

L'EPR, le réacteur de haute technologie qui répond aux besoins en électricité de demain

par

M. Claude GATIGNOL, Député de la Manche

Sommaire

1. Les réacteurs nucléaires à eau légère, indispensables à la production électrique mondiale et française	1
2. L'EPR, vainqueur de la compétition mondiale en Finlande.....	8
3. L'EPR, un réacteur évolutionnaire innovant	11
4. L'EPR, un investissement rentable grâce à ses performances économiques de haut niveau.....	15
5. L'EPR, un atout majeur de l'industrie française pour le renouveau du nucléaire dans le monde.....	20

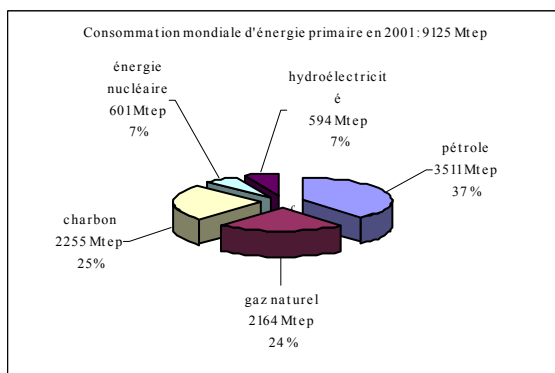
1. Les réacteurs nucléaires à eau légère, indispensables à la production électrique mondiale et française

L'augmentation des besoins énergétiques mondiaux et l'indispensable contribution des réacteurs nucléaires à eau légère

L'indispensable mobilisation de l'ensemble des sources d'énergie

En 2001, la consommation mondiale d'énergie primaire s'est élevée à 9,125 milliards de tonnes équivalent pétrole.

Les énergies fossiles ont fourni 86 % de la consommation mondiale d'énergie primaire. L'hydroélectricité et le nucléaire ont fourni chacun 7 % du total de l'énergie primaire consommée. (voir figure).



Les inégalités de consommation d'énergie par tête sont considérables, selon les pays.

Consommation d'énergie par tête : pays industrialisés

2001 source : AIE	Consommation d'énergie commerciale / tête (tep / an)	Pib / tête (US \$ 1995)
États-Unis	8,6	31 800
Finlande	6,4	33 400
Suède	6,3	31 900
Russie	4,9	2 500
France	4,5	30 600
Japon	4,3	44 400

Consommation d'énergie par tête : pays émergents

2001 source : EIA	Consommation d'énergie commerciale / tête (tep / an)	Pib / tête (US \$ 1995)
Chine	0,8	31
Inde	0,3	13
Éthiopie	0,03	100
Monde	1,7	nd

Les niveaux de consommation d'énergie ne sont pas directement et uniquement liés au niveau de vie,

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

dans la mesure où l'intensité énergétique varie considérablement d'un pays à l'autre selon les différents secteurs.

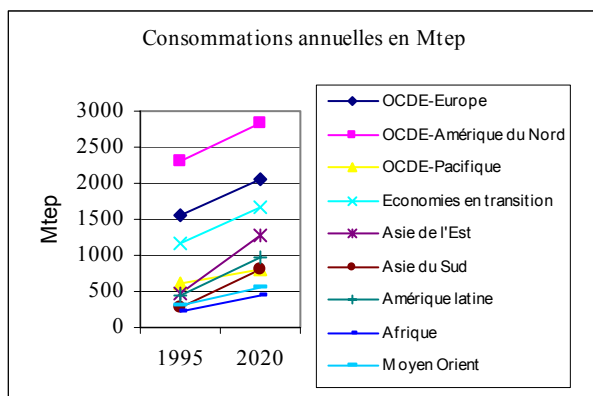
Toutefois, il est clair que l'augmentation du niveau de vie entraîne l'augmentation de la consommation d'énergie et en particulier à celle d'électricité.

Même si les chiffres peuvent différer de près de 40 %, la totalité des prévisions énergétiques sont concordantes : la consommation d'énergie va continuer de croître rapidement dans les prochaines années.

L'Agence Internationale de l'Énergie de l'OCDE, estime pour sa part, que la consommation mondiale atteindra 14 Gtep en 2020, soit une augmentation de 65 % par rapport à 1995.

Phénomène inéluctable et souhaitable, la consommation d'énergie devrait croître rapidement en Asie de l'Est ou du Sud. Phénomène inévitable, elle continuera aussi de croître dans les pays développés.

Prévisions d'évolution de la consommation d'énergie entre 1995 et 2020
(source : AIE-OCDE)



S'agissant de la contribution des différentes filières énergétiques, les prévisions concordent aussi sur un point : toutes les énergies verront leurs contributions croître, les rythmes d'augmentation des consommations étant toutefois très variables selon les sources. On trouvera ci-après les fourchettes des prévisions.

Consommations d'énergie primaire en 2020, selon CE, CME, AIE, DOE
(source DGEMP)

Mtep	2001 (réalisé)	2020 (prévisions)
Charbon	2255	2291 – 4311
Pétrole	3511	3021 – 5800
Gaz naturel	2164	2960 – 4350
Hydroélectricité et autres énergies renouvelables	594	465 – 3313
Nucléaire	601	532 – 1033

Si certains pays comme la Suède, l'Allemagne et la Belgique ont pris la décision d'abandon à terme, le nucléaire ne semble pas en perte de vi-

tesse au niveau mondial, comme le montre le nombre de réacteurs en construction dans le monde (voir plus loin).

Bien plus, le nucléaire apparaît d'autant plus nécessaire à l'approvisionnement mondial en énergie que la lutte contre l'effet de serre obligera à diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

Le rôle du nucléaire et la prédominance des réacteurs à eau légère pour encore plusieurs décennies

Fin 2005, 443 réacteurs nucléaires de production d'électricité étaient en service dans le monde, représentant une puissance installée de 370 GWe.

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

Réacteurs nucléaires en service ou en construction fin 2005 (source : AIEA)

filière	Réacteurs en service	puissance installée (MWe)	nb réacteurs en construction	puissance (MWe)
1. Réacteurs refroidis à l'eau ordinaire				
REP (réacteur à eau pressurisée) – PWR (Pressurized Water Reactor)	214	205 368	3	2 746
VVER (WWER – réacteurs à eau pressurisée de conception russe)	53	35 870	10	9 499
REB (réacteur à eau bouillante) BWR (Boiling Water Reactor)	90	79 161	0	0
ABWR (Advanced Boiling water Reactor)	4	5 239	2	2 600
2. Réacteurs refroidis à l'eau lourde				
PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor)	41	20 963	7	2 645
3. Réacteurs graphite-gaz				
AGR (Advanced Gas Reactor)	14	8 380	2	2 600
GCR (Gas Cooled Reactor)	8	2 284	0	0
4. Réacteurs eau-graphite				
LWGR (Light Water Graphite Reactor) dont RBMK	16	11 404	1	925
5. Réacteurs eau ordinaire-eau lourde				
HWLWR - (ATR)	0	0	0	0
6. Réacteurs à neutrons rapides				
Réacteurs à neutrons rapides (RNR) - FBR (Fast Breeder Reactor)	3	1039	1	470
total	443	369 728	24	18 905

Les réacteurs à eau légère représentent donc l'écrasante majorité des réacteurs actuellement en service et en construction.

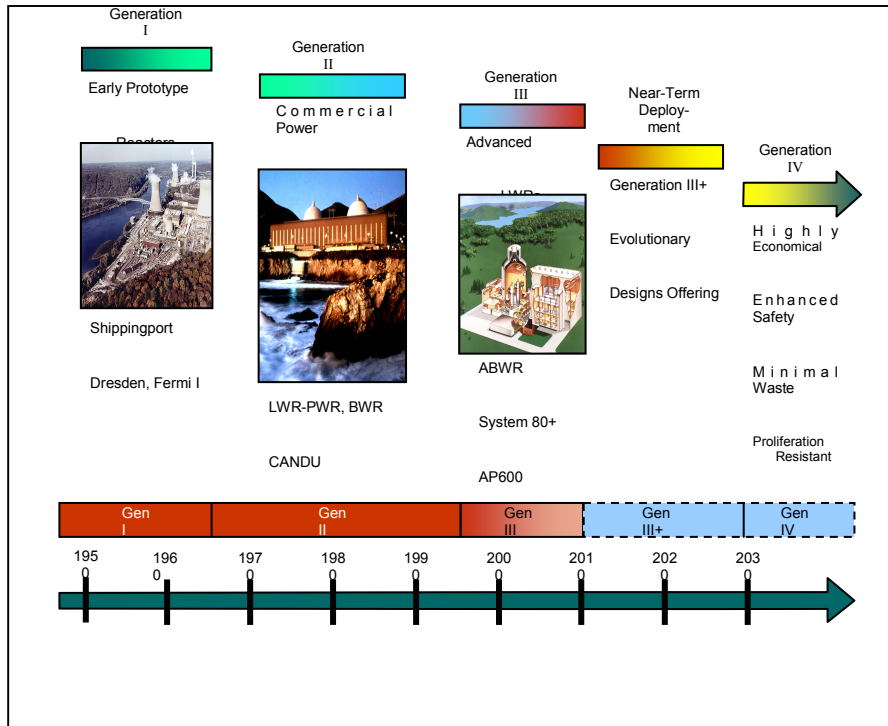
Leur prédominance devrait durer encore plusieurs décennies, pour plusieurs raisons :

- l'expérience acquise sur plusieurs milliers d'années-réacteurs avec ces réacteurs permet d'atteindre un haut niveau de sûreté et de performance économique,
- les ruptures technologiques à réussir pour mettre au point la prochaine génération de réacteurs nu-

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Les différentes Générations de réacteurs selon le DOE (Etats-Unis)
(source : Argonne National Laboratory)



cléaires, dite Génération IV, ne permettent pas d'envisager leur industrialisation avant 2035-2040.

La production électronucléaire, un atout capital, dont la pérennité nécessite une vigilance particulière en France

Si les réacteurs à eau légère ont un grand avenir dans le monde, il en est de même pour la France, qui détient le deuxième parc électronucléaire mondial, dont les 58 réacteurs assurent 75 à 80 %, selon les années, de sa production d'électricité.

L'importance du parc électronucléaire dans l'approvisionnement de la France en énergie, sa structure particulière et la croissance de la consommation d'électricité imposent la construction sans délai d'un démonstrateur EPR dans notre pays.

La consommation d'énergie toujours en augmentation en France

La consommation d'énergie est loin d'être maîtrisée ni même stabilisée en France.

Après une année stable en 2001, la consommation d'énergie primaire corrigée du climat a renoué avec la croissance, pour atteindre 275,3 Mtep en 2004, soit une augmentation de +0,7 % par rapport à 2003.

