



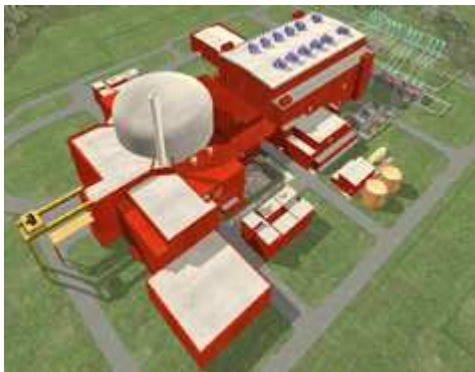
**Isabelle LESCURE**  
**Guillaume CHAMPVILLARD**

DESS Economie et Politique de l'Energie  
2004/2005

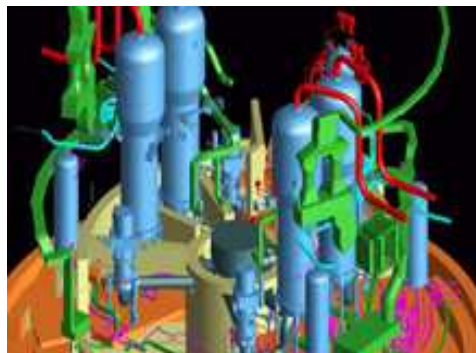
## LE RENOUVELLEMENT DU PARC NUCLEAIRE FRANÇAIS

---

Sujet Proposé par Etienne BEEKER (EDF)



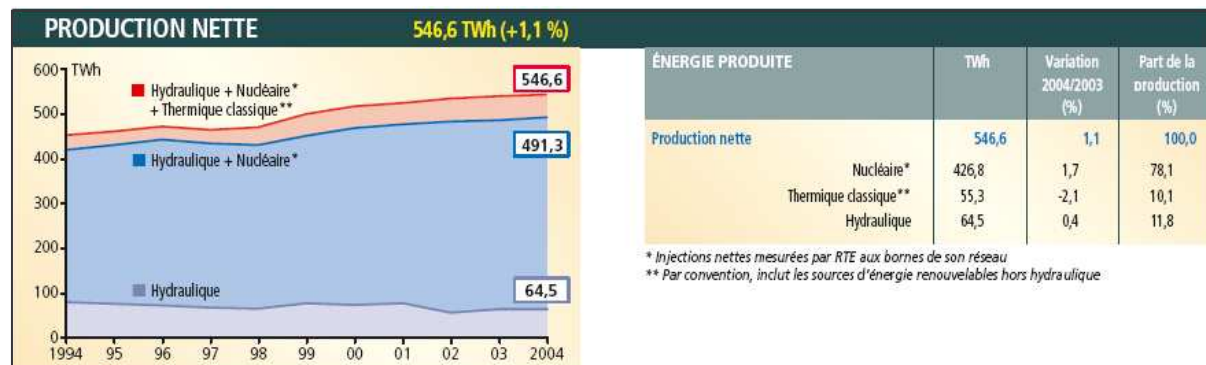
**EPR**



## I Etat des lieux

Le parc nucléaire français est composé de 19 centrales, équipées de 58 réacteurs de 900 à 1450 MW, qui produisent 78.1% de l'électricité consommée en France.

La puissance nucléaire installée est de 63.4GW pour une production de 426.8TWh en 2004, ce qui représente 1.7% d'augmentation par rapport à 2003.



Source RTE l'énergie électrique en France en 2004

La disponibilité du parc est de 75%, du fait de son utilisation globale à 91%, et des arrêts de tranche pour maintenance et remplacement du combustible, qui ne laissent un réacteur actif qu'à 83% de son temps.

C'est notamment après le 1<sup>er</sup> choc pétrolier de 1973, que la France a décidé d'améliorer son taux d'indépendance énergétique (26% à l'époque), par un recours massif au nucléaire.

Cela lui a permis de se bâtir une marge de réserve c'est à dire une surcapacité de production, et donc une position exportatrice : EDF exporte environ 14.6% en 2004 de sa production d'origine nucléaire, soit 62.1TWh, vers plusieurs pays européens, comme l'Italie ou l'Allemagne.

Le parc nucléaire français se caractérise par une grande standardisation. Il a été construit en plusieurs paliers, commençant par ceux des REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) de 900Mwe (CP0, CP1 et CP2), et se poursuivant avec les paliers P4 et P'4 de 1300Mwe, puis le N4 des REP de 1450MW.

Chaque palier est conçu comme un prolongement du précédent, sans rupture technologique dans les fonctions principales, notamment pour ce qui est de la sûreté.

L'essentiel du parc a été commandé et construit en quelques années, il y a plus de 20 ans.

