

# ELEMENTS DE REFLEXION SUR L'EPR

*Groupe énergie de la Société Française de Physique*

L'opportunité de construire un EPR en France a donné lieu à de nombreux débats plus ou moins houleux sans que, pour autant, les enjeux en soient très clairement perçus. Avant d'en discuter spécifiquement il nous semble de bonne logique de répondre à la question :

## **FAUT IL CONSTRUIRE UN REACTEUR SUPPLEMENTAIRE ?**

### **Le parc nucléaire français aujourd'hui**

Le parc électronucléaire français est encore jeune : sur les 58 réacteurs couplés au réseau, 34 appartenant au palier 900 MWe ont un âge moyen de 22 ans, 20 appartenant au palier 1300 MWe ont un âge moyen de 16 ans, et 4 réacteurs N4 d'une puissance de 1450 MWe ont moins de 6 ans [2]. Le plus ancien des réacteurs du palier 900 MWe date de 1978 (Fessenheim). Sans attendre l'autorisation de l'Autorité de Sûreté, EDF a annoncé que la durée de vie des réacteurs atteindra au moins 40 ans. Le remplaçant du réacteur le plus ancien pourrait donc n'être opérationnel qu'en 2018, ce qui reporterait la date de la décision de construction aux environs de 2010. Aujourd'hui, la production d'électricité en France est en excès par rapport à la demande, ce qui permet d'en exporter : le solde des échanges se situe à 70 TWh exportés par la France en 2000 [3]. Il ne semblerait donc pas y avoir urgence pour le construction d'un réacteur supplémentaire.

Toutefois, l'ensemble du parc français a été construit en une vingtaine d'années (21 réacteurs ont été construits entre 1978 et 1981 !), à un rythme qui imposa à EDF un fort endettement et à Framatome une charge de travail à la limite des possibilités. Reproduire une telle situation à 40 ans d'intervalle ne paraît guère raisonnable, et peut-être même infaisable dans les conditions actuelles. L'idéal serait de remplacer un quarantième du parc chaque année. Il est déjà trop tard pour ce faire, sauf à prolonger encore la durée de vie des centrales. Etaler le renouvellement du parc sur 30 ans apparaît un compromis raisonnable. Il faudrait alors que les réacteurs de Fessenheim ou de Bugey soient remplacés vers 2008. Une décision prise cette année conduirait à une mise en service qui ne saurait être antérieure à 2010. On voit ainsi que, selon ce raisonnement une prise de décision rapide serait tout à fait justifiée. Ajoutons que l'EPR envisagé actuellement est considéré comme un prototype dont il faudrait observer le comportement pendant au moins deux ans avant de réaliser l'îlot nucléaire du réacteur suivant, ce qui conduit à une mise en service de celui-ci au plus tôt en 2015.

Par ailleurs, des tensions significatives sur le marché de l'électricité commencent à apparaître, illustrant la nécessité, au moins à l'échelle européenne, de prévoir la mise en oeuvre d'une capacité supplémentaire de production à relativement brève échéance. Selon la DGEMP<sup>1</sup> la consommation d'électricité continuera à croître à un rythme de l'ordre de 2% par an (en 2003 la croissance a même atteint 4%), nécessitant la mise en oeuvre d'une puissance additionnelle de 1,3 GWe chaque année. L'Agence Internationale de l'Energie prévoit un taux de croissance annuelle de la demande d'électricité, en Europe, de 1,4% par an d'ici 2030, et ce, malgré les efforts d'économie d'énergie. Il faudrait alors construire une capacité (pour un taux d'utilisation de 90%) de 600 GWe, dont 330 pour faire face à l'accroissement de la demande. Ce point a été souligné par Mme De Palaccio, commissaire européenne à l'énergie. Pour la France la DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières) envisage un accroissement de la demande de 140 TWh en 2020, nécessitant une capacité de production supplémentaire de 18 GWe. La situation en Italie est,

---

<sup>1</sup> Direction Générale de l'Energie, des Mines et de la Production du Ministère de l'Industrie

dès à présent, tendue au point que ce pays envisage de revenir sur son ancienne décision de sortir du nucléaire. Dans l'immédiat l'Italie a fait connaître son souhait de participer au financement de l'EPR moyennant fourniture de courant par EDF. A terme les centrales à charbon allemandes devront être remplacées. Compte tenu des contraintes acceptées par l'Allemagne pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre et de sa sortie du nucléaire il est probable qu'elle devra recourir à des importations beaucoup plus massives qu'à présent. L'EPR permettrait à EDF de jouer un rôle actif au plan européen pour faire face à la demande d'énergie en respectant les exigences de Kyoto.

Nous évoquerons plus loin la production d'électricité au moyen des énergies renouvelables

### **Et les coûts – le gaz est-il moins cher que le nucléaire ?**

Les réacteurs nucléaires exigent un investissement important alors que les frais de fonctionnement sont relativement faibles. La situation est inverse pour les centrales à gaz. Il s'ensuit que la compétitivité relative des réacteurs nucléaires par rapport aux centrales à gaz est d'autant meilleure qu'ils sont utilisés une plus grande fraction du temps. Précisons ce point quantitativement en comparant les coûts de l'électricité produite par un réacteur nucléaire et une centrale à gaz fonctionnant 7000 h/an ou 2000 h/an.

On suppose que les coûts d'investissement pour 1 GWe (Giga Watt électriques) installé sont de 1,9 G€ pour le réacteur nucléaire<sup>2</sup> et de 0,55 G€ pour la centrale à gaz. On admet un taux d'actualisation de 8%.

