

Les cahiers de



Le réacteur nucléaire EPR : un projet inutile et dangereux



N° 18 – Janvier 2004 – ISSN 1270-377X – 15 Euros

Global Chance

Association loi de 1901
à but non lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
global-chance@wanadoo.fr

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Samir ALLAL
Économiste
Secrétaire de l'association
Edgar BLAUSTEIN
Économiste
Trésorier de l'association
Pierre CORNUT
Économiste
Benjamin DESSUS
Ingénieur et économiste
Président de l'association
Yves MARIGNAC
Consultant scientifique
Jean-Claude RAY
Biophysicien

**Les cahiers de
Global Chance
N°18
Janvier 2004**

Directeur de la publication :
Benjamin DESSUS
Rédaction : Benjamin Dessus
Maquette : Philippe Malisan
Imprimerie : Reproduction Service

Sommaire

Editorial

L'EPR qu'est-ce que c'est ?

Fiche EPR (European Pressurized Reactor)

Rédaction de Global Chance

6

Les risques du nucléaire français au temps de l'EPR

Yves Marignac - Wise Paris

8

Le Blayais dans la tempête ou merci au bogue de l'an 2000

Monique Sené (Gsien)

18

Pourquoi construire des EPR ?

Quelle place pour les EPR en France dans les 30 ans qui viennent ?

Rédaction de Global Chance

20

La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs

Benjamin Dessus et Bernard Laponche

25

Du point de vue de l'environnement

Politiques nucléaires à l'horizon 2050 et effet de serre : Que disent les scénarios mondiaux et nationaux ?

Rédaction de Global Chance

30

Le point de vue économique

Le coût du kWh EPR

Benjamin Dessus - Association Global chance

38

Du point de vue de l'activité industrielle

EPR ou renouvelables : un choix social

Antoine Bonduelle, association DETENTE

48

Dernières minutes...

54

Ce numéro des Cahiers de Global Chance est consultable sur le site
<http://www.agora21.org>, rubrique Bibliothèque, Editions sur Agora 21

Editorial

La scène énergétique française a été marquée pendant le premier semestre de 2003 par la tentative du Gouvernement d'organiser des échanges publics d'opinions sur la politique énergétique. L'opération, dénommée « débat national sur les énergies », était a priori louable et l'on peut penser qu'il y avait de la part de ses initiateurs politiques une certaine intention d'ouverture dans un domaine historiquement opaque. L'absence d'une documentation de qualité, l'organisation extrêmement fermée se dissimulant derrière une communication « grand public » donneuse de leçons et l'obscurité soigneusement entretenue par l'administration sur les enjeux du débat aboutirent à un flop. Le « vrai débat » organisé par les associations environnementales apporta toutefois un peu d'oxygène. Il ressortit cependant de cette multiplication de colloques, vrais, officiels et partenaires, que la priorité de la politique énergétique de la France devait être la maîtrise des consommations d'énergie pour des raisons de préservation des ressources, de sécurité internationale, de protection de l'environnement local et global : le Premier ministre comme la ministre de l'industrie l'ont eux-mêmes proclamé.

Toutefois, dans l'introduction comme dans la conclusion du débat, le Gouvernement reprenait à son compte, sans que la question ait été explicitement débattue, la thèse des promoteurs du nucléaire selon laquelle il fallait choisir entre « le nucléaire ou l'effet de serre »¹. L'effet de serre, repoussoir évident, amenait sur le devant de la scène l'objectif caché de toute l'opération : lancer le plus vite possible la construction d'une nouvelle centrale nucléaire en France, équipée d'un réacteur nucléaire EPR (European Pressurized Reactor).

Après l'été vint la période de préparation des décisions. Le désir de montrer une certaine bonne volonté vis-à-vis des associations environnementales actives dans le débat poussa le Gouvernement à publier un Livre blanc sur l'énergie comprenant des propositions pour une loi sur l'énergie devant fixer le cadre du développement énergétique du pays « pour les trente ans à venir ». En parallèle, le Plan Climat 2003 était en préparation, pour une présentation régulièrement repoussée jusqu'en décembre. Grande activité de réunions et d'écriture.

Las, le Livre blanc et la proposition de loi sont d'une facture médiocre et parfois erronée : absence de cadre prospectif (si ce n'est un scénario « repoussoir »), aucune proposition sérieuse sur le secteur des transports pourtant désigné comme le plus sensible pour l'énergie comme pour l'environnement, pas de politique volontariste sur la maîtrise des consommations d'énergie malgré l'affichage bienvenu de son caractère prioritaire et le lancement de l'opération « certificats blancs » qui n'est pas à négliger mais ne saurait constituer l'essentiel de la politique, rien sur le rôle déterminant des collectivités locales et territoriales dans le développement de la maîtrise de l'énergie. Bref, peut mieux faire.

Mais, en parallèle, l'offensive pour la construction d'un EPR se poursuit. Proclamé « prototype » nécessitant des années d'apprentissage lorsqu'il s'agit de le construire en France, ce réacteur devient un engin éprouvé et commercial lorsqu'il s'agit de le vendre à la Finlande. Profonde contradiction : si la seconde version est la bonne (il faudrait le souhaiter pour les finlandais qui signeraient sinon un marché de dupe),

la construction en France est inutile puisqu'on n'a pas besoin de grande centrale de puissance (nucléaire ou non) avant 2025. D'ici là, si l'utilisation de l'énergie nucléaire doit se perpétuer, des réacteurs plus conformes aux exigences économiques de rendement, de sûreté et de gestion des déchets auront vu le jour.

Ce réacteur nucléaire, pompeusement qualifié de « troisième génération » ne serait en fait, s'il était construit, que le dernier représentant de la première génération des réacteurs de puissance producteurs d'électricité, à uranium enrichi et eau ordinaire sous pression (PWR en anglais et REP en français) issus des réacteurs mis au point dans les années cinquante pour être la source d'énergie des sous-marins nucléaires américains.

C'est de ce réacteur, de son utilité éventuelle pour la production d'électricité en France et des risques qu'il présente qu'il va être question dans ce numéro 18 des Cahiers de Global Chance.

Dans toute cette affaire, la chose la plus inadmissible n'est pas qu'il y ait des défenseurs de l'EPR (en tout premier lieu ses promoteurs et les entreprises qui désirent le vendre) mais que le Gouvernement n'ait pas exigé de ses services un rapport complet et public présentant l'ensemble des éléments permettant de porter un jugement sur l'opportunité ou non de construire une nouvelle centrale nucléaire équipée d'un réacteur EPR.

Ce document devrait comporter :

- La présentation des différents scénarios existants ² (et pas seulement « le » scénario de l'administration) de la demande d'énergie en France, notamment ceux qui permettent de respecter les engagements de la France dans la lutte contre le changement climatique (rappelons que le Premier ministre a fixé un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'un facteur 4 à l'horizon 2050, ce qui implique une réduction d'un facteur 2 de la consommation d'énergie).
- L'évolution de la demande d'électricité dans les différents scénarios et les différentes solutions techniques et économiques susceptibles de répondre à cette demande (les coûts de fourniture étant comparés à ceux de la maîtrise de la demande d'électricité). Les engagements pris dans le cadre européen sur la part des énergies renouvelables pour la production d'électricité et la production de chaleur doivent également être pris en compte. Les solutions de production décentralisée, dont la cogénération, devront être présentées.
- Dans ce cadre, examiner la question de la période de remplacement des centrales de grande puissance par une analyse du parc nucléaire actuel, une présentation sérieuse des problèmes de sûreté nucléaire et de gestion des déchets, une argumentation technique et économique concernant l'EPR, le retraitement et l'utilisation du plutonium.

Tant qu'un tel document ne sera pas posé sur la table et soumis à un débat public et contradictoire, on ne saurait accorder foi aux protestations de volonté de concertation du Gouvernement. ■

Global Chance

1 - Quelques mois plus tard, le 21 novembre, un colloque organisé par Global Chance et 4D allait démontrer la faible contribution qu'apportait et pouvait apporter le nucléaire à la lutte contre l'effet de serre.

2 - Les scénarios du Groupe énergie du Commissariat du Plan, les scénarios du rapport Charpin-Dessus-Pellat, le scénario NégaWatt.

L'EPR **qu'est-ce que c'est ?**

Fiche EPR (European Pressurized Reactor)

Rédaction Global Chance

Cette fiche décrit, sur la base des données du constructeur, les principales caractéristiques techniques et les performances industrielles et environnementales visées par l'EPR.

Caractéristiques générales

Type : Réacteur à Eau Pressurisée

Génération : 3

Constructeur : Framatome – Siemens

Début du projet : 1992 - Design final : 1997-1998

L'EPR est un réacteur « évolutionnaire », par opposition à des concepts dits « révolutionnaires » qui marquent une rupture avec les technologies nucléaires actuelles. Il s'inscrit dans une démarche de progrès dans la continuité par rapport au parc en exploitation. L'EPR appartient à la même filière des réacteurs à eau pressurisée (matière combustible, modérateur et caloporteur identiques) que la totalité du parc exploité actuellement par EDF, et que la majorité du parc mondial (55 % de la puissance installée).

Qualifié de réacteur de « génération 3 » parce qu'il suit deux générations de réacteurs électronucléaires (en France, les UNGG – uranium naturel, graphite, gaz – lancés dans les années cinquante et les réacteurs actuels lancés dans les années soixante-dix), le concept EPR est aussi la plus récente évolution d'une technologie vieille de cinquante ans, appartenant à la première génération des filières nucléaires. La filière des réacteurs à eau sous pression a en effet été l'une des premières développées par les ingénieurs nucléaires, à l'origine pour la propulsion maritime avant d'être adaptée à la production d'électricité.

Performances techniques

Puissance : non arrêtée, de 1 500 à 1 800 MWe

Rendement : environ 36 %

Combustible : UOX enrichi à 4,9 % d'uranium-235, MOX à 11 % de teneur en plutonium jusqu'à 50 % voire 100 % du cœur

Durée de cycle : 18 à 24 mois

Taux de combustion : 60 GWj/t

Durée de vie : 60 ans

Coefficient de disponibilité : > 87 %

Les performances visées par l'EPR sont en moyenne supérieures à celles du parc actuel, qu'il s'agisse de la puissance, du rendement et de la gestion du combustible. Sa puissance visée se situe dans une gamme supérieure aux plus grosses unités de production électronucléaire réalisées à ce jour, les quatre réacteurs du palier précédent, le N4 (1 450 MWe par réacteur).

L'EPR vise également un gain de trois points de rendement par rapport aux réacteurs à eau pressurisée actuels, dont le rendement est d'environ 33 % : un tiers de l'énergie libérée par fission est convertie en électricité, les deux tiers restant étant dissipés sous forme de chaleur. Le rendement recherché reste toutefois très en deçà de celui des cycles thermodynamiques les plus performants non nucléaires (ex turbines à gaz à cycle combiné > 55 %) comme de celui visé par des projets de réacteurs « révolutionnaires » (environ 50 % pour les réacteurs haute-température).