Ainsi, les 42 premières unités, soit 72% du programme, ont été mises en service en l'espace d'une décennie (entre 1977 et 1987). Il n'a fallu que 7 années de plus pour ajouter les 12 réacteurs du palier P4, et seules les 4 tranches du dernier palier ont été plus étalées dans le temps, notamment pour leur mise en service industrielle.

Type / Palier ou programme	Total unités	Centrales (nb tranches)	Commande	Couplage au réseau	Mise en service industrielle (MSI)
REP 900 / CP0	6	Bugey (4) Fessenheim (2)	1970 - 1974	Avr. 1977 à Juil. 1979	Dec. 1977 à Jan. 1980
REP 900 / CP1	18	Blayais (4) Dampierre (4) Gravelines (6) Tricastin (4)	1974 - 1980	Mars 1980 à Août 1985	Sept. 1980 à Oct. 1985
REP 900 / CP2	10	Chinon (4) Cruas (4) Saint-Laurent (2)	1975 - 1980	Jan. 1981 à Nov. 1987	Août 1983 à Avr. 1988
REP 1.300 / P4	8	Flamanville (2) Paluel (4) Saint-Alban (2)	1975 - 1980	Juin 1984 à Juil. 1986	Dec. 1985 à Mars 1987
REP 1.300 / P'4	12	Belleville (2) Cattenom (4) Golfech (2) Nogent (2) Penly (2)	1980 - 1983	Nov. 1986 à Juin 1993	Avril 1987 à Mars 1994
REP 1.450 / N4	4	Chooz (2) Civaux (2)	1984 - 1993	Août 1996 à Déc. 1999	Jan. 2001 à Déc. 2001

Source Global Chance n°18 janvier 2004

## II Prévisions des besoins futurs et vieillissement du parc

La prévision de la demande d'électricité est primordiale, car le secteur électrique demande une planification à moyen et long terme pour la production, mais aussi pour le transport et la distribution.

Les investissements très lourds et le manque de flexibilité des installations entraînent une certaine inertie du secteur et une évolution lente du parc de production.

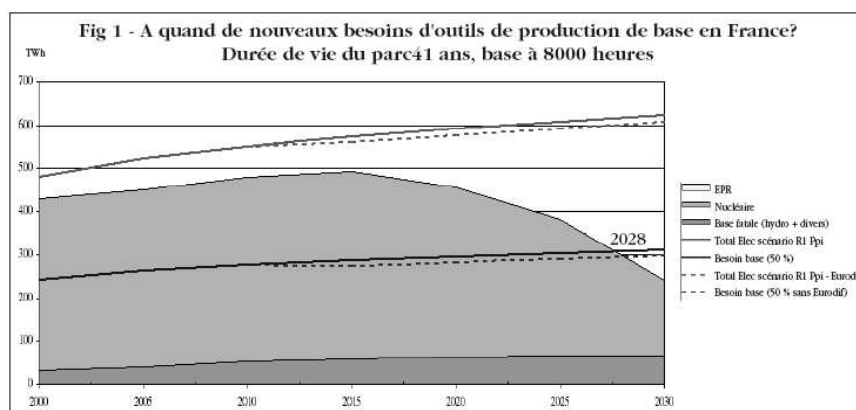
Pour faire face à ces problèmes, des prévisions sont effectuées par différents organismes (RTE, DGEMP...) et des actions sont décidées par le gouvernement. Précédemment, une évaluation était effectuée principalement en observant le passé et en le traduisant pour l'avenir. Cela a donné « la loi de doublement décennal », avec toutes les conséquences que cela a entraînées, principalement un surdimensionnement de notre parc de production nucléaire, comme nous l'avons montré précédemment.

Depuis, l'utilisation de scénarii pour « encadrer » les futurs besoins est préconisée. Nous allons nous baser sur deux sources principales : DGEMP et Global Chance.

(en TWh)	2000	2010	2020	2030
<b>Ressources</b>				
Production nucléaire brute	415,2	451,1	451,9	409,1
Production hydraulique brute	72,5	74,3	74,3	74,3
Production éolienne/solaire brute	-	7,1	38,4	42,9
Production thermique classique brute	53,1	75,9	106,8	187,2
Importations	3,7	-	-	-
Exportations	-73,2	-60,0	-38,0	-
<b>Total disponibilités</b>	<b>471,3</b>	<b>548,3</b>	<b>633,3</b>	<b>713,5</b>
<b>Emplois</b>				
Consommation des auxiliaires hors pompages	24,1	24,3	25,7	26,1
Consommation pour pompages	6,6	7,3	7,3	7,3
Consommation d'Eurodif	15,5	17,9	2,0	2,0
Pertes en ligne	29,9	35,6	46,4	53,0
Autres usages internes	8,4	10,0	13,1	15,0
<b>Total branche énergie</b>	<b>84,5</b>	<b>95,1</b>	<b>94,5</b>	<b>103,4</b>
<b>Consommation finale</b>	<b>386,8</b>	<b>453,2</b>	<b>538,8</b>	<b>610,1</b>
<b>Consommation intérieure nette (énergie appelée)</b>	<b>440,6</b>	<b>516,7</b>	<b>600,3</b>	<b>680,1</b>