Les différents facteurs de hausse de la consommation sont :

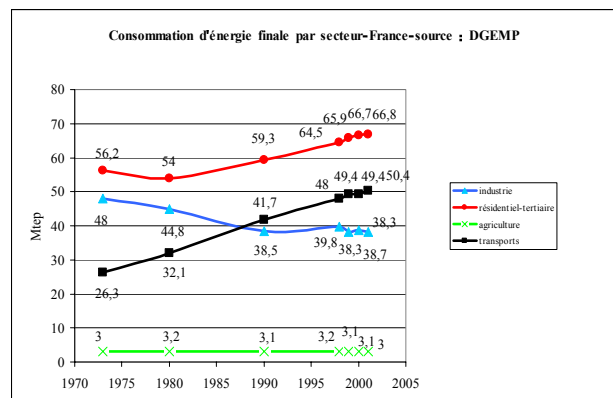
- la consommation du résidentiel-tertiaire
- la consommation des transports

Evolution de la consommation d'énergie primaire en France
(Source : DGEMP, INSEE)

Variation en % / année précédente	2001	2002	2003	2004
PIB	+ 2,1 %	+ 1,2 %	+ 0,5 %	+ 2,3 %
Consommation d'énergie primaire - réelle	+ 1,1 %	0	+ 2,0 %	+ 1,3 %
Consommation d'énergie primaire - corrigée des variations climatiques	- 0,1 %	+ 2,3 %	+ 1,0 %	+ 0,7 %

Sur longue période, l'agriculture et l'industrie ont réussi à diminuer leurs consommations d'énergie, tandis que les transports et le résidentiel-tertiaire augmente les leurs (voir figure suivante).

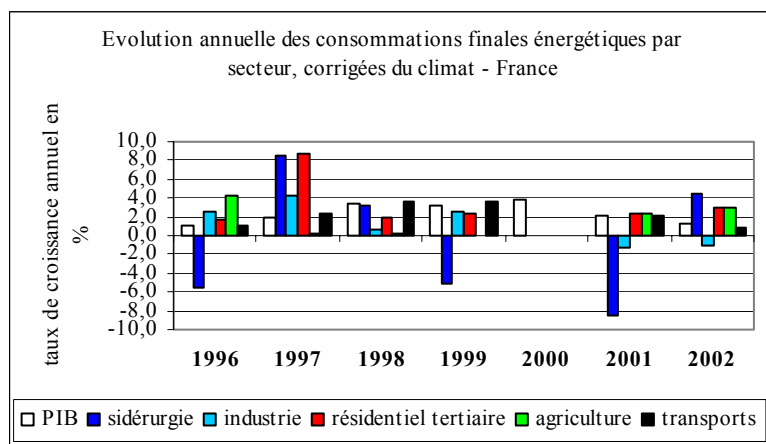
Evolution de la consommation d'énergie primaire en France
(Source : DGEMP, INSEE)



Tendanciellement, la croissance de la consommation d'énergie ne se ralentit donc que très lentement.

D'une année sur l'autre, comme l'indique la figure suivante, si les évolutions sont relativement heurtées, en revanche, aucun secteur, à l'exception de la sidérurgie et l'industrie, dont l'énergie est un poste de coût important, n'a enregistré de diminution de sa consommation, même en période de ralentissement de la croissance économique.

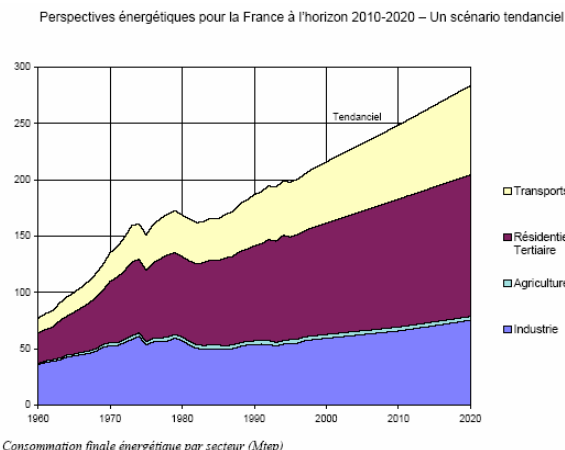
Taux de croissance annuels du PIB et de la consommation finale énergétique par secteur corrigée du climat
(sources : DGEMP, INSEE)



C'est pourquoi la DGEMP ne prévoit dans ses scénarios pour 2020 qu'une très lente décélération de la croissance de la consommation.

Selon le scénario tendanciel établi en 1999, qui fait toujours référence, la consommation totale d'énergie primaire devrait augmenter en moyenne sur 1998-2020 de +1,2 % par an, soit une croissance proche de celle de la période 1973-1998 (+1,1 %), contre +0,3 % par an sur 1973-1982 et +1,7 % par an sur 1986-1998.

Scénario tendanciel d'évolution de la consommation d'énergie en France à l'horizon 2010-2020
(source : DGEMP)



La croissance de la consommation française d'électricité, une contrainte à assumer

Fait essentiel, la consommation d'électricité enregistrée, en France, une croissance rapide.

En 2003, la consommation intérieure brute d'électricité, corrigée des aléas climatiques, a augmenté au même rythme de 2,1 % par rapport à l'année précédente, malgré l'atonie de la croissance économique générale.

En données brutes, la consommation intérieure d'électricité a augmenté de +3,9 % en 2003, par rapport à 2002. Cette forte augmentation résulte essentiellement des vagues de froid (+4,5 TWh consommés) et de la canicule estivale (+ 1 TWh consommés).

En 2004, la consommation intérieure d'électricité, corrigée des aléas climatiques, a augmenté de + 1,4 % par rapport à 2003. La cause première en est la croissance économique (l'augmentation du PIB est de +2,3 % par rapport à 2003).

Il semble bien, à cet égard, que, contrairement aux prévisions faites, pendant des années, d'un ralentissement de la croissance de la consommation d'électricité, les nouveaux usages notamment domestiques de l'électricité - informatique, recharge d'appareils portables, « home cinema », climatiseurs, congélateurs, etc -

le ralentissement de la croissance de la consommation soit reporté à l'horizon de plusieurs années.

Augmentation de la consommation intérieure d'électricité
(source : RTE)

Variation annuelle en %	2003	2004
PIB	+ 0,5 %	+ 2,3 %
Consommation intérieure d'électricité - brute	+ 3,9 %	+ 2,2 %

On doit d'ailleurs remarquer que le réchauffement climatique, s'il se poursuivait, aurait selon toute probabilité, une influence positive supplémentaire sur l'augmentation de la consommation.

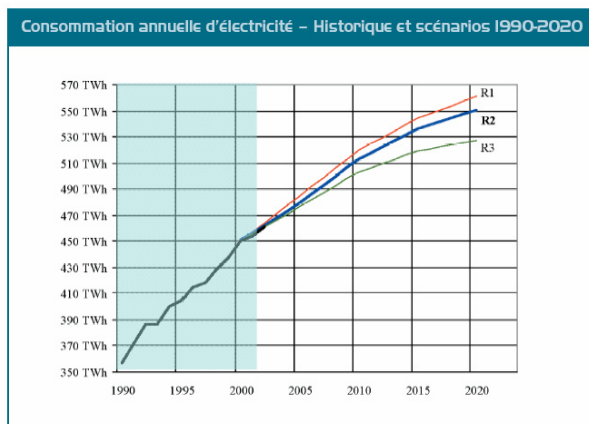
Compte tenu de ces nouvelles tendances, il est donc important de déterminer quelle doit être l'évolution du parc de production électrique français. C'est ce qu'a fait RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique).

Les scénarios établis par RTE montrent que, loin d'être en situation de surcapacité dans les années à venir, pour un solde exportateur net d'électricité constant, la production électrique française doit être renforcée en moyens de production dans les années à venir.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Prévisions de consommation d'électricité à l'horizon 2020
(source : RTE)



En tout état de cause, le scénario central d'évolution de la consommation intérieure adopté par RTE retient une augmentation annuelle de la consommation intérieure d'électricité de +1,3 % entre 2000 et 2010, puis de +0,9 % entre 2010 et 2015, et enfin de +0,5 % entre 2015 et 2020 (voir tableaux ci-après).

Ce scénario suppose non seulement que des efforts de maîtrise de l'énergie soient effectués mais qu'ils réussissent, ce qui nécessite du temps pour l'habitat dont la rénovation est lente et des investissements de plus en plus lourds, les rendements étant fortement décroissants dans ce domaine.

On ne peut donc que remarquer le caractère conservatif du scénario de RTE.

Prévisions de consommation électrique annuelle
et taux de croissance
(source : RTE)

	2000	2010	2015	2020	2000-2010	2010-2015	2015-2020
Scénario R1 (TWh)	451	520	544	561	+1,4 %	+0,9%	0,6 %
Scénario R2 (TWh)	451	513	536	550	+1,3 %	+0,9%	+0,5 %
Scénario R3 (TWh)	451	503	519	527	+1,1 %	+0,6%	+0,3 %

Hypothèses RTE	
Scénario R1	<ul style="list-style-type: none"> Référence : scénario S1 du rapport Énergie 2010-2020 : trois scénarios énergétiques pour la France – Commissariat général du Plan - « Libéralisme et confiance dans le marché »
Scénario R2 Scénario de référence pour RTE	<ul style="list-style-type: none"> Référence : scénario S2 – même source - « Politique industrielle » et scénario S3 (voir ci-dessous) continuité du comportement de l'État et des acteurs économiques et sociaux efforts accrus pour l'efficacité énergétique efforts accrus en faveur de la maîtrise de la demande
Scénario R3	<ul style="list-style-type: none"> Référence : scénario S3 – même source « Politique soucieuse de l'environnement »

Deuxième étape du raisonnement, RTE prévoit deux types d'évolution pour le parc de production électrique : un scénario minimal et un scénario plus optimiste fondé sur une montée en puissance rapide et réelle de la production des énergies renouvelables, de façon à atteindre 21 % de l'énergie électrique consommée en 2010 provenant des ENR, conformément à la directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables (voir tableaux ci-après).

Le scénario minimal prévoit :

- une stabilité de la puissance électronucléaire installée (63 300 MW net),
- une diminution d'environ 10 % du thermique classique, due au déclassement des centrales à charbon les plus anciennes,
- une stabilité de la grande hydraulique, due à l'équipement déjà réalisé des sites les meilleurs.

La montée en puissance des renouvelables est supposée très rapide :

- la croissance de la cogénération est supposée de 20 % entre 2002 et 2015,
- la production d'électricité à partir de biogaz, biomasse et des déchets ménagers est multipliée par 10 entre 2002 et 2010 mais plafonne à 10 TWh en 2015,
- l'éolien fait l'objet d'un effort d'équipement considérable, avec une multiplication par 100, entre 2002 et 2015, de la capacité installée, qui atteint 6000 MW en 2015 ; la production additionnelle atteint alors 36,6 TWh en 2015,
- la micro-hydraulique connectée au réseau est supposée stable.