Les combustibles de l'EPR sont ceux employés dans les réacteurs à eau pressurisée aujourd'hui : l'EPR s'inscrit dans la poursuite de la stratégie de

retraitement du combustible, avec l'utilisation d'un mélange d'uranium et de plutonium (MOX). Ce dernier peut composer jusqu'à 100 % du cœur de l'EPR, alors que ce taux est limité à 30 % dans les 20 réacteurs de 900 MWe autorisés à fonctionner avec du MOX en France, et ne dépasse pas 50 % dans les autres réacteurs « moxés » dans le monde (une quinzaine, tous en Europe).

L'EPR vise en revanche un progrès important dans les performances de gestion du combustible, par rapport aux pratiques et même aux limites réglementaires actuelles. Si des taux de combustion de 60 GWj/t ou davantage sont régulièrement atteints pour l'UOX aux Etats-Unis par exemple, la limite autorisée reste de 52 GWj/t en France, pour un enrichissement limité à 4,2 % en U-235. Les taux visés pour le MOX sont sans précédent en France, où la limite est de 42 GWj/t, avec une teneur en plutonium de 7,08 % au maximum, et dans le monde.

Le projet EPR est par ailleurs conçu pour une durée de vie de 60 ans qui représente une extension importante par rapport aux objectifs actuels. Cette durée représente le double de la durée prévue à l'origine pour les réacteurs du parc actuel (30 ans) que l'exploitant EDF souhaite aujourd'hui porter à 40 ans. Une durée de vie de 60 ans (à partir de l'autorisation) a déjà été autorisée, par prolongation de l'autorisation initiale, pour plusieurs réacteurs aux Etats-Unis. Toutefois le parc existant, dont les plus anciens réacteurs n'atteignent pas cet âge, ne permet pas pour l'instant de valider directement cet objectif.

Sûreté

Objectif « fusion du cœur » : 10-5 par réacteur par an

Objectif « accident grave » : 10-7 par réacteur par an

Confinement : double enceinte

Dispositifs particuliers : bac de récupération du corium, réservoir d'eau pour refroidissement passif, recombineur catalytique (hydrogène), redondance des systèmes de sauvegarde répartis en quatre trains dont deux bunkerisés, bâtiment réacteur renforcé.

Les objectifs de sûreté vis-à-vis du risque d'accident majeur correspondent à une évaluation probabiliste dans laquelle un facteur 10 est gagné par rapport aux niveaux déclarés sur le parc actuel en France (risques « fusion du cœur » et « accident grave » respectivement de 10^{-4} et 10^{-5} par réacteur par an). Ces objectifs sont atteints par un renforcement et une redondance accrue

des fonctions de sûreté par rapport aux réacteurs à eau sous pression précédents.

Ce « facteur 10 » se traduit par exemple par la prise en compte, en plus de la chute d'avions de tourisme prévue pour les réacteurs actuels, de la chute d'avions militaires. Toutefois la chute d'un avion commercial reste, dans cette approche probabiliste, écartée dans le dimensionnement du réacteur.

Impact

Objectif dose en exploitation : 0,75 homme.Sv/an

Consommation d'uranium : réduction de 10 % (pour une gestion tout UOX)

Quantités de déchets : diminution des quantités de déchets d'environ 10 %

En matière d'impact, l'EPR n'apporte aucune innovation. Il vise toutefois des gains vis-à-vis de la dosimétrie, et surtout de la gestion des déchets, grâce à l'amélioration des performances du réacteur.

Le gain escompté, à production d'électricité égale sans utilisation de Mox est de 10 % de la consommation d'uranium. En cas d'utilisation de Mox, le gain reste limité à environ 20 % par les contraintes d'équilibre du bilan matières sur l'ensemble du parc ¹. En revanche, l'EPR s'appuie sur les mêmes filières de combustible que celles mises en œuvre aujourd'hui et n'intègre donc aucun changement qualitatif, qu'il s'agisse des déchets générés sans retraitement (combustible UOX irradié), ou des déchets générés par la filière plutonium (retraitement et réutilisation du plutonium dans du MOX), essentiellement les déchets vitrifiés, les déchets technologiques et de procédé du retraitement, et le combustible MOX irradié non retraité. ■

¹ - Voir à ce sujet le rapport Charpin Dessus Pellat « Etude économique prospective de la filière nucléaire » rapport au premier ministre, la documentation française, 2000.

Les risques du nucléaire français au temps de l'EPR

Yves Marignac - Wise Paris

Les risques spécifiques de la filière des réacteurs à eau

A écouter ses promoteurs, les progrès de l'EPR en matière de sûreté et de sécurité par rapport à ses prédécesseurs seraient déterminants. Des experts indépendants font le point sur cette question majeure.

Global Chance

Le nucléaire français est perçu aujourd'hui comme l'un des plus sûrs au monde. L'idée semble répandue dans l'opinion, et fortement présente chez un grand nombre de décideurs (y compris dans le monde de l'énergie), que « en France, un accident de type Tchernobyl n'est pas possible ».

La France, avec ses très nombreuses installations nucléaires, est-elle réellement à l'abri d'une catastrophe ? Elle n'est pas « impossible », répondent les experts, mais seulement « improbable », et cette différence est fondamentale. Sans compter qu'aux risques accidentels s'ajoutent, au moins depuis le 11 septembre 2001, des risques de malveillance qui échappent à tout calcul de probabilité.

Après plus de dix ans sans commande de réacteur en France, l'industrie et le gouvernement étudient aujourd'hui la possibilité d'engager un nouveau projet avec la construction d'un premier réacteur de type EPR (European Pressurized Water Reactor). Une telle décision ne devrait être prise qu'à l'issue d'un processus d'évaluation globale des bénéfices et des risques attendus de ce projet. Outre les enjeux socio-économiques qui dominent ce débat, l'apport prêté à l'EPR en terme de sûreté est avancé comme un critère important de ce choix.

Il semble donc utile de faire le point sur le degré de sûreté des réacteurs actuels français, et sur la façon dont le réacteur « évolutionnaire » EPR se situe par rapport à ce parc. Cette évaluation ne doit pas s'arrêter à une comparaison de réacteur à réacteur ; elle doit prendre en compte l'évolution dans le temps et l'impact sur l'ensemble de la chaîne industrielle du nucléaire des options de sûreté arrêtées sur le parc de centrales à un moment donné.

Les facteurs de risque

Bien que les enjeux de sûreté ne se réduisent pas à cette problématique, on se concentrera ici sur le risque nucléaire majeur, défini comme « *tout événement accidentel se produisant sur une installation nucléaire et entraînant des conséquences immédiates graves pour le personnel, les populations avoisinantes, les biens ou l'environnement* »¹. Pour les réacteurs, le risque majeur est en général compris comme toute séquence accidentelle pouvant déboucher sur une fusion du cœur, c'est-à-dire un emballement des réactions de fission potentiellement incontrôlable, seul événement capable d'avoir les conséquences immédiates décrites ci-dessus.

Les risques auxquels sont soumises les installations nucléaires peuvent être regroupés en plusieurs catégories. L'analyse des potentialités d'accident majeur doit tenir compte de deux facteurs : d'une part, selon la règle de sécurité classique, c'est le maillon le plus faible qui dimensionne la résistance de l'ensemble. D'autre part, il peut exister plusieurs faiblesses, de nature différentes, et le risque majeur est en grande partie lié aux possibilités de combinaison de ces différentes causes dans une dynamique d'accident.

La défaillance matérielle. Les installations nucléaires, en particulier les réacteurs, constituent des objets techniques de plus en plus complexes, comportant des milliers de systèmes électriques, électroniques et mécaniques. Malgré les faibles niveaux de tolérance appliqués sur les différents systèmes, et tout particulièrement ceux intéressant la sûreté, ces matériels ne sont pas exempts de possibles défaillances. Celle-ci peut provenir d'un défaut de conception, de fabrication, ou d'une usure prématurée, et la panne matérielle peut avoir différents niveaux de gravité selon le matériel affecté.

La redondance des systèmes les plus vitaux permet de réduire statistiquement le risque de simultanéité de pannes matérielles données, mais jamais de l'écartier complètement. Or, de très nombreux exemples d'incidents illustrent la fréquence de découvertes a posteriori, au cours de programmes d'essai ou de vérification voire de manière fortuite, de l'indisponibilité non décelée d'équipements nécessaires au maintien du niveau maximal de sûreté.

La défaillance humaine. Quelque soit son niveau de qualification, le personnel formé à la conduite et la maintenance des réacteurs reste faillible. Et malgré le soutien apporté par certains systèmes de conduite automatisés, l'homme conserve un rôle décisionnel. Comme pour la défaillance matérielle, c'est par ailleurs la conjonction de multiples erreurs, apparemment mineures, qui peut engendrer le risque majeur. Là encore le système est complexe, et la multiplicité des tâches d'exploitation et de maintenance afférentes à la bonne marche d'une installation nucléaire implique l'intervention de multiples opérateurs spécialisés, et notamment des sous-traitants, voire parfois des travailleurs intérimaires.

Outre le problème du contrôle de la multiplication des niveaux d'intervention, ce risque se trouve progressivement aggravé par une perte de compétence globale et graduelle de l'industrie nucléaire. Ainsi dans son rapport sur la sûreté d'EDF en 2003, l'Inspecteur général pointe le problème « *du renouvellement et de la transmission des compétences, qui va se poser de manière aiguë en France (...), c'est évidemment une question vitale pour la sûreté* »². Dans son rapport de sûreté 2002, la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) souligne qu'« *environ 60 % des incidents sont liés à des causes organisationnelles et humaines* », alors qu'« *un peu moins d'un quart est dû à des défauts matériels* ».

Les agressions externes accidentelles. Deux types de phénomène doivent essentiellement être pris en compte : les catastrophes naturelles et les accidents industriels externes à l'installation. Des événements aussi divers qu'un séisme, une violente tempête, un incendie ou l'explosion d'un réservoir chimique ont en effet en commun de créer des conditions exceptionnelles qui mettent à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations nucléaires.

Les événements climatiques récents, depuis la tempête de 1999 jusqu'aux difficultés de l'été et de l'automne 2003 (sécheresse et canicule puis crues) ont révélé de nouvelles vulnérabilités du nucléaire et montré le manque d'anticipation des phénomènes naturels extrêmes sur la base des modèles prédictifs.

La réévaluation progressive des normes de sûreté conduit également à des constats préoccupants dans le domaine de la tenue au séisme. L'introduction, en 2001, de nouvelles règles pour l'évaluation de ce risque et le réexamen de la sûreté des différents paliers de réacteurs ont mis à jour de très nombreux problèmes, depuis des défauts de conception jusqu'à des écarts de conformité multiples – dont certains pouvant mettre en cause, selon l'autorité de sûreté même, l'intégrité de fonctions essentielles pour la sûreté.