Scénario DGEMP 2004 pour la France, équilibre offre/demande en électricité

On remarque que pour 2030, la demande est de 680TWh. Or, si l'on considère que 50% de cette demande est composée d'un besoin en base, celle-ci serait alors de 340TWh. La production nucléaire, selon cette projection, serait alors trop abondante pour ne fournir de l'électricité qu'en base (près de 70TWh). Elle serait donc à nouveau utilisée pour produire en semi base et il conviendrait de revoir le calcul du coût de production du MWh de l'EPR de 28.4€, largement mis en avant pour une utilisation sur 8000h, alors qu'il passe à près de 45€ pour une utilisation en semi base (5000h). Mais plus encore, puisque qu'une base dite fatale, composée par l'hydraulique au fil de l'eau et l'éolien serait alors selon la directive européenne, d'environ 65TWh,.



Source Global Chance n°18 janvier 2004

Les besoins d'électricité de base (50% des besoins globaux), avec une hypothèse de durée de vie du parc de 41ans (hypothèse basse du Rapport Charpin) et le scénario R1 de RTE (le plus pessimiste en économie d'énergie), nécessitent la construction de nouveaux moyens de production à partir de 2028.

En prenant les mêmes hypothèses et en travaillant sur les besoins en semi base, le déficit de moyen de production se fait à partir de 2026.

Du fait que la majeure partie du parc nucléaire a été construite sur une période de 10 ans, il convient d'insister sur le phénomène « d'effet falaise » qui risque de se produire en 2020-2025. En effet, une décroissance rapide de la capacité de production nucléaire d'électricité pourrait avoir lieu, due aux déclassements simultanés de nombreuses centrales. Pour y remédier, EDF compte sur un rallongement de la durée de vie des centrales, afin d'étaler cet effet. Cependant, les centrales les plus anciennes (palier CP0) ne pourront probablement pas bénéficier de ce rallongement, pour des raisons de sécurité et d'obsolescence, contrairement aux centrales du palier N4 qu'EDF espère pousser à minima jusqu'à 50 ans (cf. annexe 2 : interview de P. Dierstein).

### III Choix EPR : présentation du projet, éléments de coûts,

#### Présentation technique

L'EPR, European Pressurized water Reactor, est le nouveau type de réacteur choisi pour être implanté à Flamanville et pour peut-être ensuite remplacer les réacteurs actuels.

La puissance électrique qu'il fournit au réseau est de 1630MWe, la puissance thermique est de 4500MWth.

#### Schéma en coupe :



Le bâtiment réacteur est constitué d'une enceinte double: une enceinte interne étanche en béton précontraint (5) et une coque externe en béton armé (6), chacune d'une épaisseur de 1,30m. Il abrite le circuit primaire constitué principalement de la cuve (1), des générateurs de vapeur (2), du pressuriseur (3) et des pompes primaires (4). À l'intérieur de l'enceinte, est aménagé un compartiment spécifique(7) où, dans l'éventualité d'une fusion du cœur, serait recueillie et refroidie la partie du cœur fondu qui pourrait s'échapper de la cuve. Le bâtiment turbine (10) abrite: le corps de turbine, l'alternateur, et le transformateur. Des moteurs diesel, localisés dans deux bâtiments séparés (9), sont prévus afin de fournir l'électricité nécessaire aux fonctions de sûreté. Les opérateurs pilotent la centrale depuis la salle de commandes (8) où sont centralisées les données de fonctionnement.

Le niveau de sécurité de l'EPR a été multiplié par 4 (systèmes de sauvegarde quadruplés) et le risque d'accident grave (fusion du cœur) divisé par 10 (probabilité de  $10^{-5}$  par année et par réacteur).

De plus, l'objectif était aussi de réduire et limiter les conséquences de tels accidents.

De nombreuses dispositions constructives ont été apportées au projet Flamanville 3 pour améliorer ses performances, en comparaison des unités actuelles les plus récentes, notamment une meilleure utilisation du combustible (l'objectif visé étant de produire 22% de plus d'électricité avec la même quantité de combustible, et par le même de réduire le volume de déchets), et un rendement supérieur de la turbine grâce à une température et une pression de vapeur plus élevées (330°C et 155 bars).

Un autre axe d'amélioration concerne la disponibilité de l'installation, c'est à dire la fraction du temps où elle est apte à produire. Celle de l'EPR devrait se situer à 91% (au lieu de 83% pour les REP), grâce aux évolutions techniques qui permettent la réduction des durées d'arrêt pour rechargement du combustible et maintenance (16 jours au lieu de 36).