Les conclusions des simulations effectuées par RTE sont d'une extrême importance :

- quel que soit le scénario considéré, « Minimal » ou « Minimal + ENR », l'appareil de production électrique apparaît comme fragilisé à l'horizon 2015, avec des défaillances plus nombreuses du réseau et des durées de défaillance incomparablement plus fortes qu'en début de période,
- **conclusion d'une importance majeure, il apparaît en 2016 un déficit en moyens de production : de 8 100 MW dans le cas du scénario « Minimal » et de 3 700 MW dans le cas du scénario « Minimal + ENR ».**

La construction d'un démonstrateur EPR qui devrait entrer en production en 2012, va donc dans le bon sens, celui de la consolidation de la production électrique française.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Hypothèses des prévisions de la production électrique française
(source : RTE)

		2002	2006	2010	2015
Scénario minimal	Nucléaire – puissance installée (MW)	63 300 MW	63 300 MW	63 300 MW	63 300 MW
	Thermique classique – puissance installée (MW)	27 100 MW	26 700 MW	25 900 MW	25 400 MW
	Grand Hydraulique – puissance installée (MW)	25 200 MW	25 200 MW	25 200 MW	25 200 MW
+ ENR	Biogaz, biomasse, déchets ménagers – production	1 TWh	3 TWh	8 TWh	10 TWh
	Microhydraulique		4,5 TWh	4,5 TWh	4,5 TWh
	Éolien – puissance installée	150 MW	5 000 MW	11 800 MW	15 600 MW
	Éolien – production (2300 h)	0,3 TWh	11,6 TWh	27,3 TWh	36,6 TWh
	Cogénération – puissance installée	5 000 MW	5 200 MW	5 500 MW	6 000 MW

Prévisions de la production électrique française
(source : RTE)

		2006		2010		2015	
Parc de production		Minimal	Minimal + ENR	Minimal	Minimal + ENR	Minimal	Minimal + ENR
Paysage de défaillance	Nb de scénarios défaillants	15	7	110	44	410	96
	Probabilité de défaillance	3 %	1%	22%	9 %	83 %	19 %
	Espérance d'énergie de défaillance (GWh)	1,5	0,8	25	5,2	283	30
	Espérance de durée de défaillance (heure)	0,8	0,5	11	2,7	87	11
Équilibre offre-demande	Demande totale (TWh)	556	560	571	591	573	603
	Consommation intérieure (TWh)	477	477	504	504	527	527
	Exports (TWh)	73	77	61	81	40	70
	Pompage (TWh)	6,4	6,5	6,3	6,3	6,4	6,3
	Offre totale (TWh)	556	560	571	591	573	603
	Nucléaire (TWh)	422	419	425	422	427	422
	Hydraulique sur réseau (TWh)	67	67	66	66	64	64
	Charbon (TWh)	31	24	39	31	35	29
	Fioul (TWh)	2,2	1,7	6,1	1,7	12	3,8
	Éolien (TWh)	0,3	11,6	0,3	27	0,3	37
	Autres productions (TWh)	34	37	34	44	34	47
Besoins en moyens supplémentaires (GW)	0	0	3	0	8,1	3,7	

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

La croissance des émissions de CO2

L'année 2002 a été marquée par un phénomène très important concernant la production électrique française.

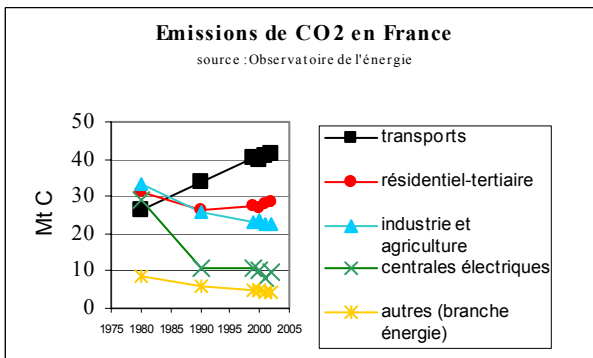
En effet du fait de la sécheresse, la production hydroélectrique a été inférieure à la moyenne. En 2002, la production ayant été la plus faible depuis 1991, avec une baisse de 16 % par rapport à 2001.

En conséquence, les centrales à charbon ont été davantage sollicitées qu'habituellement. La conséquence a été immédiate : une augmentation des émissions nationales de CO2.

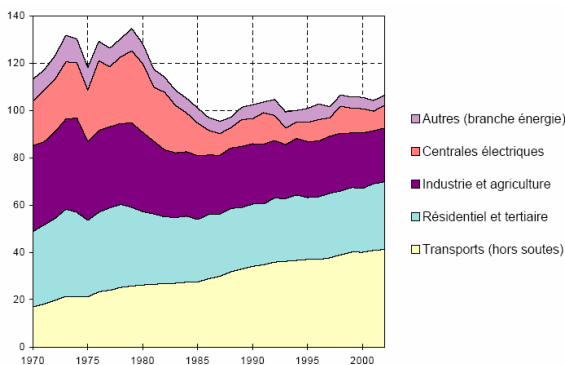
Si l'on examine les causes de cette augmentation, il apparaît clairement que la croissance des émissions a pour origines essentielles la production d'électricité thermique (+17%) et, plus modeste-ment, le résidentiel tertiaire (+1,8%).

Il s'agit de la première hausse depuis 1998, qui avait également connu un fort développement de la production d'électricité thermique classique.

Evolution des émissions de CO2 par secteur
Source : (DGEMP)



Emissions de CO2 de la France, corrigées du climat
(millions de tonnes de carbone)
(Source : DGEMP)



Émissions de CO2 de la France (corrégées du climat, en millions de tonnes de carbone)

En tendance depuis 1990, il apparaît une croissance moyenne des émissions de CO2 de +0,3% par an, qui conduirait à un dépassement d'environ 4% par rapport au niveau de l'année de référence.

La conclusion est donc claire : la France n'a, dans le domaine de la production électrique, aucune marge de manœuvre concernant le respect de ses obligations de Kyoto.

La France ne peut pas introduire de centrales à charbon ou à gaz supplémentaires, sans s'éloigner inéluctablement de son objectif de stabilisation en 2010 de ses émissions de gaz à effet de serre au niveau de 1990.

Les deux points sensibles du parc électronucléaire français : l'effet de falaise et la standardisation

Avec un âge moyen de 19 ans, les 58 réacteurs d'EDF représentent fin 2005 le plus jeune des grands parcs mondiaux.

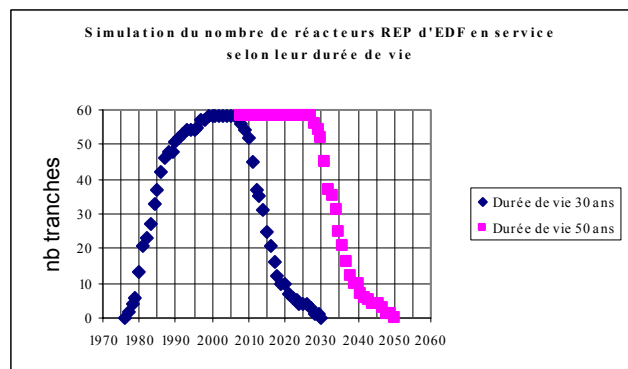
Pour autant, 23 réacteurs d'EDF ont dépassé l'âge de 20 ans, les deux réacteurs de Fessenheim et les deux réacteurs de Bugey égalant ou dépassant les 25 années de fonctionnement.

En tout état de cause, le parc d'EDF a une double spécificité, la rapidité de sa construction et sa standardisation, qui apparaissent à la fois comme des avantages mais aussi comme des points de faiblesse potentiels.

S'étant équipée de 50 GWe entre 1980 et 1990, la France a construit ses 58 réacteurs actuellement en service en un temps très court, d'où ce que l'on appelle un « effet de falaise ».

En conséquence, si la durée d'exploitation effective des réacteurs ne dépassait pas leur durée de vie de conception, soit 40 ans, 13 réacteurs seraient arrêtés d'ici à 2020 et 24 réacteurs supplémentaires entre 2020 et 2025.

L'effet de falaise du parc d'EDF
(Source : OPECST)



L'autre spécificité du parc EDF, à savoir sa standardisation, a aussi d'importantes conséquences.

Avec un parc constitué de 34 réacteurs de 900 MWe analogues, de 20 réacteurs de 1300 MWe semblables et de 4 réacteurs de 1500 MWe de caractéristiques voisines, EDF a mis en œuvre une standardisation qui a apporté le bénéfice d'économies d'échelle lors de la construction et de l'exploitation et qui est source d'une expérience transposable à une grande partie du parc.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Mais, à l'inverse, la standardisation pourrait avoir pour inconvénient, en cas de vieillissement anormal de certains composants, de concerner un grand nombre des réacteurs.

La structure même du parc électronucléaire français impose donc que tous les moyens soient réunis – gestion performante de la durée de vie des centrales nucléaires et disponibilité d'un réacteur de remplacement – pour en assurer la pérennité.

La préparation du renouvellement du parc, un objectif inséparable de l'extension de la durée de vie des réacteurs

La maximisation de la durée de vie du parc d'EDF est un enjeu économique majeur qui justifie une gestion attentive des réacteurs et le remplacement éventuel et progressif de composants dégradés.

Toutefois, si l'équilibre économique des opérations de jeunesse n'était pas assuré ou si la réglementation de sûreté imposait des contraintes nouvelles rédhibitoires sur le plan financier, le remplacement d'un réacteur ancien par un équipement moderne devrait pouvoir être effectué.

La durée de vie de conception des réacteurs d'EDF est de 40 années. Différents défauts apparus ces dernières années, sur les couvercles de cuve, les générateurs de vapeur de première génération, voire sur les enceintes de confinement de certains réacteurs 1300 MWe, ont pu faire redouter un vieillissement prématuré des réacteurs EDF.

En réalité, une fois les remplacements de composants et les travaux d'étanchéité effectués, il apparaît que la durée de vie devrait être en ligne avec les prévisions.

La réglementation française ne fixe pas de durée de vie maximale aux réacteurs d'EDF, mais l'autorité de sûreté prévoit des examens de sûreté approfondis tous les dix ans, un rôle critique étant donné aux troisièmes visites décennales, opérées après trente années de fonctionnement, qui commenceront en 2009 pour les réacteurs les plus anciens.

Si la quasi-totalité des réacteurs d'EDF devrait franchir sans encombre cette barrière et être autorisée à fonctionner dix années de plus, en revanche il est très probable qu'en 2020, lors de la quatrième visite décennale, certains réacteurs ne seront pas autorisés à dépasser le cap des 40 années de fonctionnement pour dix années supplémentaires.

Un réacteur de remplacement sera donc indispensable pour remplacer les réacteurs arrêtés au bout de 40 ans de fonctionnement ou au-delà, avec la perspective d'une croissance rapide des commandes au fur et à mesure que l'âge moyen du parc augmentera.

Il faut se féliciter du fait que l'industrie française dispose avec l'EPR de Framatome ANP d'un réacteur qui pourra prendre le relais des réacteurs actuellement opérationnels, à condition que le premier exemplaire de cette nouvelle série puisse rapidement être testé en vraie grandeur.

2. L'EPR, vainqueur de la compétition mondiale en Finlande

La démonstration faite par la Finlande de la compétitivité de l'électronucléaire

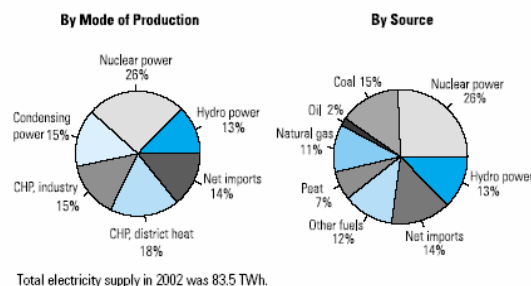
Grâce à la structure particulière de sa production électrique, qui comprend des installations correspondant à chacune des filières, la Finlande a pu apporter une preuve de plus de la compétitivité du nucléaire, qui a une valeur particulière, dans la mesure où l'analyse correspondante est documentée sur une expérience directe des différents types de centrales étudiées.

Se basant sur les seuls coûts de production, l'étude réalisée par le Professeur Risto Tarjanne et M. Sauli Rissanen montre l'avantage du nucléaire sur les autres filières – cycle combiné à gaz, centrale thermique à charbon, centrale thermique à la tourbe

Les calculs sont effectués pour de nouveaux équipements dont la construction aurait été décidée en 2002.

