement liée à l'extraction du gaz largement automatisée.

Au total, le nucléaire est 60 % plus riche en emploi que le gaz et 9 % plus riche en emploi que le charbon, en faisant l'hypothèse que tous les emplois du cycle du combustible et de la production d'électricité sont nationaux.

A partir des données brutes précédentes, il est possible de construire une estimation globale, en considérant ensemble les trois catégories d'emploi de l'investissement, de l'exploitation et du combustible.

L'addition pure et simple des trois types d'emploi n'est pas possible. En effet, leur étalement dans le temps est très différent.

Les emplois liés à l'investissement disparaissent pour la plupart à la fin de la période de construction. Leur nombre est fonction en premier lieu de la puissance installée.

Les emplois d'exploitation et d'approvisionnement en combustible prennent alors le relais. Ils existent pendant toute la période d'exploitation. Leur nombre est principalement fonction de l'énergie distribuée qui dépend de la durée annuelle d'exploitation en base, semi-base ou pointe.

Pour surmonter ces phasages différents de l'investissement et de l'exploitation, il est possible d'adopter une approche marginaliste. On considère un régime stationnaire, dans lequel toute centrale arrivée en fin de vie est remplacée par une autre centrale identique, avec un âge des centrales uniformément échelonné dans le temps. On suppose aussi que la consommation d'électricité reste constante au cours du temps. Chaque année, une nouvelle centrale est donc mise en service pour remplacer la plus ancienne.

Dans cette approche, les emplois liés à l'investissement peuvent donc être considérés comme durables et assimilables aux emplois liés à l'exploitation et au combustible.

Le tableau suivant donne, sur ces bases, une estimation des emplois liés à chacune des filières et à l'ensemble des étapes investissement, exploitation et combustible.

Tableau : Intensité en emplois des filières de production de l'électricité à l'aide des centrales thermiques classiques ou nucléaires

filière	nucléaire	charbon	gaz
emplois / (TWh.an)	180	165	105-120

La filière gaz apparaît comme la plus pauvre en emploi, toutes étapes confondues.

Le nucléaire présente un contenu en emploi plus élevé de 60 % que le gaz. Le charbon est quant à lui 9 % moins riche en emploi que le nucléaire.

## **E. La contribution positive du nucléaire à l'économie française - l'analyse issue des modèles macroéconomiques**

Le nucléaire, on l'a vu, apporte une contribution à l'économie française qui comporte plusieurs dimensions. Sur le plan du solde extérieur, le nucléaire permet non seulement une économie d'importations mais aussi génère des exportations d'électricité et de fournitures et de prestations de service concernant l'ensemble du cycle du combustible.

Mais l'évaluation de la contribution du nucléaire à l'économie française doit aussi prendre en compte l'impact favorable du faible niveau relatif du prix de l'électricité fournie en France aux industriels.

Une telle appréciation ne suffit pas non plus. En raison d'un contenu élevé en emplois nationaux, le nucléaire a aussi généré une activité supérieure à ce qu'aurait entraîné le choix d'une autre filière à fort contenu en importations.

Ces différentes approches sectorielles qui ont été retracées plus haut, ont un intérêt statistique certain. Mais il leur manque une mise en cohérence.

Pour avoir une approche globale, il faut recourir à des modèles de l'économie française et internationale qui seuls offrent la possibilité de procéder à une évaluation globale cohérente de l'ensemble des impacts positifs ou négatifs d'une mesure sur l'économie – en l'occurrence, le choix de la filière électronucléaire pour assurer près de 80 % de la production d'électricité française.

L'évaluation rétrospective de la contribution du nucléaire à la compétitivité de l'économie française a fait l'objet de deux études avec des modèles macro-économiques.

La première étude a été faite en 1991, avec le modèle économétrique néo-keynésien intitulé Micro-Mélodie développé au CEA. La deuxième a été réalisée en 1996 avec le modèle d'équilibre général calculable GEMINI –E3/96, développé par le CEA et le ministère de l'équipement.

On trouvera ci-après les résultats du premier exercice relatif à un scénario intitulé « *La France sans nucléaire* ».<sup>60</sup>

### **1. Une contribution positive, selon le modèle économétrique Micro-Mélodie – la simulation rétrospective « *La France sans nucléaire* »**

Pour évaluer en 1991 la contribution du nucléaire, les auteurs de l'étude intitulée « *la France sans le nucléaire* »<sup>61</sup> bâtissent un scénario dans lequel la croissance de la production d'électricité est assurée non pas par le nucléaire mais par des centrales thermiques au charbon. L'impact de ce choix est simulé rétrospectivement à l'aide du modèle économétrique Micro-Mélodie.

- ***Et si la France, à la place du nucléaire, avait choisi le charbon ?***

---

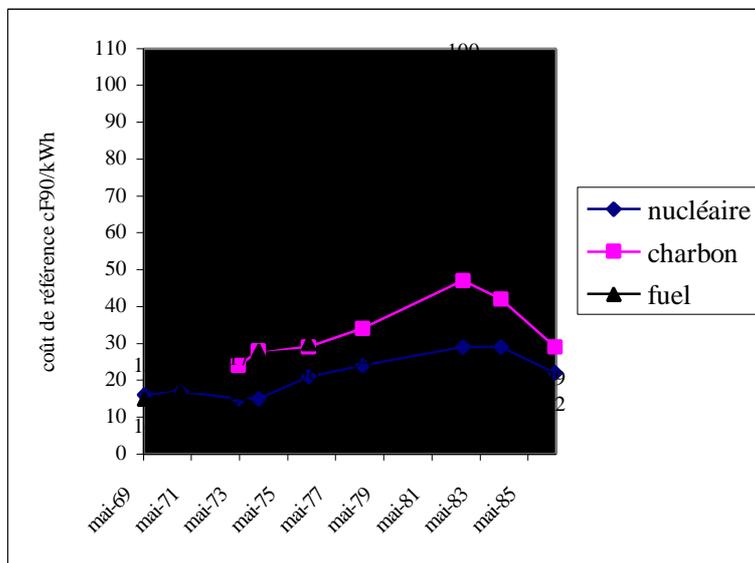
<sup>60</sup> Les résultats de la deuxième étude, relatifs à un scénario « *La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985* » sont présentés dans la sous-partie suivante.

<sup>61</sup> A. Charmant, JG Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, *La France sans nucléaire*, Revue de l'énergie, n0 434, octobre 1991.

Pour mesurer la contribution du nucléaire, les auteurs de l'étude bâtissent un scénario dans lequel la croissance de la production d'électricité est assurée non pas par le nucléaire mais par des centrales thermiques au charbon.

L'augmentation de la production électrique étant assurée par la construction de centrales thermiques au charbon, le scénario prévoit un accroissement d'une part de 5 millions de tonnes de la production de charbon en Lorraine et d'autre part une augmentation des importations en provenance d'Australie et des Etats-Unis en particulier. Afin de limiter les coûts de transport du charbon, les centrales thermiques classiques sont bâties à proximité du carreau des mines – 4 unités de 600 MW chacune en Lorraine –, en façade maritime ou le long des voies d'eau navigables.

Figure : Evolution du coût de référence du kWh thermique en France pour une production en base <sup>62</sup>



Le scénario retient la solution technique des centrales de 600 puis de 900 MWe, équipées de foyer à grille, avec équipements de désulfuration par lavage des fumées dont l'efficacité atteint 90 %, à l'exception des centrales lorraines. Un recours progressif à la technologie du lit fluidisé intervient ensuite entre 2000 et 2005. L'hypothèse de durée de vie de ces centrales est de 40 ans. Les exportations de centrales thermiques au charbon sont supposées passer à 3 par an<sup>63</sup>.

Dans le scénario la France sans nucléaire, les centrales UNGG continuent leur activité jusqu'à la fin de leur durée de vie. Dans ces conditions, la France est véritablement sans nucléaire à partir de 1994, date de l'arrêt de la dernière centrale construite, Bugey 1.

En réalité, dans ce scénario, les parts des différentes sources d'énergie primaire dans le scénario étudié sont proches de celle du Royaume Uni, ainsi que le montre le tableau suivant.

<sup>62</sup> Source : Commission PEON jusqu'en 1979, DIGEC à partir de 1981, cité par A. Charmant et al. , op. cit.

<sup>63</sup> En contrepartie, les exportations des 6 îlots nucléaires de Framatome sur la période 1973-1990 sont annulées.

Tableau : Comparaison des structures de la production d'électricité du scénario « la France sans nucléaire avec celles des autres pays

1988	hydraulique	nucléaire	charbon	fioul, gaz et autres
France – réel	19,0	72,6	5,6	2,8
France sans nucléaire	26,0	2,2	68,5	3,3
RFA	4,8	33,7	49,2	12,3
Royaume Uni	2,3	19,8	70,8	7,1

• *Des investissements moins importants qu'avec le nucléaire*

Le tableau suivant résume les principales hypothèses du scénario. L'élément le plus important au plan macroéconomique est que les investissements sont plus faibles que dans le scénario de référence.

Tableau : Principales hypothèses du scénario de référence - nucléaire actuel - et du scénario étudié - la France sans nucléaire -

	<b>nucléaire – réel</b>	<b>charbon – scénario la France sans nucléaire</b>
coût d'investissement hors intérêt intercalaires (F1986)	N4-2 tranches 6 467 F/kWh	600 MWe – 2 tranches par an 5 220 F/kWh
Coût d'investissement retenu dans le scénario charbon – F86/kWh avant 1975 après 1975	-	4 854 5 689
Investissements dans le cycle du combustible <i>milliards de francs 1990</i>	mines : <b>3</b> conversion : <b>2</b> enrichissement : <b>31</b> fabrication : <b>2</b> retraitement : <b>62</b> total : <b>100</b>	mines : <b>7</b> ports : <b>38</b> (flotte charbonnière : 80 <sup>64</sup> ) total : <b>45</b>
Investissements dans les centrales <i>milliards de francs 1990</i>	puissance installée : 60 MWe coût d'investissement : <b>360</b>	puissance installée : 58 MWe <sup>65</sup> coût d'investissement : <b>285</b>
part du combustible dans le prix de revient du kWh et évolution du prix du combustible	<ul style="list-style-type: none"> <li>part du combustible dans le coût du kWh : &gt; 60 %</li> <li>prix du charbon :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- augmentation de 10 % du prix international du charbon de 1980 à 1986</li> <li>- ensuite : en \$1989/tonne 1989 : 46-46 1995 : 40-52 2000 : 40-56 2010 : 44-60</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>part du combustible dans le coût du kWh : <math>\approx</math> 30 %</li> <li>prix de l'uranium :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeurs historiques de 1970 à 1990</li> <li>- ensuite hypothèse haute du GPE</li> </ul> </li> </ul>

• *La première conclusion : un écart du prix de l'électricité défavorable de 20 % au tout charbon*

<sup>64</sup> Non prise en compte dans le scénario la France sans le nucléaire

<sup>65</sup> Les 2 Mwe de différence entre la puissance installée réelle et celle du scénario représentent les 3 tranches de Tricastin approvisionnant Eurodif.

Les auteurs de l'étude « *la France sans le nucléaire* » analysent non seulement la variation du coût de production de l'électricité mais également celle du prix facturé aux ménages ou à l'industrie. Ils se fondent sur le mode de tarification d'EDF, fondé sur le coût marginal de développement où le consommateur paie une prime fixe correspondant à la puissance souscrite et une redevance variable proportionnelle à l'énergie utilisée. Constatant que les variations des coûts d'exploitation exercent l'influence principale sur la moyenne des tarifs, l'hypothèse est faite d'une tarification moyenne à endettement constant d'EDF.

La principale conclusion en est que les prix *moyens*<sup>66</sup> de l'électricité connaissent dans le scénario « *la France sans nucléaire* » des variations non négligeables et contrastées suivant la période considérée par rapport à la situation réelle.

Durant la fin des années 1970 et le début des années 1980, le prix de l'électricité est inférieur au prix historique. La principale explication avancée par les auteurs est que l'investissement en capital dans les centrales à charbon étant inférieur à celui du nucléaire, la charge financière pesant sur le prix du kWh est inférieure.

Cet avantage disparaît vers 1985 et en 1986 le prix dépasse le prix de référence. En 1990 et au delà, le prix du kWh du scénario « *la France sans le nucléaire* » est supérieur d'environ 15 % aux niveaux observés, avec une sensibilité très forte aux fluctuations du prix du charbon sur le marché international.

Ainsi, en 2000, avec un prix de 40 dollars par tonne, l'écart de prix de l'électricité par rapport à la situation prévue avec le nucléaire, serait de 16 %. Avec un prix de 56 dollars par tonne – soit une variation de 40 % –, l'écart de prix de l'électricité serait de 30 %.

Le système électrique à base de charbon, dans la situation française d'importations massives, encaisse de plein fouet les variations des cours internationaux (voir tableau suivant).

Tableau : Ecart de prix de l'électricité en l'an 2000 dans le scénario « La France sans nucléaire » par rapport à la situation de référence

prix du charbon dollar 1989/tonne	écart du prix du kWh ménages en %	prix du kWh entreprises en %
56	28 %	36 %
40	14 %	21 %

Comme on peut s'y attendre compte tenu de la structure des prix d'EDF, plus favorable à l'industrie qu'aux ménages, le prix de l'électricité vendue aux industriels est dans le scénario « *la France sans nucléaire* » moins favorable que dans la situation actuelle. En réalité, le prix simulé pour 1990 est de l'ordre de grandeur de celui pratiqué par le Royaume Uni, avec un écart de 20 % par rapport au prix historique français.

- ***Une consommation d'électricité en baisse de 13,7 % en 1989 et un solde exportateur d'électricité ramené à 0***

L'augmentation du prix du kWh dans le scénario « *la France sans nucléaire* » provoque un écart négatif de la consommation par rapport au scénario de référence et des substitutions en faveur d'autres formes d'énergie.

La branche énergie voit son intra-consommation revue à la baisse. Les pertes en lignes<sup>67</sup> sur le réseau sont réduites de 11,5 % en 1989. La non-existence dans le scénario de l'usine Eurodif se traduit par une baisse de 20 TWh de la consommation de la branche énergie. L'écart négatif de la

<sup>66</sup> Moyenne des prix de vente de l'électricité aux ménages et à l'industrie

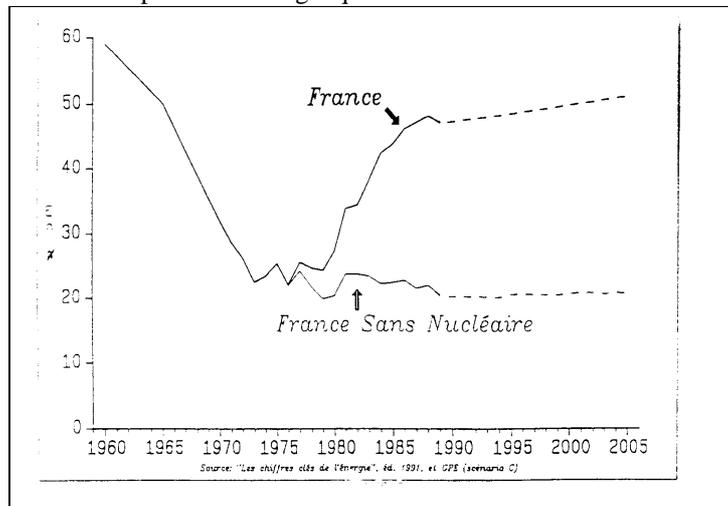
<sup>67</sup> Les pertes en ligne réelles ont atteint 26 TWh en 1989, soit 6,7 % de la production.

consommation d'électricité de l'industrie s'élève à 5,4 % en 1989. L'avantage compétitif de prix de l'électricité produite par EDF étant annulé, les exportations sont réduites à zéro.