Son rendement est estimé à 36%, au lieu de 33% pour les REP actuels, sa durée de vie est de 60 ans.

Ainsi, le coût du kWh produit devrait être inférieur de 10% à celui des dernières centrales construites, soit 2.84c€ selon la DGEMP « Coûts de référence de la production électrique ».

Le coût de l'EPR est estimé à 2.8 Milliards d'euros pour la tête de série.

#### Éléments chronologiques et politiques

L'EPR présente plusieurs autres avantages par rapport aux REP qui équipent le parc actuellement, et notamment celui de pouvoir être construit rapidement, c'est à dire en 5ans.

Pour la « tête de série » de Flamanville dont la construction vient d'être décidée début 2005, après le débat public et le décret d'autorisation d'ici 2007, les travaux devraient débuter en 2008, pour se finir en 2012, avec mise en service en 2012/2013.

Ainsi, après le retour d'expérience de 2 ou 3 ans, une construction en série pourrait commencer en 2015.

L'EPR représente une vitrine technologique à l'exportation pour la France (face à des pays acheteurs comme la Finlande et la Chine entre autres).

Aussi, pour certains, comme Jean-Marie Chevalier, la décision de construire l'EPR serait « plus politique qu'économique ». Source Science et Vie, mars 2005.

Mais pour d'autres, comme Philippe Dierstein, (cf. interview en annexe 2), il faut développer dès maintenant des moyens industriels, approuvés par l'Autorité de Sûreté pour être prêts pour l'échéance 2015-2020.

La décision de construire dès maintenant 1 EPR permettra d'avoir exploité, avant la décision de renouvellement, un nouveau réacteur à l'échelle industrielle, et ainsi de disposer, le moment venu, de compétences et connaissances éprouvées.

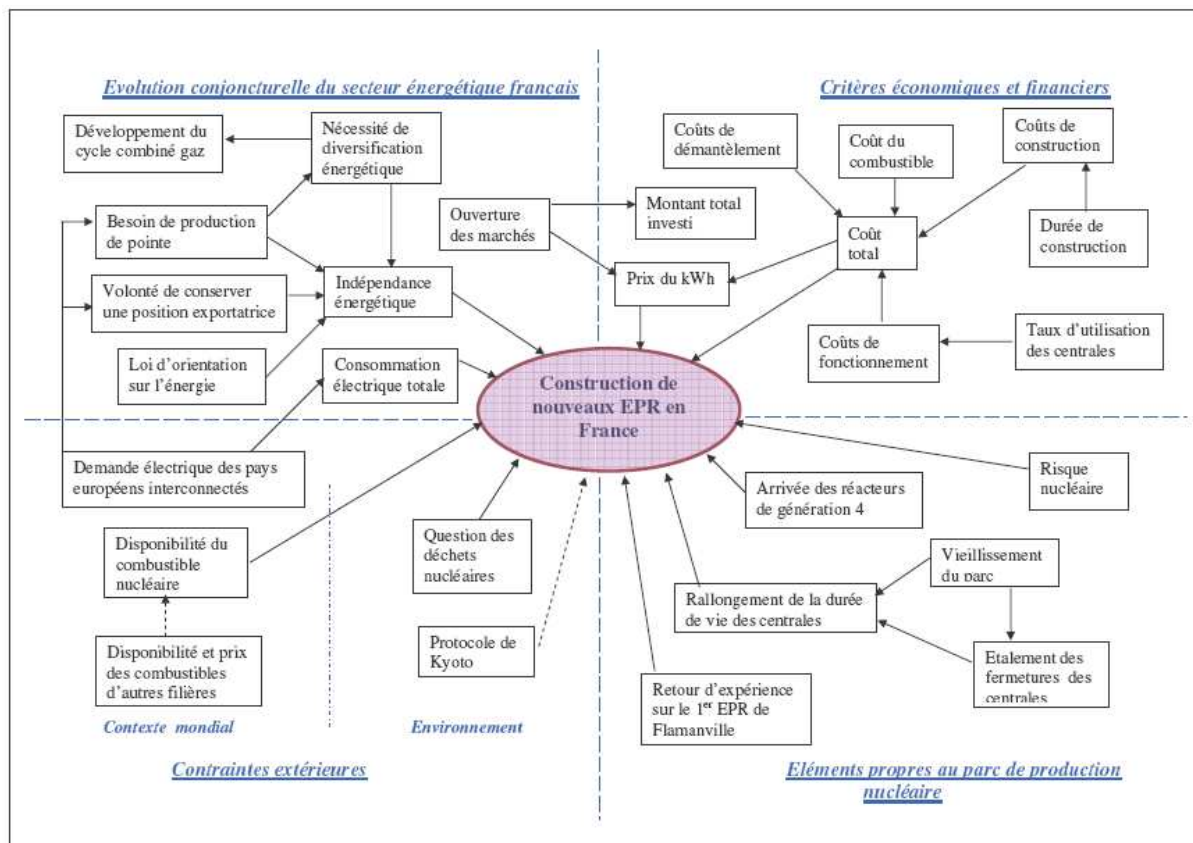
Les avis sont donc partagés.