Dans les coûts de fonctionnement il faut distinguer la part fixe qui ne dépend pas de la durée de fonctionnement (salaires, par exemple) et le coût variable, proportionnel au temps de fonctionnement (essentiellement le combustible). Le coût du combustible gaz est supposé compris entre 18,5 et 32,5 €/MWh. On obtient alors les coûts par MWh donnés par le Tableau 1 :

	investissement <sup>3</sup>	fonctionnement	combustible	total
Nucléaire	21,7	5,1	6,9	33,7
Gaz	8,1	3,7	23,3-29,5	35,1-41,3

**Tableau 1**

**Coûts en €/MWh pour une centrale fonctionnant 7000 h/an.**

**La centrale est en cours d'amortissement. Le taux d'actualisation est de 8%**

De même pour 2000 heures de fonctionnement on obtient les coûts donnés par le Tableau 2

	investissement	fonctionnement	combustible	total
Nucléaire	75,9	17,85	6,9	100,65
Gaz	28,35	12,95	23,3-29,5	64,6-70,8

**Tableau 2**

**Coûts en €/MWh pour une centrale fonctionnant 2000 h/an.**

**La centrale est en cours d'amortissement. Le taux d'actualisation est de 8%**

La comparaison des deux tableaux montre qu'effectivement, pour de faibles taux d'utilisation, le nucléaire apparaît notablement plus coûteux que le gaz. Le Tableau 3 indique quels sont les taux d'utilisation des diverses sources de production d'électricité en France. Sur le

<sup>2</sup> En prenant les chiffres pour l'EPR selon G.Naudet (cours INSTN)

<sup>3</sup> Chiffres de G.Naudet corrigés pour 7000 heures plutôt que 7880 heures par an

Tableau 3 la productibilité est, pour le nucléaire et les fossiles, égale à la puissance installée multipliée par la durée de l'année. Pour l'hydraulique la productibilité est liée au débit des cours d'eau. Du fait des variations de débit on voit donc que, dans ce cas comme dans celui des autres énergies renouvelables intermittentes, la productibilité est très inférieure au produit de la puissance installée par la durée de l'année : pour l'hydraulique le rapport entre les deux vaut 0,35. Le taux d'utilisation est alors égal au rapport de la production effective à la productibilité. Pour le nucléaire le taux d'utilisation de 75% correspond à 6550 h/an.. Cette valeur n'est pas déterminée par un manque de disponibilité des réacteurs (aux USA le taux d'utilisation dépasse 90%) mais par le fait que la demande n'est pas suffisante pour justifier une plus grande production. Ajoutons que EDF exporte environ 70 TWh. En absence de cette activité exportatrice le taux d'utilisation des réacteurs nucléaires tomberait à un peu plus de 60%, soit environ 5400 h/an.

	Puissance Gwe	Productibilité TWh	Production TWh	Part de production %	Taux d'utilisation %
Nucléaire	63	552	417	78	75
Hydraulique	23	70	66	12	94
Fossiles	26	229	53	10	23
Total	112	850	535	100	63

**Tableau 3**  
**Structure de la production électrique française en 2002.**

Il semblerait donc assez peu justifié, économiquement au moins, d'envisager la construction d'un réacteur dès maintenant. Il y a, toutefois, lieu de nuancer le raisonnement précédent. Tout d'abord, comme indiqué précédemment, l'activité exportatrice d'EDF devrait se développer. Par ailleurs, dès lors que les investissements initiaux ont été remboursés (soit au bout d'environ 20 ans) on ne doit plus les compter dans le coût du kWh. Les choses changent alors complètement, comme on le voit sur le Tableau 4. Le nucléaire reste largement compétitif avec le gaz même pour seulement 2000 heures de fonctionnement. Le Tableau 4 est probablement optimiste pour ce qui concerne le nucléaire dans la mesure où les frais de fonctionnement et de combustible des réacteurs anciens seraient sans doute plus importants que ceux de l'EPR. On peut estimer le surcoût à environ 20 pour cent. Même en tenant compte de ce surcoût, le nucléaire amorti reste largement compétitif. Remarquons que le vieillissement des réacteurs est essentiellement proportionnel à leur durée de fonctionnement annuel.

	fonctionnement	combustible	total
Nucléaire 7000 h	5,1	6,9	12
Gaz 7000 h	3,7	23,3-29,5	27-33,2
Nucléaire 2000 h	17,85	6,9	24,75
Gaz 2000 h	12,95	23,3-29,5	36,25-42,45