Les actes de malveillance. La protection des installations nucléaires contre les différents risques de catastrophe doit également inclure les actes de malveillance. Dans ce domaine, l'approche probabiliste est évidemment inopérante. La prise de conscience, après le 11 septembre 2001, du fait que les installations nucléaires françaises n'étaient conçues que pour résister à la chute d'un avion de tourisme illustre les progrès à réaliser dans ce domaine.

Comme pour les scénarios accidentels, la conception des installations nucléaires devrait prendre en compte un nombre croissant d'agressions potentielles. Mais la protection ne peut en général pas être poussée au point d'inclure les événements les plus exceptionnels envisageables, qui sont aussi les plus dévastateurs – ces phénomènes sont classés « hors dimensionnement ».

La prise en compte du risque

La sûreté d'une installation nucléaire, un réacteur par exemple, ne peut être appréhendée de manière isolée. Elle doit prendre en compte l'intégration de cette installation dans un appareil industriel plus large, soumis à des impératifs économiques et caractérisé par une grande complexité, une dispersion géographique non négligeable et une inertie considérable.

Comme tous les pays exploitant des installations nucléaires, la France a adopté un certain nombre de dispositions réglementaires destinées à assurer la prise en compte et le contrôle des exigences de sûreté. Elle se distingue toutefois par un dispositif très peu avancé. En particulier, ni l'utilisation de l'énergie nucléaire, ni même son contrôle et la garantie de sa sûreté ne font à ce jour l'objet d'une loi. En l'absence de cadre législatif spécifique, l'industrie nucléaire est soumise à un régime réglementaire défini en 1963 qui, avec quelques modifications, reste en vigueur aujourd'hui³.

De plus, bien qu'auto-baptisée « Autorité de sûreté nucléaire », ou ASN, le gendarme du nucléaire n'est pas une structure indépendante mais une administration gouvernementale, rattachée à l'administration du

Ministère de l'industrie et sous tutelle directe des Ministres de l'industrie, de l'environnement de la santé. Ainsi, la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection « *élabore, propose et met en oeuvre la politique du Gouvernement en matière de sûreté nucléaire, à l'exclusion de ce qui concerne les installations et activités nucléaires intéressant la défense* »⁴.

La prise en compte des risques associés à l'exploitation d'installations nucléaires s'est vue formalisée dans le courant des années quatre-vingt par la publication de règles fondamentales de sûreté (RFS)⁵. Sans prétendre être un manuel destiné à la conception des installations, l'ensemble de ces règles, distinctes pour les réacteurs de puissance et les autres installations nucléaires, définissent les niveaux de sûreté minimums auxquels doivent répondre toutes les installations, y compris celles de conception antérieure à la publication des RFS. Il existe 25 règles applicables aux réacteurs de puissance et 13 pour les autres installations. Leur approche est globalement statistique (ou probabiliste), sauf lorsqu'une approche déterministe est possible. La RFS 2002-1, intitulée « *Développement et utilisation des études probabilistes de sûreté* », est venue en 2002 confirmer l'importance croissante dans la sûreté nucléaire française de cette approche globalement probabiliste des analyses de risque.

Or l'approche probabiliste de la sûreté nucléaire conduit à « tronquer » l'arbre des possibles en éliminant des événements très peu probables, mais renfermant éventuellement un potentiel de danger important. En effet, « *Par rapport à un scénario donné, on peut presque toujours en imaginer un autre qui soit pire en supposant une défaillance supplémentaire, mais il est bien évident qu'au fur et à mesure que l'on considère ces scénarios de plus en plus graves, la probabilité qu'ils surviennent tend vers zéro* »⁶. Elle écarte donc les scénarios les plus catastrophiques d'enchaînement de défaillances – même quand ils peuvent être reproduits, indépendamment de toute probabilité, de façon intentionnelle.

Une autre approche, peu développée dans la réglementation actuelle, est nécessaire pour mieux prendre en compte ces risques. Basée sur l'évaluation des potentiels de danger, elle consiste, ainsi que l'a expliqué l'IPSN après le 11 septembre 2001, à réduire les risques à partir de l'identification de la sensibilité du dispositif (le potentiel de relâchement de radioactivité) combinée à sa vulnérabilité (le degré de difficulté d'un tel relâchement)⁷.

Un autre problème est de considérer la sûreté d'une filière nucléaire comme un ensemble, formant un tout, en se souvenant que le degré de sûreté est celui du maillon le plus faible. Or le fonctionnement des réacteurs industriels de puissance suppose un ensemble très diversifié d'installations : centres de recherche et développement, usines de l'amont du cycle, usines de l'aval du cycle, sites d'entreposage long terme et stockage définitif des déchets radioactifs, etc., et de transports entre toutes les étapes de cette chaîne. En France, on constate d'une manière générale un décalage dans le niveau de prise en compte de la sûreté, plus strict et plus surveillé pour EDF et ses réacteurs que pour les installations et les activités du groupe CEA/Areva.

La prise en compte du risque est par ailleurs une notion dynamique et non pas statique : elle n'est pas simplement définie à la conception, mais se poursuit tout au long de l'exploitation d'une installation, et dans toutes les relations qui la relie aux autres maillons de la chaîne industrielle. Dans ces conditions, la sûreté fait l'objet d'une réévaluation constante sujette à un arbitrage permanent. « *Le niveau de risque acceptable peut seulement être établi par une confrontation constante entre le souhaitable et le possible. Son évaluation exige par conséquent l'utilisation des connaissances et des moyens techniques actuels comme étalons. Par définition, ce niveau change avec le temps* »⁸. Il faut donc aussi conduire une évolution cohérente de la sûreté dans le temps, alors que la conception d'une installation et sa construction figent en grande partie son niveau de sûreté.

La sûreté a aussi un coût, et il existe une compétition permanente entre les impératifs de sûreté et les objectifs de rentabilité économique. Malgré le discours rassurant de la DGSNR sur la conciliation de ces deux objectifs, les exploitants sont soumis à une pression concurrentielle qui conduit à « *des cas d'opposition entre sûreté et compétitivité* »⁹. Cette question se pose avec une acuité croissante dans le contexte actuel de libéralisation des marchés de l'électricité.

La sûreté du parc français

Le parc nucléaire français a dès l'origine fait l'objet d'un choix bien défini en matière de dimensionnement face au risque d'accident majeur, résumé par l'IPSN en 1986 : « *en France, nous estimons que les accidents graves ne doivent pas être pris en compte au niveau du dimensionnement des centrales* »¹⁰.

Autrement dit, les réacteurs sont conçus dans l'optique d'éviter un accident majeur plutôt que de lui résister. Corollaire incontournable : « *malgré toutes les précautions (...) pour éviter la dégradation du cœur, on ne peut exclure absolument l'éventualité d'accidents graves comportant la fusion du cœur et la perte partielle ou notable et plus ou moins tardive de la fonction de confinement des matières radioactives dans l'enceinte* ».

Le cœur de l'approche de sûreté pour le parc français réside donc dans la réduction « à la limite du dimensionnement », par la multiplication des défenses et leur redondance, de la probabilité d'accident majeur. Cet objectif a été clairement chiffré dès l'origine : « *comme objectif général, le dimensionnement d'un REP devrait être tel que la probabilité globale pour qu'il puisse être à l'origine de conséquences inacceptables, ne soit pas supérieure à 10^{-6} par an* »¹¹. Appliqué à une analyse globale des risques, cela signifie que « *lorsqu'une approche probabiliste est utilisée pour apprécier si une famille d'événements doit être prise en compte dans le dimensionnement, cette famille devra être retenue si la probabilité qu'elle puisse conduire à des conséquences inacceptables est supérieure à 10^{-7} par an* »¹².

L'inconvénient de cette approche est qu'il reste toujours une probabilité très faible mais non nulle que l'accident majeur se produise ; la difficulté est de fixer le degré de probabilité résiduelle qui peut être considéré comme acceptable. En France, ce niveau est fixé depuis l'origine du parc de réacteurs REP à une chance sur un million par réacteur et par an, c'est-à-dire par « année-réacteur ». Le parc actuel de 58 réacteurs, s'il fonctionne 35 ans en moyenne, représentera au total plus de 2 000 de ces « années-réacteurs »¹³.

Le parc nucléaire français se caractérise par une grande standardisation. Il a été construit en plusieurs « paliers », commençant avec le CPY des REP 900 MWe et se poursuivant avec les paliers P4 et P'4 de 1 300 MWe, et enfin avec le palier N4 de 1 450 MWe. Chaque palier est conçu comme un prolongement, une amélioration du précédent, sans rupture technologique dans les fonctions principales.

Aussi ce parc fait-il l'objet, moyennant quelques améliorations de sûreté d'un palier à l'autre, d'une doctrine de sûreté très homogène. L'essentiel du parc nucléaire français a ainsi été « pensé » sur quelques années, il y a plus de 20 ans. Ainsi, les 42 premières unités, soit les trois quarts du programme réalisé, ont été commandés en l'espace d'une décennie (entre 1970 et 1980) et mis en service de même (entre 1977 et 1987). Il n'a fallu que quelques années de plus pour ajouter les 12 réacteurs du palier P'4 et seules les 4 tranches du dernier palier, N4, ont connu un plus grand étalement dans le temps (voir le Tableau 1).

Ces conditions n'ont pas permis d'intégrer en profondeur, même s'ils ont été pris en compte, les retours d'expérience des accidents de « référence ». C'est non seulement le cas pour Tchernobyl survenu en 1986, après l'essentiel de l'exécution du programme français, mais aussi et surtout pour Three Mile Island, survenu en 1979, plus pertinent pour le retour d'expérience en France du fait de la similitude de conception des réacteurs.

Ainsi, l'accident de Three Mile Island « *allait faire voler en éclats* » l'assurance de « *certaines milieux nucléaires* » sur la quasi impossibilité d'accident grave. Cependant, en 1981, au moment où les organismes de sûreté en France et dans le monde prenaient conscience des « *faiblesses qui ont été mises en évidence dans l'approche de sûreté antérieure* »¹⁴, 46 des 58 REP français encore exploités en 2003 étaient soit déjà en exploitation soit en cours de construction.

Tableau 1 : Réalisation du programme français d'équipement en réacteurs à eau sous pression (REP)

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	Déc. 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	Déc. 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

L'évaluation des risques liés à l'exploitation de réacteurs nucléaires ne pourrait être complète sans une évaluation des risques « externalisés », c'est-à-dire des risques liés à l'ensemble des étapes nécessaires au fonctionnement des réacteurs : la chaîne du combustible et les transports associés.

Or cette chaîne est, dans son organisation même, fortement déterminée par les choix opérés sur les réacteurs et leur gestion du combustible. Cette organisation, à son tour, n'est pas indifférente sur le plan de la sûreté : chaque usine nécessaire à une étape du cycle, chaque installation d'entreposage ou de stockage, et même chaque transport est une source potentielle de risque, avec des caractéristiques variables en termes de sensibilité et de vulnérabilité.