## IV Scénarii envisagés pour le renouvellement du parc

### Mapping des variables

Afin d'élaborer différents scénarii de renouvellement du parc par la construction d'EPR, nous avons établi un mapping intégrant les principales variables influentes.

Nous avons ensuite interrogé des experts sur l'importance à accorder à quelques unes de ces variables. (cf. annexe 1, questionnaire)



Il apparaît de manière unanime que l'un des éléments majeurs est l'ouverture des marchés, et par la même les risques financiers sur les investissements que cela sous-entend.

Les enjeux environnementaux (coût de la tonne de CO<sub>2</sub>) viennent ensuite.

Les autres critères proposés (indépendance énergétique, rallongement de la durée de vie, opportunité du CCG) n'auraient selon nos experts qu'une influence limitée sur les choix futurs.

Il faut cependant noter que P.Dierstein accorde une grande importance à la volonté de conserver une position exportatrice pour EDF en Europe. (cf. annexe 2)

Les opinions sont divergentes sur la question des réacteurs de génération 4 : alors que S.Méritet et J.H.Kepler considèrent ce paramètre comme secondaire dans le choix de l'EPR, B.Laponche en revanche, estime que cet élément est primordial, et qu'il devrait impliquer un recul de la construction de nouveaux réacteurs.

### Construction des scénarii

Comme vu précédemment, le scénario choisi par la DGEMP semble largement surdimensionner les outils de production en base, en se basant sur des besoins d'électricité très élevés.

Nous choisissons plutôt de nous référer aux scénarii de RTE, qui est logiquement l'acteur plus à même de prévoir les besoins futurs en électricité.

Les besoins estimés sont ici ventilés en 3 scénarii, tous trois inférieurs à celui de la DGEMP.

R1 et R2 nous semblent les plus probables : nous allons les utiliser pour nos prévisions.

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

Tableau de prévision des consommations en électricité annuelle en France en TWh et leur taux de croissance Source RTE

A partir des résultats du questionnaire et des interviews, et en se basant sur le mapping, on peut émettre les hypothèses suivantes pour bâtir 2 scénarii :

#### **Scénario A**

Volonté de conserver une position exportatrice  
Durée de vie des centrales > 40 ans  
Développement limité du CCG  
Utilisation du nucléaire en base et semi base  
Scénario R1 de RTE pour les besoins

#### **Scénario B**

Dimensionnement pour la demande nationale  
Idem  
Fort développement du CCG  
Utilisation du nucléaire uniquement en base  
Scénario R2 de RTE pour les besoins

**Le scénario A** conduit à la construction d'au moins 1 EPR par an dès 2015, pour pouvoir satisfaire une demande d'électricité croissante et garder un solde exportateur positif (environ 70TWh).

Si l'on envisage une période allant jusqu'à 2030, on peut estimer à 15 les constructions d'EPR nécessaires.

Cela représente le remplacement, à puissance totale presque équivalente, de toutes les centrales nucléaires déclassées d'ici là : soit 24 GW fournis par les EPR pour 26.1 GW de puissance déclassée (paliers CP0, CP1 et la moitié de CP2).

A contrario, **le scénario B** ne permet d'envisager qu'un faible nombre d'EPR construits à partir de 2015, soit 1 tous les 2 à 3 ans, la demande n'étant considérée qu'au niveau national.

On obtient ici une prévision de 5 à 7 EPR construits à l'horizon 2030, ce qui représente une puissance nucléaire en baisse par rapport à son niveau actuel : 26.1 GW de puissance déclassée, remplacée uniquement par 8 GW à 11.2 GW nucléaires, soit une puissance totale installée de 45.3 GW à 48.5 GW.

La puissance « manquante », de 14.9 GW à 18.1 GW, est alors fournie par les CCG que nous avons supposés en forte hausse.

On peut cependant considérer ce scénario comme moins probable que le précédent, dans un contexte de marché libéralisé européen de l'électricité supposant une forte interconnexion des pays, qui devrait leur permettre de faire face à tout problème technique ou d'appel de puissance supplémentaire, domestique ou transfrontalier.

#### **Scénario extrême**

Il est peu probable, à la vue des scénarii envisagés par EDF, les politiques et la majorité des experts, qu'aucun EPR ne soit construit d'ici 2030, et ce même si ce choix peut être discutable, principalement du point de vue du risque financier pris par EDF, dans une ouverture du marché électrique effective.