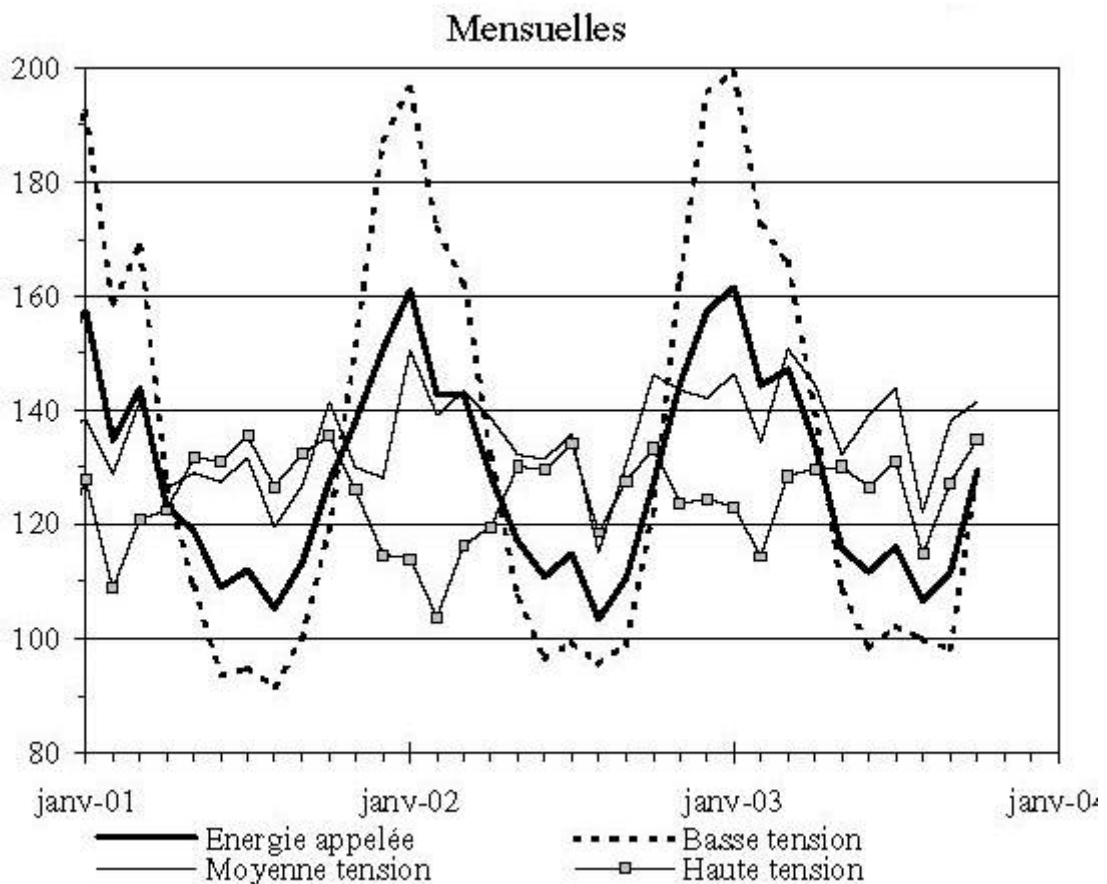
**Tableau 4**  
**Comparaison des coûts de production, en €/MWh, pour des centrales nucléaires et à gaz fonctionnant 7000 ou 2000 heures par an. Les centrales sont amorties.**

### **Des réacteurs nucléaires rentables en semi-base?**

Le problème posé par la variation de la demande est illustré sur la Figure 1 où l'on voit que la puissance appelée varie entre 110 et 160 (base 100 en 1990) selon le mois. On remarque

l'augmentation et la variabilité particulièrement élevées de la demande domestique (BT). Celle-ci a augmenté d'environ 50% depuis 1990. Selon la Figure 1 on peut estimer que la production en base (énergie appelée inférieure à 110) atteint environ 78% du total. En mettant en oeuvre des réacteurs anciens pendant au moins 2000 heures on voit que l'énergie restant à fournir en période de pointe (décembre, janvier) ne représenterait que quelques pour cent du total. Les réacteurs nucléaires ne peuvent pas facilement adapter leur production à des variations de charge rapides, d'où la nécessité de moyens spécifiques pour faire face aux fluctuations rapides de la demande. Les barrages ne devraient pas avoir de problème pour fournir ce supplément. Il faut aussi remarquer que le développement de la climatisation entraîné par l'augmentation de la température tendra à augmenter la consommation en été, ce qui devrait augmenter la part de la base.

On peut donc envisager de construire de nouveaux réacteurs prévus pour fonctionner en base tout en gardant les anciens réacteurs dans un fonctionnement en pointe ou, plus probablement en semi-base, remplaçant les centrales utilisant les combustibles fossiles. Remplacer l'ensemble des centrales à charbon ou gaz par ces réacteurs nucléaires pourrait économiser environ 15 millions de tonnes équivalent pétrole, soit le tiers des dépenses liées au transport routier, avec la diminution corrélative des rejets de gaz carbonique.



**Figure 1**  
**Variations mensuelles de la consommation électrique en France**  
 (base 100 pour la moyenne annuelle 1990). D'après l'Observatoire de l'Énergie

Si donc il semble justifié non seulement de rénover le parc nucléaire, mais, aussi d'augmenter la capacité de production électrique il est légitime d'examiner si les énergies

renouvelables ne pourraient pas, à elles seules, faire face à la tâche, d'autant plus que la France s'est engagée à produire

### **21 % d'électricité d'origine renouvelable en 2010.**

(à comparer à 15 % en 2000, dont 14 % sont d'origine hydraulique). Le programme « EOLE 2005 », lancé en 1996, prévoit de doter le pays d'un potentiel d'électricité éolienne de 250 à 500 MW à l'horizon 2005 ; « l'objectif de ce programme est d'accélérer l'accès de la technologie éolienne à la compétitivité sur le marché de l'énergie » [3]. Malheureusement, le taux de disponibilité obtenu pour l'éolien dans les sites très favorables ne dépasse pas 25 % si bien qu'une puissance éolienne installée de 500 MW donnera au mieux 1 TWh chaque année<sup>4</sup> au lieu de 4,4 TWh avec une disponibilité de 100 %. Comment seront produits les 3,4 TWh manquants du fait de l'intermittence de cette forme d'énergie ? L'hydraulique s'ajuste facilement à la demande mais ses possibilités sont, dès à présent, utilisées à plein aux heures de pointes. Les centrales nucléaires se prêtent mal aux variations rapides de puissance. La solution de facilité, parce que demandant un faible investissement serait donc de recourir à des centrales à gaz augmentant par là les émissions de gaz à effet de serre de la France (en l'occurrence de plus de deux millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, sans compter les fuites de méthane). Pour atteindre les 40 TWh correspondant aux 21% d'électricité renouvelable<sup>5</sup> l'effort devrait être quarante fois plus grand, soit un parc de 20 000 MW d'éoliennes ! La puissance d'appoint nécessaire (en réalité ce serait plutôt la puissance éolienne qui jouerait le rôle d'appoint) serait alors égale au tiers de la puissance nucléaire installée ! Et dans le cas où les centrales d'appoint seraient des centrales à gaz les rejets supplémentaires de gaz carbonique atteindraient 80 millions de tonnes, traduisant l'abandon définitif des objectifs de Kyoto. On voit qu'un développement important de l'énergie éolienne conduirait à des contradictions insurmontables dans le contexte français.