La chaîne française du nucléaire, qui intègre l'ensemble des étapes de l'amont à l'aval de la gestion du combustible, se caractérise principalement par le développement d'une « filière plutonium », basée sur le retraitement et sur la réutilisation de plutonium dans du combustible MOX (« mixed oxides », mélange uranium-plutonium). Elle se caractérise par une grande complexité et des phénomènes parallèles de concentration (des matières) et de dispersion (des sites, des étapes). Cette chaîne présente aujourd'hui, vis-à-vis des différents enjeux de sûreté et de sécurité, des potentiels de danger tout aussi préoccupants que les réacteurs eux-mêmes.

Le cas du projet de réacteur EPR

L'EPR, projet de réacteur franco-allemand – devenu surtout français après la décision de sortie du nucléaire en Allemagne –, est né au tournant des années quatre-vingt-dix d'une volonté d'améliorer à la fois la sûreté et la rentabilité des réacteurs les plus récents, c'est-à-dire en France les réacteurs N4.

Si le concept EPR a souvent été qualifié d'évolutionnaire et non de révolutionnaire, c'est essentiellement parce que la conception de la sûreté de ce réacteur consiste en un renforcement des dispositifs de sûreté existant sur les réacteurs actuels, et non pas une mise à plat de la manière dont les risques sont évalués.

Le renforcement de la sûreté de l'EPR par rapport aux réacteurs existants consiste donc en l'introduction de lignes de défense ou de redondances supplémentaires.

En premier lieu, le projet EPR vise une prévention renforcée des accidents de fusion du cœur, en introduisant différents dispositifs pour réduire la probabilité d'origine interne de son déclenchement. Ceci inclut une augmentation de l'inventaire en eau du circuit primaire, et surtout une fiabilité accrue des systèmes de sauvegarde. Ainsi, quatre « trains » de systèmes de sauvegarde indépendants entre eux, séparés physiquement et/ou géographiquement et reposant dans la mesure du possible sur des technologies distinctes réduisent la probabilité de défaillances en série.

Les enceintes sont globalement renforcées. D'une part, l'enceinte du bâtiment réacteur, qui reprend le concept de double paroi sans peau d'étanchéité du palier N4, voit son épaisseur augmentée, notamment pour résister à la chute d'un avion militaire, et offrir une meilleure résistance aux effets de pression et de température liés à un accident grave sur le cœur. D'autre part, les bâtiments de deux auxiliaires de sauvegarde sur les quatre sont protégés par une coque en béton armé. Enfin, le bâtiment des combustibles bénéficie également d'une protection par une paroi en béton armé. L'ensemble inclut des structures plus massives pour une meilleure tenue au séisme.

Un des dispositifs les plus importants du projet EPR consiste en un système de « récupération » du cœur fondu dans le cas où malgré les efforts de prévention une fusion du cœur ne pourrait être évitée. Dans un tel scénario, en effet, une partie du cœur fondu peut s'échapper de la cuve. Pour parer à cette situation, un radier en matériau réfractaire est intégré à la base du bâtiment réacteur, afin de maîtriser le refroidissement de ce cœur fondu, ou « corium », par étalement.

Parallèlement, des recombineurs catalytiques doivent pouvoir empêcher une explosion de l'hydrogène libéré dans ce type d'accident. Pour tout accident de moindre importance mais entraînant le dégagement de gaz radioactifs, un système de récupération / filtration situé dans la double enceinte de confinement doit permettre d'empêcher des fuites radioactives vers l'extérieur.

Enfin, le projet EPR prévoit des améliorations dans la prévention de la défaillance d'origine humaine, à travers notamment une simplification de la conduite et une automatisation plus grande de nombreuses fonctions de conduite et de contrôle du réacteur.

Moyennant les différents renforcements de sûreté prévus, les promoteurs de l'EPR se montrent extrêmement confiants : d'abord, « *les mesures de protection renforcée contre les accidents de fusion du cœur du réacteur comportent, notamment, des dispositifs de sûreté réduisant encore d'un facteur 10 une probabilité d'accident grave déjà infime avec les réacteurs du parc français actuel et les réacteurs similaires* »¹⁵.

De plus, « même dans le cas très improbable d'un événement au cours duquel le cœur fondrait, puis percerait la cuve (...), ce type d'événement extrême resterait strictement circonscrit à l'intérieur de l'enceinte de confinement du réacteur. Le voisinage immédiat de la centrale, le sous-sol et la nappe phréatique seraient alors totalement protégés »¹⁶. Enfin, « l'EPR est doté (...) d'une protection physique particulièrement efficace contre les agressions externes »¹⁷.

Le risque d'accident majeur n'est pourtant pas éliminé, même s'il est encore diminué. La démarche reste strictement probabiliste. Ainsi, les objectifs de limitation du risque de fusion du cœur d'une part, et d'accident grave d'autre part, sont passés de respectivement 10^{-4} et 10^{-6} par réacteur et par an pour les paliers REP actuels à 10^{-5} et 10^{-7} pour l'EPR¹⁸. Si l'on en croit les estimations affichées pour le projet EPR, ces objectifs sont tenus voire dépassés : « au final, la probabilité de fusion du cœur est ainsi de $3,6.10^{-7}$ /réacteur.an, hors agressions, soit un progrès d'un facteur 15 par rapport au palier N4. Toutes agressions internes prises en compte, elle est égale à 10^{-6} /réacteur.an et à 10^{-5} /réacteur.an en incluant les agressions externes »¹⁹.

Les limites à la sûreté de l'EPR

Bien que le progrès semble indéniable, l'analyse plus détaillée du dossier incite à une certaine prudence. En premier lieu, il faut tenir compte de la différence fondamentale qui existe entre un projet sur papier, l'EPR, et des réacteurs réels offrant un véritable retour d'expérience – environ un millier d'« années.réacteurs » d'exploitation pour le parc actuel français. Le réacteur EPR n'existe actuellement qu'au stade de l'« avant-projet détaillé », ce qui signifie en particulier que de nombreuses affirmations relatives à l'efficacité des nouveaux dispositifs et à la sûreté globale de l'installation doivent encore être validées.

Un rapport parlementaire relevait ainsi en 1998, alors que l'évaluation globale de la sûreté de l'EPR était déjà la même qu'aujourd'hui – la réduction d'un facteur 10 du risque –, certaines questions restant à éclairer par la recherche et développement, ainsi que des incertitudes intrinsèques. Par exemple, la résistance de l'enceinte du bâtiment réacteur aux conditions d'accidents ne peut sur un réacteur – dans le cas de l'EPR, ne pourrait – jamais être vérifiée in situ hors véritable accident. En effet, la résistance et l'étanchéité peuvent être testées aux cours d'essais, dit « épreuve », pour les conditions de pression correspondant à un accident, mais « il faudrait ajouter au chargement de pression un chargement thermique, qui ne peut être simulé lors de l'épreuve », ce qui « laisse des doutes quant à la représentativité de ces essais vis-à-vis des situations accidentelles réelles »²⁰.

L'enceinte doit par ailleurs être capable de résister à un phénomène d'explosion d'hydrogène, si l'analyse des scénarios d'accident conduit à considérer cette possibilité. Or, comme le note le même rapport parlementaire, « la solution retenue pour le projet EPR, qui consiste à inonder la cuve en cas de surchauffe du cœur, présente l'inconvénient de produire de la vapeur d'eau, donc d'hydrogène », ce qui pose le problème du risque d'explosion d'hydrogène, potentiellement dévastatrice. Or, toujours selon ce rapport, « les recherches conduites par le CEA s'orientent autour de deux voies : inerte l'enceinte ou réintégrer le corium dans le circuit primaire », mais « pour des raisons de coût, ces solutions techniques ont été écartées par les concepteurs de l'EPR ».

Ce point particulier illustre l'existence, dans le projet EPR comme dans la conception et l'exploitation de toute installation nucléaire, d'arbitrages entre sûreté et compétitivité. Les coûts élevés de dispositifs de sûreté supplémentaires ou redondants se heurtent à l'objectif de rentabilité. L'EPR n'intègre pas une sûreté aussi grande que possible, mais aussi grande que possible à un coût jugé raisonnable. Le but affiché, réaliser des gains en productivité et en exploitation par rapport aux charges des réacteurs actuels, impose des limites, liées aux investissements nécessaires, aux améliorations en profondeur de la sûreté.

Le projet prétend pourtant sur le papier réussir à concilier deux objectifs apparemment contradictoires : un renforcement de la sûreté, dont le coût ne peut être négligeable, et un gain de compétitivité, qui peut se traduire par une tension sur les contraintes de sûreté. Alors que de nombreux observateurs jugent peu réalistes les projections de coûts affichées par les promoteurs de l'EPR, on peut redouter, en cas de dérive des coûts réels par rapport à ces objectifs, une logique d'économie qui affaiblisse la sûreté par rapport à son niveau sur papier.

Mais les questions les plus aiguës sur la sûreté d'un éventuel futur EPR portent surtout sur sa protection face à des événements jugés « improbables ». L'amélioration par un facteur 10 de l'approche probabiliste n'apporte aucun progrès dans la protection vis-à-vis d'événements qui restent « hors-dimensionnement » lorsqu'ils échappent, justement, à tout calcul de probabilité – où qu'ils restent écartés car jugés trop improbables.

Dans le cas des agressions externes d'origine naturelle ou accidentelle, bien que les données prises en compte soient moins tronquées que pour les REP français actuels du fait du facteur 10 appliqué aux probabilités retenues, l'approche reste fondamentalement probabiliste et écarte donc toujours certains événements parmi les plus rares mais aussi les plus sévères. Pour le risque sismique par exemple, les séismes à épencentres proches ainsi que les effets amplificateurs liés à certaines conformations géologiques, dits effets de sites, sortent de l'étude de cas de l'EPR.

Le « facteur 10 » joue aussi pour la prise en compte des chutes d'avion : sous l'influence des normes allemandes notamment, c'est le risque de chute d'un avion militaire, d'une probabilité de 10^{-7} par an et par tranche, qui a été retenu comme dimensionnant ²¹, alors que le dimensionnement des REP actuels est basé sur une probabilité de chute de 10^{-6} qui s'applique à la seule aviation générale ²². Mais cette extension ne va pas jusqu'à prendre en compte la chute accidentelle d'un avion commercial, jugée encore au moins dix fois plus improbable que celle d'un avion militaire.

Comme le notait en 1998 le rapport parlementaire sur le projet EPR, « *l'encadrement de l'aviation commerciale et le fait que les couloirs aériens tiennent le trafic éloigné des centrales nucléaires, et une probabilité de chute de 10^{-12} rendent le risque de chute d'un avion commercial extrêmement faible* », d'où seule « *la nécessité d'une protection contre les chutes d'avions de l'aviation générale est impérative* ». Mais « *il existe peu de rapport entre un avion d'aéro-club et un Boeing 747. Or, si une enceinte résiste sans problème à la chute d'un avion d'aéro-club, elle ne peut pas résister à celle d'un Boeing 747* » ²³.