La réduction de la consommation d'électricité dans le scénario « *la France sans nucléaire* » conduit à une baisse de la production de 23 % en 1989. Pour autant, l'écart à la baisse de la consommation finale d'énergie n'est pas aussi fort. Des effets de substitution viennent en effet renforcer la part du fioul dans l'industrie et du gaz dans le secteur résidentiel.

La consommation d'énergie fossile est supérieure de 55 Mtep en 1990 à sa valeur historique. Le taux d'indépendance énergétique diminue dans le scénario tout charbon jusqu'à 20 % en 1990, contre 48 % dans la réalité.

Figure : Le taux d'indépendance énergétique dans le scénario « *France sans nucléaire* »<sup>68</sup>

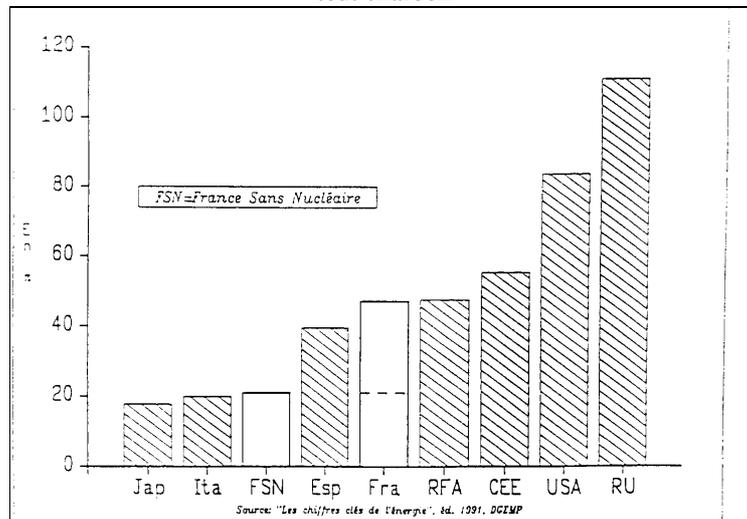


La contrainte extérieure continue de peser avec la même force sur toute la période.

Au total la situation de la France, en 1988, est voisine, en termes d'indépendance énergétique, de celle de l'Italie.

<sup>68</sup> A ; Charmant et al., op.cit.

Figure : un taux d'indépendance énergétique voisin de celui de l'Italie en 1988 dans le scénario tout charbon



• **Une autre conclusion fondamentale : le ralentissement de la croissance économique**

Compte tenu de l'importance de la production d'électricité dans l'économie nationale, le scénario « la France sans nucléaire » met en évidence des écarts importants par rapport à la situation de référence, sur le plan macroéconomique.

L'analyse de l'impact macroéconomique a posteriori d'une absence de programme des réacteurs à eau pressurisée est conduite par les auteurs de l'étude, avec un modèle économétrique néo-keynésien intitulé Micro-Mélodie, dont les caractéristiques sont retracées dans le tableau ci-après.

**MICRO-MELODIE**

- spécificités : *modèle de long terme avec prise en compte de l'énergie sous tous ses aspects. représentation fine de la production d'électricité*
- champ : *France*
- périodicité : *annuelle*
- période de fonctionnement : *1970-2010*
- mode d'utilisation : *simulation dynamique, soit en prévision, soit en variante*
- nombre de branches : *5 branches dont l'électricité et le combustible nucléaire*
- nombre d'agents économiques : *4, soit les entreprises, les ménages, les administrations et l'étranger*
- nombre d'équations : *150*
- principales variables calculées (endogènes) : *PIB, emploi, chômage, inflation, consommation et importation d'énergie, balance commerciale, déficit budgétaire, bilan énergétique, comptes d'EDF, émissions de polluants atmosphériques (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>)*
- principales variables de commande (exogènes) : *démographie, environnement économique international, politique économique, variables techniques*
- utilisations : *la France sans nucléaire, impact d'une taxe sur les énergies fossiles, impact du programme électronucléaire REP de 900 MWe*

Le tableau ci-après résume les différents écarts macroéconomiques par rapport à la situation de référence, du scénario « la France sans nucléaire ».

Tableau : Ecart du scénario « *la France sans nucléaire* » par rapport au scénario de référence<sup>69</sup>

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
PIB (écart en %)	0	0	-0,4	-1,6	-1,3	-1,3	-1,3	-1,6	-1,6
Consommation des ménages (écart en %)	0	0,1	0,1	-0,9	-0,9	-1,1	-1,2	-1,4	-1,6
Investissement (écart en %)	0	-0,5	-1,9	-2,4	-1,3	-0,7	-0,5	-1,7	-1,3
Exportations (écart en %)	0	0	0,2	-0,2	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2
Importations (écart en %)	0	-0,1	0,1	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3
Prix à la consommation des ménages (écart en %)	0	-0,4	-0,4	0,9	0,4	0,7	0,7	0,8	1,0
Emploi total (milliers)	0	-4	-25	-75	-96	-91	-91	-114	-130
Facture énergétique (milliards de francs 90)	0	-1	9	38	32	45	54	67	87

Un écart négatif caractérise le scénario tout charbon, à la fois pour l'investissement (-1,6 %), la consommation (-1,2 %), et au final le PIB (-1,3%). La hausse des prix est quant à elle plus forte de 0,7 point en 2000. Logiquement, l'emploi total est inférieur de 90 000 postes au chiffre du scénario de base. Quant à la facture énergétique, elle est supérieure de 54 milliards de dollars en 2000. Le déficit supplémentaire cumulé atteint sur la période 1981-1990 100 milliards de francs.

En réalité, tout se passe comme si le recours au charbon à la place du nucléaire constituait un autre choc pétrolier avec une augmentation du prix du baril de 50 %.

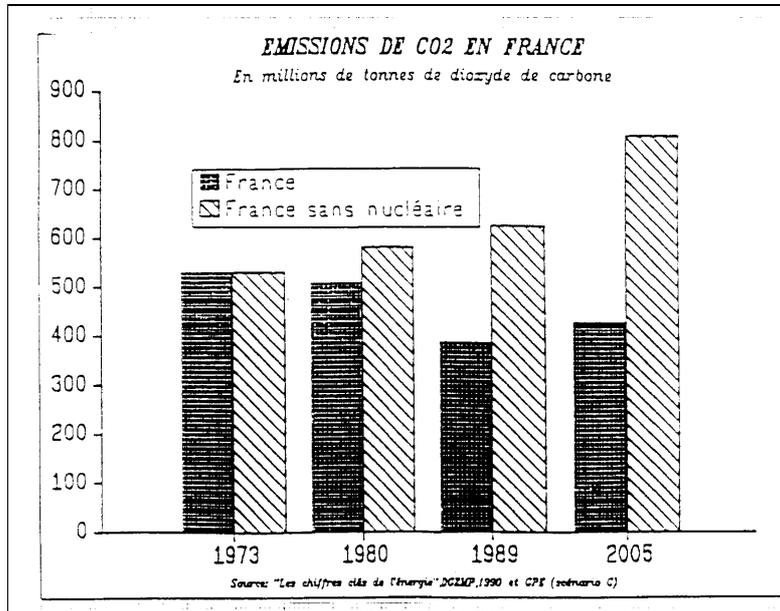
- ***Le choc environnemental correspondant au tout charbon***

Le modèle Micro-Mélodie permet aussi une analyse des émissions polluantes correspondant au scénario « *la France sans nucléaire* ».

En 2000, le niveau des émissions de SO<sub>2</sub> est dans ce scénario, supérieur de 220 à 250 000 tonnes par an à celui de référence. Elles sont limitées par l'hypothèse faite d'une désulfuration quasi intégrale des centrales au charbon construites. En 1990, les émissions d'oxydes d'azote sont de 510 000 tonnes par an, soit en augmentation de 29 %. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont en hausse de 60 % en 1990.

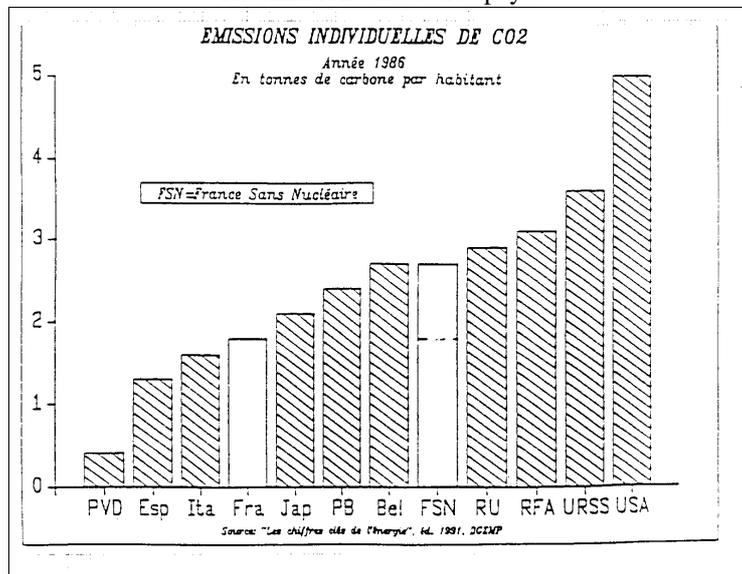
<sup>69</sup> Résultats pour l'hypothèse basse concernant l'évolution du prix du charbon

Tableau : Comparaison des émissions de CO2 correspondant au scénario « la France sans nucléaire » avec les émissions de référence



Le scénario tout charbon se traduit par un passage de 530 millions de tonnes de CO2 émises par la France en 1973 à 620 millions de tonnes en 1990. La réalité est que le niveau était de 387 millions de tonnes de CO2 émises en 1990. Le nucléaire non seulement a permis de limiter la croissance des émissions mais en fait de les réduire de plus de 27 % par rapport à 1973.

Figure : Comparaison des émissions de CO2 du scénario « la France sans nucléaire » en 1986 avec les émissions des autres pays.



• **Le scénario du recours au charbon est-il plausible ?**

L'étude « la France sans nucléaire » a le mérite de quantifier l'impact macroéconomique du choix du tout charbon au lieu du nucléaire.

La première limite de l'étude est précisément le choix d'un scénario tout charbon. Il est probable que l'acceptation de la contrainte extérieure aurait été contrebalancée par une diversification des sources d'énergie primaire, par souci de minimiser les risques mais aussi par volonté de tirer parti des évolutions à la baisse des cours du pétrole et du gaz intervenues dans la fin des années 1980.

Le deuxième type de limites provient de la nature même du modèle. En tant que modèle économétrique, Micro-Mélodie comprend des équations retraçant les comportements des agents en fonction des situations passées. L'hypothèse implicite de stabilité des comportements est sans doute la plus fragile alors que les auteurs de l'étude soulignent le fait que le choix du charbon aurait été l'équivalent d'un choc pétrolier. Or précisément, les comportements des agents économiques ont été modifiés en profondeur par le choc pétrolier de 1973, en vertu de la perception qu'ils ont eue de l'ébranlement des économies occidentales et en raison des mesures prises par les pouvoirs publics pour encourager les changements de comportement. A ce titre, on peut penser que les hypothèses de substituabilité entre les énergies sont assez fragiles.

Le troisième type de limitation correspond au caractère simplifié du modèle et à la limitation de son champ d'analyse que retrace le nombre relativement important de variables exogènes.

Il n'en demeure pas moins que l'étude « *la France sans nucléaire* » permet une prise de conscience de l'impact macroéconomique du programme électronucléaire français.

Les effets de la construction des réacteurs nucléaires d'EDF ne se sont pas limités au secteur de l'énergie. Bien au contraire, ce programme a apporté une contribution non négligeable à la croissance économique et à l'emploi.

## 2. « La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985 » – Etude rétrospective avec un modèle d'équilibre général calculable

Les modèles macroéconomiques sont traditionnellement classés en deux catégories : les modèles économétriques et les modèles d'équilibre général.

La tradition française en matière de modélisation macroéconomique a accordé une grande place aux modèles économétriques. L'INSEE et la Direction de la Prévision ont, dans les années 1970, développé toute une série d'outils utilisés dans les travaux de planification, comme DMS ou Métric. Ces modèles ont d'une part été progressivement perfectionnés, les uns pour la prévision à long terme et les autres pour le court terme et d'autre part et surtout ont été élargis de manière à prendre en compte l'ouverture des économies nationales.

Aujourd'hui, les modèles économétriques ont largement diffusé et sont portés par les administrations mais aussi par des organismes de recherche publique comme l'OFCE, universitaire comme le GAMA ou privée comme le COE de la Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris.

Les modèles économétriques néo-keynésiens sont les plus courants. Ils mettent en œuvre une analyse keynésienne de l'équilibre économique dans le cadre de la comptabilité nationale et reposent sur des estimations économétriques des comportements des agents économiques, en matière de consommation, d'épargne et d'investissement.

Depuis le début des années 90 se développent en France les modèles d'équilibre général calculables. Encore peu nombreux dans notre pays, ils sont les plus largement répandus à l'étranger. Ce sont des institutions internationales comme la Banque Mondiale ou le Fonds Monétaire International qui ont soutenu le développement des modèles néo-classiques, pour des raisons théoriques (le déclin apparent des politiques keynésiennes, la montée des idées libérales et

l'ouverture croissante des économies nationales) et pour des raisons pratiques (les modèles d'équilibre nécessitent des bases statistiques moins détaillées).

Au demeurant, l'intérêt fondamental des modèles d'équilibre général calculable est d'être pertinents à long terme, alors que les modèles macro économétriques ne sont guère utilisables au delà des dix ans.

Le modèle GEMINI-E3/96 appartient à la catégorie des modèles macroéconomiques d'équilibre général calculable. Une de ses caractéristiques est de comporter une description détaillée du secteur énergétique.

Ce modèle a été utilisé pour réaliser un exercice de simulation rétrospective consistant à évaluer l'impact sur l'économie française qu'aurait eu « *l'arrêt en 1985 du programme électronucléaire française suivi d'une sortie totale du nucléaire en 2015*<sup>70</sup> ».

Pour produire l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'économie, ce scénario prévoit la construction de centrales thermiques au charbon jusqu'en 1995 et de centrales thermiques au gaz de 1995 à 2015.

- ***Le modèle GEMINI-E3/96 : un modèle d'équilibre général calculable***

Les modèles d'équilibre général calculable, développés depuis une quinzaine d'années permettent d'évaluer, selon une approche coût - bénéfice, des mesure de politique économique dans les pays développés, par exemple dans les domaines de la fiscalité, des échanges internationaux, de la finance, de la planification économique ou plus récemment de l'environnement.

Ces modèles sont fondés sur la théorie microéconomique de l'équilibre général qui décrit, pour chaque facteur de production et chaque produit, l'équilibre de l'offre et de la demande obtenu grâce au système de prix.

Une fois réglés sur une situation de départ, ils permettent de mettre en évidence l'impact sur l'équilibre économique général de variations de paramètres exogènes comme les ressources rares, le système fiscal ou toute mesure influant sur le système de prix.