D'autres sources renouvelables pourraient sans doute être développées pour satisfaire à l'engagement pris pour 2010, parmi lesquelles on peut penser que la biomasse tiendrait une place importante. Quoiqu'il en soit l'obtention de 21% d'énergie renouvelables dans le bouquet électrique sera très difficile à obtenir en France sans recourir beaucoup plus qu'à présent aux combustibles fossiles pour produire notre électricité, et sans rendre, par là, très problématique le respect des objectifs de Kyoto. Sauf à réaliser des économies d'électricité très significatives conduisant à une forte diminution de la production nécessaire. Si celles-ci se faisaient, comme il en est question, par la substitution des appareils actuels par de plus performants il faudrait compter au moins 20 ans.

Si certains admettent la nécessité de construire à terme un réacteur nucléaire, ils estiment qu'il faudrait plutôt attendre pour passer directement aux réacteurs innovants tels qu'étudiés dans le cadre du programme international « Génération quatre » décrit schématiquement à l'Annexe I.

### **Pourquoi ne pas attendre la disponibilité de réacteurs innovants ?**

Les réacteurs innovants étudiés dans le cadre du programme « Génération IV » ont deux objectifs prioritaires : améliorer l'utilisation du combustible nucléaire et diminuer la

---

<sup>4</sup> Observ'ER 2003 donne les chiffres suivants : En Allemagne, en 2002, une puissance installée de 12 001 MW, a fourni 19,40 TWh, ce qui donne un taux de disponibilité de 18,4 % ; au Danemark, en 2002, une puissance installée de 2889 MW a fourni 5,92 TWh, soit un taux de disponibilité de 23,3 %.

<sup>5</sup> Dans son rapport sur les énergies renouvelables [6], l'OPECST prévoit une croissance annuelle de la consommation d'électricité en France de 1 à 2 %, ce qui conduit à une consommation intérieure d'électricité de 550 TWh en 2010, soit, dans l'hypothèse des 21 %, une part d'électricité renouvelable de 115 TWh, à comparer à 77,4 TWh en 2000.

radio toxicité des déchets produits. A cet égard les réacteurs à neutrons rapides font clairement partie de la génération IV. Le réacteur Super Phenix pouvait être considéré comme un prototype de ces réacteurs. Il est révélateur et piquant de constater que, parmi ceux qui expliquent qu'il est stupide de construire un EPR plutôt que d'attendre la disponibilité des nouveaux réacteurs on retrouve ceux qui se sont le plus opposés à Super Phenix ! D'autres types de réacteurs que les RNR classiques sont étudiés : refroidissement avec du Plomb (ou Plomb-Bismuth) fondu ou avec un gaz de réacteurs surgénérateurs utilisant le cycle Uranium-Plutonium<sup>6</sup> ou encore, réacteurs à combustible liquide sous forme de sel fondu utilisant le cycle Thorium-Uranium. Tous ces réacteurs surgénérateurs ou simplement régénérateurs font appel à un retraitement des combustibles en ligne ou hors ligne ; dans tous les cas la production de déchets de longue durée de vie sera fortement réduite, de plusieurs ordres de grandeur. Toutefois l'utilité de ces réacteurs est suspendue à l'avenir du nucléaire. En l'absence d'une perspective claire concernant cet avenir les producteurs d'électricité hésitent à financer un véritable programme de R et D dont le coût atteindrait plusieurs milliards d'euros. Aucun opérateur n'a envie de rééditer l'expérience de Super Phenix dont le principal défaut fut d'être en avance sur son temps. Par ailleurs la mise en oeuvre de ces réacteurs surgénérateurs demande que des quantités suffisantes de Plutonium (pour le cycle Uranium-Plutonium)<sup>7</sup> ou d'Uranium 233 (pour le cycle Thorium-Uranium) soient disponibles. Il faudra les produire dans des réacteurs semblables à ceux utilisés actuellement, en particulier des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP) dont l'EPR est une variante.

Ainsi, il est illusoire de croire que les « réacteurs du futur » puissent se substituer rapidement aux réacteurs actuels et les nouveaux réacteurs, dans l'immédiat, devront être proches dans leur conception de ceux qui sont en fonction. En toute logique le choix du type de réacteur à construire relève de la compétence et du choix de l'opérateur et du fabricant, EDF et Framatome pour la France. La logique n'étant pas toujours respectée le choix de l'EPR est devenu un enjeu politique et un objet de polémique. Quelles en sont les caractéristiques ?

## QU'EST-CE QUE L'EPR ?

L'EPR résulte d'études franco-allemandes, menées à partir des réacteurs français de type N4 (1450 MWe) et allemand, de type KONVOI, tous deux des réacteurs à eau légère pressurisée actuellement en exploitation.

Les objectifs principaux de l'étude étaient [1]

- une amélioration de la sûreté et des conditions d'exploitation
- une contribution à la maîtrise des déchets
- de continuer à produire de l'électricité compétitive à long terme

et, bien entendu, sans émission de CO<sub>2</sub> ou autre gaz à effet de serre.

Les autorités de sûreté (DSIN<sup>8</sup> et BMU<sup>9</sup>) et les opérateurs français et allemands (EDF, E.ON, EnB, RWE<sup>10</sup>) ont été associés au processus de définition des caractéristiques de l'EPR.

---

<sup>6</sup> Dans le cycle Uranium Plutonium le corps fissile principal est le Plutonium 239 qui est progressivement régénéré par la capture d'un neutron par l'Uranium 238 conduisant à l'Uranium 239, puis par deux décroissances bêta au Plutonium 239. Le cycle Thorium-Uranium fonctionne de façon similaire, l'Uranium 233 remplaçant le Plutonium 239 et le Thorium 232 l'Uranium 238.