Structure de la production électrique de la Finlande en 2002
(source : Statistics Finland)

Electricity Supply 2002



Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Caractéristiques des filières comparées

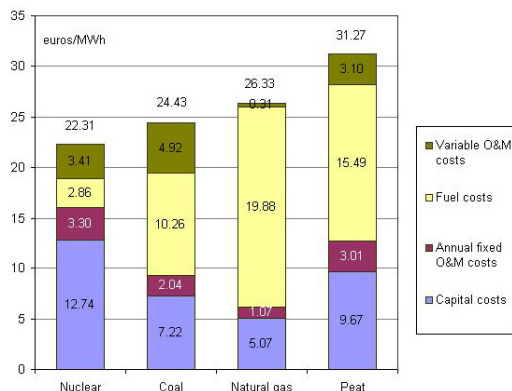
(source : Pr. Risto Tarjanne et Sauli Rissanen, Lappeenranta University of Technology)

	Réacteur nucléaire	Cycle combiné à gaz	Centrale thermique à charbon	Centrale thermique à tourbe
Puissance électrique nette (MWe)	1250	400	500	150
Rendement net (%)	35 %	55 %	41 %	38 %
Coût d'investissement (million €)	2186	229	407	145
Coût d'investissement par kW _e (€/kW _e)	1749	572	814	964
Prix unitaire du combustible (€/MWh _e)	1,00	10,93	4,20	5,89
Coût unitaire du combustible (€/MWh _e)	2,86	19,88	10,26	15,49
Coût fixe annuel d'exploitation et de maintenance (en % de l'investissement)	1,5	1,5	2,0	2,5
Coûts variables d'exploitation et de maintenance (€/MWh _e)	3,41	0,31	4,92	3,10
Durée de vie économique (années)	40	25	25	20
Taux d'actualisation pris pour les calculs et les comparaisons	5 %	5 %	5 %	5 %

Notes :

- comparaison des coûts actualisés avec un taux de 5 %
- les intérêts intercalaires sont inclus dans les coûts d'investissement
- les coûts de l'aval du cycle sont pris en compte dans les coûts variables d'exploitation et de maintenance, pour le montant des versements annuels effectués au fonds dédié de gestion des déchets radioactifs

Comparaison des coûts de production de l'électricité pour 4 filières utilisées en Finlande
(production en base : 8000 heures par an)
(source : R. Tarjanne et S. Rissanen)



Nota :

- Variable O&M costs : coûts variables d'exploitation et de maintenance,
- Fuel costs : coûts du combustible
- Annual fixed O&M cost : coûts fixes annualisés d'exploitation et de maintenance
- Capital costs : coûts d'investissements

Il ressort des comparaisons effectuées que le coût de production de l'électricité est le plus bas avec un réacteur nucléaire pour une production en base sur une durée supérieure ou égale à 6100 heures.

Les analyses de sensibilité montrent qu'un accroissement de 10 % des coûts d'investissement pour l'ensemble des filières ne change pas la position relative du nucléaire, de même d'ailleurs qu'une modification des taux d'intérêt.

Enfin, le coût de production du MWh nucléaire dépend très faiblement du coût du combustible, au contraire de celui du MWh produit avec un cycle combiné à gaz.

En outre, un réacteur nucléaire de 1250 MWe produisant 10 TWh permet d'économiser 8,3 millions de tonnes de CO₂, par rapport à une centrale thermique à charbon, et 3,7 millions de tonnes par rapport à un cycle combiné à gaz.

Pour l'électricien finlandais TVO, qui a naturellement utilisé l'étude de MM. Tarjanne et S. Rissanen dans ses réflexions, le nucléaire s'est naturellement imposé, non seulement en raison de ses meilleures performances économiques, mais aussi en raison de la stabilité de ses coûts de production et de la sécurité des filières d'approvisionnement en combustible.

Ces éléments, importants pour tout producteur d'électricité, ont pesé tout particulièrement sur le choix de TVO, du fait de sa base de clientèle industrielle – papeteries, chimie lourde, sidérurgie -.

Composition de l'actionariat de TVO, futur exploitant de l'EPR finlandais
(source : OPECST)

Actionnaires publics	Fortum	Énergie	26,6 %
	Oy Mandala AB	Hydroélectricité	8,5 %
	Etela Pohjanmaan Voima Oy	Distributeur d'électricité	6,5 %
	Kemira	Chimie	1,9 %
Actionnaires privés	PVO	Énergie	56,8 %
	Graning Energy Oy	Énergie	0,1 %

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

L'EPR, vainqueur d'une compétition internationale acharnée

Pour la fourniture de son 5^{ème} réacteur nucléaire, la Finlande, par l'intermédiaire de l'exploitant nucléaire TVO, a reçu trois offres principales.

Framatome-ANP, du groupe Areva, a présenté deux réacteurs : l'EPR, réacteur à eau pressurisée, de conception franco-allemande, et le SWR, réacteur à eau bouillante de conception allemande, intégrant des dispositifs de sûreté passive. Aucun de ces deux réacteurs n'a encore été construit.

General Electric, l'un des trois principaux constructeurs mondiaux avec Framatome ANP et Westinghouse, a présenté son réacteur à eau bouillante ABWR, dont les deux premiers exemplaires sont en fonctionnement au Japon et deux autres sont en construction à Taiwan.

Le constructeur russe Atomstroyexport du groupe du Minatom a, pour sa part, présenté son réacteur VVER 1060 MW, bien connu des Finlandais, qui en exploitent à Loviisa deux versions précédentes de 510 MW chacun, modernisées par leurs soins.

L'appel d'offres a été scindé en deux parties, l'îlot nucléaire et l'îlot conventionnel, de façon à obtenir la participation des fournisseurs de turbines et d'alternateurs. De fait, Alstom a été candidat comme sous-traitant de Framatome ANP et d'Atomstroyexport. Par ailleurs, si le grand constructeur anglo-américain Westinghouse n'a pas proposé son réacteur à eau pressurisée à sûreté passive renforcée AP 1000, il a toutefois été présent dans la compétition, en appui d'Atomstroyexport.

On trouvera au tableau suivant les caractéristiques principales des offres en présence.

Au final, après une première sélection dont le résultat a été connu début novembre 2003, l'exploitant nucléaire finlandais TVO a annoncé le 18 décembre 2003 son choix de l'EPR, dans le cadre de l'offre Framatome-ANP / Siemens.

Les raisons de son succès sont, sans doute, les suivantes :

- ↳ L'EPR est un réacteur moderne, performant et sûr, bénéficiant d'un effort de R&D important :
 - les autres réacteurs en compétition, VVER 1060 et ABWR, sont d'une conception datant des années 1980, alors que l'EPR a pu enregistrer les progrès faits par la R&D jusqu'au début des années 2000,
 - grâce à une coopération de Framatome et Siemens avec les exploitants et avec les autorités de sûreté françaises et allemandes, l'EPR intègre des innovations de sûreté majeures qu'il est le seul à présenter.
- ↳ La puissance de l'EPR a pu être portée, à la demande de TVO, à 1600 MW, pour une offre initiale à 1500 MW :
 - l'augmentation de puissance permet de réduire le coût du MWh produit,

- les autorisations politiques et administratives pour la construction d'un nouveau réacteur et le choix d'un site qui sont les facteurs bloquants pour tout projet nucléaire, sont mieux valorisées avec un réacteur de forte puissance qu'avec une machine de petite taille
- ↳ l'offre d'Areva est une offre industrielle franco-allemande :
 - l'EPR a commencé d'être étudié en 1990 dans le cadre d'une coopération réunissant non seulement Framatome et Siemens, mais aussi les autorités de sûreté française et allemande, l'électricien français EDF et les électriciens allemands E.ON, EnBW et RWE Power,
 - non seulement l'EPR bénéficie de l'expérience de réacteurs d'origine Framatome (900 MW, 1300 MW et 1450 MW) et d'origine Siemens (Konvoi), mais l'offre elle-même, qui comporte une offre « tout Siemens », pour l'îlot conventionnel, bénéficie de l'excellence de l'image des biens d'équipements allemands.

Les principaux termes de l'accord de fourniture de l'EPR

- le montant du contrat de fourniture de l'EPR s'élève à 3 milliards €,
- environ 61 entreprises et collectivités finlandaises ont pris une participation dans la société exploitant l'EPR, ce qui leur donnera un droit de tirage sur l'électricité produite,
- la puissance du réacteur EPR sera de 1600 MW, contre 1500 MW prévus au départ,
- Framatome ANP fournira l'îlot nucléaire ; les sites de production d'Areva à Chalon Saint Marcel (Saône et Loire) et à Jeumont (Nord) seront en première ligne pour la construction de la cuve et des générateurs de vapeur,
- Siemens fournira la totalité de l'îlot conventionnel – turbines, alternateurs, systèmes électriques,
- 40 % des travaux seront réalisés par des entreprises finlandaises (génie civil, fourniture de pièces diverses, opérations de montage),
- la construction débutera dès fin 2004 à Olkiluoto, où sont en service les deux réacteurs à eau bouillante ASEA de TVO ; l'EPR commencera son exploitation en 2009,
- la construction de l'EPR emploiera 2000 personnes sur le site d'Olkiluoto,
- l'exploitation de l'EPR emploiera environ 1000 personnes,
- grâce à l'EPR, la part du nucléaire dans la production d'électricité finlandaise, passera de 27 % en 2003 à 35 % en 2009III.- Les innovations techniques majeures de l'EPR par rapport aux réacteurs actuellement en service.

Les caractéristiques techniques, les spécifications de sûreté et les performances économiques de sûreté de l'EPR, comparées à celles du N4, dernier réacteur construit en France, manifestent des avancées décisives.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Les concurrents en présence pour la fourniture du 5ème réacteur finlandais
(sources : DREE et OPECST)

	EPR	SWR	ABWR	VVER
Constructeur	Framatome ANP	Framatome ANP	General Electric	Atomstroyexport
Origine	France-Allemagne	France-Allemagne	États-Unis	Russie
Type	Réacteur à eau pressurisée de 3 ^{ème} génération	Réacteur à eau bouillante, à sûreté passive renforcée	Réacteur à eau bouillante	Réacteur à eau pressurisée
Puissance	1500-1600 MW	1200 MW	1390 ou 1500 MW	1060 MW
Îlot nucléaire	Framatome ANP	Framatome ANP (origine Siemens)	- 2 réacteurs en fonctionnement au Japon depuis 1996 et 1997 - 2 réacteurs en construction à Taiwan	Sous-traitance de Westinghouse pour l'ingénierie et de Westinghouse et d'Alstom pour le contrôle-commande
Îlot turbine	Siemens ou Alstom	Siemens	Westinghouse ou Alstom	Alstom

3. L'EPR, un réacteur évolutionnaire innovant

Des progrès techniques importants par rapport au N4

Par rapport au réacteur N4, l'EPR se caractérise par de nombreux progrès permettant d'améliorer ses performances d'exploitation (voir tableau suivant).