---

<sup>70</sup> Le programme électronucléaire français : une évaluation avec un modèle d'équilibre général, A. BERNARD et M. VIELLE, Congrès de l'Association Internationale des Economistes de l'Energie, San Francisco, 1997.

Tableau 1 : Fiche signalétique du modèle GEMINI-E3/96 utilisé pour l'étude du programme nucléaire réduit

<p>GEMINI (General Equilibrium Model of International-National Interaction) – E3 (for Economy-Energy-Environment)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• période de fonctionnement : 1985-2015, avec pas annuel</li><li>• représentation géographique : France, autres Pays d'Europe (11 pays membres de la Communauté européenne en 1992, avant son élargissement), Reste du monde</li><li>• secteurs institutionnels : ménages (y compris administrations privées), entreprises, pouvoirs publics</li><li>• produits et branches : 11 branches dont 4 pour l'énergie (charbon, gaz, pétrole et produits raffinés, électricité)</li><li>• fonctions de production : module technologique pour l'énergie ; fonctions putty-putty pour les autres secteurs : les facteurs de production sont substituables ex ante et ex post en fonction des prix relatifs</li><li>• fonctions de demande des ménages : dépenses linéaires par rapport au revenu pour une seule catégorie de ménages</li><li>• fonctions d'importations : cohérentes avec l'hypothèse d'Armington, selon laquelle les biens nationaux et les biens étrangers ne sont pas complètement substituables ; équilibre des échanges extérieurs réalisé par les taux de change, en supposant pour tous les pays des balances commerciales équilibrées</li><li>• représentation de la fiscalité indirecte et des cotisations sociales : en tout, 242 taxes différentes (taxes sur la production et l'importation, cotisations sociales et subventions, taxes sur les consommations intermédiaires, taxe sur la consommation finale, taxe sur les investissements)</li><li>• couplage avec modèles nationaux ou régionaux : soit par l'intermédiaire de taux de change exogènes, soit par l'intermédiaire de taux de change endogènes résultant de contraintes de balances de paiement ou de différentiels de taux d'intérêt</li></ul>
---

Une des plus importantes spécificités du modèle GEMINI-E3/96 est de prendre en compte les échanges commerciaux avec l'Union européenne et le reste du monde.

• **Un modèle plurinational**

L'évaluation de la politique énergétique française pourrait certes être conduite avec un modèle strictement national en considérant comme variables exogènes les prix internationaux et la demande étrangère. Différents résultats montrent que la validité des résultats d'un modèle d'équilibre général calculable est alors fortement altérée.

Les auteurs de GEMINI-E3/96 ont pris l'heureux parti de modéliser les autres pays et les liens entre les économies correspondantes, de manière à pouvoir décrire valablement les termes de l'échange et leurs modifications.

Le modèle distingue donc trois aires géographiques : la France, les 11 partenaires européens de la France dans l'Europe des 12 et le reste du monde. Les liens entre ces trois régions sont d'une part les flux du commerce extérieur et d'autre part les taux de changes. C'est par ces canaux que se résorbent des déficits ou des surplus ex ante.

Il est bien connu que les modèles d'équilibre général sont, au regard des structures de consommation d'énergie, très sensibles aux élasticités de la demande. Il est moins tenu pour admis que ces mêmes modèles soient sensibles aux élasticités d'importation qui commandent les termes de l'échange<sup>71</sup>. En réalité dans un modèle d'équilibre général calculable, comme GEMINI-E3/96,

<sup>71</sup> en cas de réévaluation, les termes de l'échange s'améliorent, en cas de dévaluation, ils se

seules sont prises en compte les élasticités d'importation, dans la mesure où il n'y a pas de fonction d'exportation : les exportations égalent la demande extérieure.

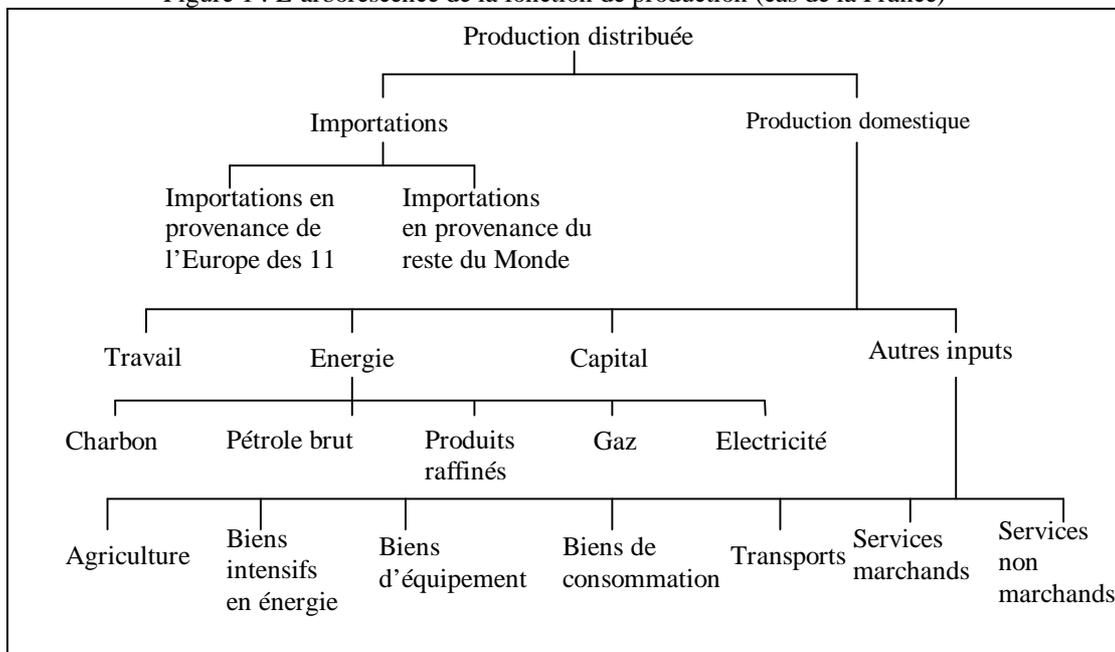
- **Les fonctions de production**

Les quatre facteurs de production sélectionnés dans le modèle sont le travail, le capital, les matériaux et l'énergie. L'élasticité de substitution entre ces 4 facteurs est de 0,6. Les facteurs agrégés que sont l'énergie et les matériaux sont éclatés pour déterminer la demande de consommation intermédiaire en chacun des produits élémentaires.

Les fonctions de production reposent sur deux hypothèses fondamentales : des rendements d'échelle constants et la séparabilité des facteurs. L'hypothèse du rendement d'échelle constant signifie que les coûts de production ne varient pas avec le coût unitaire de production ?

La figure suivante présente l'arborescence de la fonction de production.

Figure 1 : L'arborescence de la fonction de production (cas de la France)



Les canaux par lesquels agissent les prix sont les élasticités prix directes et les relations de complémentarité ou de substituabilité entre facteurs de production.

- **les fonctions de consommation**

La demande de travail et le comportement d'épargne sont supposés inélastiques. Le taux d'épargne et la demande d'emploi sont exogènes.

La fonction de demande des ménages répond à un modèle de dépenses linéaire par rapport au revenu et découle d'une fonction d'utilité. Le gain et la perte économique sont exprimés sous forme de surplus du consommateur.

- **La modélisation de l'énergie**

La demande d'énergie provient d'une part des ménages sous 4 produits : charbon, produits raffinés, gaz, électricité. Elle provient d'autre part de l'industrie. Celle-ci est modélisée en 7 secteurs : agriculture, produits à fort contenu énergétique, biens d'équipement, biens de consommation, transports, services marchands, services non marchands.

Les prix de l'énergie utilisés dans le modèle sont ceux observés pour la période 1985-1997. Pour la période 1998-2015, ce sont les prix utilisés par la Digec pour l'édition 1997 de son exercice « coûts de référence » de la production électrique<sup>72</sup>, le scénario sélectionné pour l'évolution du prix du gaz étant le scénario médian.

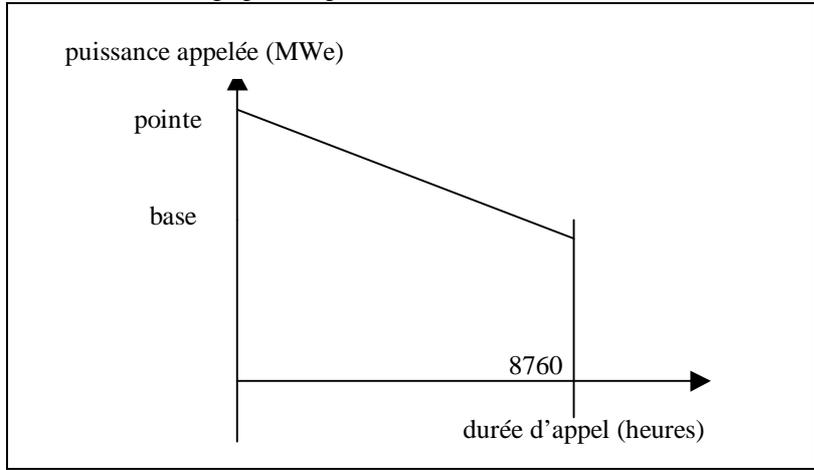
- **Le module de production de l'électricité**

Le modèle GEMINI-E3/96 différencie la production d'électricité en France selon les technologies disponibles.

L'hydroélectricité est considérée comme exogène, du fait que la quasi-totalité des sites économiquement viables sont déjà équipés. Les turbines à gaz, correspondant à la production en pointe, sont également considérées comme un moyen de production exogène.

La représentation de la demande d'électricité distingue les demandes en base, en semi-base et en pointe, selon la figure ci-après, en excluant l'hydroélectricité et les turbines à gaz.

Figure 2 : La courbe de charge pour la production d'électricité dans GEMINI-E3/96



Trois types de centrales sont prises en compte pour modéliser l'offre d'électricité : les centrales thermiques à charbon, les centrales thermiques classiques à gaz et les centrales nucléaires. Bien entendu, la courbe de charge est satisfaite en optimisant la contribution des différents types de centrale en fonction de leur ration coûts fixes / coûts variables. D'une manière générale, la production en base est assurée avec les moyens de production requérant les investissements les plus lourds en capital.

Pour des décisions à court terme concernant l'utilisation d'un parc existant, les centrales se caractérisant par les coûts variables les plus faibles sont utilisées en priorité pour la production en base.

<sup>72</sup> Les « coûts de référence » 1997 de la production électrique, DIGEC-DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Paris, mai 1997.

S'agissant de décisions d'investissement, le principe consiste à faire converger la structure du parc vers la structure optimale à long terme, compte tenu de la structure des coûts des différentes filières.

- **Le scénario de référence : la part du nucléaire égale à 72 % de l'électricité produite à l'horizon 2015**

L'évaluation rétrospective d'une politique commence par la définition d'un scénario de référence. En l'occurrence, il s'agit de reconstituer la réalité historique jusqu'à la date de l'étude, soit 1996, et d'imaginer l'évolution la plus probable de cette date jusqu'à la fin de la période considérée.

Les caractéristiques du scénario de référence qui sert de base à la simulation rétrospective sont indiquées dans le tableau ci-après.

Tableau : Caractéristiques principales du scénario de référence

	1985	1995	2005	2015
Consommation domestique d'électricité (TWh)	302	397	499	603
Exportations nettes d'électricité (TWh)	23	70	70	70
<b>Capacités installées (GW)</b>				
Nucléaire	37,4	58,6	58,5	66,3
Charbon	14,6	10,1	3,1	0
Gaz	0	0	18,8	31,7
Total	52,0	68,7	80,4	98,0
<b>Part de chaque filière dans la production d'électricité (en %)</b>				
Nucléaire <sup>73</sup>	65	78	75	72
Charbon	12	5	3	0
Gaz (cycle combiné)	0	0	8	16
Hydroélectricité	19	16	12	10
Autres	4	3	2	2
Total	100	100	100	100

Le scénario de référence se caractérise en particulier par une capacité installée de production de 98 GW en 2015, le nucléaire représentant 72 % du total.

Les prix de départ des combustibles fossiles sont ceux de la Digec 97<sup>74</sup>. Le prix de départ du charbon est de 10,3 cF95/kWh, correspondant à 40 dollars par tonne. Le prix du gaz est de 16,1 cF/kWh, correspondant à 3,3 dollars par Mbtu. Le prix de l'uranium est supposé égal à 4,49 cF95/kWh. Pour la période 1995-2015, les prix sont supposés rester constants en francs constants.

- **Les conséquences d'un programme électronucléaire interrompu en 1985 et de la construction de centrales de remplacement au charbon de 1985 à 1995 et au gaz de 1995 à 2015**

Le scénario étudié est celui d'un arrêt de l'équipement de la France en réacteurs nucléaires à compter de l'année 1985. Pour assurer l'approvisionnement de l'économie française en électricité, sont construites de 1985 à 1995 des centrales thermiques au charbon et de 1995 à 2015 des centrales à cycle combiné à gaz. En outre, le démantèlement des centrales nucléaires est effectué tout au long de la période 1985 – 2015, de sorte que la France se trouve à la fin de cette période

<sup>73</sup> Durée de vie de référence des réacteurs nucléaires : 30 ans

<sup>74</sup> Les coûts de référence de la production électrique, Digec, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Paris, 1997.

débarrassée de l'ensemble de ses réacteurs nucléaires, le dernier démantèlement étant effectué en 2015.

On suppose par ailleurs, que les exportations d'électricité sont progressivement réduites, les exportations ne faisant qu'équilibrer exactement les importations.

Tableau : Impact de l'interruption en 1985 du programme électronucléaire sur le secteur de l'électricité

	1985	1995	2005	2015
<b>Capacités de production installées (GW)</b>				
Nucléaire	37,4	35,6	35,4	<b>0</b>
Charbon	14,6	23,2	16,2	<b>13,2</b>
Cycle combiné au gaz	0	0	16,8	<b>67,6</b>
<b>Total</b>	<b>52,0</b>	<b>58,8</b>	<b>68,4</b>	<b>80,8</b>
<b>Part de chaque filière dans la production d'électricité (en %)</b>				
Nucléaire	65	65	53	<b>0</b>
Charbon	12	16	21	<b>18</b>
Cycle combiné au gaz	0	0	9	<b>68</b>
Hydroélectricité	19	18	14	<b>12</b>
autres	4	1	3	<b>2</b>
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Variation du prix de l'électricité par rapport au scénario de référence (en %)	0	+ 4 %	+ 4 %	<b>+ 8 %</b>
Consommation domestique d'électricité (en TWh)	305	390	494	<b>565</b>

La première conséquence de l'arrêt du programme d'équipement est qu'en fin de période, le prix de l'électricité est supérieur de 8 % au prix du scénario de référence. En conséquence, la consommation d'électricité baisse de 6,3 % par rapport à la référence. Les capacités installées de production d'électricité sont inférieures de 17,6 % à celles du scénario de base.

Concernant la part de chaque filière, conformément aux spécifications du scénario, le cycle combiné détient en 2015 une place prédominante dans la production d'électricité, avec 68 % du total, le charbon assurant quant à lui 18 % du total. En conséquence, la consommation nationale de charbon augmente de 21 millions de Tep et celle de gaz de 43 millions de Tep en 2015, par rapport au scénario de référence.

Les conséquences de cette situation s'expriment, comme dans tous les modèles d'équilibre général, par les prix, internes ou externes.