<sup>7</sup> Un réacteur surgénérateur de 1,2 GWe du type Super-Phénix a besoin de 5 tonnes de Plutonium pour démarrer, soit la production annuelle de 20 réacteurs de type REP 900 MWe, ou de 20 ans de production du réacteur lui-même.

<sup>8</sup> Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires

<sup>9</sup> Ministère de l'Environnement allemand

<sup>10</sup> Compagnies allemandes de production d'électricité

Depuis la décision allemande de sortir du nucléaire (1998) le BMU s'est toutefois retiré de cette collaboration et les opérateurs allemands ne participent plus que par l'intermédiaire d'experts. Il est important de noter que la DGSNR<sup>11</sup> (remplaçant la DSIN comme autorité de sûreté des installations nucléaires en France) considère qu'elle ne pourrait donner son aval à la construction de nouveaux réacteurs de type N4 (les plus récents) du fait qu'ils sont dépassés sur le plan de la sûreté par l'EPR<sup>12</sup>. Seul l'EPR est actuellement un dessin assuré d'être considéré avec bienveillance par la DGSNR.

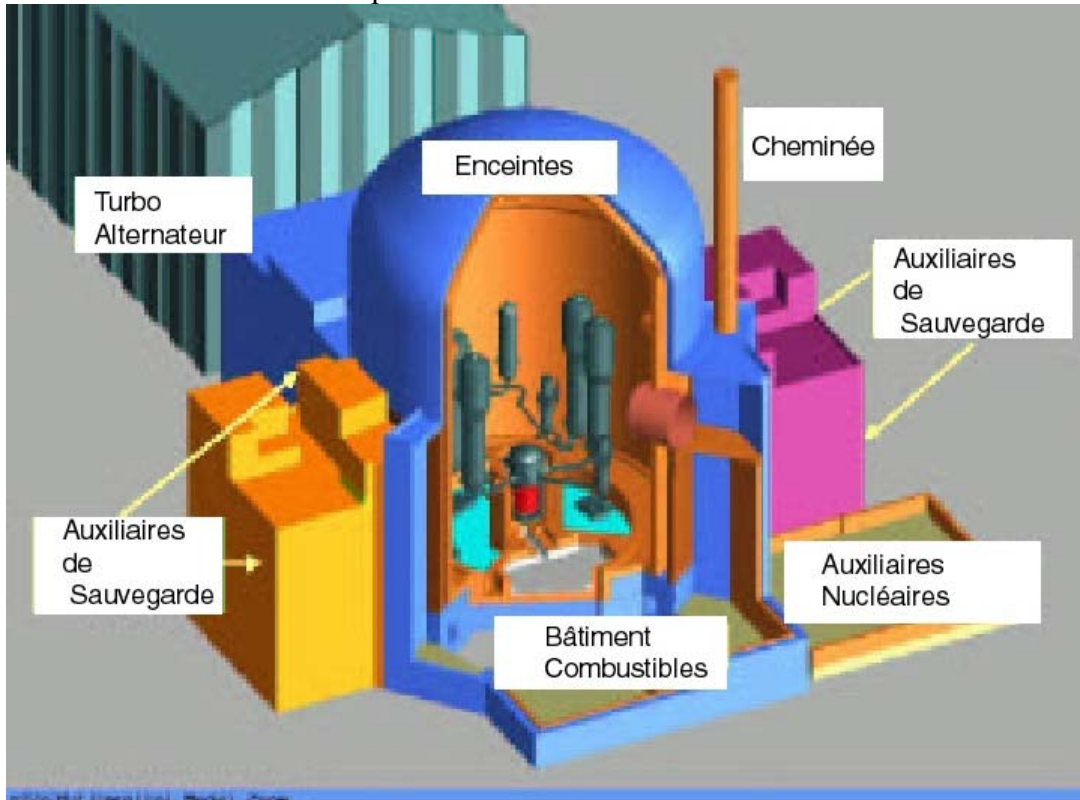


Figure 2

**Vue éclatée de l'EPR. Le bâtiment Combustibles a la même hauteur que ceux des auxiliaires. (D'après Framatome ANP)**

Une vue éclatée de l'EPR est présentée sur la Figure 2 tandis que ses caractéristiques principales sont données dans le Tableau 5.

		EPR	N4
Puissance thermique	MW	4250-4500	4250
Puissance électrique	MW	1500-1600	1450
Rendement	%	36	34
Nombre d'assemblages		241	205
Taux de combustion	GWj/t	>60	45

<sup>11</sup> Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection. Résultat de la fusion de la DSIN et de l'OPRI (Office de Protection contre les Radiations Ionisantes)

<sup>12</sup> La situation est, à cet égard, semblable à celle des autorisations délivrées pour les nouvelles voitures dont la sûreté doit être améliorée par rapport au parc ancien, sans que pour autant on interdise aux véhicules anciens de circuler.

Résistance sismique	g	0,25	0,15
Irradiation du personnel	hommensv/an/réacteur	0,4	1
Durée de vie	années	60	40

**Tableau 5**

**Comparaison des caractéristiques de l'EPR et du palier REP N4**

Pour une puissance électrique de 1500 MWe, avec un taux de disponibilité prévu à 90 %, l'EPR produirait 11.826 TWh chaque année.

Comme pour les REPs, le combustible de l'EPR est de l'uranium enrichi, mais, grâce à un enrichissement légèrement plus important (jusqu'à 5%) il sera possible d'obtenir un taux d'épuisement du combustible plus élevé, jusqu'à 60000 MWj/t au lieu de 45000 MWj/t actuellement. Un plus fort taux d'irradiation diminue d'autant le nombre de déchargement du cœur et le nombre de retraitements, d'où un gain sur le prix du cycle du combustible. L'EPR aura une meilleure capacité de recyclage du plutonium : il sera compatible avec une charge en MOx (Oxyde mixte de Plutonium et d'Uranium) de 100% contre seulement 33% dans les réacteurs MOxés actuels.