Caractéristiques techniques de l'EPR
(source : Framatome- ANP)

Principales caractéristiques		EPR	N4
Puissance thermique	MW	4250/4500	4250
Puissance électrique	MW	De 1500 à 1600	1450
Rendement	%	36	34
Nb boucles primaires		4	4
Nb assemblages comb.		241	205
Taux de combustion*	GWj/t	> 60	45**
Pression secondaire	bar	78	71
Niveau sismique	g	0,25	0,15
Durée de vie technique	années	60	40

* Taux de combustion moyen des recharges
** Compte tenu du taux de combustion maximum des assemblages aujourd'hui autorisé par l'AS

Pouvant aller de 1500 à 1600 MWe, la puissance de l'EPR est supérieure à celle du N4.

L'amélioration du rendement de l'EPR – 36 % – par rapport à celui du N4 – 34 % –, est obtenue grâce à une augmentation de la pression de la vapeur secondaire qui permet de meilleures performances de la turbine et donc un meilleur rendement global du réacteur.

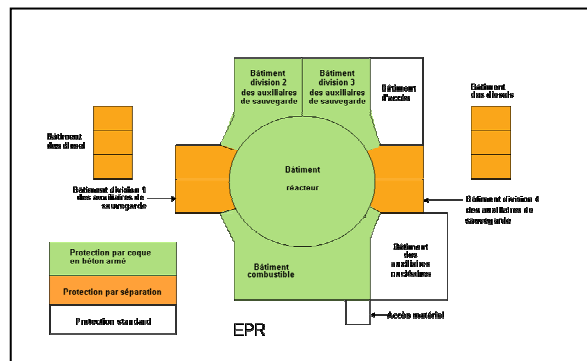
Élément fondamental pour les exploitants, toutes dispositions sont prises pour que la disponibilité de l'EPR soit de 91 %, c'est-à-dire supérieure de 13 points au Kd du parc électronucléaire d'EDF depuis la mise en service industriel.

Des conditions d'exploitation plus performantes

À cette fin, les cycles d'exploitation sont de 18

mois. Sur une dizaine d'années, l'EPR devrait faire l'objet de 5 arrêts de tranches ou visites partielles en 16 jours et d'une visite décennale complète réalisée en 40 jours. Des marges sont prévues dans l'éventualité de prolongation d'arrêts et de travaux lourds comme le remplacement de générateurs de vapeur.

Les 4 trains d'auxiliaires de sauvegarde et la séparation géographique des bâtiments de l'EPR
(source : Framatome – ANP)



Amélioration considérable par rapport aux réacteurs actuellement en service, des opérations de maintenance préventive pourront être réalisées alors que le réacteur sera en marche, grâce à la présence de 4 trains d'auxiliaires de sauvegarde, de surcroît géographiquement bien séparés.

La centrale est également conçue de manière que le bâtiment réacteur soit accessible en marche 7 jours avant l'arrêt et 3 jours après, pour des opérations de maintenance.

Favorisant une réduction des arrêts de tranche, ces améliorations sont complétées par d'autres, comme la mise rapide à l'arrêt à froid, le déchargement avancé du combustible grâce à un dimensionnement supérieur du système de refroidissement ou bien encore la réduction des essais physiques de redémarrage.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

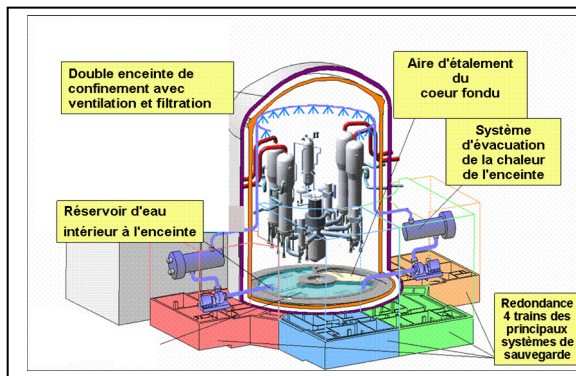
Autre aspect fondamental pour l'exploitant, la gestion du combustible est améliorée par rapport au palier N4. Le cœur de l'EPR comprendra 241 assemblages, contre 205 pour le N4, et sera muni d'un déflecteur lourd pour réduire encore les fuites neutroniques et diminuer la fluence de la cuve. Les types de gestion de cœur pourront en conséquence être de 12, 18 ou 22 pour le combustible UO₂ enrichi à 4,95 %. Le taux de combustion pourra passer de 45 GWj/t à 60 GWj/t, ce qui entraînera une économie de combustible de l'ordre de 7 %. Une gestion à 18 mois sera également possible avec des assemblages MOX représentant 30 % du total, la part du MOX actuel ou futur pouvant, le cas échéant, monter à 50 %.

La durée de vie de conception de l'EPR est de 60 ans contre 40 ans pour le palier N4, essentiellement grâce à une diminution de la fluence de la cuve et à la pose d'une peau composite partielle voire d'une peau métallique sur l'enceinte intérieure de confinement.

Au total, ces différentes améliorations techniques assurent à l'EPR un niveau de performance plus élevé que celui des réacteurs des précédents paliers – 1300 MW et N4 (1450 MW).

Ces innovations, obtenues au terme d'un effort de R&D d'une dizaine d'années, permettent également un accroissement important de la sûreté. IV. - L'amélioration de la sûreté de l'EPR et la diminution des rejets et des déchets.

Les principales innovations de sûreté de l'EPR
(source : Framatome ANP)



Les progrès importants de l'EPR en matière de sûreté

Une tenue spécifique au séisme

Dès l'origine, l'EPR, installation destinée à l'ensemble du marché mondial, a été conçu pour résister de façon sûre, même en cas de séismes très importants comme il peut s'en produire dans certains pays.

L'EPR présente en conséquence les caractéristiques suivantes :

- implantation de l'ensemble de l'îlot nucléaire (dont bâtiment abritant le réacteur, bâtiments

abritant les systèmes de sauvegarde, bâtiment du combustible usé, salle de commande) sur un unique radier monobloc, en béton armé, d'une épaisseur atteignant 6 mètres,

- minimisation de la hauteur et de l'élanement des bâtiments,
- localisation des masses importantes, tels les réservoirs d'eau nécessaires à la sûreté de l'installation, dans les parties les plus basses du bâtiment réacteur.

Ces choix de conception augmentent la stabilité au séisme, minimisent les possibilités de déplacement et de tassement des bâtiments, ainsi que les possibilités de déplacement des bâtiments les uns par rapport aux autres.

Ce sont les spécifications édictées par les compagnies d'électricité pour leurs futures centrales nucléaires (European Utility Requirements: EUR) qui ont servi de base pour fixer le séisme de dimensionnement (SDD) pris en compte pour concevoir l'EPR, avec une accélération horizontale au sol de 0,25 g et une accélération verticale des 2/3, soit 0,17 g.

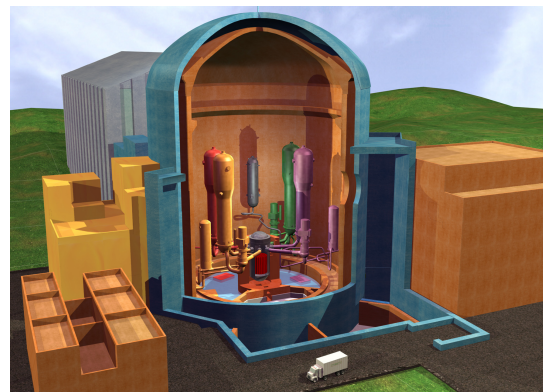
La justification de la tenue aux séismes a été établie pour les différents types de sols (mous, moyens et durs) et pour les accélérogrammes représentatifs (en particulier, durée du signal et contenu fréquentiel) des séismes susceptibles de survenir.

Le dimensionnement du N4, satisfaisant aux conditions de sismicité des sites français, a été quant à lui réalisé sur la base du Regulatory Guide 1.60 de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis, avec prise en compte d'une accélération horizontale au sol de 0,15 g.

Des enceintes de confinement largement dimensionnées

L'enceinte de confinement du réacteur présente des caractéristiques exceptionnelles, que l'on ne retrouve dans aucun réacteur actuel. Le bâtiment réacteur repose sur un socle de béton de 6 mètres d'épaisseur, ce qui lui confère une stabilité exceptionnelle. L'enceinte de confinement est double. La première enceinte est constituée de béton précontraint étanche, d'une épaisseur d'1 m 30. La deuxième enceinte est également constituée de béton, d'une épaisseur d'1 m 30.

La double enceinte de confinement de l'EPR
(source : Framatome ANP)



Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Une résistance particulière aux agressions externes du type chute d'avions

Dès l'origine également, l'EPR a été conçu pour résister, de façon sûre, aux effets de perforation et d'ébranlement que causerait l'écrasement à grande vitesse d'un avion militaire.

L'épaisseur (1,3 m) et le ferrailage de la coque en béton armé qui protège le bâtiment du réacteur - ainsi que deux des quatre bâtiments de sauvegarde abritant les systèmes de sûreté, le bâtiment du combustible usé et la salle de commande de la centrale - ont été dimensionnés en conséquence. Il en va de même pour les structures supportant les équipements constituant le réacteur: cuve, générateurs de vapeur, pompes primaires, pressuriseur...). Ainsi se trouve assurée la résistance de l'installation aux perforations et aux ébranlements.

De plus, la conception à « 4 trains redondants et séparés » des systèmes de sûreté de l'EPR assure qu'en toutes circonstances les moyens nécessaires pour maintenir l'installation dans un état sûr seront disponibles et opérants. Selon cette conception, un système de sûreté est constitué de 4 sous-systèmes indépendants et séparés les uns des autres, installés chacun dans un bâtiment de sauvegarde différent; chaque sous-système ayant, à lui seul la capacité de remplir intégralement la fonction de sûreté.

Les 4 bâtiments de sauvegarde sont distribués autour du bâtiment réacteur, ce qui rend hautement improbable leur endommagement simultané en cas de chute d'avion. Qui plus est, **deux de ces quatre bâtiments de sauvegarde sont protégés par une coque en béton armé.**

Les générateurs Diesel principaux ayant fonction d'assurer l'alimentation électrique de secours des systèmes de sûreté, sont également quadruplés, avec une redondance de 100 %, et ils sont implantés dans 2 bâtiments éloignés l'un de l'autre pour les protéger d'un endommagement simultané.

L'ensemble de ces dispositions constructives - robustesse de la coque externe et des structures, quadruple redondance des systèmes de sûreté et séparation géographique des sous-systèmes les constituant - assurerait également la protection de l'EPR dans l'hypothèse de la chute d'un gros avion commercial.

En termes de résistance vis-à-vis des agressions externes et de niveau de redondance des systèmes de sûreté, l'EPR apporte des avancées significatives par rapport à tous les autres modèles de réacteur.

La fusion du cœur, un phénomène dont la probabilité est encore diminuée

Si le risque de fusion du cœur présente une probabilité déjà extrêmement faible avec les réacteurs actuellement en exploitation en France et avec les réacteurs similaires en service à l'étranger, cette probabilité est encore réduite d'un facteur 10 au moins avec l'EPR.

La probabilité de voir se développer une situation de fonctionnement anormal pouvant conduire à un événement de cette nature est significativement diminuée par les dispositions suivantes :

- inventaire en eau plus important du circuit primaire (plus grand volume de la cuve, des générateurs de vapeur et du pressuriseur), conférant au réacteur une plus grande inertie et donnant donc davantage de temps pour corriger une telle situation,
- simplification, diversification plus poussée et niveau de redondance accru des systèmes de sûreté,
- degré élevé d'automatisation du pilotage de la centrale et de la qualité de l'interface homme-machine qui réduisent et fiabilisent les interventions des opérateurs.