Un 3<sup>ème</sup> scénario, difficilement envisageable, aurait donc été la construction uniquement de CCG, avec d'importants efforts, à la fois d'économie d'énergie et de recherche sur la génération 4.

Mais il semble que nous ne soyons prêts, ni à réduire notre consommation électrique (bien au contraire), ni quant à la mise au point industrielle des futurs réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération.

## **Conclusion**

Le renouvellement du parc nucléaire soulève de nombreuses questions.

Les critères du choix de construction des futurs EPR suscitent des avis partagés chez les experts, compte tenu des changements structurels que connaît actuellement le marché de l'électricité.

On arrive cependant à la conclusion qu'il sera nécessaire de commencer à construire des EPR d'ici une dizaine d'années, pour faire face à la demande toujours croissante d'électricité et aux déclassements des centrales.

La tête de série de Flamanville devrait donc permettre de valider ce choix, avant le renouvellement effectif du parc, dont on pourra ainsi maîtriser le rythme, après avoir tiré tout le bénéfice possible des centrales actuellement en fonctionnement.

On peut donc considérer qu'une durée de vie rallongée de centrales actuelles et une tête de série EPR déjà maîtrisée seront les deux facettes de la stratégie de renouvellement de notre parc nucléaire.

#### **Bibliographie et sites web :**

Revue Global Chance, janvier 2004 « Le réacteur nucléaire EPR »

Rapport Charpin-Pellat-Dessus, juillet 2000

Science et Vie, mars 2005 « Nucléaire : Mais que vise EDF avec l'EPR ? »

Etude DGEMP, décembre 2003 « Coûts de référence de la production électrique »

Rapport DGEMP, juin 2004 « Scénario énergétique tendanciel à 2030 pour la France »

Rapport Bataille-Birraux de l'Office Parlementaire, mai 2003 « Durée de vie des centrales nucléaires et nouveaux types de réacteurs »

Rapport sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements de RTE, janvier 2002

[www.edf.fr](http://www.edf.fr), [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com), [www.assemblee-nationale.fr](http://www.assemblee-nationale.fr), [www.industrie.gouv.fr](http://www.industrie.gouv.fr).

## V Annexes

### Annexe 1 : Questionnaire

Nous avons contacté les experts suivants, afin de leur soumettre le questionnaire ci-dessous :

Etienne BEEKER	EDF Production et Ingénierie
Bernard DUPRAZ	EDF DG adjoint production-ingénierie
Yves MARIGNAC	Wise Paris
Jean Michel LOISEAUX	Gedepeon / CNRS / Grenoble
Jean Marie CHEVALIER	CERA / CGEMP
Eglantine VERDY	Cifre EDF / CGEMP
Benjamin DESSUS	Global Chance
Florence JOUQUET	DGEMP / Direm / Ss Dir du nucléaire
Stéphane LHOMME	Sortir du nucléaire
Jacques PERCEBOIS	CREDEN Montpellier
Nicole JESTIN-FLEURY	CEA
Henri BAGUENIER	Nanterre Paris X
Pierre NOEL	IEPE Grenoble
Christian N'GO	ECRIN
Hervé LAFFAYE	RTE / Exploitation du Système
Dominique FINON	CNRS / CIRED
Sophie MERITET	CERA / CGEMP
Jan Horst KEPLER	CERA / CGEMP
Jonathan COONY	AIE

Nous avons obtenu les réponses suivantes :

- 1.** Quels sont, selon vous, les principaux critères qui vont influencer sur les futures décisions de construire de nouveaux EPR ?

Classez les critères ci-dessous de 1 à 8, par ordre d'importance :

S.MERITET	J.H.KEPPLER	J.COONY	
3	2		Coûts financiers
2	3		Enjeux environnementaux (Protocole de Kyoto)
6	5	3	Rallongement de la durée de vie des centrales nucléaires
5	6	4	Maintien de l'indépendance énergétique
1	1		Ouverture des marchés de l'électricité
8	7	1	Volonté de conserver une position exportatrice
4	4		Opportunité accrue du cycle combiné gaz
7	8		Attente des réacteurs de génération 4
		2	Autre : Développer l'industrie française

- 2.** Parmi les 3 scénarii suivants, quel est celui qui vous paraît le plus judicieux ?

Classez-les de 1 à 3, du plus au moins judicieux, d'un point de vue financier, puis stratégique.