Au final, la chute d'un avion commercial n'étant pas un scénario d'accident considéré comme probable, l'EPR n'a pas été dimensionné sur papier pour y faire face, et un réacteur EPR construit ne disposerait donc pas de protection spécifique contre cette éventualité. Le renforcement global de la sûreté du réacteur le conduirait probablement à mieux résister que ne le feraient les réacteurs actuels à la chute d'un avion de ligne chargé en kérozène. Mais, pour l'heure, rien n'indique que cette résistance serait suffisante. Aucun des défenseurs du projet EPR, d'ailleurs, ne s'est jamais risqué à affirmer que celui-ci résisterait certainement à une telle agression externe, qui reste hors dimensionnement.

Depuis le 11 septembre 2001, le caractère « vraisemblable » d'attaques terroristes contre des installations nucléaires à l'aide d'avions commerciaux chargés en kérozène ne fait plus de doute. La question du comportement d'un éventuel EPR face à une telle attaque reste en revanche totalement ouverte – et soigneusement évitée par les promoteurs du projet. On peut cependant trouver des éléments de réponse dans les déclarations de responsables français de la sûreté après les attentats contre le World Trade Center : « *on ne peut pas garantir qu'une enceinte de réacteur résisterait au choc d'un avion de ligne* » ²⁴, et plus précisément « *aucune réglementation au monde ne permet de garantir qu'une centrale ne sera pas endommagée par une chute d'avion de grande taille* » ²⁵.

Enfin, quelles que soient les avancées réalisées par l'EPR en termes de sûreté, l'évaluation globale de la sûreté de l'industrie nucléaire française au temps de l'EPR doit prendre en compte les évolutions de la chaîne du combustible liées à l'introduction de ce nouveau type de réacteur dans le parc. Du point de vue de la sûreté et de la sécurité, les installations nucléaires hors réacteurs et les transports posent en effet des problèmes différents mais parfois aussi aigus que les réacteurs eux-mêmes.

Or, l'EPR, par principe « évolutionnaire », n'apporte aucun bouleversement dans la chaîne du combustible. Sans même parler de révolution technologique au niveau de la filière, la démarche de renforcement de la sûreté des réacteurs engagée par l'EPR ne s'accompagne pas d'une démarche identique sur la préparation ni le traitement de son combustible.

La conception de l'EPR prévoit au contraire un statu quo industriel sur le reste de la filière, voire une utilisation extensive du combustible MOX, ce qui amplifierait notablement les risques « externalisés » liés à l'exploitation de ce type de combustible. Le passage d'une gestion actuelle du MOX à 30 % du cœur des REP 900, vers une gestion de cœur EPR 1,500 MW moxé à 50 % (les concepteurs envisagent même d'atteindre 100 %) entraînerait une utilisation extensive du plutonium, donc un surcroît d'activité de la chaîne du plutonium. Dans l'état actuel de la chaîne, l'augmentation des flux de plutonium se traduit directement en une augmentation du risque à la fois au niveau des installations et par la simple densification des transports de plutonium.

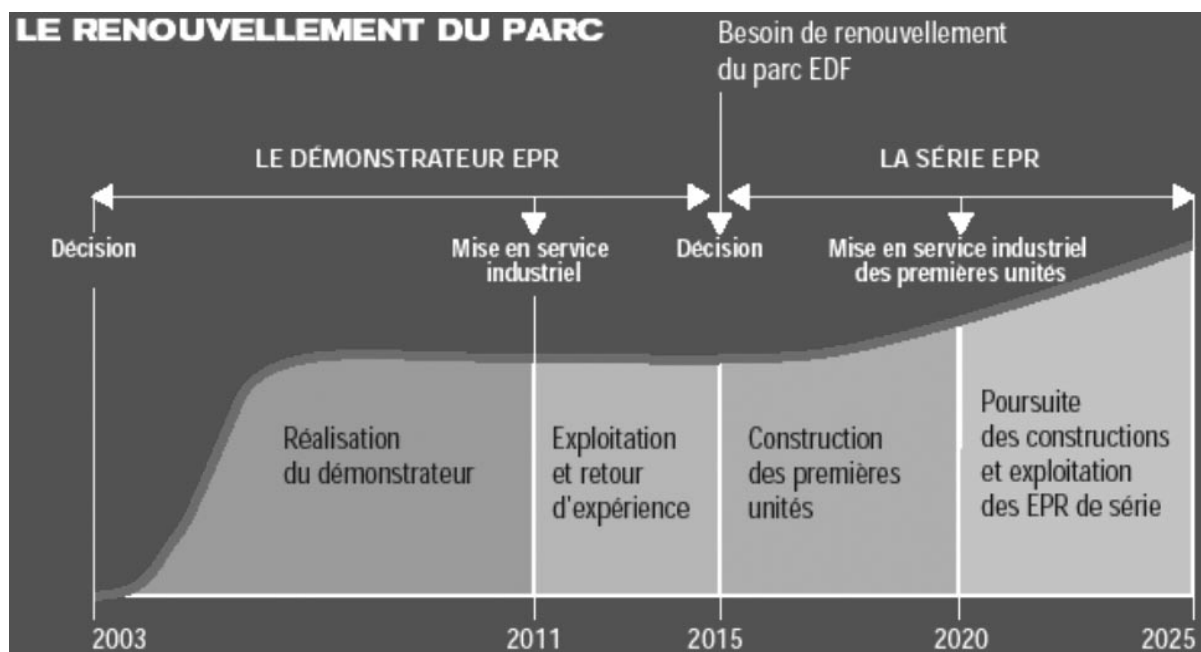
En conclusion, si le réacteur EPR est de conception plus sûre que les réacteurs actuels par une redondance accrue des fonctions de sauvegarde de l'installation et par un effet global de bunkerisation des bâtiments, il n'apporte aucune amélioration de la sûreté du nucléaire hors réacteurs. Au contraire, l'introduction de l'EPR pourrait constituer un facteur aggravant pour les risques « externalisés » du fait d'une utilisation étendue de combustible MOX.

Une avancée suffisante pour un siècle ?

Selon son promoteur, Areva, « l'EPR [est] une décision à prendre dès maintenant afin d'assurer le renouvellement du parc »²⁶. Le groupe industriel français table sur un calendrier très clair (voir Figure 1) : une décision prochaine de lancement d'un démonstrateur EPR doit permettre, après environ six années de construction et deux années d'exploitation avant mise en service industrielle, de disposer d'un premier EPR pleinement opérationnel à l'horizon 2011. De quoi apporter un retour d'expérience suffisant pour l'échéance qu'Areva fixe pour la « décision » sur le « besoin de renouvellement du parc EDF », en 2015. La construction des premières tranches d'une « série EPR » commence alors, avec mise en service des premières unités en 2020 et « poursuite des constructions » ensuite.

La perspective est donc le remplacement du parc actuel, à partir de 2020, par un parc de réacteurs EPR. En tenant compte de leur durée de vie prévue, soit 60 ans au lieu des 30 ans du parc actuel²⁷, ces EPR seraient opérationnels au-delà de 2080 et quasiment jusqu'au terme du XXI^{ème} siècle. Ainsi, entre les premières réflexions sur la définition du projet EPR, à la fin des années quatre-vingt, et la fin de l'exploitation de ces réacteurs, il s'écoulerait environ un siècle. C'est à cette échelle de temps, avec toutes les incertitudes sur l'évolution de l'acceptabilité du risque et sur l'environnement socio-économique auquel seront confrontés les réacteurs, que doit être évaluée la sûreté de l'EPR.

Figure 1 - Le calendrier industriel d'Areva pour l'engagement d'un EPR et le renouvellement du parc français



Source: Areva, 2003

Aussi, un rapport parlementaire peut bien juger que « en matière de sûreté, les avancées de l'EPR sont déterminantes »²⁸, et Areva affirmer que « la conception de l'EPR assure le haut niveau de sûreté nucléaire requis au plan mondial pour les futures centrales »²⁹, on peut se demander si ces avancées seraient réellement suffisantes à l'échelle d'un siècle.

Ce questionnement est renforcé par le constat de l'évolution très rapide des vingt dernières années. En effet, après le lancement du palier N4, c'est dès le début des années quatre-vingt-dix qu'a commencé la réflexion sur le renforcement de la sûreté. Ainsi, l'un des responsables de l'IPSN écrivait dès 1991 : « un autre enjeu essentiel des années 1990 est la définition des réacteurs du futur. [...] il faut bien noter que la conception des tranches du palier N4, dont la première tranche devrait être mise en exploitation en 1995, remonte à la première moitié des années 1980 (...). Aujourd'hui, il apparaît à tous les acteurs concernés qu'une amélioration significative de la sûreté des tranches futures est nécessaire par rapport à celles des tranches actuelles »³⁰.

Cette évolution a été confirmée lors d'auditions parlementaires menées en 2003 sur la durée de vie du parc et son renouvellement. L'EPR y a été présenté comme nécessaire, en lieu et place d'une « rentabilisation » du palier N4 dont seuls 4 exemplaires ont été construits : la DGSNR a en effet expliqué « qu'en 1995, l'autorité de sûreté a signifié qu'au delà des 4 tranches N4 de Chooz et de Civaux, le standard N4

n'était pas acceptable en terme de sûreté pour constituer le réacteur de remplacement du parc électronucléaire français »³¹. EDF a confirmé que « l'autorité de sûreté nucléaire considère qu'il ne serait plus acceptable de construire des réacteurs N4, aujourd'hui et a fortiori dans la prochaine décennie dans la mesure où leur conception date du début des années 1980 et que, depuis lors, le référentiel de sûreté a évolué dans le sens d'une exigence accrue »³².

Il s'agit donc bien de tenir compte d'une évolution des référentiels de sûreté pour définir un système acceptable à long terme. Sachant qu'« il est toujours plus facile et moins coûteux d'intégrer dès la conception des dispositifs de sûreté plutôt que de les installer ultérieurement (...), deux démarches s'affrontent » pour « penser les centrales du futur », ainsi que l'expliquait déjà le rapport de l'OPECST en 1998.

La première est une approche évolutive, qui « vise à accroître les degrés de sûreté en intégrant dès la conception la protection contre la survenance d'accidents graves ». C'est bien sûr la logique dans laquelle s'inscrit l'EPR : « lorsque les concepteurs du projet parlent de réduction d'un facteur 10 des risques, ils partent d'une situation où la probabilité est déjà infinitésimale ; on estime que la probabilité d'accident grave est d'un accident pour une période de 400 ans sur l'ensemble des tranches en service en France. La démarche consiste à réduire encore ces probabilités de risque ».

La seconde repose au contraire sur l'innovation. « L'approche novatrice, ou révolutionnaire, conduit à privilégier des réacteurs reposant sur des procédés sensiblement différents de REP. Ils présentent des inconnues sur le plan de la technologie ou des coûts, mais permettent d'aborder différemment la question de la sûreté ou des déchets ». Il s'agit par exemple de développer « des centrales beaucoup plus simples que les REP, dont la sûreté ne dépend pas du bon fonctionnement des systèmes de sûreté et des réactions des opérateurs, [en insistant notamment] sur la notion de passivité des systèmes qui rend impossible, par conception, une réaction nucléaire incontrôlée ». Cette démarche offre de plus l'intérêt de permettre une approche plus globale de la sûreté, étendue à l'ensemble de la chaîne combustible, là où la démarche évolutive EPR ne s'adresse qu'à la sûreté du réacteur.