S'agissant des prix internes, l'interruption en 1985 du programme électronucléaire et son remplacement par des investissements moins capitalistiques provoquent une baisse des taux d'intérêt.

Par ailleurs, par construction, le modèle utilisé suppose que la balance commerciale est équilibrée à chaque période. L'ajustement s'effectue donc par la dépréciation du franc par rapport au scénario de référence. Deux mécanismes sont à l'oeuvre : l'augmentation du coût de production de l'électricité et la détérioration des termes de l'échange du fait de l'augmentation des importations de charbon et de gaz naturel.

Le tableau suivant résume les évolutions entraînées par l'interruption prématurée du programme nucléaire en 1985, sur les taux d'intérêt et les taux de change.

Tableau : Impact sur les taux d'intérêt et la parité du franc de l'interruption en 1985 du programme électronucléaire

	1985	1995	2005	<b>2015</b>
<b>Taux d'intérêt</b>				
France (différence de points de %)	0	-1,3	-1,0	<b>-1,7</b>
Europe	0	0,4	0,0	<b>0,0</b>
Reste du Monde	0	0,2	0,2	<b>0,6</b>
<b>Taux de change</b>				
1 Ecu = x francs (différence en %)	0	2,1	1,9	<b>4,4</b>
1 dollar = y francs (différence en %)	0	1,6	1,4	<b>4,3</b>

L'interruption prématurée du programme électronucléaire entraîne une baisse du franc par rapport à l'Ecu et par rapport au dollar. A contrario, le modèle confirme l'impact positif de l'indépendance énergétique sur le taux de change du franc.

Tableau : Impact sur le Pib, la consommation et l'investissement français d'une interruption en 1985 du programme électronucléaire

Variations en volume et en % par rapport aux valeurs du scénario de référence	1985	1995	2005	<b>2015</b>
PIB	0	-0,1	-0,2	<b>-0,8</b>
Importations	0	-0,3	-0,2	<b>-0,2</b>
Exportations	0	1,0	1,0	<b>3,8</b>
Consommation	0	-0,4	-0,5	<b>-1,2</b>
Investissement	0	-0,7	-0,7	<b>-4,0</b>

Les variations sur les exportations mettent en évidence la nature du modèle. L'équilibre extérieur étant réalisé chaque année, les exportations doivent croître en volume pour équilibrer l'augmentation des importations de combustibles fossiles – charbon et gaz – et pour compenser la détérioration du taux de change. Au total, l'économie française doit dégager un surplus extérieur plus important, au détriment de l'investissement et de la consommation, pour payer ses importations accrues d'énergie.

Un indicateur de bien-être matériel, qui n'intègre pas les externalités, a été défini par les auteurs du modèle en utilisant la notion de surplus économique. On voit dans le tableau que le verdict d'un arrêt en 1985 des investissements dans le nucléaire est négatif en termes de surplus économique (voir tableau ci-après).

Tableau : Impact sur le surplus économique de l'interruption du programme électronucléaire en 1985

Variations en % par rapport à la consommation finale des ménages du scénario de référence	1985	1995	2005	<b>2015</b>
France	0	-0,4	-0,6	<b>-1,7</b>
Autres pays de l'Europe des 12	0	0,2	0,2	<b>0,3</b>
Reste du Monde	0	0	0	<b>-0,1</b>

Un effet négatif de l'arrêt du programme est ainsi détecté par le modèle sur la richesse entendue

comme un surplus de revenu des ménages français.

Les partenaires de la France ne bénéficient pas pour autant d'un transfert à due concurrence. Il y a bien un surplus pour les consommateurs étrangers en Europe. Mais l'Europe toute entière est perdante car l'un de ses membres, dans le cadre d'analyse du modèle, a renoncé à utiliser la technique de production d'électricité la plus efficace.

Le modèle GEMINI-E3/96 utilisé pour cette étude, fournit enfin des indications intéressantes sur les variations des émissions de CO2 qui auraient résulté d'un arrêt des investissements dans le nucléaire en 1985. Le tableau suivant montre bien l'ampleur des menaces supplémentaires introduites par le scénario étudié.

Tableau : Impact sur les émissions de CO2 de l'interruption du programme électronucléaire en 1985

	1985	1995	2005	2015
<b>Variation des émissions de CO2 en % par rapport au scénario de référence</b>				
France	0	15	20	45
Autres pays de l'Europe des 12	0	2,5	2,6	2,2
Reste du monde	0	0	-0,1	-0,3
Monde entier	0	0,5	0,4	0,7
<b>Variations des émissions des autres principaux polluants atmosphériques en % par rapport au scénario de référence</b>				
SO2	0	29	38	36
Nox	0	12	28	50

Comme on peut s'y attendre, l'interruption prématurée du programme électronucléaire se traduit par une augmentation de 45 % en 2015 des émissions de CO2. La principale explication vient de l'augmentation de l'utilisation de combustibles fossiles pour produire de l'électricité. Cet effet massif est modulé à la marge par la diminution de la consommation totale et de la consommation d'énergie en particulier, déjà mis en évidence.

Une augmentation des émissions de CO2 est aussi observée dans les autres pays de l'Europe des 12, puisque ceux-ci réduisent leurs importations d'électricité en provenance de la France et les compensent par une production thermique classique accrue. Les résultats pour les autres polluants majeurs que sont le SO2 et le NOx sont comparables.

Il n'en demeure pas moins que le modèle GEMINI-E3/96, comme tous les modèles macroéconomiques, souffre d'imperfections qu'il est nécessaire d'analyser pour mieux apprécier la portée des résultats qu'il délivre.

• **Les limites du modèle GEMINI-E3/96**

Le premier type de limites du modèle GEMINI-E3/96 tient à sa nature de modèle d'équilibre général calculable.

Les hypothèses de l'équilibre général walraso-parétien sont bien connues. Elles correspondent rarement à l'économie réelle.

Comme tous les modèles de ce type, GEMINI-E3/96 suppose une représentation fiable des facteurs de production et des biens et services échangés, ainsi que de l'offre et de la demande. Il suppose aussi que les mécanismes de la formation des prix répondent à la seule confrontation de l'offre et de la demande sur les marchés. Le modèle suppose aussi que les prix s'ajustent de façon à réaliser l'équilibre. Cette hypothèse est sans doute la plus éloignée de la réalité.

La conséquence de ce choix théorique est que, par exemple, le modèle ne délivre aucun

enseignement en ce qui concerne le chômage, puisque ce dernier ne peut exister en vertu du fait que les salaires sont supposés s'ajuster à la baisse en cas de chômage pour diminuer le coût du travail pour les entreprises et favoriser l'embauche.

Une autre conséquence des hypothèses de construction du modèle est que ses résultats ne sont à prendre en considération que pour la fin de la période. Autrement dit, les indications intermédiaires données pour les années 1995 et 2005 sont à considérer avec prudence. Il s'agit là d'un trait commun à tous les modèles d'équilibre général calculable.

L'autre limite de GEMINI-E3/96, commune à tous les modèles macroéconomiques, est d'être une maquette autres limites de GEMINI-E3 tiennent aux simplifications de la réalité, auxquelles il recourt comme tout modèle économique.

- *L'importance du choix de la technique la plus efficace*

Avec les limites méthodologiques décrites plus haut, l'exercice réalisé par A. Bernard et M. Vielle avec le modèle GEMINI-E3/96 met toutefois en évidence un enseignement majeur en termes de politique énergétique.

Le programme électronucléaire français apparaît bien comme le choix pertinent de la technique de production d'électricité la plus efficace. L'arrêt prématuré du programme aurait été, en réalité, un renoncement coûteux à la technique la plus efficace.

Cette conclusion des simulations rétrospectives réalisées avec GEMINI-E3/96 confirme un intuition de bon sens.

Le choix des technologies les plus avancées et les plus efficaces économiquement est toujours payant dans tous les domaines, que ce soit pour la croissance, pour l'évolution du revenu des ménages, et pour la compétitivité internationale.

### **III. EN TERMES DE COÛTS D'EXPLOITATION, LE NUCLEAIRE ACTUEL EST SANS RIVAL**

Le parc électronucléaire français représentait en 1998 54,6 % de la capacité de production installée et produisait 78,2 % de la production de l'électricité. Ceci veut dire que le nucléaire fournit la base de l'approvisionnement du pays en électricité.

La tableau suivant détaille la composition du parc de production électrique d'EDF en 1997.

Tableau : Parc de production d'électricité d'EDF en 1997<sup>75</sup>

Type d'équipement	Puissance installée (GW)	Production 1997 (TWh)
<b>Nucléaire</b>		
REP 1450 MW	4,4	8,6
REP 1300 MW	26,4	169,3
REP 900 MW	30,7	198,1
Réacteurs à neutrons rapides	-	-
Total	61,5	376,0
<b>Thermique classique</b>		
Charbon	8,6	12,8
Fioul (≥ 250 MW)	7,2	0,8
Autres	1,9	2,9
Total	17,7	16,5
<b>Hydraulique</b>		
Fil de l'eau	6,2	28,6
Eclusée	3,9	11,0
Lac	8,9	16,0
Pompage pur	1,8	2,2
Pompage mixte	2,5	3,0
Total	23,3	60,8
<b>Total</b>		
Parc EDF	102,5	453,3

#### **A. Des coûts complets très compétitifs pour le nucléaire selon les chiffres de 1995**

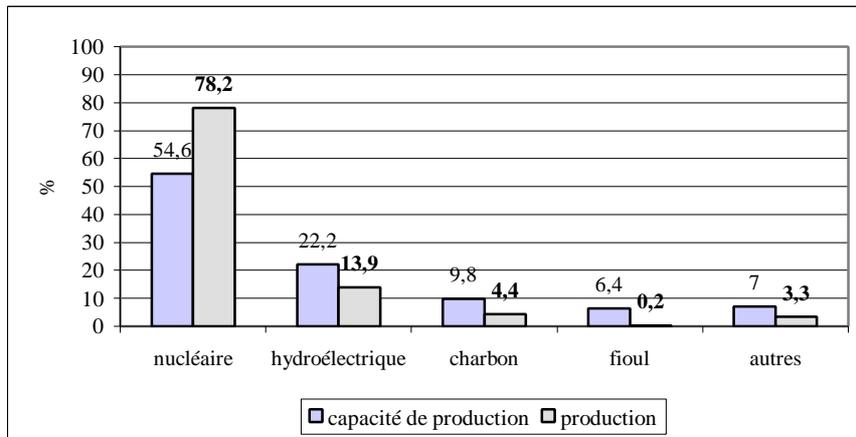
Avant d'examiner les statistiques disponibles, une remarque doit être faite.

Le parc électronucléaire représentait en 1997 avec 61,2 GWe installés 54,6 % de la capacité de production d'électricité française. Or, avec 376 TWh produit, l'électronucléaire a assuré 78,2 % de la production d'électricité. Cette mise à contribution plus que proportionnelle du nucléaire est une indication de sa compétitivité (voir figure suivante).

Figure : Capacité de production et production des différentes composantes du parc électrique d'EDF en 1997<sup>76</sup>

<sup>75</sup> Audition des représentants d'EDF, 7 janvier 1999.

<sup>76</sup> JCLangrand, Séminaire EFE, Paris, novembre 1998.



Le coût de production complet du kWh nucléaire en 1995 est présenté dans la suite. Les données relatives aux années 1996 et 1997 sont ensuite détaillées.

**1. .... Le coût complet de production du kWh nucléaire amortissement  
compris était de 19 cF<sup>77</sup> en 1995**

En 1996, EDF constatant que la donne a changé en matière de production d'électricité avec un intérêt nouveau des énergies fossiles – gaz et charbon –, se livre à une première, la publication du coût du kWh produit par son parc électronucléaire et démontre chiffres détaillés à l'appui que son parc électronucléaire est compétitif.

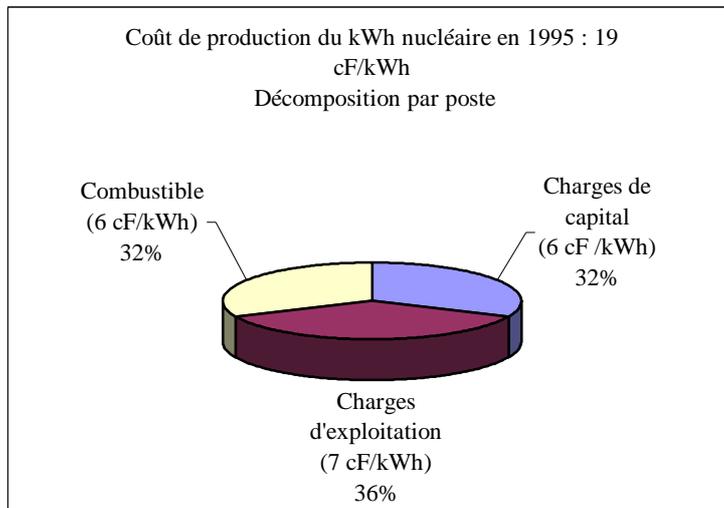
Le premier constat fait en 1996 par EDF est que les énergies fossiles ont vu leur prix baisser dans des proportions importantes : le prix du gaz a été divisé par deux en dix ans et semble devoir rester dix à quinze ans à ce niveau. Le deuxième constat est l'amélioration continue des machines thermiques classiques. Les cycles combinés à gaz et les centrales à charbon ont connu des progrès technologiques majeurs, conduisant à des augmentations de rendement considérables qui ajoutent leurs effets à ceux de la baisse des prix. Dès 1996, le rendement des cycles combinés à gaz dépasse les 50 %. Par ailleurs, les coûts relatifs des centrales de faible puissance diminuent fortement. Dès 1996, le coût d'une turbine à gaz de 5 MW ne coûte pas plus cher, rapporté au kW installé, qu'un cycle combiné de 600 MW.

EDF note en 1996 que l'avantage compétitif du nucléaire était de 30 % en 1993. S'il s'est amenuisé depuis, l'avantage compétitif du nucléaire demeure. Le coût de production du kWh nucléaire tous paliers confondus est de 19 centimes en 1995.

La décomposition de ce coût de production entre les postes combustible, exploitation et charges de capital est retracée dans la figure suivante.