La sûreté de l'EPR est améliorée, entre autres, par trois mesures qui diminuent significativement les risques d'un rejet important de radioéléments dans l'atmosphère :

1. Double enceinte de béton, chaque enceinte ayant 1,30 mètre d'épaisseur. Une telle disposition est, d'ailleurs, déjà utilisée sur les réacteurs allemands et belges. Cette double enceinte permettrait de résister à la chute d'un avion militaire dont la puissance d'impact local est comparable à celle d'un gros porteur. De plus les bâtiments abritant les auxiliaires de sauvegarde (alimentations de refroidissement de secours), eux-mêmes protégés par un mur de béton, sont au contact de l'enceinte de confinement qu'ils entourent, comme on peut le voir sur la Figure 2. Il est vrai, toutefois, qu'à l'époque où l'EPR a été conçu on n'envisageait pas l'hypothèse d'un gros porteur s'écrasant volontairement sur le réacteur, ce qui fait qu'on ne peut pas dire que la double enceinte a été formellement conçue pour résister à la chute d'un gros porteur. L'EDF envisage de prendre des mesures supplémentaires, tout particulièrement pour limiter l'extension de l'incendie qui serait provoqué par le kérosène du gros porteur. Ajoutons qu'il serait extrêmement difficile sinon impossible pour un pilote de viser avec assez de précision un réacteur nucléaire, contrairement à ce qui a été le cas pour les tours du World Trade Center.
2. Récupération du cœur éventuellement fondu (le corium) à la suite d'une panne de refroidissement dans un récipient conçu de telle manière que le refroidissement puisse avoir lieu par convection et radiation. On éviterait ainsi de possibles réactions explosives entre le corium et le béton.
3. Mise en oeuvre de dispositifs recombineurs d'hydrogène. En effet un défaut de refroidissement peut entraîner une montée en température des gaines en Zirconium du combustible à un point tel que se produit une décomposition de l'eau par une réaction exothermique d'oxydation du Zirconium. Cette réaction conduit à la production d'oxyde de Zirconium et d'Hydrogène. L'Hydrogène libéré peut alors se concentrer, par exemple dans les parties hautes de l'enceinte de confinement et atteindre une concentration explosive. Une explosion hydrogène s'est ainsi produite lors de l'accident de Three Mile Island. La présence de dispositifs d'absorption et de recombinaison catalytique devrait rendre ce type d'évolution extrêmement peu probable.

D'autres améliorations ont été apportées en ce qui concerne la résistance aux séismes et l'irradiation moyenne du personnel, comme on peut le voir sur le Tableau 5. L'existence de



quatre dispositifs indépendants de refroidissement de secours, comme c'est déjà le cas dans les REP N4, est, elle aussi un facteur important d'amélioration de la sûreté.

Les calculs de sûreté montrent que la probabilité pour qu'un accident majeur conduise à un rejet significatif de radioactivité dans l'atmosphère est dix fois plus faible avec EPR qu'avec les réacteurs actuels, soit  $10^{-7}$  par année-réacteur.

Les coûts annoncés de l'EPR ne manquent pas d'une certaine ambiguïté dans la mesure où ils sont partiellement couverts par le secret commercial. Le prix de vente à la Finlande a été annoncé à 3 milliards d'euros sans que l'on sache exactement ce que recouvre ce prix, en particulier en ce qui concerne les frais liés aux dépenses de R et D. L'Office Parlementaire d'évaluation des Choix Scientifiques et Techniques a donné une estimation que nous résumons[8]<sup>13</sup>.

## LE COUT DE L'EPR

Dans le coût de l'électricité produite par un réacteur on distingue les parts dues à l'investissement, à l'exploitation et au combustible, nous l'avons vu plus haut. Les calculs des économistes font généralement intervenir un taux d'actualisation qui rend compte qu'une dépense ou une recette située loin dans le futur n'a pas le même poids que lorsqu'elle est immédiate. Un traitement simplifié du taux d'actualisation est donné en Annexe II. Le taux d'actualisation a une grande influence sur le coût du kWh. Il joue essentiellement pendant la période de construction du réacteur comme on peut le voir dans l'Annexe II. Un taux élevé tend à augmenter la charge d'investissement, mais, en sens inverse, à diminuer les coûts liés au démantèlement et au stockage des déchets. C'est ainsi que le rapport de la DGEMP 2003[9] donne les chiffres du Tableau 6 pour les coûts d'investissement de l'EPR pour différents taux d'actualisation.

Euros/kWe	actualisation 3%	actualisation 5%	actualisation 8%	actualisation 11%
Coûts de construction	1043	1043	1043	1043
Intérêts intercalaires	122	216	380	579
Divers	225	230	239	249
Démantèlement	22,4	6,5	1,2	0,2
Investissement total	1413	1496	1663	1871

Tableau 6

**Influence des taux d'actualisation sur le coût du kWh fourni par l'EPR. D'après le rapport DGEMP 2003. En l'absence d'actualisation le coût du démantèlement serait de l'ordre de 160 euros/kWe.**

Le taux d'actualisation choisi par la DGEMP, l'OPECST et par le rapport Charpin Dessus Pellat[10] est de 8%<sup>14</sup>. Les coûts donnés dans le Tableau 6 correspondent à une série de 10 EPR ayant chacun une puissance de 1600 MWe. Le coût total d'investissement atteindrait donc 2660 Millions d'euros. A ce coût il faut ajouter, pour l'ensemble de la série, celui des frais de développement se montant, selon le rapport de l'OPECST à 800 Millions d'euros. Le coût d'investissement par kWe installé de l'EPR serait inférieur de 10% à celui des derniers REP (N4). Ce bon résultat obtenu malgré des améliorations sur la sûreté s'expliquerait par une optimisation du dessin, par une puissance installée plus importante et par une réalisation plus rapide.