A peine vingt ans après le lancement des premiers REP français, et quelques années seulement après la conception de leur modèle le plus avancé, le palier N4, l'évolution des exigences de sûreté conduisait à concevoir un réacteur plus sûr. A l'échelle d'un siècle, des changements plus profonds encore peuvent intervenir dans les conditions opérationnelles de maintien de la sûreté comme dans le degré d'acceptabilité des risques correspondants. Alors que de tels éléments peuvent être déterminants pour la sûreté, il est impossible de prédire l'évolution de la sécurité internationale, des conditions climatiques, des exigences de rentabilité économique ou encore des développements du trafic aérien (nombre de vols, volume et vitesse des appareils...) sur une période aussi longue. Pas plus que celle des critères d'évaluation du risque (évolution de l'approche probabiliste) ou des procédures de décision publique.

Au vu des évolutions rapides enregistrées dans les exigences de sûreté et dans le référentiel des risques à prendre en compte, l'approche évolutive retenue apparaît très limitée. Par rapport au nucléaire existant, le projet EPR réduit certes d'un facteur 10 les risques classiquement pris en compte sur le parc de réacteurs. Mais il ne prend pas en compte comme tels de nouveaux risques pourtant incontournables, essentiellement la chute d'un avion commercial chargé en carburant. Et il n'apporte aucune amélioration à la sûreté et la sécurité, pourtant tout aussi essentielles, de l'ensemble de la chaîne du combustible. Il est en fait peu probable que ceci soit suffisant pour le rendre acceptable à une échéance aussi lointaine que celle prévue pour son exploitation, qui se prolongerait jusqu'à la fin du siècle. ■

1 - Ministère de l'Environnement, Direction de la prévention des pollutions et des risques, « Le risque nucléaire », non daté.

2 - Ph. Wiroth, Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire – Sûreté Nucléaire 2002, EDF, 2003.

3 - Décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires, JO du 14 décembre 1963.
<http://aida.ineris.fr/textes/decrets/text0647.htm>

4 - Décret n° 2002-255 du 22 février 2002 modifiant le décret n° 93-1272 du 1er décembre 1993 et créant une direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (JO du 26 février 2002).
http://www.asn.gouv.fr/Textes/decret2002_255.PDF

5 - De manière générale pour ce chapitre, Journal Officiel, Sûreté nucléaire en France, n° 1606, 1999.

6 - CEA/IPSN, J. Bussac, F. Cogné, J. Pelcé, Approche Française en matière d'accident graves et de problématique du terme source, Rapport IPSN n° 86/1, Juillet 1986 (présentation à l'International Topical Meeting on Thermal Reactor Safety, San Diego, février 1986).

- 7 - IPSN, *La protection des installations nucléaires contre la malveillance*, Note du 30 octobre 2001.
- 8 - OCDE-AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), *Améliorer ou maintenir le niveau de sûreté nucléaire*, 2002.
<http://www.nea.fr/html/nsd/reports/nea3673-improving-fr.pdf>
- 9 - C. Frantzen, *op. cit.*
- 10 - CEA/IPSN, J. Bussac, F. Cogné, J. Pelcé, *op. cit.*
- 11 - Voir notamment Tanguy, P., « French Safety Philosophy », *Nuclear Safety*, 24, n° 5, 1984.
- 12 - CEA/IPSN, J. Bussac, F. Cogné, J. Pelcé, *op. cit.*
- 13 - Il est tentant de ramener cette statistique à plus d'une chance sur cinq cents (ou 0,2 %) de connaître un accident grave sur le parc pendant sa durée de vie. Transposé à l'ensemble du parc nucléaire mondial, donne un résultat proche de 2 % de chance de voir se produire un accident majeur sur sa période globale d'exploitation. Toutefois, ces calculs de probabilités, s'ils fixent bien les ordres de grandeur, sont biaisés sur le plan mathématique, du fait de l'indépendance supposée des probabilités par réacteur ou par année.
- 14 - P. Tanguy, Directeur de l'IPSN, « L'impact de Three Mile Island », in *Les réalités de la sécurité nucléaire après Three Mile Island*, Compte-rendu des journées d'information tenues à Paris les 9 et 10 juin 1981, SFEN, 1981.
- 15 - Areva, *L'EPR, un choix stratégique*, Brochure, mars 2003 (voir : <http://www.framatome-anp.com>).
- 16 - Framatome-ANP, *EPR (European Pressurized Water Reactor) – Le réacteur nucléaire avancé*, Dossier de presse, avril 2003 (voir : <http://www.framatome-anp.com>).
- 17 - Areva, 2003, *op. cit.*
- 18 - Voir notamment SFEN/KTG, *Congrès EPR – The European Pressurized Water Reactor*, Strasbourg, 13 novembre 1995. On distingue bien ici deux probabilités : d'une part celle d'une fusion du cœur, tous scénarios vraisemblables confondus ; d'autre part celle, plus faible, d'un accident majeur, qui mesure le risque qu'une fusion du cœur ne soit pas maîtrisée et débouche sur un accident majeur.
- 19 - Ch. Bataille, C. Birraux, OPECST, 2003, *op. cit.*
- 20 - C. Birraux, *Rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires – Tome I : Le projet de réacteur nucléaire franco-allemand*, Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), Assemblée nationale, juin 1998.
<http://www.assemblee-nat.fr/rap-ocst/r0971-1.asp>
- 21 - DSIN, « La sûreté des réacteurs du futur – le projet EPR », *Contrôle*, n° 105, juin 1995.
- 22 - DSIN, « La protection contre les risques externes », *Contrôle*, n° 142, septembre 2001.
- 23 - C. Birraux, OPECST, 1998, *op. cit.*
- 24 - Philippe Jamet, IPSN. Cité par *Le Monde*, 14 septembre 2001.
- 25 - Jérôme Goellner, Directeur adjoint, DSIN. Cité par *Les Échos*, 13 septembre 2001.
- 26 - Areva, 2003, *op. cit.*
- 27 - Cette durée de vie de 30 ans était celle affichée par les opérateurs à l'origine ; les impératifs de rentabilité ont depuis conduit EDF à viser une durée de vie plus importante. Bien que ce prolongement n'ait pas reçu pour l'instant l'aval de l'autorité de sûreté nucléaire qui devra l'autoriser au cas par cas pour les réacteurs après 30 ans de durée de vie, EDF intègre en 2003 dans ses comptes une durée de vie de 40 ans pour ses réacteurs.
- 28 - C. Birraux, OPECST, 1998, *op. cit.*
- 29 - Areva, 2003, *op. cit.*
- 30 - D. Quéniart, Directeur délégué à la sûreté de l'IPSN, « La sûreté dans les années 1990 », *Revue Générale Nucléaire*, n° 5, septembre-octobre 1991.
- 31 - Ch. Bataille, C. Birraux, OPECST, 2003, *op. cit.*, d'après l'audition de la DGSNR le 14 janvier 2003.
- 32 - Ch. Bataille, C. Birraux, OPECST, 2003, *op. cit.*, d'après l'audition de B. Dupraz, Directeur délégué de la Branche énergie d'EDF, le 19 décembre 2002.

Le Blayais dans la tempête ou merci au bogue de l'an 2000

Monique Sené (Gsien)

Le 27 décembre 1999 la tempête qui traverse la France atteint le site du Blayais où 3 tranches sur quatre sont en production, la quatrième est en arrêt maintenance.

Vers 18 h 30 les premiers effets de la tempête provoquent l'interruption de l'alimentation électrique auxiliaire 225 kV des quatre tranches. Le réseau 400 kV reste disponible pour évacuer l'énergie produite par les 3 réacteurs en production et assurer l'alimentation de la tranche 3 à l'arrêt.

Vers 20 h 50, au plus fort de la tempête, une surtension sur le 400 kV provoque l'arrêt des réacteurs 2 et 4. Les diesels de secours démarrent automatiquement pour assurer l'alimentation électrique. Par contre 1 et 3 restent connectés au 400 kV.

Les diesels ont démarré merci au bogue de l'an 2000...

Mais la tempête fait toujours rage et l'eau monte dans les réacteurs 1 et 2 pour cause de digue insuffisante et d'une mauvaise protection de leurs galeries internes. L'eau s'infiltré via une porte coupe-feu déformée puis ouverte sous l'effet de la pression, dans les galeries de la paire 1/2. L'eau a circulé de trémies en trémies noyant les diverses galeries électriques et celle de pré-contrainte (réacteur 1) sous le réacteur et ce jusqu'aux puisards du bâtiment combustible.

La tranche 1, toujours en fonctionnement, s'arrête (0 h 30) en raison de l'encrassement des tambours fil-trants de la prise d'eau : en clair l'eau charrie des tas de cochonneries qui bouchent les grilles et le refroidissement n'est plus assuré.

Toute la nuit les équipes vont se battre pour pomper l'eau et essayer de récupérer les possibilités de refroidissement du réacteur 1.

A 9 h le Plan d'Urgence Interne est déclenché car le réacteur, alimenté par le 400 kV est certes refroidi par ses générateurs de vapeur ce qui assure l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur (25 MW). Mais il n'y a qu'une voie de secours disponible pour assurer le refroidissement des joints des pompes primaires. De

plus les pompes du circuit d'injection de secours (RIS) et les pompes du circuit d'aspersion de l'enceinte (EAS) sont noyées sous 1,5 m d'eau.

Il faudra attendre encore 2 h (soit 11 h du matin) pour que le réacteur 1 soit enfin sur son circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) (température 177 °C et pression inférieure à 32 bars). Sa puissance résiduelle est alors de 20 MW.

La tranche 1 a donc pendant 10 h fonctionné sans filet. La crainte du bogue de l'an 2000 a heureusement aidé : les équipes avaient été entraînées et ont travaillé comme des chefs.

N'empêche, la tempête a frappé et même s'il s'agit finalement d'un simple incident, ce fut très juste. Comme écrit l'Autorité de sûreté « *en raison d'une part de la dégradation notable de la fiabilité de matériels importants pour la sûreté, et d'autre part de l'indisponibilité totale de plusieurs systèmes de sauvegarde, l'incident, d'abord classé niveau 1 de l'échelle INES, a été reclassé au niveau 2 le 29 décembre* ». Le réacteur n'a tout de même été ramené en arrêt froid qu'au bout de 10 heures et pendant tout ce temps, il n'y avait aucun moyen supplémentaire pour refroidir le réacteur : il est clair que le personnel a travaillé sans filet mais rien de plus n'est arrivé... Tant mieux et bravo pour les équipes techniques d'EDF.

Merci aussi aux exercices de préparation du bogue mais attention à tenir compte des avis sur les problèmes d'eau : la digue était trop basse et les bâtiments étaient toujours inondables contrairement aux affirmations d'EDF. Or, l'Autorité de Sûreté avait demandé le rehaussement des digues mais EDF avait négocié un délai, délai à l'origine de l'inondation pouvant conduire à un désastre.