<sup>77</sup> cF : centimes de franc

Figure : Coût de production complet du kWh nucléaire produit par EDF en 1995<sup>78</sup>



- *Des charges de capital représentant 6 cF/kWh – soit 32 % du total – mais devant baisser à l'avenir*

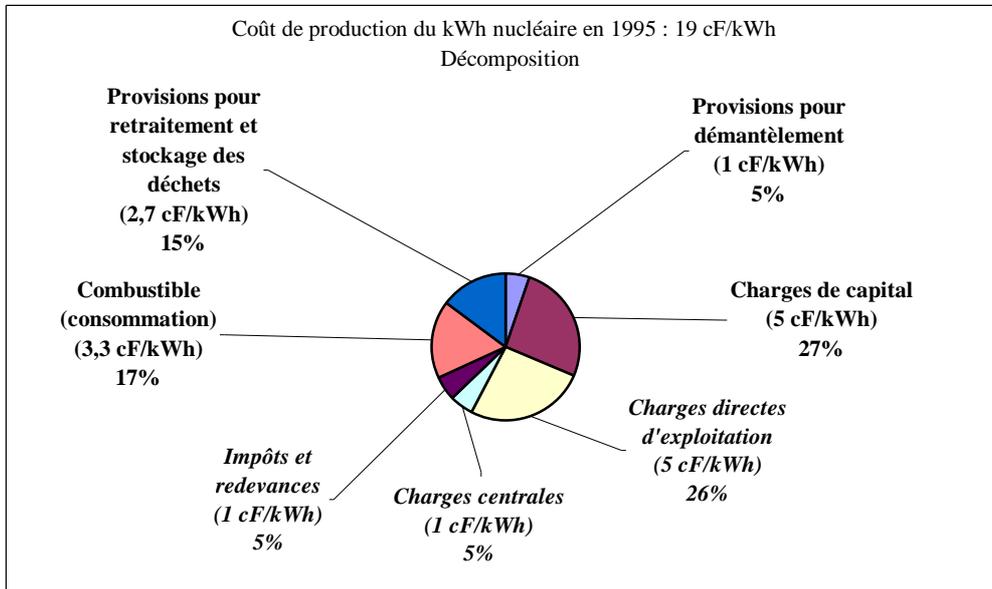
Les charges en capital s'élèvent à 6 cF par kW produit en 1995.

a) *les charges en capital proprement dites – 5 cF/kWh –*

Sur ce total de 6 centimes, les charges de capital proprement dites représentent l'essentiel, soit 5 centimes. EDF note qu'en 1996, le parc a un âge moyen de 12 ans et qu'il est à moitié amorti. C'est un amortissement dégressif qui s'applique aux réacteurs. Par ailleurs, la durée de vie espérée étant de 40 ans, une période d'exploitation après amortissement fiscal et économique se profile. En conséquence on peut prévoir une baisse rapide de ce poste au demeurant très lourd – 26,3 % du total –.

<sup>78</sup> La Lettre d'information du Parc nucléaire, n° 24, juillet/août 1996, EDF, Paris.

Figure : Ventilation détaillée du coût de production complet du kWh nucléaire produit par EDF en 1995<sup>79</sup>



*b) les charges de provision pour démantèlement – 1cF/kWh –*

L'autre partie des charges de capital est constituée par les provisions pour démantèlement. Le coût de celui-ci est estimé à 15 % du coût complet d'investissement. Ramenée au kWh produit, le coût du démantèlement représente 1 cF. Contrairement aux charges financières et d'amortissement, les charges de démantèlement, qui sont provisionnées chaque année, ne devraient pas diminuer à l'avenir.

- ***Des charges d'exploitation représentant 7 cF/kWh – soit 36 % du total – et dont la maîtrise, sans relâchement sur la sûreté, est importante pour l'avenir***

Les charges d'exploitation sont composées des charges directes occasionnées par le fonctionnement de la centrale elle-même et des charges indirectes

*a) les charges directes d'exploitation – 5 cF/kWh –*

Les charges directes d'exploitation représentent 5 cF/kWh soit 71,4 % du total des charges d'exploitation.

Les coûts de maintenance en constituent plus de la moitié. Les charges directes moyennes d'exploitation dépendent de la qualité du travail dans chacune des centrales. Une disponibilité accrue de chaque réacteur du parc permet de répartir ces charges sur un nombre plus grand de kWh et donc de faire diminuer ce poste, au demeurant important, comme cela est logique. La diminution du nombre d'incidents de fonctionnement et l'accélération des arrêts de tranche concourent à une meilleure productivité des équipements.

L'enjeu économique d'une bonne gestion des centrales est donc important. L'amélioration de la production par un meilleur taux de disponibilité ne peut pour autant se faire au détriment de la sûreté et de la radioprotection.

<sup>79</sup> La Lettre d'information du Parc nucléaire, n° 24, juillet/août 1996, EDF, Paris.

*b) charges centrales et impôts et redevances – 2 cF/kWh –*

Les charges indirectes d'exploitation sont de deux types : d'une part les impôts et redevances, d'autre part les charges centrales et les coûts de recherche et développement.

Les impôts et redevances représentent 1 cF/kWh.

Les charges centrales correspondent au coût des fonctions centrales de gestion d'EDF et sont imputées à hauteur de 0,2 cF/kWh.

Les coûts de recherche et développement sur la filière nucléaire sont logiquement imputés au coût du kWh. Ces coûts sont loin d'être négligeables puisqu'ils s'élèvent à 0,6 cF/kWh.

Le complément de 0,2 cF/kWh correspond à des charges centrales diverses.

• ***Des charges de combustible représentant 6 cF/kWh – soit 32 % du total – dont la diminution est possible à l'avenir***

Ce poste est constitué de deux éléments, d'une part le coût du combustible proprement dit et d'autre part les coûts de l'aval du cycle nucléaire.

*a) le coût du combustible – 3,3 cF/kWh –*

Le coût du combustible représente un montant de 3,3 cF/kWh. Plusieurs facteurs l'influencent. En premier lieu, figurent bien évidemment le coût de l'uranium mais aussi celui de la séparation isotopique qui permet de produire, à partir de l'uranium naturel, l'uranium enrichi à 3,5 % ou plus en isotope fissile 235 du combustible classique.

Le deuxième facteur fondamental est celui du taux de combustion. Plus longtemps les assemblages restent en réacteur à énergie produite constante et plus la charge financière correspondante s'allège.

A cet égard, l'augmentation régulière des taux d'irradiation des combustibles UO<sub>2</sub>, selon la figure ci-après contribue à l'amélioration de la rentabilité.

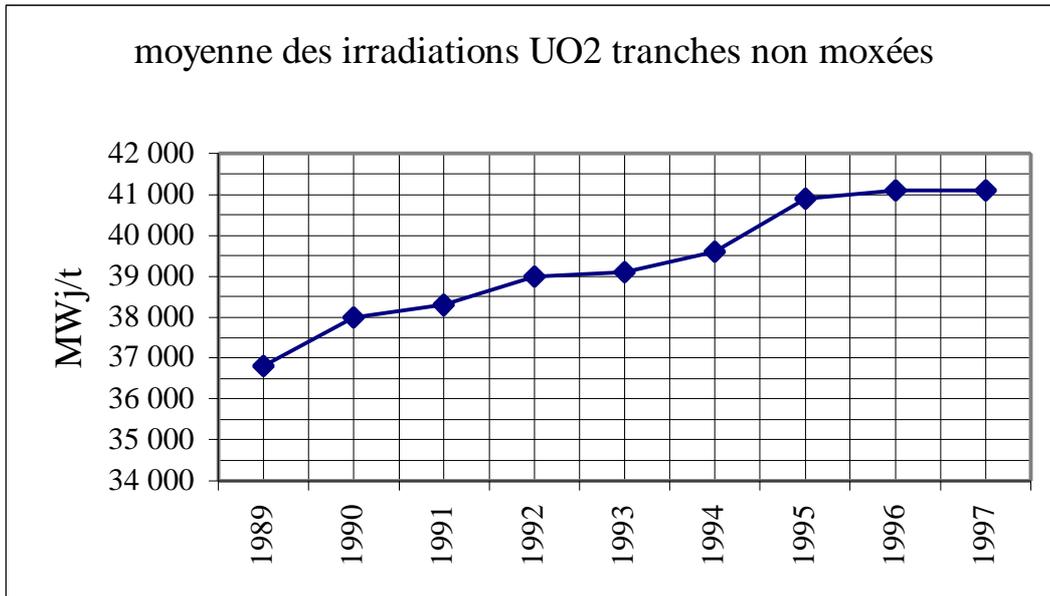
Une autre possibilité existe, celle qui consiste à remplacer le combustible standard par du Mox. Une économie d'uranium peut alors être alors faite. La question de la compétitivité du Mox est discutée dans le deuxième chapitre.

Figure : Evolution des taux de combustion des assemblages UO<sub>2</sub> classiques<sup>80,81</sup>

---

<sup>80</sup> Audition des représentants d'EDF, 26 novembre 1998.

<sup>81</sup> Assemblages classiques à l'UO<sub>2</sub>, par opposition aux assemblages de Mox (Mixed Oxide Fuel)



*b) les provisions pour retraitement et stockage des déchets – 2,7 cF/kWh –*

Le choix du retraitement implique un coût qui est logiquement imputé sur le coût du kWh, en contrepartie de la séparation des radionucléides, de la réduction de volume et de la préparation de plutonium.

En réalité, le combustible irradié ne peut être retraité immédiatement. Les colis de verre contenant les déchets C et les conteneurs renfermant les déchets B sont eux-mêmes entreposés à court terme en vue d'un entreposage de longue durée ou un stockage définitif.

Des provisions sont donc passées pour financer les charges à venir correspondantes. Le détail des provisions passées par EDF est analysé dans le deuxième chapitre.

**2. .... Les coûts complets de production des autres filières en 1995 sont supérieurs**

Comparer les coûts de production des centrales nucléaires qui fonctionnent en base avec ceux des centrales au charbon qui fonctionnent en semi-base ou en pointe ou avec ceux des turbines à combustion utilisées exclusivement pour la pointe est un exercice difficile.

Néanmoins, la SNET a fourni des évaluations qui confirment la meilleure compétitivité du nucléaire par rapport au charbon en France en 1995.

Tableau : Comparaison des coûts du kWh en 1995

	charbon	nucléaire
référence	chaudière de 600 MW Charbon pulvérulent 7000 heures par an à PCN	valeurs moyennes pour le parc REP 900 et REP 1300
charges de capital	5 cF / kWh	6 cF / kWh
charges d'exploitation	4 cF / kWh	7 cF / kWh
charges de combustible	13 cF / kWh	6 cF / kWh
total	22 cF / kWh	19 cF / kWh
remarque	fonctionnement non désulfuré	

Aucune centrale au gaz ne fonctionnant en 1995 en France, la comparaison avec cette filière n'est pas possible sur la base de données nationales.

**B. Les coûts d'exploitation hors amortissement en 1997, également favorables au nucléaire**

Le coût complet de production du nucléaire en 1997 est considéré, à juste titre, comme un secret commercial par EDF.

Le tableau ci-après présente toutefois le coût de production hors amortissement du kWh selon le palier considéré.

Tableau : coût de production hors amortissement du kWh nucléaire en 1997<sup>82</sup>

cF/kWh	REP 900	REP 1300
Exploitation (y compris charges complémentaires)	7,1	5,6
Combustible	6,1	5,6
<b>Coût de production hors amortissement</b>	<b>13,2</b>	<b>11,2</b>

Plusieurs enseignements. peuvent être tirés de ces résultats. Le premier est que le palier P4-P'4 (REP 1300) se caractérise bien, comme recherché, par une baisse des coûts d'exploitation grâce aux économies d'échelle et une baisse des coûts de combustible par un allongement du temps de présence en réacteur (voir tableau ci-après).

L'allongement du temps de présence en réacteur des assemblages est en effet un objectif essentiel pour EDF. Il permet en effet de tirer parti plus longtemps du potentiel du combustible et réduit la fréquence des arrêts de tranches, donc améliore la disponibilité du réacteur.

---

<sup>82</sup> Audition des représentants d'EDF, 26 novembre 1998.

Tableau : modes de gestion du combustible dans les réacteurs du parc EDF<sup>83</sup>

type de gestion	caractéristiques	durée de la campagne	nombre de réacteurs concernés
Standard 900 MWe paliers CP0, CP1 et CP2	rechargement par quart de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,7 % en uranium 235	12 mois	21
Hybride Mox 900 MW palier CP1 et CP2	rechargement par quart de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,7 M en uranium 235 et par tiers de coeur avec du combustible Mox	12 mois	13 -> 20
Standard 1300 MWe	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2 initialement enrichi à 3,1 % en uranium 235	12 mois	5
Campagnes allongées 1300 MWe (gestion Gemmes)	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2 initialement enrichi à 4 % en uranium 235	18 mois	15
Standard prévu pour le 1450 MWe	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,4 % en uranium 235	12 mois	3

L'abaissement du coût du kWh produit avec le palier P4-P'4 par rapport aux paliers CP0-CP1-CP2 de 900 MWe provient d'une part de l'économie d'échelle apportée par l'augmentation de puissance et d'autre part de l'allongement à 18 mois des campagnes pour 75 % des réacteurs du palier P4-P'4.

Ces coûts hors amortissement peuvent être comparés avec ceux des centrales thermiques fonctionnant en France, en distinguant les régimes de fonctionnement. Le tableau ci-dessous détaille ces coûts fournis par la SNET.

<sup>83</sup> Rapport d'activité 1997, DSIN, Secrétariat d'Etat à l'industrie, Paris, 1998.

Tableau : Coûts de production de l'électricité dans les centrales au charbon dans les centrales actuellement exploitées par la SNET<sup>84</sup>.

1998	Charbon pulvérisé		Lit fluidisé circulant
	330 MW	600 MW Huchet 6	250 MW
combustible FFEX (F/kW)	364	287	410
coût proportionnel (cF / kWh)	13,5	13,3	14,5
coût total hors amortissement :			
- 3500 h/an	23,9	21,3	26,2
- 7000 h/an (cF/kWh à PCN)	18,7	17,2	20,4

Le coût du nucléaire hors amortissement en 1997 s'élevait à 13,2 cF (REP 900) et 11,2 cF (REP1300).

La marge de compétitivité du nucléaire par rapport au charbon pulvérisé est donc, pour des fonctionnements en base de durées comparables, d'environ 4 centimes soit 30 %.

---

<sup>84</sup> SNET, audition du 21 janvier 1999.

**IV. LA MATURETE DU PARC, UN ATOUT A GERER CONFORMEMENT A L'INTERET NATIONAL**

**A. Les difficultés de l'abandon du nucléaire à l'étranger**

**1. En Suède, un processus d'abandon qui piétine**

L'énergie nucléaire fournit en Suède la moitié de l'électricité. Une fermeture rapide ne peut donc être envisagée. En réalité, la décision de retrait du nucléaire date de 1980 mais aucune fermeture concrète de réacteur n'est encore intervenue.

- **12 réacteurs représentant une puissance installée de 10 040 MWe et fournissant 52,4 % de la production**

En janvier 1997, la part du nucléaire dans la production d'électricité en janvier 97 atteignait 52,4 %<sup>85</sup>. Les caractéristiques du parc nucléaire suédois sont retracées dans le tableau ci-après.

Tableau : Composition du parc nucléaire suédois<sup>86,87, 88</sup>

nom	exploitant	technologie	puissances nettes (MWe)	année de mise en service industriel	année de fermeture si 40 ans de durée de vie
Barseback 1	Skydraft	REB <sup>89</sup>	600	1975	2015
Barseback 2	Skydraft	REB <sup>90</sup>	600	1977	2017
Forsmark 1	Vattenfall	REB	970	1981	2011
Forsmark 2	Vattenfall	REB	970	1981	2011
Forsmark 3	Vattenfall	REB	1158	1985	2025
Oskarshamn 1	OKG	REB	440	1972	2012
Oskarshamn 2	OKG	REB	610	1975	2015
Oskarshamn 3	OKG	REB	1160	1985	2025
Ringhals 1	Vattenfall	REB	847	1976	2016
Ringhals 2	Vattenfall	REP	875	1975	2015
Ringhals 3	Vattenfall	REP	915	1981	2021
Ringhals 4	Vattenfall	REP	915	1983	2023
total	12	REB/REP	10 060	-	-

- **Le référendum de 1980 d'abandon du nucléaire**

Un référendum a eu lieu en Suède en 1980 sur la sortie de la Suède de l'énergie nucléaire civile en 2010. Trois possibilités de réponse étaient données<sup>91</sup>:

- 1.....maintenir en fonctionnement les réacteurs
- 2.....les fermer
- 3.les fermer seulement si certaines conditions étaient réunies : parmi ces conditions, ne pas créer de rupture économique et ne pas obérer la compétitivité d'industries importantes.