De surcroît, bien qu'une fusion du cœur soit un événement de probabilité infime, l'îlot nucléaire a été conçu de manière à minimiser les conséquences qu'elle pourrait avoir hors du site de la centrale, des progrès supplémentaires ayant été faits par rapport au N4.

À cette fin, le N4 est doté d'une enceinte de confinement étanche en béton précontraint qui renferme le réacteur. Cette enceinte est elle-même enveloppée par une coque externe en béton armé et il existe un système de collecte et filtration des fuites résiduelles dans l'intervalle entre enceinte et coque, qui est maintenu en dépression par rapport à l'extérieur. En plus de ces dispositions constructives, la mise en service des unités N4 a donné lieu à l'établissement de procédures d'exploitation spécifiques pour gérer une situation post-accidentelle, procédures dont ont également bénéficié rétroactivement les paliers précédents.

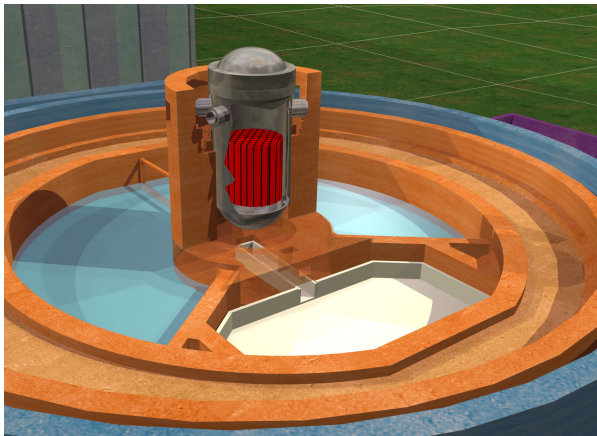
Dans le cas de l'EPR, l'enceinte étanche renfermant le réacteur est, comme on l'a vu, constituée d'une cloche en béton précontraint de 1,3 m d'épaisseur, partiellement doublée d'une peau d'étanchéité. Elle repose sur le radier de l'îlot nucléaire et est enveloppée par la coque en béton armé de protection contre les agressions externes.

Dans l'hypothèse d'une fusion du cœur, l'intégrité à long terme de l'enceinte de confinement du réacteur serait assurée du fait de son dimensionnement et de la mise en œuvre de dispositifs existant à l'intérieur de cette enceinte pour d'une part, refroidir et diminuer la pression de son atmosphère interne, et, d'autre part, recueillir, refroidir et solidifier le cœur fondu, si celui-ci venait à percer la cuve. L'enceinte de confinement ferait ainsi barrage à la radioactivité et à ses effets à l'extérieur du site.

Le récupérateur de corium

Afin de prévenir les conséquences d'une fusion du cœur, dont la probabilité est au demeurant significativement diminuée par rapport aux réacteurs actuels, l'EPR comprend un récupérateur de corium muni d'un dispositif de refroidissement, qui permettrait, en cas de besoin d'éviter le phénomène redouté de contamination du sous-sol et de l'environnement inévitable en l'absence d'un tel dispositif.

Le récupérateur de corium de l'EPR
(source : Framatome ANP)



La réduction des déchets et des rejets produits par l'EPR

L'EPR, comparé aux réacteurs les plus modernes actuellement en service, produit significativement moins de déchets et de rejets, pour une même quantité d'électricité fournie au réseau.

L'installation EPR
(Source : Framatome ANP)



Une moindre production de produits de fission

Le rendement d'un réacteur EPR (rapport entre la puissance électrique fournie au réseau et la puissance thermique fournie par la chaudière) est de 36-37 % selon les conditions de site (température de la source froide).

Il est au maximum de 34-35 % pour les centrales nucléaires à eau actuellement en service.

Ce gain en rendement avec l'EPR entraîne une production de produits de fission diminuée de 6 %.

Une moindre production d'actinides et moins d'assemblages de combustible irradiés à gérer

L'EPR, utilisant mieux le potentiel de pro-

duction d'énergie du combustible nucléaire, permet d'augmenter le taux d'épuisement des recharges de combustible, en le faisant passer de 45 à 60 GWj/t.

Il en résulte qu'une quantité plus importante de plutonium produit au cours de l'irradiation est auto consommé in situ. Ainsi, la production totale d'actinides, dont le plutonium, est réduite de 14 %.

Quant au nombre d'assemblages de combustible irradiés, il est réduit de 35 %, en raison du taux de combustion augmenté et du rendement plus élevé.

Un recyclage du plutonium avec moins de déchets

L'EPR, en raison de ses importantes marges de fonctionnement, autorise l'emploi d'assemblages de combustible MOX à rapport de modération accru, ce qui permet de tirer plus d'énergie du plutonium présent dans ces assemblages.

Il peut également fonctionner avec un cœur constitué jusqu'en totalité d'assemblages MOX (pour les réacteurs « *moxés* » actuellement en service, c'est un tiers, ou moins, d'assemblages MOX qui participe à la constitution du cœur); pour une quantité donnée de plutonium de recyclage à consommer, le nombre de réacteurs « *moxés* » auxquels il faut faire appel est ainsi diminué.

La comparaison en termes de production d'actinides (plutonium plus actinides mineurs) de trois cas de parc de centrales nucléaires, produisant la même quantité d'électricité, montre bien l'intérêt de l'EPR.

Ces trois parcs alternatifs sont les suivants :

- un parc N4 employant des combustibles UO_2 avec un taux de combustion moyen des recharges de 45 GWj/t;
- un parc EPR employant des combustibles UO_2 avec un taux de combustion moyen des recharges de 60 GWj/t;
- un parc EPR employant des combustibles UO_2 et MOX avec un taux de combustion moyen des recharges de 60 GWj/t et exploité en mono-recyclage de la totalité du plutonium qu'il produit - c'est le mono-recyclage à 100 % (un tel parc utiliserait 90 % de combustible UO_2 et 10 % de combustible MOX).

Le parc EPR exploité en mono-recyclage 100% produit 30 % de moins d'actinides que le parc EPR n'utilisant que des combustibles UO_2 , et 39 % de moins que le parc N4.

Une ouverture sur le multi-recyclage du plutonium

L'EPR, en raison des marges de fonctionnement accrues qu'il offre, se prêterait bien au multi-recyclage du plutonium.

Les technologies de combustible permettant la mise en œuvre de ce multi-recyclage et limitant la production d'actinides mineurs font actuellement l'objet de recherches du CEA.

Après avoir été développées, puis qualifiées industriellement sur l'ensemble du cycle du combustible, elles permettraient, selon les orientations retenues, de maintenir, augmenter ou réduire l'inventaire global en plutonium.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

La réduction des rejets et des déchets liés à l'exploitation

Lors de la conception de l'EPR, l'accent a été mis sur la diminution de la production de déchets et d'effluents liés à l'exploitation de la centrale. Par comparaison au N4 (rapport de sûreté), l'EPR est conçu pour que la limite de la quantité de produits de fission susceptibles d'être présents dans les rejets soit encore 10 fois plus faible.

De plus, quand les impératifs techniques ne s'y opposaient pas, il a été fait appel, pour le circuit primaire de l'EPR, à des matériaux exempts de cobalt ou contenant une très faible quantité de cet élément - ainsi, l'inventaire en revêtements durs de type Stellite a été réduit au minimum - afin de réduire la radioactivité des produits de corrosion, dont le cobalt est un contributeur majeur.

Des rejets thermiques réduits

Il résulte de son rendement plus élevé que pour un même rejet de chaleur à la source froide,

l'EPR produit 10 à 15 % d'électricité de plus qu'une unité N4.

Une moindre quantité de déchets ultimes

La puissance unitaire élevée de l'EPR (voisine de 1600 MWe), ainsi que la longue durée de vie d'exploitation pour laquelle il a été conçu (60 ans) sont de nature à réduire le nombre d'unités à construire et exploiter.

Il faudra moins d'unités pour assurer la production et elles produiront plus longtemps avant de devoir être arrêtées et remplacées, d'où une réduction des quantités de déchets ultimes à gérer après leur arrêt définitif.

Les quantités de déchets ultimes à gérer seront d'autant plus diminuées que l'EPR a été conçu de telle sorte qu'aucune maintenance lourde - remplacement de grands équipements, tels les générateurs de vapeur - ne soit nécessaire pendant au moins les 40 premières années d'exploitation de la centrale.

4. L'EPR, un investissement rentable grâce à ses performances économiques de haut niveau

La DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières) du ministère de l'industrie a publié en novembre 2003 une nouvelle version de son étude sur « les coûts de référence de la production électrique », qui compare les coûts de production de l'EPR avec ceux des autres filières.

Par rapport à ses éditions précédentes, l'étude de 2003 présente deux innovations majeures.

La première est de présenter non seulement une comparaison des coûts de production stricto sensu mais aussi de proposer, pour la première fois par un ministère français, une comparaison incluant tous les coûts de production - coûts internes à l'entreprise et coûts externes environnementaux-.

La deuxième innovation est d'utiliser, d'une part, plusieurs niveaux de taux d'actualisation, et, d'autre part, deux cadres pour les estimations de coûts - le premier correspondant aux critères utilisés par les entreprises et le second correspondant aux critères de l'économie publique.

Il est à noter que les nouvelles orientations adoptées par la DGEMP correspondent à l'application des recommandations adoptées à l'unanimité, en 1999, par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur la base du rapport de MM. Christian Bataille et Robert Galley relatif aux « coûts de production de l'électricité »

L'EPR, le plus performant des moyens de production de l'électricité, même sans prise en compte des coûts externes environnementaux (analyse d'entreprise)

Le calcul de base pour la comparaison des coûts de production est effectué dans le cadre d'une analyse d'entreprise, pour des capacités de

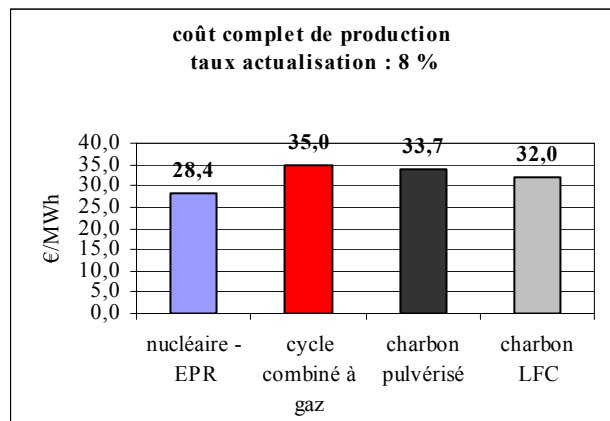
production de 1590 MW nettes alternatives : un réacteur EPR, deux cycles combinés à gaz, deux tranches à charbon pulvérisé ou deux tranches à charbon avec lit fluidisé circulant.

L'EPR, moyen de production le plus compétitif, que le taux d'actualisation adopté soit de 5 % ou de 8 %

Sur la base d'un taux d'actualisation de 8 %, les coûts de production de l'EPR, sans prise en compte des coûts externes environnementaux, s'établissent à 28,4 €/MWh, contre 35 €/MWh pour le cycle combiné à gaz, 32 €/MWh pour une centrale thermique à charbon pulvérisé et 33,7 €/MWh pour une centrale thermique à charbon à lit fluidisé (LFC) (voir graphique suivant).