Financier			Stratégique			
S.M.	J.H.K.	J.C.	S.M.	J.H.K.	J.C.	
3	3	3	3	3	3	Remplacement du parc sans prolongation de la durée de vie des centrales et construction de 2 EPR par an entre 2020 et 2030
1	1	1	2	2	2	Prolongation de la durée de vie des centrales et construction de 1 EPR par an de 2020 à 2030
2	2	2	1	1	1	Remplacement partiel du parc avec du nucléaire, au profit d'une diversification électrique, avec construction de 1 EPR tous les 1 à 2 ans entre 2020 et 2030

- 3.** Quel est selon vous le choix prioritaire pour la France :

- 1- Privilégier le nucléaire, malgré sa forte intensité capitalistique dans le contexte des marchés libéralisés, afin de garder une position exportatrice de production électrique de base en Europe,
- 2- Favoriser plus le développement du CCG, celui-ci étant tout de même limité par les engagements de Kyoto et la création d'un « valeur carbone », afin de conforter la semi-base et la pointe, et d'avoir ainsi plus de flexibilité du parc de production ?

Réponses :

J.H.KEPPLER : Le coût du nucléaire très intéressant, particulièrement en France. Les prolongations de durée de vie et la construction de quelques centrales suffiront pour la base. Les producteurs auront besoin de flexibilité en pointe et semi base fournie par des CCG.

S.MERITET : On a besoin de production en pointe.

## **Annexe 2 : Interviews**

1/ Nous avons eu l'occasion d'interviewer **M. Bernard LAPONCHE**, Consultant en Politiques de l'Energie et d'Efficacité Energétique, après une conférence à l'INSTN.

Voici un résumé de cet entretien de 15 minutes qu'il a bien voulu nous accorder.

Pour le choix de l'EPR, les aspects négatifs sont les suivants :

- la sûreté, même si elle est améliorée, reste discutable,
- la gestion des déchets reste un problème crucial, qui n'est pas du tout résolu avec l'EPR.
- au niveau des créations d'emploi et du maintien des compétences, EDF n'a que très peu d'intérêt dans ce choix nucléaire.
- le surcoût du 1<sup>er</sup> réacteur très important.
- l'EPR est un réacteur qui se base sur une technologie des années 50.
- l'EPR est probablement une erreur, car une nouvelle génération de réacteur très prometteuse serait plus intéressante à développer (type HTR), qui permettrait de maintenir aussi les compétences.

M. Laponche privilégie un scénario de fortes économies d'énergies, avec un développement du CCG et des énergies renouvelables, qui permet d'attendre les réacteurs de génération 4, opérationnels dans les 10-15 ans à venir. Cela diminuerait fortement les risques pour EDF et n'influencerait que peu les émissions de CO<sub>2</sub> que l'on pourrait compenser par une politique volontariste sur les transports.

2/ Nous avons eu aussi la possibilité d'interviewer par téléphone **M. Philippe DIERSTEIN**, Responsable adjoint du service SESAME, en charge des Etudes Economiques et Stratégiques sur l'Evolution du Système Electrique à moyen-long terme.

L'entretien de 50 minutes qu'il nous a accordé et dont voici les principaux extraits, nous a permis d'aborder précisément plusieurs points :

### **Qu'est-ce qui motive principalement la construction de l'EPR ?**

« Etant donné que nous n'avons pas de certitude sur l'accord de l'Autorité de Sûreté pour l'allongement de la durée de vie des centrales, il nous faut être capables de déployer des moyens de remplacement à partir de 2018, sachant que les temps de procédures réglementaires et de débat public sont très longs, en plus de la durée sèche de construction. Il faut donc avoir un moyen industriel sous le coude, approuvé par l'Autorité de Sûreté.

Si l'EPR est mis en service en 2012, il pourra fonctionner un certain temps avant que l'on démarre la construction des suivants, même si on le fait évoluer en matière de référence de sûreté d'ici 2020.

Cela permet aussi de garantir l'avenir d'EDF en tant que producteur d'électricité, en lui assurant un moyen de production disponible en 2018. »

### **Quel est le fonctionnement optimal du nucléaire ?**

« Il doit rester dans le parc un certain nombre de moyens relativement souples pour faire face à une variation de la demande de facteur 1 à 2, entre les creux de la nuit et la pointe de 19h. Il est trop coûteux d'arrêter puis de faire repartir une tranche, on fait des modulations.

Si une tranche tombe en panne, il faut compenser très vite, sous peine de déséquilibre.

Pour répondre aux besoins, il faut garder un matelas thermique.

Le nucléaire ne fonctionne pas qu'en base pure.

Une centrale nucléaire est comme un stock d'énergie : on recharge le cœur et on a 12 à 18 mois d'utilisation devant nous, que l'on place au mieux en fonction de la saisonnalité de la courbe de charge et des aléas de court terme.

Même si toutes nos tranches fonctionnaient continuellement en base à pleine puissance, la quantité d'énergie supplémentaire fournie serait faible : de l'ordre de 10 TWh. Cela aurait peu d'impact sur l'ensemble du système. Les tranches participent à la réserve, et on en garde donc un peu sous le coude.