Les options 2 et 3 ont obtenu la majorité. Depuis, le Riksdag a précisé la politique décidée par la nation et a fixé le terme de 2010 à la démarche d'abandon du nucléaire. Sur un plan politique, le Parti centriste est l'opposant le plus déterminé au nucléaire. Le programme de fermeture est

<sup>85</sup> AIEA Bulletin 1/9/98.

<sup>86</sup> Enerpresse 5/2/98.

<sup>87</sup> Bulletin de l'AEN-OCDE, 1/1/98.

<sup>88</sup> ElecNuc, Les centrales nucléaires dans le Monde, CEA, Paris, 1998.

<sup>89</sup> REB : réacteur à eau bouillante

<sup>90</sup> REP : réacteur à eau pressurisée

<sup>91</sup> Financial Times 14/4/98.

néanmoins le résultat d'un compromis entre le Parti social-démocrate et le Parti de Gauche (successeur du parti communiste suédois).

L'opinion publique, comme le révèlent les sondages sur plus d'une année, semble actuellement désormais favorable à ce que les réacteurs en fonctionnement aillent au bout de leur vie opérationnelle.

- ***Le retrait du nucléaire doit commencer par Skydraft, société privée***

Possédant les réacteurs parmi les plus anciens du parc électronucléaire, Le processus de fermeture doit commencer par les réacteurs de la société privée Skydraft implantés à Barseback.

En décembre 1997, le Riksdag, le Parlement suédois, a en effet adopté une loi donnant le feu vert au gouvernement pour la fermeture de Barseback 1, qui devait constituer la première phase du démantèlement d'ici à 2010 des 12 tranches nucléaires suédoises.

Skydraft est une société privée, contrôlée à hauteur de 17 % par la société allemande Preussen Elektra. La date de fermeture de la première tranche de 600 MWe de Barseback devait être le 1<sup>er</sup> juillet 1998, et celle de la deuxième tranche le 1<sup>er</sup> juillet 2001.

L'électricité produite par Barseback représente 6 % de l'électricité consommée en Suède et 60 % de l'électricité consommée en Scanie. La société Skydraft estime que la compagnie publique Vattenfall aurait dû être désignée comme la première à débiter le processus. Skydraft qui estime que la fermeture de Barseback lui coûterait 2,5 milliards de \$ a engagé des recours.

- ***Les retards supplémentaires dans la mise en oeuvre de la décision***

En mai 1998, la Cour administrative suprême<sup>92</sup> a demandé au gouvernement suédois de surseoir à la fermeture de la première tranche de la centrale nucléaire de Barseback, officiellement décidée pour juillet. La plus haute juridiction administrative du pays a en effet indiqué qu'elle avait accordé un sursis à exécution parce que son arrêt définitif ne serait pas prêt avant l'été. Les décisions de cette Cour ne sont pas susceptibles d'appel et le gouvernement n'a aucun moyen de s'y opposer.

Les élections de 1998 n'ont pas entraîné un changement de politique nucléaire en Suède. La décision de fermer les deux tranches BWR de Barseback ne sera pas remise en cause, non plus que les dix autres tranches.

En décembre 1998, la Cour administrative suprême suédoise, l'équivalent de notre Conseil d'Etat, a toutefois décidé de repousser d'un à deux mois de plus sa décision. Parallèlement aux recours en justice, des négociations sont en cours au sujet des compensations à fournir à Skydraft. Un accord pourrait être trouvé dans l'octroi à Skydraft d'une participation de 30 % dans la centrale de Ringhals, exploitée par l'électricien public Vattenfall<sup>93</sup>.

## **2. .... En Suisse, des intentions non validées**

La question de la place du nucléaire et de son avenir est posée en Suisse depuis l'adoption en 1990 d'un moratoire de 10 ans sur l'énergie nucléaire. A l'approche de l'expiration de ce délai de 10 ans, le débat sur le recours au nucléaire a repris en 1998, alors que la contribution du nucléaire à la production d'électricité reste à un niveau élevé.

- ***44,5 % de la production électrique assurée par 5 réacteurs nucléaires représentant une puissance installée de 3,1 GWe***

---

<sup>92</sup> La Cour administrative suprême est l'équivalent du Conseil d'Etat en France.

<sup>93</sup> Enerpresse 29/12/98.

Début 1997, la part du nucléaire dans la production d'électricité représentait 44,5 %. En outre, la Suisse a importé en 1997 30 TWh dont les deux tiers provenaient des centrales nucléaires françaises

Tableau : Composition du parc nucléaire suisse<sup>94,95</sup>

nom	nombre de réacteurs	technologie	puissances nettes (MWe)	année de mise en service	année de fermeture si 40 ans de durée de vie
Beznau I	1	REP	380	1969	2009
Beznau II	1	REP	372	1971	2012
Mühlberg	1	REB	355	1971	2012
Gösgen	1	REP	970	1979	2019
Leibstadt	1	REB	1030	1984	2025
total	5	REP/REB	3,1 GWe	-	-

Sur les 5 réacteurs en fonctionnement en Suisse, 4 sont autorisés à fonctionner avec du combustible Mox et 3 réacteurs l'utilisent effectivement.

- ***Une politique complète concernant l'aval du cycle du combustible***

La Suisse achète une partie de son uranium aux Etats-Unis. Grâce à l'accord coopération de 1997 entre Euratom et les Etats-Unis, la Suisse peut faire retraiter ses combustibles usés dans l'Union européenne. De fait, la Suisse fait retraiter son combustible, en France par Cogema et au Royaume Uni par BNFL à Sellafield.

La Confédération rencontre des difficultés pour définir les moyens d'une gestion à long terme de l'aval du cycle, en particulier pour l'entreposage ou le stockage des combustibles. Pour le stockage des déchets de faible et moyenne activité, un site approprié a été sélectionné à Wellenberg pour le stockage des déchets de faible et moyenne activité. La faisabilité technique et la démonstration de sûreté ont été admises par les autorités fédérales. Mais actuellement la construction d'une galerie de sondage est bloquée pour des raisons politiques. La disponibilité de ce centre commence à revêtir un caractère d'urgence.

Par ailleurs pour le stockage des combustibles usés et des déchets radioactifs de haute activité, la Suisse conduit des recherches dans les laboratoires souterrains de Grimsel (roche cristalline) et au Mont Terri (argile à opalinum). Ces recherches sont ouvertes à la coopération internationale. Au terme d'études approfondies, ces régions ont été sélectionnées en accord avec les experts de la Confédération. La preuve de la qualification du site pour les déchets de haute activité et les combustibles usés doit encore être apportée. La mise en service d'un tel dépôt devra intervenir en 2030-2050.

Par ailleurs, un dépôt intermédiaire est en construction à Zwiilag. Ce centre permettra d'évacuer le combustible usé qui ne pourrait être entreposé dans les piscines des centrales et devrait permettre une poursuite de la durée d'exploitation pendant 50 à 60 ans.

- ***Un débat politique marqué par le réalisme***

L'approche de la fin du moratoire entraîne une reprise du débat sur le nucléaire dans la Confédération helvétique. Plusieurs questions sont posées, en plus de celles concernant les centres d'entreposage ou de stockage.

<sup>94</sup> Enerpresse 5/2/98.

<sup>95</sup> Bulletin de l'AEN-OCDE, 1/1/98.

Longtemps le retraitement est apparu comme la seule voie techniquement maîtrisée mais l'augmentation des coûts du retraitement et chute durable du prix de l'uranium naturel ont fait naître des interrogations dans certaines parties de la population.

L'autre question concerne l'exploitation des réacteurs nucléaires. A ce titre, il faut citer les initiatives populaires concernant un éventuel retrait du nucléaire<sup>96</sup>. La première initiative « *Sortir du nucléaire* » propose que les centrales de plus de 30 ans soient mises hors service. A ce titre, Muhlberg et Beznau 1 et 2 devraient être désaffectées dès 2003, Gösgen le serait en 2009 et Leibstadt en 2014. La deuxième initiative s'intitule « *Moratoire Plus* » propose la prolongation du moratoire de 10 ans sur la construction d'installations nucléaires. Les augmentations de puissance des centrales existantes ne seraient pas autorisées au cours des 10 ans à venir. Par ailleurs, l'autorisation d'exploitation d'une centrale devrait être soumise au référendum si la durée d'activité dépassait les 40 ans

Par ailleurs, le processus de concertation lancé par le Département fédéral de l'énergie n'a pas permis de trouver un terrain d'accord. Les exploitants des centrales nucléaires, les organisations écologistes, la Cedra et les autorités concernées ne sont pas parvenus à trouver un accord sur l'entreposage des déchets radioactifs au sein du groupe de travail constitué par le Département fédéral de l'énergie.

Ces initiatives et l'échec du processus de concertation sont intervenus alors que le Conseil fédéral examine une révision totale de la loi atomique, le transport et le retraitement des combustibles usés pouvant être concernés.

Les débats internes au Conseil fédéral ont été rapportés d'une manière telle qu'un arrêt accéléré du nucléaire entre 2012 et 2024 aurait été envisagé. En réalité, il semble que la Suisse n'envisage pas un abandon prématuré du nucléaire<sup>97</sup>. Des décisions récentes semblent le confirmer.

En effet, l'autorisation d'exploitation de Mühleberg est renouvelée jusqu'en 2012. La puissance de Leibstadt peut être augmentée de 15 %. Une consultation est lancée entre les ministres de l'énergie et de l'économie, d'une part, et les électriciens nucléaires, d'autre part, sur la durée de vie des centrales et la question des déchets. En cas de désaccord, le gouvernement trancherait lui-même. Par ailleurs, la construction de nouvelles centrales n'est pas exclue. Il apparaît en tout état de cause probable que les énergies renouvelables hors hydroélectricité ne pourraient dépasser 4 % de la production d'électricité en 2020 et 10 % en 2030.

---

<sup>96</sup> La Tribune de Genève 24/4/98

<sup>97</sup> Enerpresse n° 7225, 21/12/98.

**B. Quelle durée d'exploitation pour le parc nucléaire en Allemagne ?**

Le débat qui a lieu en Allemagne sur l'abandon du nucléaire révèle les deux dimensions politique mais aussi économique des questions énergétiques.

**1. La situation énergétique allemande à la veille du retrait du nucléaire**

- **19 réacteurs nucléaires assurant 32 % de la production d'électricité**

Le nucléaire occupe en Allemagne une place importante dans la production d'électricité mais cette place est moindre qu'en Suisse, en Suède et bien sûr qu'en France. L'Allemagne possède actuellement 19 réacteurs, correspondant à une puissance nette cumulée de 21 GWe, dont la part dans la production d'électricité atteint 32 % du total en 1997.

Tableau : réacteurs à eau légère en fonctionnement en Allemagne

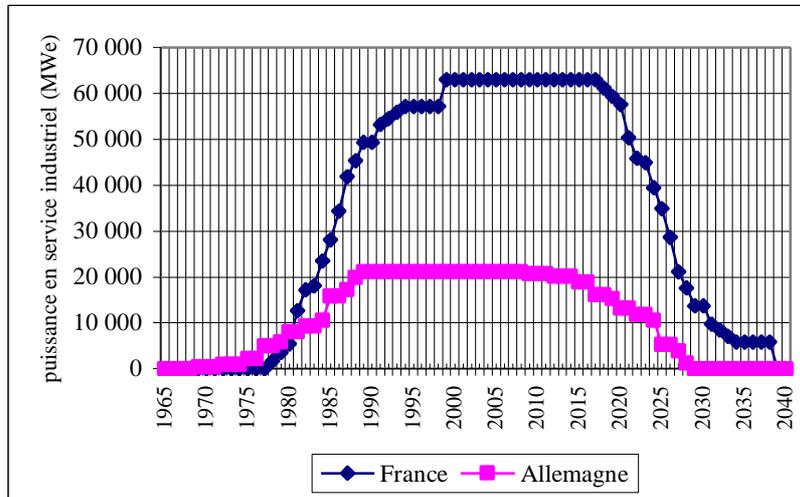
Réacteur	année de mise en service industriel	puissance (MWe)	technologie	coefficient de production brute en 1997 <sup>98</sup>
Obrigheim	1969	340	REP <sup>99</sup>	93,2
Stade	1972	640	REP	88,6
Biblis A	1975	1167	REP	79,4
Neckar-1	1976	785	REP	91,4
Brunsbüttel	1977	771	REB	75,5
Biblis B	1977	1240	REP	79,4
Isar-1 (OHU)	1979	870	REB	78,9
Unterweser	1979	1285	REP	88,5
Philippsburg-1	1980	890	REB	82,6
Graffenheinfeld	1982	1275	REP	90,7
Krummel	1984	1260	REB	83,9
Gundremmingen II-B	1984	1284	REB	82,5
Gundremmingen II-C	1985	1288	REB	80,4
Grohnde	1985	1360	REP	100
Philippsburg-2	1985	1358	REP	93,8
Brokdorf	1986	1370	REP	93,8
Mulheim Karlich	(1987)		REP	0
Emsland (Lingen-2)	1988	1290	REP	94,1
Isar-2 (OHU)	1988	1365	REP	91,5
Neckar-2	1989	1269	REP	90,4
Total		21107	-	-

Presque trois fois moins important que le parc électronucléaire français, le parc allemand est également en moyenne plus ancien que le parc français. La figure suivante présente la montée en puissance des parcs allemand et français, ainsi que leur décroissance dans l'hypothèse d'une durée de vie uniforme de 40 ans.

<sup>98</sup> coefficient de production brute = (production électrique brute de la période considérée)\*100 / (puissance électrique brute) \* (durée de la période considérée)

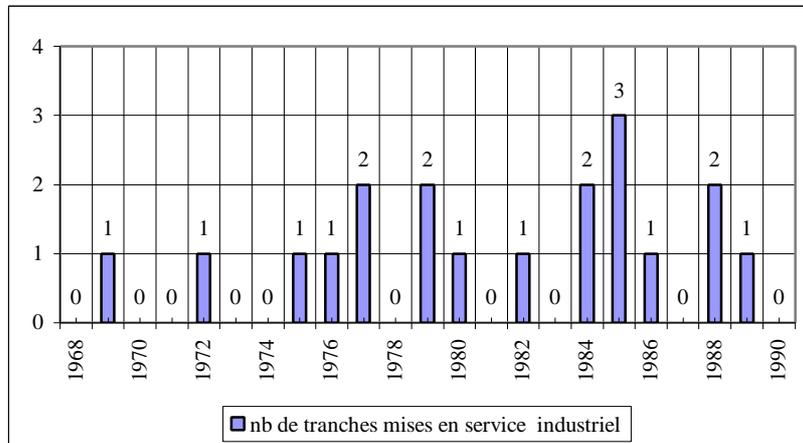
<sup>99</sup> REP : réacteur à eau pressurisée (PWR : Pressurised Water Reactor) ; REB : réacteur à eau bouillante (BWR : Boiling Water Reactor)

Figure : Les parcs nucléaires à eau légère français et allemands : montée en régime et prévision de décroissance dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans



L'effort d'équipement allemand ne comporte pas de brusque montée en régime telle que celle induite par le Plan Messmer en France, à partir de 1974 pour les décisions et de 1981 pour les mises en service en Allemagne. La figure suivante présente l'évolution du nombre de tranches mises en services en Allemagne, de 1968 à 1990, date de la dernière étape du développement de l'électronucléaire en Allemagne.