Si, conformément aux recommandations de

Comparaison des coûts complets de production d'électricité pour un taux d'actualisation de 8 %
(Source : DGEMP)

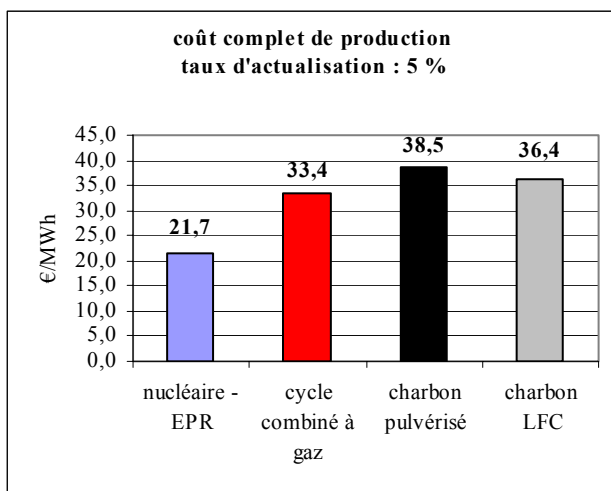


Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

l'OPECSST à la pratique de tous les pays de l'OCDE et en particulier de la Finlande, l'on utilise un taux d'actualisation de 5 %, l'avantage du nucléaire est encore plus important, puisque l'EPR se caractérise alors par un coût de production de 21,7 €/MWh contre 33,4 €/MWh pour le cycle combiné à gaz (voir tableau suivant).

Comparaison des coûts complets de production de l'électricité pour un taux d'actualisation de 5 % (taux de référence dans l'OCDE)
(source : DGEMP)



L' EPR, le moyen de production le plus compétitif, que le nombre de tranches construites soit de 6 ou de 14

Pour le calcul des coûts de production de l'EPR, la DGEMP fait l'hypothèse d'un palier de dix tranches, c'est-à-dire qu'il sera construit dix exemplaires du réacteur dans les prochaines années.

Justifiant son hypothèse, la DGEMP fait valoir qu'un effet de série sera mécaniquement obtenu en cas de construction d'un palier EPR et qu'il faut en tenir compte, dans la mesure où les coûts de production des cycles combinés à gaz et des centrales à charbon bénéficient eux aussi d'un effet de série intégré dans les coûts, du fait de la taille mondiale du marché de ce type d'équipements de production.

L'hypothèse de la construction de 10 tranches EPR est non seulement réaliste mais bien en deçà des besoins de renouvellement du seul parc électronucléaire d'EDF, sans compter les commandes qui pourront être remportées sur le marché mondial :

- *la puissance installée du parc électronucléaire d'EDF (58 réacteurs) s'élève actuellement à 62 840 MW, soit l'équivalent*

de 43 réacteurs EPR de 1590 MW nets;

- *comme l'ont indiqué M. Christian Bataille et M. Claude Birraux, dans leur rapport sur « la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs », adopté à l'unanimité par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, il ne fait guère de doute que la quasi-totalité des réacteurs actuellement en service seront autorisés à fonctionner pendant 40 ans : en revanche, il est peu probable que la totalité soit autorisée à doubler le cap des 40 ans, qui constitue la durée de vie technique initiale de ces réacteurs;*
- *13 réacteurs de 900 MW atteindront leur 40^{ème} année de fonctionnement en 2020, soit une capacité installée de 12 000 MW ; par ailleurs, d'ici à 2025, 24 réacteurs supplémentaires atteindront la limite de 40 années de fonctionnement;*
- *au total, d'ici à 2025, une capacité de 34 500 MW atteindra la limite des 40 ans.*

L'hypothèse de 10 tranches, soit 15 900 MW adoptée par la DGEMP est donc très prudente :

- *les marchés européens et américains, sans parler du marché chinois, devraient reprendre vers 2010-2015.*
- *le remplacement de 2 sur 5 des réacteurs d'EDF actuellement en service après 40 ans de fonctionnement, une hypothèse conservatrice, représente à lui seul 10 tranches.*

En tout état de cause, la DGEMP s'est aussi attachée à établir la sensibilité du coût de production de l'électricité avec l'EPR, à différents paramètres économiques importants, dont le nombre de tranches construites.

La limitation du palier EPR à seulement 6 tranches conduit à un renchérissement de l'ordre de 1 % du MWh produit, la construction de 14 tranches permettant de réduire le coût de 0,6 %.

On trouvera ci-après les résultats complets de l'étude de sensibilité réalisée par la DGEMP, qui montrent la grande stabilité des coûts aux différentes évolutions internes ou externes au projet de construction.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Sensibilité du coût de production de l'électricité de l'EPR, vis-à-vis de différents paramètres
(Source : DGEMP)

Paramètre de coût	Hypothèse centrale	Variation	Impact sur le coût de production
Durée de vie économique	60 ans	+ 10 ans	- 0,10 €/MWh
		- 10 ans	+ 0,19 €/MWh
Coût d'investissement (coûts de construction+frais de main d'œuvre+intérêts intercalaires+frais de préexploitation+aléas sur planning démantèlement)	1663 €/kW (taux d'actualisation : 8 %) 1496 €/kW (taux d'actualisation : 5 %)	+ 10 %	+ 1,63 €/MWh
		- 10 %	- 1,63 €/MWh
Nombre de tranches	10	14 (10+4)	- 0,18 €/MWh
		6 (10-4)	+ 0,31 €/MWh
Effet d'échelle	1590 MW (puissance nette)	1540 MWe	+ 0,51 €/MWh
		1630 MWe	- 0,75 €/MWh
Taux de combustion des combustibles	60 GWj/t (UOx enrichi à 5 %)	50 GWj/t	+ 0,4 €/MWh
Disponibilité	90,3 %	+ 1 point	+ 0,2 €/MWh
		- 1 point	- 0,2 €/MWh
Rendement	36,1 %	+ 1 point	+ 0,16 €/MWh
		- 1 point	- 0,16
Uranium naturel	20 \$/lb	+ 100 %	+ 1,42
		- 50 %	- 0,7
Enrichissement		+ 25 €/UTS	+ 0,5
Retraitement		+ 25 %	+ 0,11
		- 25 %	- 0,07
Stockage		x 2	+ 0,02

L'EPR ou l'avantage de coûts de production stables dans le temps

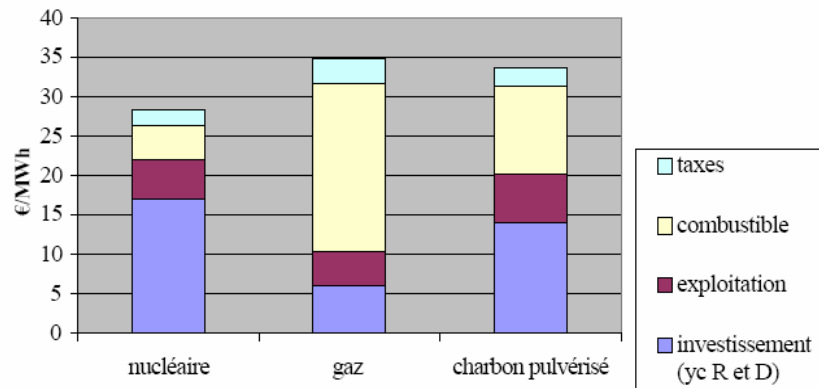
Pour la DGEMP comme pour les auteurs de l'étude finlandaise, la structure du coût de production de

l'EPR se révèle très avantageuse. Le coût de production du MWh est en effet, pour l'EPR, très peu sensible au prix du combustible, contrairement au cycle combiné à gaz.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Structure des coûts de production TTC du MWh en 2015
(source : DGEMP)



Ainsi, pour l'EPR, les coûts variables représentent 37 % du coût total, contre 86 % pour le cycle combiné à gaz.

Il n'est donc pas étonnant que le coût de

production du MWh avec un cycle combiné à gaz soit très sensible à une hausse du prix du combustible, alors que le coût du MWh produit avec l'EPR ne l'est qu'à la marge (voir tableau suivant).

Sensibilité des coûts de production de l'électricité vis-à-vis des prix des combustibles
(source : DGEMP)

	Poste de variation	Variation	Impact sur le coût de production (€/MWh)
EPR – coût complet actualisé à 8 %	Uranium naturel	+ 100 %	+ 1,42 €/MWh
		- 50 %	- 0,7 €/MWh
	Enrichissement	+ 25 €/UTS	+ 0,5 €/MWh
	Retraitement	+ 25 %	+ 0,11 €/MWh
- 25 %		- 0,07 €/MWh	
Cycle combiné à gaz	Prix frontière du gaz	+ 10 %	+ 2,2 €/MWh
		- 10 %	- 2,0 €/MWh
Charbon pulvérisé Ou charbon LFC	Prix frontière du charbon	+ 10 %	+ 1,0 €/MWh
		- 10 %	- 1,0 €/MWh

Ainsi, dans le cas de l'EPR, une variation de 100 % du prix de l'uranium naturel n'induit qu'une variation de 5 % du MWh produit. Au contraire dans le cas du cycle combiné à gaz, il suffit, pour que le prix du MWh produit augmente de 5 %, que le prix du gaz naturel augmente de 10 %.

Or, les variations des prix du gaz naturel peuvent être importantes d'une année sur l'autre.

Ainsi si l'année 2002 s'est caractérisée par une baisse pour la facture gazière nationale de - 11,9% à 5,34 Md€, en revanche cette même facture gazière avait augmenté de +29,0% en 2001 et de +73,3% en 2000.

On notera d'ailleurs, à cet égard, que les prix du gaz pour l'industrie ont augmenté de 4 %,

en 2003 par rapport à 2002.

Le recours accru au gaz pour la production d'électricité dans certains pays, comme l'Allemagne, devrait accroître les tensions sur le marché, l'importance des coûts de transport jouant un rôle accélérateur à cet égard.

L'EPR, un réacteur surclassant tous les autres moyens de production, lorsque l'on prend en compte les coûts environnementaux

La compétitivité de l'EPR renforcée par la prise en compte du CO2 (analyse d'entreprise)

La comptabilisation des coûts de production d'une activité, quelle qu'elle soit, peut avoir des péri-

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

mètres différents, selon l'optique utilisée et le but recherché.

La comptabilité d'entreprise ne tient évidemment pas compte des dommages éventuels que l'activité productive de l'entreprise produit sur l'environnement. C'est précisément le rôle des taxes éventuelles, fondées sur le principe pollueur-payeur, de permettre l'internalisation des coûts externes, souvent désignés sous le terme d'externalités négatives.

A l'inverse, cette même comptabilité d'entreprise n'intègre pas non plus les externalités positives, telles qu'une contribution éventuelle de l'activité à la réalisation d'un objectif important comme la sécurité d'approvisionnement, l'emploi ou la balance commerciale.

S'il n'est pas, pour le moment, possible, faute d'instruments économiques appropriés, de calculer et de prendre en compte les externalités positives de différentes filières de production alternatives, des études nombreuses ont été réalisées dans les années récentes pour estimer le coût des externalités négatives de la production d'électricité, dont certaines ont pu d'ailleurs être, dans certains pays, confirmées ou corrigées par un mécanisme de marché du type « *marché de droits d'émission* ».