Vu le volume d'énergie nucléaire disponible et l'espace géographique, il est nécessaire de dégager de la réserve, c'est-à-dire de faire fonctionner les tranches en dessous de leur capacité maximum, et de prendre en compte le critère financier.



Quand on regarde le prix phénoménal des permis de CO<sub>2</sub> (15€/t), et avec la hausse des prix des combustibles fossiles, le nucléaire affiche (à condition de le renouveler par paliers, et encore mieux au niveau européen) une compétitivité supérieure à celle des CCG.

De plus, les CCG posent des problèmes de déséquilibre géographique, et donc d'acheminement, et des difficultés au niveau de la tension (puissance active/réactive). »

#### **Est-ce que EDF a prévu de développer son parc de production gaz ?**

« Dans la période 2015-2020, on garde une certaine aisance quant au niveau de production.

En 2015, la Directive européenne va pénaliser les moyens thermiques à flamme (charbon et fuel), et cela risque de provoquer des déclassements. En France, on assistera à un développement du CCG, mais pas forcément par EDF. »

#### **Qu'en est-il de l'allongement de la durée de vie des centrales ?**

« EDF fait ses scénarii avec les chiffres liés aux déclassements. Le problème réside ici dans l'obsolescence réglementaire des centrales, mais EDF se donne les moyens de repousser au maximum ces durées de vie, car les enjeux financiers sont colossaux.

Les premières centrales construites seront déclassées à 40 ans et vont essayer les plâtres. Pour les autres, on espère tenir au minimum 45 ans. Mais on doit démontrer pour cela qu'un jour de fonctionnement de plus ne va pas tout faire exploser (!), lors des visites complètes qui auront lieu tous les 5 ans passé 40 ans.

Pour le palier N4, on espère aller au moins jusqu'à 50ans.

Aussi, en parallèle, on envisage les moyens de semi base à développer à partir de 2015.

Quand on mixe tout ça, avec l'idée de construire 1 EPR par an, il faut tenir compte du niveau de la demande, et de l'impact que peut avoir une captation de la demande par les ENR selon leur rythme de déploiement. »

#### **Quelle est l'avancée sur les réacteurs de génération 4 ?**

« On a beaucoup de filières retenues, beaucoup de projets, dont le surgénérateur et le HTR.

Mais d'un point de vue industriel, on les voit mal être prêts au moment où on en aura besoin en 2015. Je pense qu'on ne peut pas y compter avant 2040. »

#### **Quels sont les scénarii de développement de l'EPR pour EDF ?**

« Au niveau européen, il est nécessaire de déployer l'EPR par palier, afin d'avoir un équilibrage qui confirmera le prix annoncé.

Il faut savoir que la première tranche supporte les coûts des études de palier spécifiques. Pour les tranches suivantes, ça n'est plus le cas.

Votre 1<sup>er</sup> scénario (DGEMP) 2 EPR par an, c'est énorme, ce scénario n'est admissible que si on assiste à une croissance très forte de la demande.

Le 2<sup>ème</sup> est plus réaliste et crédible. Il rejoint le scénario envisagé par EDF sur la prolongation des durées de vie et le maintien d'une position exportatrice.

En 2030, on peut se retrouver avec un peu moins de nucléaire (environ 60GW), ce qui permettrait de se diversifier un peu.

Ce 2<sup>ème</sup> scénario n'est pas incompatible avec le 3<sup>ème</sup>. Si la demande se maintient et si elle n'est pas captée par l'éolien, on aura un développement du CCG.

Ce qu'il faut retenir, c'est un raisonnement au niveau européen, en tenant compte des interconnexions. On n'a plus de sécurisation individuelle de chaque opérateur.

On suppose que les courbes de charges sont désynchronisées et que les interconnexions fonctionnent. On a une probabilité infime que tout soit contraire. Avec le foisonnement des aléas, on ne se prémunit pas au-delà du raisonnable. »

#### **L'EPR est-il un choix imposé à EDF, est-il politique, stratégique, sert-il de vitrine technologique ?**

« Actuellement, on n'a pas d'autre concept disponible à ce niveau. L'EPR, avec 4 trains de sûreté, est un concept opérationnel.

L'EPR est l'évolution du N4 avec Konvoi, ce qui veut dire plus de sûreté, des concepts novateurs pour diminuer les durées d'entretien.

Quand on regarde l'histoire du nucléaire et son évolution, pour basculer d'un truc à un autre, il faut, vraiment le vouloir ! On a le temps d'aligner notre palier avant de voir apparaître d'autres concepts hyper novateurs !

Le critère à observer là-dessus pour le futur, est celui de la gestion ultime des déchets, malgré le fait que l'EPR en diminue le volume. »