Figure : montée en puissance du parc électronucléaire allemand en fonctionnement en 1999 (réacteurs à eau légère)



Le marché allemand de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence depuis le mois de mai 1998. On compte neuf grands producteurs et gestionnaires du réseau. Ce dernier est coordonné par un consortium. Les concessions de distribution sont provisoirement maintenues, mais les monopoles régionaux seront progressivement éliminés.

- **Une situation énergétique très différente de celle de la France**

La spécificité énergétique majeure de l'Allemagne est bien entendu sa production charbonnière.

Malgré les réductions déjà opérées, la production charbonnière allemande se maintient à un haut niveau : 47 millions de tonnes en 1997 contre 4,2 millions en France. En vertu du compromis sur

le charbon conclu en mars 1997, l'évolution de la production charbonnière sera la suivante <sup>100</sup>: 42 millions de Tec <sup>101</sup> ont été extraites en Allemagne en 1998 ; 30 millions tonnes de houille le seront en 2005, sur les sites de 10 ou 11 mines.

Les parts du gaz et du pétrole sont également plus importantes qu'en France. Au total la composition des ressources primaires de l'Allemagne et de la France sont très différentes.

Tableau : Comparaison de ressources en énergie primaire de la France et de l'Allemagne <sup>102</sup>

1995 en % du total	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Energies renouvelables
Allemagne	27	41	19	12	1
France	6	35	12	40	7

## 2. L'accord de Gouvernement de la coalition SPD-Grünen

L'accord de gouvernement signé par la coalition SPD-Verts en octobre 1998 comprend un chapitre concernant l'énergie, intitulé « *Une politique moderne de l'énergie* » <sup>103</sup>.

Selon ce texte, « *le gouvernement garantira une alimentation en énergie d'avenir, non polluante, à un coût équitable. Les énergies renouvelables et les économies d'énergie seront une priorité. C'est la raison pour laquelle le nouveau gouvernement entreprendra tout ce qui est en son pouvoir pour abandonner l'énergie nucléaire aussi vite que possible. Au cours de cette année même; le gouvernement organisera des discussions pour aboutir à un nouveau consensus sur l'énergie. En partenariat avec le secteur énergétique, des voies doivent être ouvertes pour trouver une nouvelle forme d'énergie mixte, une énergie d'avenir sans le nucléaire. Au cours de cette législature, l'abandon de l'énergie nucléaire sera réglé par la loi de manière globale et irréversible* ».

En ce qui concerne l'élimination des déchets, les partis de la coalition sont tombés d'accord sur les points suivants . « *La conception prévalant jusqu'ici pour l'élimination des déchets radioactifs a échoué. On élaborera un plan national pour l'élimination des déchets radioactifs existants. En principe, chaque exploitant d'une centrale nucléaire doit créer les capacités nécessaires à l'entrepôt sur le site même de la centrale ou à proximité. Les combustibles nucléaires irradiés ne peuvent être transportés que si la centrale ne possède pas de capacités de décharge autorisées. Les entrepôts ne seront pas utilisés pour une décharge définitive.* »

### • **L'épineuse question des contrats de retraitement avec la France**

Le retraitement des combustibles irradiés provenant des 19 centrales allemandes représente 20 % du chiffre d'affaires annuel de La Hague (13 milliards de francs en 1997). 40 % de la capacité de l'usine UP3 sont réservés aux électriciens allemands. Le flux de combustibles allemands retraités à La Hague atteint donc de 200 à 250 tonnes par an. Le total cumulé atteint 3 552 tonnes. La réexpédition des déchets de retraitement est lente. 84 fûts seulement ont été renvoyés en Allemagne entre 1995 et 1998 par Cogema, du fait de lenteurs administratives tant du côté allemand que du côté français.

Les contrats initiaux sont en voie d'achèvement. D'autres ont été signés en 1990. Les contrats initiaux, signés à la fin des années 70 ont été exécutés à 80 % et devraient s'achever à la mi-2000. D'autres contrats ont été signés en 1990 pour la période 2000-2010 prévoyant non seulement le

<sup>100</sup> Enerpresse n° 7201, 17/11/98

<sup>101</sup> Tec : tonne équivalent charbon, unité permettant d'assimiler la production de lignite des Länder de l'Est à celle de charbon moyennant un coefficient de réduction.

<sup>102</sup> AIE-OCDE, IEA Energy Technology R&D Statistics, 1974-1995, Paris, 1997.

<sup>103</sup> Le Monde 29/10/98.

retraitement de combustibles irradiés mais aussi la fourniture de Mox. Par ailleurs, les contrats ont été « sécurisés ». Par des accords bilatéraux, les gouvernements se sont engagés à « ne pas faire obstacle à l'accès des électriciens allemands aux capacités de retraitement de La Hague, ni au transport ni au retour des combustibles usés ».

- **Les conséquences énergétiques d'un retrait rapide du nucléaire en Allemagne**

L'abandon du nucléaire sous de brefs délais en Allemagne est un objectif interne qui interfère avec la diminution d'un quart des émissions de CO2 entre 1990 et 2005 à laquelle l'Allemagne s'est engagée à Kyoto.

L'Allemagne tire du nucléaire 12% de son approvisionnement en énergie primaire. Mais l'Allemagne est aussi le cinquième émetteur de CO2 de la planète avec 0,9 milliard de tonnes en 1995, soit 10,96 tonnes par habitant<sup>104</sup>. Il s'agit donc à la fois de remplacer le nucléaire et d'atteindre les objectifs de Kyoto.

On peut noter que s'agissant de la réduction de ses émissions de CO2, l'Allemagne tira un bénéfice important du remplacement ou de la modernisation des usines des Länder de l'Est .

L'Institut allemand pour le climat, l'environnement et l'énergie a imaginé un ensemble de mesures contraignantes<sup>105</sup>, pour atteindre l'objectif d'un retrait rapide du nucléaire. En voici la liste.

La production d'électricité devrait être diminuée de 15 % grâce à des économies massives. Il faudrait également construire des centrales à cycle combiné au gaz à hauteur d'une capacité installée de 10 000 MWe. Les éoliennes devraient progresser de 2 600 MWe à 8 330 MWe. Les centrales thermiques classiques utiliseraient une combinaison de charbon et de biomasse. Les autres énergies renouvelables devraient également être renforcées.

### 3. Le coût d'un éventuel abandon du nucléaire

- **La rente électronucléaire des compagnies d'électricité allemande**

Parmi les obstacles à un abandon rapide du nucléaire en Allemagne, figurent bien évidemment les 40 000 emplois du secteur. A titre d'exemple, Siemens KWU emploie 4 500 personnes et a un chiffre d'affaires annuel de 2 milliards de marks, dont le nucléaire représente 20 %.

Selon les compagnies d'électricité, les installations les plus récentes datent de 1988 et 1989. Avec une durée de vie de 40 à 45 années, elles pourraient prétendre à vivre jusqu'en 2028.

La figure suivante représente au cours du temps d'une part l'évolution de la puissance nucléaire installée en fonction d'une hypothèse de durée de vie de 40 ans et d'autre part l'évolution de la puissance nucléaire installée amortie, en prenant comme hypothèse une durée d'amortissement de 20 ans.

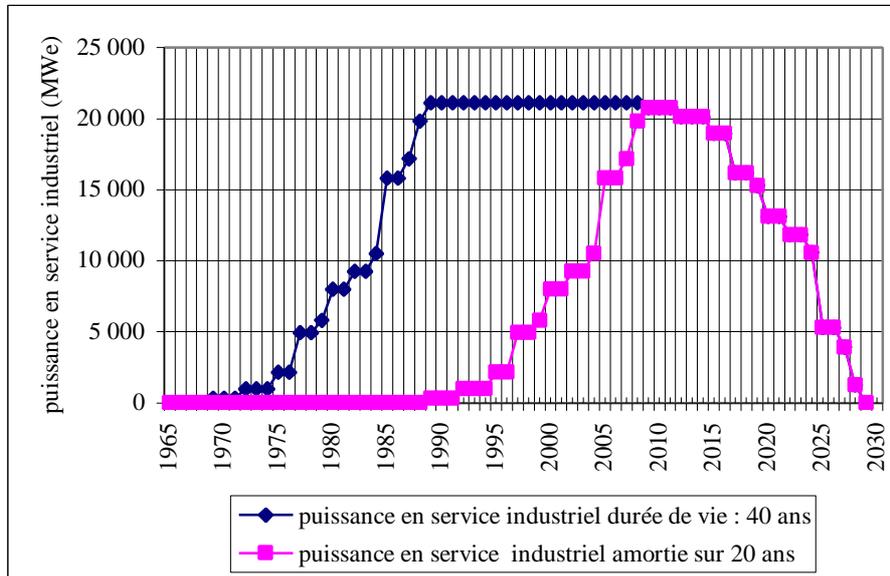
On voit bien que le parc électronucléaire allemand entre, en cette fin des années 1990, dans sa période de rentabilité maximale. L'abandon précipité du nucléaire priverait les compagnies d'électricité allemandes, au demeurant privées, d'une source de revenus considérables. Plus la date de sortie est proche et plus le manque à gagner pour ces sociétés est important.

---

<sup>104</sup> Par comparaison, les chiffres de la France sont les suivants : 0,4 milliard de tonnes de CO2, soit 6,34 tonnes par habitant

<sup>105</sup> Süddeutsche Zeitung 27/10/98

Figure : Evolution de la puissance électronucléaire en service industriel en Allemagne (durée de vie : 40 ans) et des capacités amorties sur 20 ans



- **Une rente électronucléaire de plusieurs centaines de milliards de francs selon les hypothèses**

La question de la rapidité de sortie du nucléaire est une question stratégique sur le plan financier pour les compagnies d'électricité allemande.

Selon certaines sources, les compagnies d'électricité auraient proposé que d'ici à l'an 2020, le dernier réacteur allemand soit arrêté. L'industrie affirme pourtant maintenir sa position selon laquelle les centrales nucléaires pourront être exploitées pendant 40 ans, les temps de révision étant décomptés, ce qui veut dire que la date de la dernière mise hors service intervient après 2030<sup>106</sup>.

Dans les années à venir seuls les vieux réacteurs d'Obrigheim mis en service en 1969, de Stade, mis en service industriel en 1972 et de Biblis A mis en service en 1975 pourraient être arrêtés.

Connaissant les dates de mise en service des différentes tranches, il est possible de faire une estimation de la rentabilité du parc allemand considéré dans son ensemble. Le tableau ci-après montre le « *cash flow* » que ce parc peut dégager, pour plusieurs marges sur le kWh et plusieurs taux d'actualisation.

Tableau : cash flow en milliards de francs sur l'exploitation des 19 réacteurs allemands, dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans et d'un amortissement en 20 ans<sup>107</sup>

taux d'actualisation	0 %	5 %	8 %	12 %
marge : 10 cF / kWh	297	179	141	108
marge : 15 cF / kWh	446	268	211	163

Les compagnies d'électricité ont par ailleurs estimé à 100-200 milliards de marks le coût d'un renoncement précipité au nucléaire. On voit que cette estimation est parfaitement justifiée et ne procède pas d'une simple posture de négociation.

<sup>106</sup> Süddeutsche Zeitung 22/12/98

<sup>107</sup> Hypothèses : durée annuelle de fonctionnement : 6 000 heures ; durée de vie : 40 ans ; durée d'amortissement : 20 ans

C'est tout le fruit de l'investissement réalisé sur vingt années, de 1969 à 1989, qui pourrait être annulé par une sortie rapide du nucléaire.

- **5 ans pour les Verts, plus de 30 ans pour les industriels : 20 ans pour le Chancelier Schröder ?**

Greenpeace Allemagne estime que l'abandon du nucléaire pourrait être réalisé en 5 à 6 ans, sans manque d'électricité, grâce à la construction dans l'intervalle d'autres centrales non-nucléaires. Les Verts quant à eux estiment possible d'en avoir fini avec l'atome d'ici à 2004.

Les industriels seraient prêts au compromis à condition qu'on les laisse exploiter leurs centrales encore rentables pendant une quarantaine d'années, faute de quoi ils demanderaient une indemnisation.

Le chancelier Schröder pourrait quant à lui consentir un délai supérieur à 20 ans, à condition que les industriels fassent une croix sur toute demande de dédommagement <sup>108</sup>.

Les enjeux économiques sont énormes. C'est en réalité l'avantage de parvenir à un parc amorti qui est en cause.

#### **4. .... Les autres évaluations du coût de sortie du nucléaire en Allemagne**

Selon une étude publiée en décembre 1998 et réalisée pour le compte de l'industrie<sup>109</sup>, un abandon précipité du nucléaire, c'est-à-dire dans les 5 années à venir, coûterait 88 milliards de marks aux exploitants<sup>110</sup> et 150 000 emplois, sans parler de l'envolée des émissions de CO<sub>2</sub>, ni du coût des énergies de substitution.

Le surcoût de 88 milliards de marks s'étalerait jusqu'en 2030. 150 000 emplois disparaîtraient entre 2017 et 2026 à cause du renchérissement du prix de l'énergie mais de nouveaux emplois se créeraient par la suite.

Ce surcoût est calculé par rapport à un scénario de référence dans lequel le parc nucléaire serait non seulement entretenu mais aussi, selon les besoins, renouvelé. En fait ce surcoût est nettement plus important jusqu'en 2023 : 122 milliards de marks (409 milliards de francs). Entre 2024 et 2030, le scénario de référence coûterait plus cher (441 milliards de marks soit 1477 milliards de francs) que l'abandon du nucléaire (407 milliards de marks soit 1360 milliards de francs). Après cette date, quelque 34 milliards de marks pourraient toutefois être récupérés sur 7 ans, à la suite notamment de l'abandon de nouvelles tranches nucléaires.

Les émissions de CO<sub>2</sub> passeraient à 1,85 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit le double des niveaux actuels d'ici à 2004. Les émissions de CO<sub>2</sub> augmenteraient ensuite de 35 % entre 2005 et 2010.

En tout état de cause, un court délai de 5 ans imposerait de recourir aux énergies fossiles, en construisant des installations dont la durée de vie sera de 30 à 40 ans. La situation serait dès lors gelée, gênant le développement des énergies alternatives

Un chiffrage complet du coût de l'abandon du nucléaire en Allemagne semble rester à faire. Il s'agit non seulement d'intégrer l'indemnisation éventuelle des compagnies d'électricité mais aussi

---

<sup>108</sup> \* selon la Frankfurter Allgemeine Zeitung du 21/12, G

<sup>109</sup> Etude réalisée par un économiste de Brême, W. Pfaffenberger, et citée par AFP 16/12/98, Les Echos et La Tribune 17/12/98.

<sup>110</sup> Soit 295 milliards de francs au cours de 1DM = 3,35 F

de tenir compte du coût des investissements de remplacement, des coûts sociaux et des éventuels coûts additionnels sur l'environnement.

### C. La rente nucléaire française et l'avenir d'EDF

Dans son document d'octobre 1998 exposant sa stratégie pour EDF, document intitulé « *Vers le client, le compte à rebours européen* », le Président d'EDF, M. F. Roussely indiquait que la production d'électricité nucléaire représente près de la moitié de la valeur ajoutée de l'entreprise et les trois quarts de sa capacité d'autofinancement. Cela « *constitue pour deux décennies notre principal avantage. Patrimoine essentiel d'EDF, il l'est aussi pour la Nation* ».