<sup>13</sup> Le prix annoncé de l'EPR finlandais est de 3G€, y compris les intérêts intercalaires.

<sup>14</sup> Une discussion a lieu sur l'opportunité de choisir un taux d'actualisation plus faible (3%) pour ce qui concerne le coût du démantèlement et du stockage des déchets.

Les frais de fonctionnement et de combustible seraient, eux aussi, inférieurs d'environ 20% à ceux des REP actuels, en particulier du fait d'une disponibilité de plus de 90% au lieu d'un peu plus de 82% actuellement. Finalement la comparaison entre les coûts de l'EPR et ceux d'un cycle combiné à gaz fonctionnant en base est donnée dans le rapport de l'OPECST et reproduite au Tableau 7, ainsi que les résultats de l'étude finlandaise ayant conduit au choix de construire un réacteur nucléaire supplémentaire.

Euros/MWh	EPR	1200 MWe Finlande	CCG	CCG Finlande
Investissement	17,1	19,9	5,6	7,0
Exploitation	4,8	7,2	3,1	1,5
Combustible	4,2	3,0	25,2	23,7
R et D	0,6			
Total	27,7	30,1	33,9	32,2

**Tableau 7**

**Comparaison des coûts du courant produit par l'EPR et une centrale à gaz fonctionnant tous deux en base (Rapport OPECST). Les chiffres de l'étude finlandaise pour un réacteur de 1200 MWe sont également donnés.**

On remarque que les chiffres donnés dans les Tableau 1 et Tableau 7, bien que proches, ne sont pas identiques. Ceci illustre les incertitudes sur les calculs de coûts. L'étude finlandaise donne des chiffres compatibles avec les études françaises.

Notons, qu'après tout, la polémique sur la rentabilité de l'EPR est assez bizarre. Elle met, en effet, aux prises des interlocuteurs qui n'ont aucune responsabilité économique ou financière en la matière. Seuls l'acheteur (la compagnie d'électricité) et le vendeur (Framatome ANP) ont des intérêts financiers à la transaction. Normalement l'Etat, et donc le politique, ne devraient intervenir que pour assurer une fourniture future suffisante d'électricité dans des conditions de sûreté et d'environnement satisfaisantes.

## CONCLUSION

Si la France envisage de maintenir, dans le futur, un parc nucléaire comparable ou plus important que celui existant actuellement la décision de construire un nouveau réacteur qui deviendrait opérationnel vers 2010 apparaît judicieuse. Dans cette optique l'EPR présenterait des avantages à différents égards : sûreté améliorée, réduction de coût, diminution de la quantité de déchets. On ne voit d'ailleurs pas quel autre type de réacteur nucléaire pourrait être proposé à sa place, dans l'immédiat et dans le contexte français. Certes, du fait qu'il s'agirait d'un deuxième exemplaire (après l'EPR commandé par la Finlande), des frais importants de développement, à la charge du vendeur et de l'acheteur, devront encore être engagés dont l'amortissement ne pourra se faire que sur une série suffisamment importante (on envisage une série de 10 réacteurs). Une décision positive permettrait de contribuer au maintien des compétences de l'industrie nationale de construction de réacteurs et de renforcer sa première place mondiale.

La décision de construire l'EPR en France signifierait clairement un renouvellement de l'engagement nucléaire de la France alors que des pays comme l'Allemagne et la Belgique ont récemment décidé de sortir du nucléaire. La France renforcerait ainsi une tendance à la reprise ou à l'accélération de la construction de réacteurs observable dans la décision finlandaise de construire un EPR, dans les projets tchèques, dans l'intérêt renouvelé du Brésil et de l'Afrique du Sud, les importants développements en Asie et un nouveau amorcé aux USA.

C'est bien ce contexte qui explique les passions que semble déchaîner la perspective d'une décision de construire l'EPR. Il s'agit de savoir si la France sortira ou non à terme du

nucléaire. Voilà la vraie question que ne doivent pas masquer les arguties diverses portant sur l'opportunité d'attendre la mise au point de réacteurs de la Génération IV, sur la compétitivité de l'EPR, sur sa taille ou sur son utilité.

## ANNEXE I

### LE PROGRAMME GENERATION IV[11]

Le programme Génération IV a été initié par les USA dans le but de définir les caractéristiques de réacteurs du futur qui pourraient donner lieu à démonstration vers 2030. Les réacteurs REP et REB (Réacteurs à Eau Bouillante) actuels font partie de la génération II. Les réacteurs comme EPR appartiennent à la génération III. Le programme génération IV<sup>15</sup> a un caractère international et est désormais porté par les pays suivants : Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, Corée du Sud, Grande Bretagne, France, Japon, USA. Les réacteurs du futur devraient :

1. Etre encore plus sûrs par l'emploi, par exemple, de systèmes de sauvegarde passifs ou « pardonnant » (*forgiving*) et par une amélioration du confinement. De ce point de vue certains considèrent que l'EPR fait déjà partie de la génération IV (on dit aussi III+)
2. Posséder des dispositifs de résistance aux actions terroristes encore plus efficaces aussi bien pour les réacteurs que pour les transports de matériaux radioactifs
3. Etre non-proliférants, de même que les cycles de combustibles associés
4. Avoir un rendement thermodynamique amélioré
5. Produire un volume et une radiotoxicité des déchets réduits, avec, en particulier, une minimisation de la production de transuraniens
6. Mieux utiliser le combustible nucléaire grâce à de grands taux d'irradiation
7. Etre surgénérateurs.
8. Etre compétitifs

Les réacteurs envisagés ne devront pas remplir tous les critères ci-dessus, mais au moins les critères 1, 2, 3, 5 et 8.