Il ne faut pas compter sur la chance quand il s'agit de sûreté. ■

Pourquoi construire des EPR ?

Quelle place pour les EPR en France dans les 30 ans qui viennent ?

Rédaction Global Chance

Le point de vue énergétique

Le gouvernement et les promoteurs de l'EPR agitent le spectre d'une pénurie d'électricité dans une quinzaine d'années pour justifier le lancement à très court terme d'un démonstrateur d'EPR. Qu'en est-il en réalité ?

L'urgence du lancement d'un démonstrateur EPR en France est en particulier défendue par ses partisans au nom de la nécessité de mise en place de nouveaux outils de production d'électricité pour répondre à un triple phénomène : la croissance inexorable de la consommation d'énergie électrique, l'obsolescence progressive du parc nucléaire français, la nécessité de le remplacer par des outils de production électrique ne produisant pas ou peu de gaz à effet de serre.

La nécessité ou non à un horizon donné d'implantation de nouveaux outils de production d'électricité ne peut donc s'analyser que dans un contexte où l'on précise à la fois :

- les besoins énergétiques et la part qu'on attribue aux applications de l'électricité dans le bilan énergétique global (par ex chauffage électrique ou non, voitures électriques ou non, etc.),
- les besoins d'électricité correspondants non seulement en quantité annuelle mais aussi en termes de durée d'appel et de période d'appel (courbe de charge, saisonnalité),
- la durée de vie retenue de chacun des éléments du parc actuel ou déjà décidé, nucléaire, fossile et renouvelable, qui définit à une époque donnée les moyens mobilisables et le productible attendu.

Les seuls éléments de scénario électriques détaillés officiels dont nous disposons proviennent de RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, et ont servi de support au rapport « Programmation pluriannuelle des investissements PPI » présenté au parlement en 2002. Dans son récent rapport, RTE propose trois scénarios d'évolution de la consommation intérieure d'électricité jusqu'en 2020, R2, considéré comme référence, dans lequel on n'envisage aucune rupture de comportement ni de l'Etat ni des consommateurs, mais cependant une légère inflexion vers le renforcement de l'efficacité énergétique, entouré de deux scénarios :

- R1 qui se traduit par une plus faible implication de l'Etat dans l'économie et un rôle dominant du marché qui s'exerce parfois au détriment des considérations environnementales
- R3, dans lequel l'Etat intervient au contraire fortement dans la recherche d'une meilleure efficacité énergétique.

Les projections correspondantes sont indiquées ci dessous :

Prévisions de consommation en énergie annuelle et taux de croissance

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 %

Ces différents scénarios se fondent sur une croissance évolutive des besoins d'électricité de 1,1 à 1,4 % par an entre 2000 et 2010, 0,6 à 0,9 % entre 2010 et 2015, 0,3 à 0,6 entre 2015 et 2020. Ils traduisent ainsi la poursuite de la tendance observée depuis 50 ans d'un tassement progressif du taux de croissance des besoins, de près de 8 % dans les années 50 à moins de 2 % dans la période 1995-2000.

Pour les besoins de notre étude nous avons choisi comme scénario central le scénario R1 de croissance la plus élevée des consommations en le prolongeant de 2020 à 2030 sur la tendance 2010-2020.

Compte tenu de la consommation interne du secteur électrique (Eurodif, auxiliaires, etc.) les projections de consommations brutes d'électricité en France s'établissent alors ainsi ¹ :

Production totale TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	451	523	550	574	591	607	623

C'est sur cette base que l'on va se poser la question de l'intégration de nouvelles unités de production dans le parc à différentes époques.

Nucléaire en base (8 000 heures/an).

Chacun s'accorde généralement pour considérer que le nucléaire est un outil bien adapté à la production de base d'électricité de l'ordre de 8 000 heures (pour des raisons à la fois techniques et économiques).

Dans la monotone française, comme d'ailleurs dans celle des pays voisins, cette utilisation d'outils de production électrique supérieure ou égale à 8 000 heures correspond à environ 50 % de la consommation annuelle d'électricité.

On peut donc, dans un premier exercice et sur cette base, étudier à quel moment il est nécessaire d'implanter de nouveaux outils de production de base nucléaire dans le parc français.

Pour cela il est nécessaire de posséder deux informations supplémentaires :

- la participation éventuelle et parfois fatale d'autres moyens de production existant à l'époque considérée,
- la durée de vie moyenne du parc envisagée.

Participation à la production en base des outils de production hors nucléaire.

Il s'agit :

- de l'hydraulique au fil de l'eau fatale (non stockable) estimée à 15 TWh en 2000,
- d'une part de la cogénération électricité chaleur avec obligation d'achat par EDF (15 TWh en 2000),
- d'une grande part de l'électricité produite à partir de déchets et de biomasse (3TWh en 2000),
- d'une part estimée à 800 heures par an de la puissance éolienne installée à terre et 1 200 heures de celle installée en mer.

Compte tenu de la directive européenne qu'on a considéré de façon conservatrice comme reconduite à l'identique jusqu'en 2030, on peut donner une valeur indicative de l'évolution de la base hors nucléaire d'ici 2030 sous la forme du tableau suivant :

Evolution de la base fatale hors nucléaire

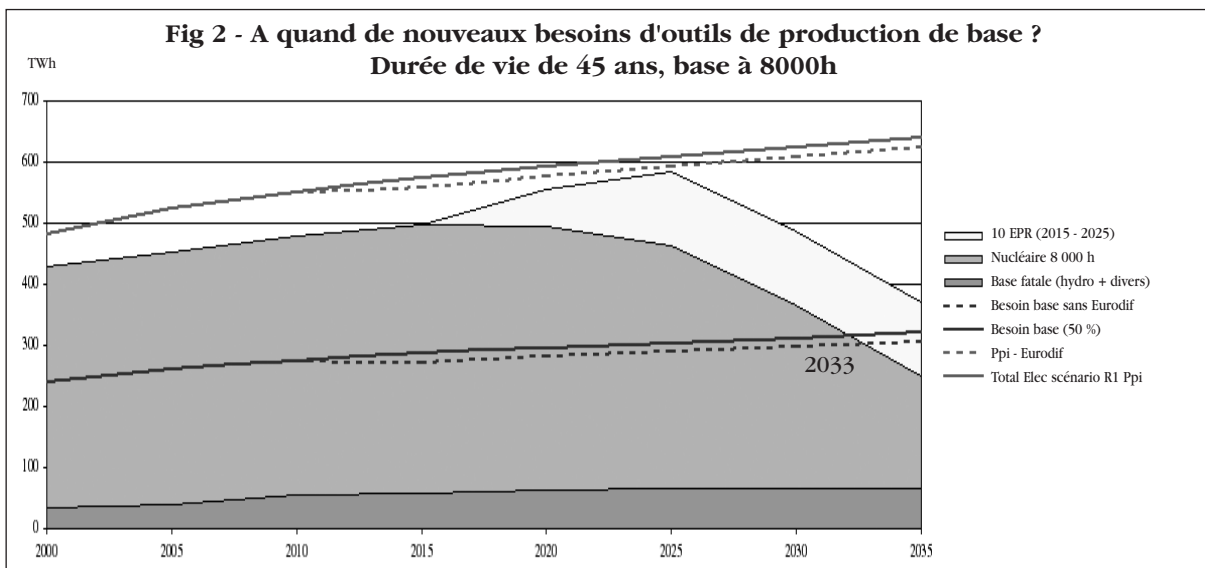
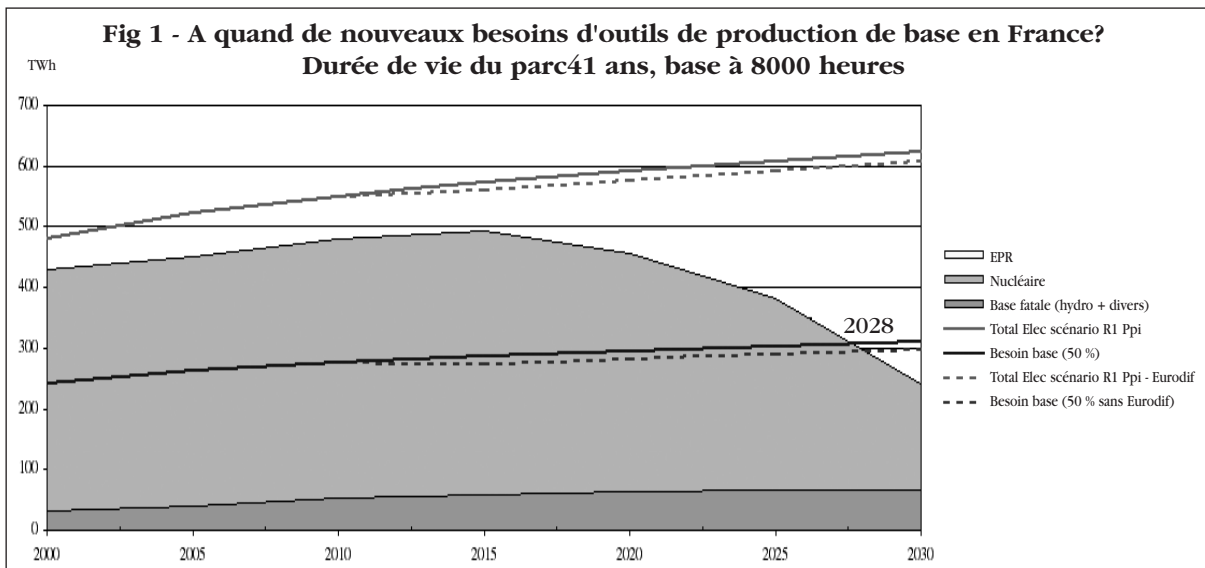
Production de base hors nucléaire	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Hydraulique TWh	15	15	15	15	15	15	15
Cogénération TWh	15	20	25	27	30	30	30
Eolien TWh	0	1	9	11	13	15	15
Déchets, biomasse, TWh	3	4	5	5	5	5	5
Total TWh	33	40	54	58	63	65	65

Durée de vie du parc nucléaire.

Cette question avait été étudiée à l'occasion du rapport Charpin Dessus Pellat au premier ministre Lionel Jospin. Deux hypothèses avaient été retenues, 41 et 45 ans de durée de vie moyenne du parc.

Ce sont ces hypothèses et leurs conséquences sur la production nucléaire au cours du temps que nous avons repris dans cette étude. Elles sont parfaitement compatibles avec la décision récente d'EDF d'amortir ses centrales sur 40 ans et avec la tendance générale en Europe et aux Etats Unis à prolonger la durée de vie des centrales nucléaires très au delà de 40 ans (60 ans aux Etats Unis). L'étude Charpin, Dessus, Pellat tenait aussi compte d'une perspective d'amélioration progressive du taux d'utilisation annuel des centrales nucléaires du parc existant de 70 % en 2000 à 84 % en 2030².