Actif industriel de quelques 280 milliards de francs, le parc nucléaire n'est pas seulement un patrimoine. Les réacteurs nucléaires en service en France vont devenir dans les années qui viennent, une source de bénéfices importants.

D'ores et déjà, il est possible d'en estimer l'ordre de grandeur et utile d'examiner les utilisations possibles au service de la Nation.

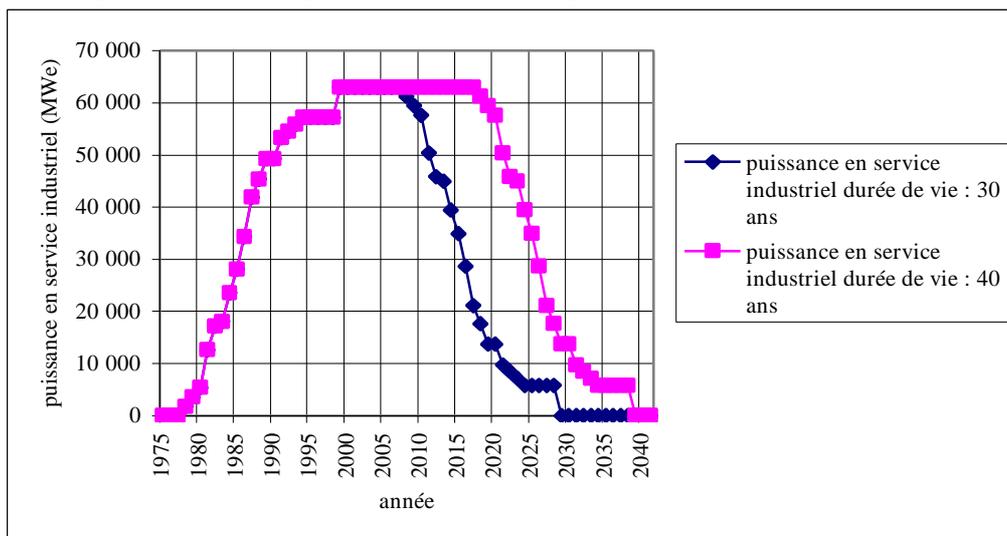
#### 1. Le parc électronucléaire français bientôt amorti comptablement et économiquement

En 25 ans, la France a su construire un parc électronucléaire de 63 GWe capable de lui apporter plus du tiers de son approvisionnement en énergie primaire. Dans le même intervalle de temps, le pays perdra cet source en cas de non renouvellement du parc, en temps et en heure.

- *la disparition possible en 25 ans de 37,7 % des ressources en énergie primaire*

La figure suivante décrit la montée en puissance du parc et sa future décroissance, selon que sa durée de vie sera de 30 ou de 40 ans. Selon la doctrine de la DSIN, chaque réacteur fera l'objet d'autorisations spécifiques de prolongation de la durée de vie nominale de 30 ans. La courbe réelle sera donc probablement entre les deux extrêmes représentés sur le graphique ci-après, le choix entre trente et quarante ans jouant un rôle crucial.

Figure : montée en régime et décroissance du parc électronucléaire français actuel



- *La prolongation de la vie des réacteurs : un enjeu considérable*

De nombreux réacteurs américains mis en service plus tôt qu'en France, ont dépassé les 30 ans d'activité. De nombreux autres pays envisagent des durées de vie largement supérieures. Ainsi le Japon envisage des durées de vie de 60 ans pour certains de ses réacteurs en fonctionnement. La Suisse vient de prolonger de 15 ans la vie de certains de ses réacteurs qui commencent à arriver dans la zone des 30 à 40 ans.

EDF essaie actuellement de mettre au point des méthodes d'analyse des cuves de ses réacteurs à eau pressurisée. L'objectif est d'en démontrer la sûreté à l'horizon d'une cinquantaine d'années de fonctionnement<sup>111</sup>. Les difficultés à surmonter seront nombreuses : il faut pratiquer des analyses in situ, non destructrices et suffisamment fines pour détecter des micro-fissures pouvant apparaître dans le métal du fait de la fluence des neutrons. Mais grâce à l'optimisation de l'architecture des cœurs et de la gestion des combustibles, la fluence réelle est très largement inférieure aux spécifications ( $7,3 \cdot 10^9$  neutrons par  $\text{cm}^2$ ).

La probabilité d'une durée de vie allant jusqu'à 40 ans, en respectant toutes les conditions de sûreté imposée par l'autorité de sûreté, est donc forte. Un enjeu financier important est attaché à cet allongement.

L'âge moyen des réacteurs EDF étant de l'ordre de 14 ans, les premiers d'entre eux commencent à dégager un « *cash flow* » substantiel, du fait d'un amortissement dégressif sur 30 ans

Le cash flow engendré par l'ensemble du parc des réacteurs nucléaires sera considérablement accru si la durée de vie atteint 40 ans. Dix années de vie supplémentaires du parc représentent un « *cash flow* » cumulé compris entre 100 et 150 milliards de francs suivant les hypothèses de calcul

Au demeurant, c'est la Nation toute entière qui a vocation à bénéficier de la rente dégagée par un parc électronucléaire en voie d'amortissement dans lequel elle a investi.

## **2. .... Les différentes affectations possibles pour les liquidités générées par les tranches amorties**

La première utilisation de l'accroissement de la marge d'exploitation provenant de la fin de l'amortissement est la diminution de l'endettement. La dette financière d'EDF s'élevait au 31 décembre 1997 à 136,9 milliards de francs, contre 144,2 fin 1996 et 159,5 fin 1995.

Le remboursement de la dette a permis un allègement sensible des charges financières et d'exploitation, qui ne représentaient plus que 3,31 milliards de francs, fin 1997, contre 9,19 milliards de francs fin 1993 et 25,84 fin 1985.

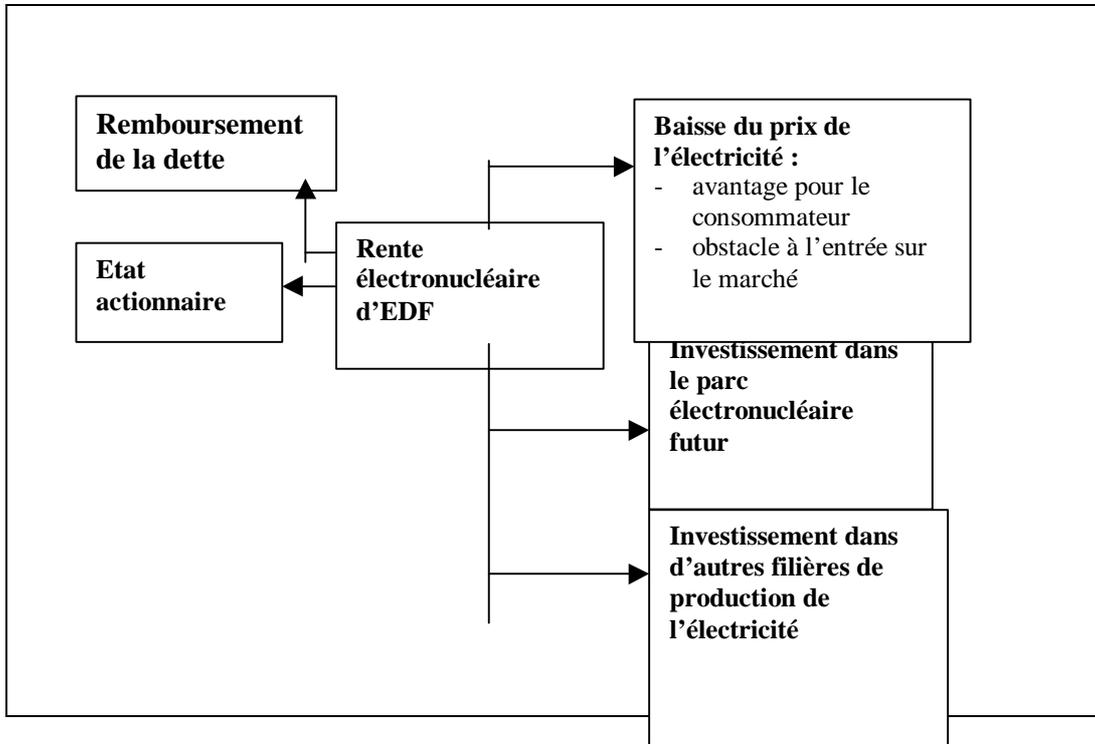
Le même mouvement sera profitable à l'avenir et pourra être accéléré.

La deuxième utilisation possible de l'amélioration de la capacité d'autofinancement pourra bien entendu être la rémunération de l'Etat actionnaire. Toutefois, les dividendes versés à l'Etat ne devront pas compromettre le renouvellement du parc.

---

<sup>111</sup> Nucleonics Week, n°39-40, 1/10/98.

Figure : Catégories d'utilisation des bénéfices cumulés provenant de l'exploitation du parc électronucléaire



La troisième utilisation a trait à la constitution de fonds destinés à permettre la couverture de charges futures fatales.

La quatrième utilisation est celle du financement des investissements.

### 3. Un investissement souhaitable, dans le lancement d'une tête de série EPR

Le tableau de financement d'EDF en 1997 décrit ci-après, montre que les investissements ont représenté 54 % des ressources.

Figure : Tableau de financement d'EDF - Emplois

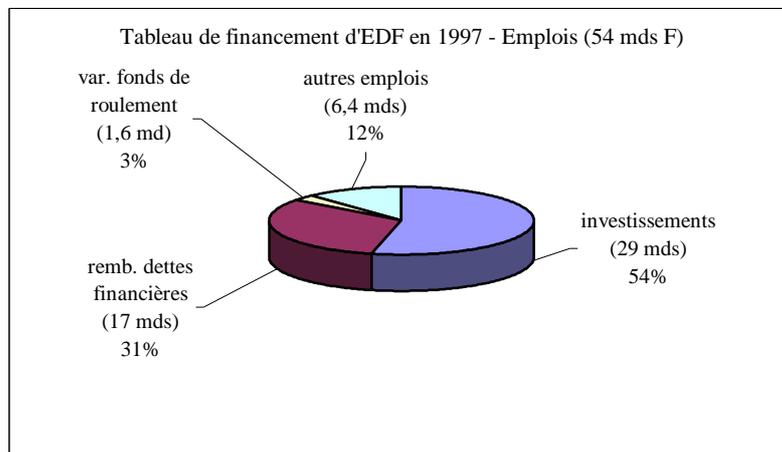
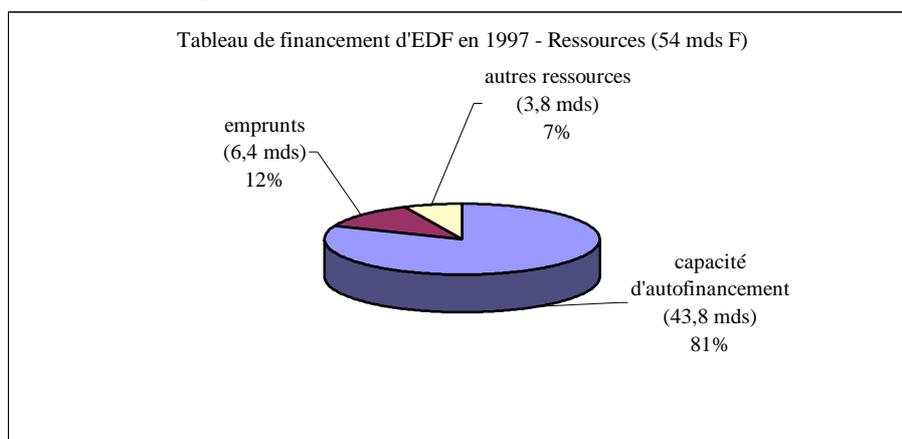


Figure : Tableau de financement d'EDF - Ressources



Le tableau retraçant la répartition de ces investissements depuis 1993 montre que la part du parc électronucléaire n'est pas prépondérante.

Tableau : Evolution des investissements d'EDF depuis 1993<sup>112</sup>

milliards de francs courants hors taxe	1993	1994	1995	1996	1997
parc électronucléaire de production d'électricité	7,5	7,9	7,7	7,7	5,2
autres moyens de production d'électricité	2,2	1,8	2,0	1,9	1,7
réseau de transport haute tension	6,5	5,9	5,2	5,7	4,7
réseau de distribution	15,6	15,4	15,3	14,1	13,4
autres	1,1	4,1	5,3	6,7	4,0
<b>total</b>	<b>32,9</b>	<b>35,1</b>	<b>35,5</b>	<b>36,1</b>	<b>29,0</b>

Les investissements dans le parc de production d'électricité – au total 6,9 milliards de francs en 1997, soit 23,8 % du total – apparaissent peser nettement moins sur les comptes de l'entreprise que ceux dans le réseau de transport et de distribution – au total 18,1 milliards de francs en 1997, soit 62,4 % du total.

S'agissant du parc électronucléaire, la tendance est à une diminution rapide des investissements, le programme de construction de réacteurs du palier N4 touchant à sa fin avec la mise en service des tranches de Civaux.

Pour être possible le moment venu, le renouvellement de ce parc par du nucléaire doit être préparé.

A cet effet, c'est la construction d'une tête de série du réacteur du futur EPR qui doit désormais être inscrite à l'ordre du jour d'EDF.

Même si l'introduction de la concurrence crée une incertitude notable sur les recettes, la capacité d'autofinancement d'EDF – 43,8 milliards de francs en 1997 – paraît appelée à augmenter fortement dans les années à venir. Il paraît donc possible et souhaitable pour peu que l'Etat n'accroisse pas sa rémunération d'actionnaire et accorde une aide limitée, EDF investisse dans la construction d'un prototype du réacteur du futur EPR.

<sup>112</sup> Rapport d'activité 1997 d'EDF.

#### **4. La rente électronucléaire, une raison de plus pour que EDF reste une entreprise publique**

Le jargon financier qualifie les investissements amortis et dont l'exploitation est rentable de « *vache à lait* ». C'est exactement ce que va devenir le parc électronucléaire français dans les années à venir.

La Suède depuis 1980 et l'Allemagne depuis 1998 mesurent la difficulté d'abandonner un outil de production payé, rentable, et permettant de fournir de l'électricité à un prix compétitif, avec une stabilité des prix à long terme et une sécurité d'approvisionnement quasiment totale.

Il importe que la France touche les dividendes de sa politique d'équipement des années 1980 en optimisant ses réacteurs nucléaires sur tous les plans – régularité de fonctionnement, extension de la durée de vie, sûreté d'exploitation, limitation des rejets dans l'environnement –.

Il importe aussi que ce soit la collectivité qui bénéficie des retombées de cet investissement. Collectivité nationale entendue comme la Nation et non pas comme la collectivité des actionnaires français ou étrangers.

En conséquence, la privatisation d'EDF ne peut en aucun cas être envisagée, dans les prochaines années aussi bien qu'à l'horizon des années 2020-2030.

C'est la Nation qui doit tirer les bénéfices de la rente électronucléaire pour toute la durée de vie du parc électronucléaire et non une catégorie sociale particulière, celle des détenteurs d'actions en l'occurrence, et ce quels qu'ils soient, groupes privés ou fonds de pension français ou étrangers.