Les types de réacteurs envisagés sont donnés par la liste suivante, où nous indiquons leurs points forts parmi les 7 critères :

- Réacteurs à eau supercritique à spectre thermique ou rapide (3,4,6,7)
- Réacteurs à gaz à haute température et spectre neutronique thermique (1,3,4,6)
- Réacteurs à gaz surgénérateurs à spectre neutronique rapide (4,7)
- Réacteurs surgénérateurs refroidis par un métal fondu (Na, Pb) (4,5,7)
- Réacteurs à sel fondu (1,4,5,6,7)

Le France est chef de file pour l'étude du réacteur surgénérateur refroidi au gaz et pour le réacteur à sel fondu.

---

<sup>15</sup> Les rapports du programme Generation IV sont disponibles sur internet à l'adresse <http://www.ne.doe.gov/nereac/reports.html>

## ANNEXE II

### LE TAUX D'ACTUALISATION

Soit  $a$  le taux d'actualisation. Une dépense  $D$  ayant lieu dans l'année  $i$  aura un poids  $k^i D = \frac{D}{(1+a)^i}$ . De même une recette  $R$  aura le poids  $k^i R$ . Pour la simplicité du raisonnement on prend comme année 0 l'année de mise en service du réacteur. Les dépenses d'investissements ont donc lieu pendant des années d'indice négatif que nous supposons en nombre  $N_c$ . Le coût du kWh,  $P$ , est défini comme celui qui permet à la vente du courant intégrée sur la vie entière du réacteur d'équilibrer la totalité des dépenses actualisées. Parmi celles-ci il y a lieu de distinguer les charges annuelles fixes  $F$ , indépendantes de la production effective, et les charges annuelles  $V$  proportionnelles à la quantité d'électricité produite  $W$ . Par simplification nous supposons que ces charges sont constantes dans le temps. On obtient alors une équation donnant le coût du kWh :

équation 1

$$\sum_0^{N_T} k^i PW = \sum_{-N_c}^0 k^i I_i + \sum_0^{N_T} k^i VW + \sum_0^{N_T} k^i F$$

En supposant que l'investissement a lieu dès le début de la construction on obtient une expression simple du coût du kWh qui a le mérite de contenir les principaux déterminants de celui-ci :

équation 2

$$P = \frac{I(1+a)^{N_c}(1-k)}{W(1-k^{N_T+1})} + \frac{F}{W} + V$$

et en supposant  $k^{N_T}$  petit :

équation 3

$$P = \frac{I(1+a)^{N_c} a}{W} + \frac{F}{W} + V$$

On constate sur cette expression l'importance du taux d'actualisation dans la fixation du coût du kWh. Tout se passe comme si l'investissement initial  $I$  était remplacé par un investissement effectif  $I(1+a)^{N_c}$  corrigé du taux d'actualisation remboursé pendant  $I/a$  années.

Pour de très faibles valeurs de  $a$  telles que  $k^{N_T}$  n'est pas petit on obtient :

équation 4

$$P = \frac{I(1+a)^{N_c}}{WN_T} + \frac{F}{W} + V$$

qui montre que la durée de remboursement devient alors égale à la durée de vie du réacteur.

L'équation 2 montre que, pour des installations ayant un coût d'investissement important il y a lieu de maximiser la quantité d'énergie produite chaque année.

Supposons maintenant que le revenu annuel obtenu par l'opérateur soit égal à PW. Utilisant l'équation 2 on trouve que l'investissement initial, y compris les intérêts intercalaires, sera couvert au bout de  $N_{am}$  années, avec :

$$N_{am} = \frac{1 - k^{N_{am}+1}}{1 - k} \cong \frac{1 + a}{a}$$

$N_{am} + N_c$  est le temps de retour de l'investissement. A titre d'exemple  $N_{am} = 13,5$  pour un taux d'actualisation de 8%. Au delà de cette période d'activité on pourra considérer que le réacteur est amorti.

On peut considérer que le taux d'actualisation correspond au gain annuel désiré par un investisseur plaçant son capital dans la construction d'une centrale électrique. Il désire obtenir une rémunération suffisante qu'on appellera taux d'actualisation. C'est ainsi que ce taux pourrait être égal à la somme de la rémunération des actions (dividende)  $d$  et de la croissance moyenne annuelle de leur valeur  $v$ . Alors  $a = d + v$ .

## Références

1. Le projet EPR – Marcel LALLIER Chef de mission REP 2000  
<http://perso.club-internet.fr/sorinj/EPR.htm>
2. Les Centrales Nucléaires dans le Monde. CEA 2002
3. Les chiffres clés ; L'énergie ; Edition 2002 ; Direction générale de l'Energie et des Matières premières – Observatoire de l'énergie.
4. LOI no 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs NOR: INDX9100071L Le texte de la loi se trouve sur Internet à l'adresse <http://www.legifrance.gouv.fr/>
5. « Energies, comprendre pour choisir », brochure distribuée à l'occasion du débat national sur les énergies, 2003
6. L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables, Claude Birraux et Jean-Yves le Déaut, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2001.
7. Observ'ER 2003 – « Energies renouvelables en Europe : les chiffres clés », brochure distribuée à l'occasion du débat national sur les énergies, 2003
8. C. Bataille et C. Birraux, Rapport sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs. Mai 2003. Assemblée Nationale n°832
9. DGEMP-DIDEME Coûts de Référence de la Production Electrique. Décembre 2003
10. « Rapport Charpin » Etude économique et prospective de la filière électrique nucléaire. Rapport au Premier Ministre. MM. Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat, Juillet 2000.
11. Revue Générale Nucléaire, Juillet 2003, n°4