Parmi les évaluations disponibles, la DGEMP a sélectionné les fourchettes les plus vraisemblables pour l'évaluation des coûts externes des émissions de CO₂, de SO₂, de NO_x, de poussières, ainsi que des estimations des externalités du nucléaire, en faisant référence à l'étude ExternE de la Commission européenne, dont l'OPECST avait, en 1999, souligné l'importance.

Les évaluations de coûts externes prises en compte par la DGEMP pour la comparaison des coûts de production de l'électricité
(source : DGEMP)

Émissions de CO ₂	Hypothèses de coûts externes		
	4 €/t	20 €/t	50 €/t
Émissions de SO ₂	500 €/t	2000 €/t	10000 €/t
Émissions de NO _x	1000 €/t	2000 €/t	15000 €/t
Poussières	Négligeables par rapport à NO _x et SO _x		
Externalités nucléaires	<ul style="list-style-type: none"> • 0,75 à 1,4 €/MWh pour la R&D (d'après ExternE, sans révision) • 0,1 à 2,5 €/MWh pour les coûts externes liés à la filière de production (0,1 correspond à un taux d'actualisation de 3 % et celle de 2,5 à un taux d'actualisation nul) • 0,01 à 0,46 €/MWh pour un accident de réacteur nucléaire majeur 		

En réalité, s'agissant du coût du CO₂, la DGEMP a retenu comme valeur centrale pour ses comparaisons, le chiffre de 20 €/tonne de CO₂, qui est une valeur moyenne parmi les propositions les

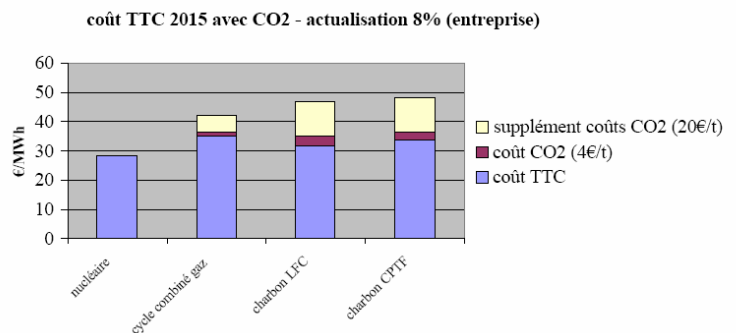
plus couramment faites pour introduire une éventuelle taxe sur les émissions de CO₂.

Le raisonnement de la DGEMP pour le cadre d'analyse d'entreprise, consiste en définitive à retenir les coûts complets directs et à faire l'hypothèse d'une taxation des émissions de CO₂ qui frapperait les combustibles fossiles.

Un réacteur nucléaire n'émettant pas de CO₂, l'EPR bénéficie d'un avantage compétitif supplémentaire dès lors que l'on intègre un coût d'émission de CO₂ aux coûts des filières à combustibles fossiles.

Ainsi, l'avantage compétitif de l'EPR, déjà

Comparaison des coûts de production en base en 2015, avec un taux d'actualisation de 8 % - taxes comprises et coûts CO₂ intégrés
(source : DGEMP)



important en terme de coûts de production complets et directs serait à l'évidence encore plus écrasant si une taxe sur les émissions de CO₂ était introduite dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre et le changement climatique, ce surcroît de compétitivité étant d'autant plus important que la taxe serait plus élevée.

Coûts de production en base en 2015 (€2001/MWh, 1\$=1€)
(source : DGEMP)

2015 - Valeur médiane TTC	Nucléaire EPR	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 8% TTC	28,4	35,0	33,7	32,0
Actualisation à 5% TTC	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation à 11% TTC	37,0	36,9	38,5	36,4
coûts CO ₂ (4€ et 20€/t)		1,4 - 7,1	2,9 - 14,6	3 - 15

La compétitivité de l'EPR renforcée par la prise en compte de tous les coûts externes environnementaux (analyse d'économie publique)

Dans les évaluations précédentes, seuls les coûts des émissions de CO₂ directement produits par l'installation de production sont, comme on l'a vu, intégrés au coût du MWh.

Mais pour être exhaustif, il est nécessaire de prendre en compte l'intégralité d'une filière, et de calculer et d'intégrer l'ensemble des coûts externes, c'est-à-dire le coût des impacts de celle-ci sur l'envi-

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

ronnement et sur la santé publique. On doit inclure en conséquence les coûts de la R&D spécifique, les coûts externes liés à l'extraction, à l'utilisation et au stockage des déchets finaux.

S'agissant du nucléaire, si un réacteur ne produit aucun dégagement de CO₂, en revanche le cycle du combustible et la construction des centrales en produisent. Par ailleurs, ainsi que le préconise l'étude ExternE, les coûts externes d'un accident nucléaire majeur doivent également être intégrés, ainsi que les coûts de la R&D spécifique au nucléaire.

Compte tenu de l'ampleur des phénomènes à saisir et à intégrer, la DGEMP a estimé judicieux, à juste titre, de se placer dans le cadre d'analyse de l'économie publique, regroupant les points de vue du producteur, du consommateur, du contribuable et du citoyen.

Dans un tel cadre, le taux d'actualisation s'interprète, selon la DGEMP, en termes de partages de richesses et de charges entre le présent et les générations futures, et, en conséquence, doit être d'un niveau plus faible, 3 ou 5 %

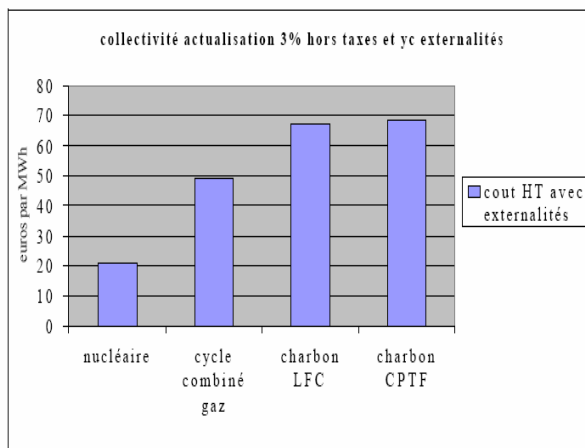
Selon cette analyse, l'avantage de l'EPR est encore accru.

En effet, les coûts de production s'élèvent à 30,8 €/MWh pour le nucléaire, contre 51,8 €/MWh pour le cycle combiné à gaz, 74,9 €/MWh pour le charbon pulvérisé et à 74 €/MWh pour le charbon LFC (voir figures suivantes).

Coûts de production hors taxes en base en 2015 pour les différentes filières, dans le cadre d'une analyse d'économie publique
(source : DGEMP)

2015 – Valeur médiane HT	Nucléaire EPR	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 3% HT	16,3	29,2	24,6	23,6
Actualisation à 8% HT	26,4	31,8	31,2	29,7
coûts CO ₂ et externalités	4,4	20	43,7	44,6

Coûts de production hors taxe en base en 2015, avec un taux d'actualisation de 3 %
(source : DGEMP)



En conclusion, il apparaît clairement que, quel que soit le mode de calcul utilisé, l'EPR est le moyen de production d'électricité le plus compétitif.

Chiffrée par les derniers travaux de la DGEMP du ministère de l'industrie, cette compétitivité est encore renforcée si l'on prend en compte l'impact sur l'environnement et la santé publique des différentes filières.

L'EPR est donc un atout majeur pour la politique énergétique des pays développés, alors que la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et tout particulièrement du CO₂, s'impose pour lutter contre le changement climatique.

5. L'EPR, un atout majeur de l'industrie française pour le renouveau du nucléaire dans le monde

Le lancement rapide du démonstrateur EPR est également nécessaire pour conforter l'industrie française dans la compétition internationale.

Dans leur rapport sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs, les rapporteurs de l'Office parlementaire, Christian Bataille et Claude Birraux, ont montré, sur la base d'informations et d'analyses effectuées sur place, que, selon toute vraisemblance, des commandes tests seront passées à partir des années 2010-2015 dans la plupart des pays possédant des réacteurs électronucléaires, en raison de l'arrivée en fin de vie de leurs centrales les plus anciennes.

En décidant la construction de son 5^{ème} réacteur, la Finlande a évidemment donné le signal, le 24

mai 2002, par une décision de principe de son Parlement, d'une reprise prochaine du marché du nucléaire, décision qui s'est traduite fin décembre 2003 par une commande définitive passée à Areva et à Siemens.

Confrontée à des hausses du prix de l'électricité, l'opinion suédoise rejette aujourd'hui la fermeture de ses réacteurs nucléaires décidée en 1980.

Pour leur part, les électriciens allemands estiment que l'Allemagne ne pourra pas arrêter ses 19 réacteurs nucléaires après 32 années d'exploitation et respecter simultanément ses engagements de réduction de 21 % à l'horizon 2010 de ses émissions de gaz à effet de serre.

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57

Aux États-Unis, l'accroissement parallèle de la sûreté et de la productivité des 104 réacteurs en service a restauré l'image du nucléaire, ce qui ouvre d'autant plus la voie à la commande de nouveaux réacteurs que l'administration Bush s'apprête à en aider la construction pour une mise en service industriel en 2010.

La Chine par ailleurs a décidé la construction de 4 nouveaux réacteurs :

- deux centrales à Sanmen, dans l'est de la Chine, commandées par CNNC (China National Nuclear Corp)
- deux centrales à Ling'ao, dans le sud, commandées par GNPG (Guangdong Nuclear Power Group)
- le 1^{er} béton devra être coulé en 2006 et les mises en service devront s'échelonner vers 2010-2012.

Au-delà de ces 4 nouveaux réacteurs, la Chine souhaite qu'en 2020, sa production électronucléaire représente 3 à 5 % de sa production électrique. Ceci suppose la construction de 15 à 30 tranches nucléaires supplémentaires.

Or, sur l'ensemble de ces marchés, actuels ou futurs, Framatome ANP sera soumis à la concurrence très forte de General Electric, Wes-

tinghouse et du Minatom russe.

En tout état de cause, la construction en France d'un démonstrateur EPR doit être rapidement entreprise.

Elle est en effet doublement indispensable.

L'augmentation prévisible de la consommation d'électricité va entraîner, comme RTE l'a souligné, une fragilisation du réseau, qui devra être renforcé en équipements de production sans CO2 pour respecter nos obligations de Kyoto, ce qui impose l'entrée en service du démonstrateur EPR avant 2015.

Par ailleurs, pour que l'exploitant national EDF se prépare dans les meilleures conditions au renouvellement d'un nombre important de réacteurs arrivés au terme de leurs 40 années de fonctionnement, il est nécessaire que Framatome ANP et l'architecte industriel que sera EDF pour un EPR construit en France, acquièrent rapidement l'expérience d'un travail commun.

Indispensable à la pérennisation de l'atout fondamental que représente l'électronucléaire pour la France, la construction d'un réacteur EPR dans notre pays donnera en outre à l'industrie française la référence nationale supplémentaire qui lui permettra de conquérir de nouveaux marchés à l'étranger.

Janvier 2006

Claude Gatignol, Député de la Manche,

Assemblée nationale, 126 rue de l'Université 75355 Paris 07 SP - tél : 01 40 63 73 41 - fax : 01 40 63 96 792
rue des Résistants 50700 Valognes - tél : 02 33 95 15 00 - fax : 02 33 95 13 57