Les deux courbes ci dessous illustrent la démarche pour des durées de vie de 41 et 45 ans.



Ces courbes se lisent de la façon suivante :

- PPI R1 : scénario de consommation brute d'électricité de 2000 à 2030 de RTE
- Besoins de base : évolution des besoins en base (50 % de R1)
- Base fatale : Evolution de la production de base hors nucléaire
- Nucléaire 40 ans + base fatale : Evolution de la somme des productions de base fatale et du nucléaire pour une durée de vie du parc spécifiée.

- Eurodif : Production nucléaire libérée par l'arrêt d'Eurodif.
- + 10 EPR : introduction de 10 EPR dans le parc au rythme de 1 par an à partir de 2015 fonctionnant comme prévu par la DGEMP à 90 % de taux d'utilisation.

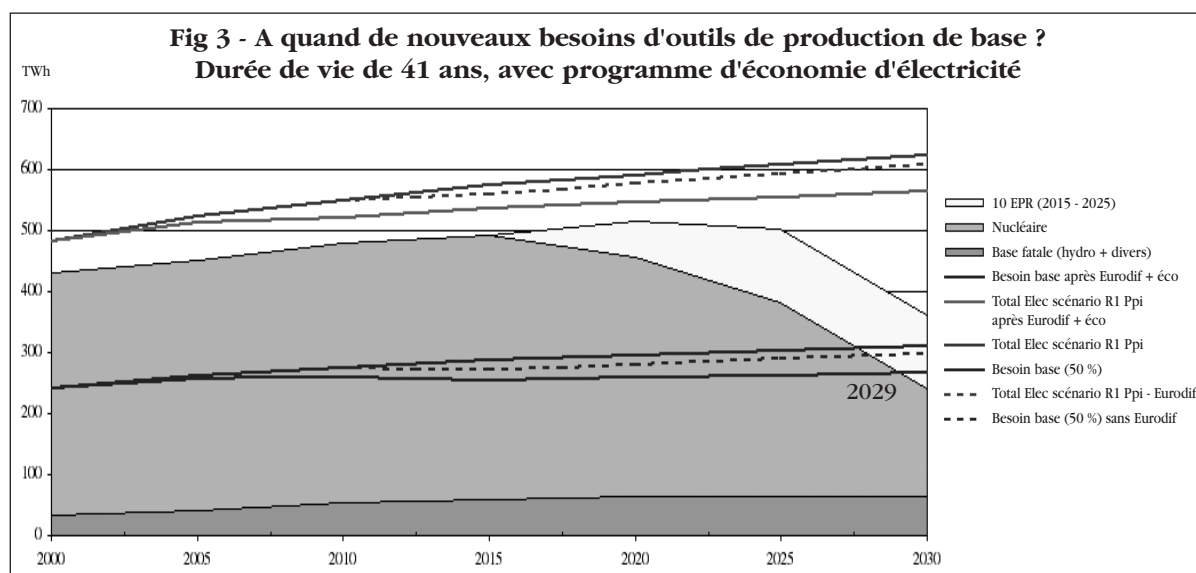
Première conclusion

Si l'on veut respecter la règle d'usage à moindre coût économique du nucléaire en fonctionnement de base, l'introduction de nouvelles centrales nucléaires ne se justifie pas avant 2028 ou 2033 selon les durées de vie du parc retenues (41 et 45 ans).

Dans l'hypothèse durée de vie 41 ans, l'introduction d'EPR à partir de 2015 ramène la proportion de nucléaire dans l'ensemble de la production à une valeur de 75 % en 2025 et dégrade obligatoirement le taux d'utilisation du parc nucléaire à des valeurs proches d'aujourd'hui.

Dans l'hypothèse d'une durée de vie de 45 ans, cette proportion atteint 88 % en 2025 ce qui traduit une utilisation très loin de l'optimum du parc nucléaire existant.

Il est bien évident que l'application éventuelle de programmes plus ou moins ambitieux de maîtrise de la consommation d'électricité retarderait encore l'échéance de la nécessité d'introduction de nouveaux réacteurs dans le parc. La figure 3 ci dessous illustre un tel cas avec un programme de maîtrise de l'électricité conforme à celui proposé par la MIES pour 2010 (30 TWh d'économie en 2010) mais qui reste très modeste à horizon 2030 (60 TWh ou à peine 10 % d'économie). On ne gagne alors qu'un ou deux ans sur l'échéance du renouvellement du fait de la courbe très prononcée d'obsolescence du parc autour des années 2030, 30 TWh par an.

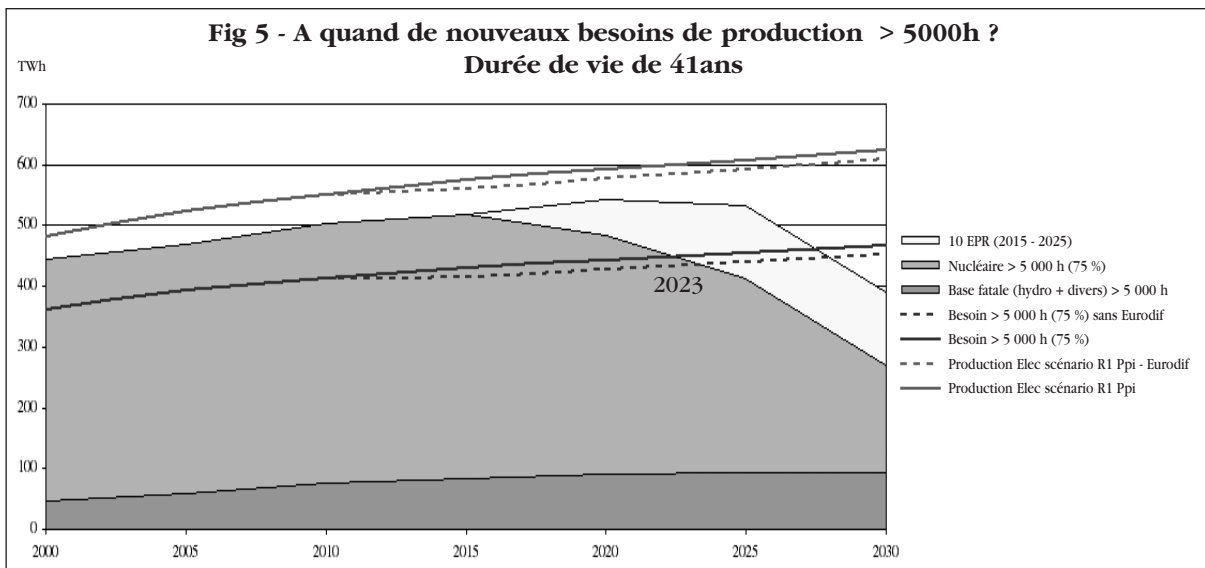
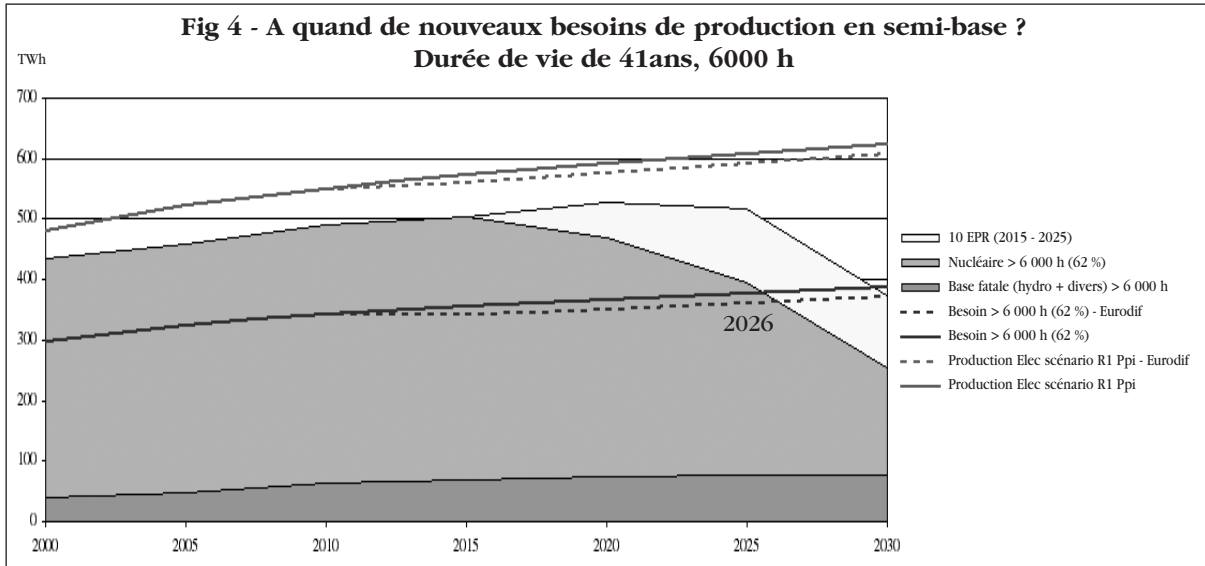


Nucléaire en semi base

Il est intéressant de voir comment évolue la situation si l'on accepte une dégradation économique des conditions d'usage du nucléaire, par exemple pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre. On trouvera ci dessous les courbes correspondant à des utilisations du « nucléaire + la base fatale » supérieures ou égales à 6 000 heures et 5 000 heures par an (respectivement 62 % et 75 %³ pour 41 ans de durée de vie et sans programme d'économie d'électricité).

On constate que dans le premier cas le besoin de remplacement se fait sentir en 2026 et dans le second en 2023. A noter que dans cette période où la pente de décroissance du nucléaire existant est moins forte, le programme d'économie d'électricité précédemment cité permet de gagner 2 ans à 2025 et 2028.

L'introduction de 10 EPR dans le parc en 2025 conduirait à des proportions d'électricité « fatale > 6 000 heures + nucléaire » de 87 % et pour 5 000 heures de 90 %.



Conclusion

Dans les conditions de croissance des besoins d'électricité décrites par le gestionnaire du réseau RTE qui sert de base à la programmation des investissements de production électrique, il n'est jamais nécessaire avant 2023 ou 2028, selon la durée de vie du parc, d'introduire de nouveaux moyens nucléaires, sauf à les faire travailler pendant des durées nettement inférieures à 4000 heures par an, domaine où leur compétitivité par rapport aux autres solutions s'effondre. Bien entendu des programmes plus ou moins ambitieux de MDE retarderaient ces échéances. Dans le sens inverse, une beaucoup plus forte croissance des besoins électriques que celle prévue par RTE pourrait avancer ce délai de mise en place. ■

- 1 - Il faut noter que l'évolution ainsi projetée par RTE, quasiment linéaire entre 2005 et 2030 est très différente de celle que proposent certains scénarios où l'on envisage une croissance exponentielle des besoins, par ex à 2 % par an sur trente ans qui conduiraient à plus de 800TWh en 2030. En effet si la croissance envisagée par RTE sur l'ensemble de la période est analogue à celle d'une croissance de 1 % par an, elle s'effectue en fait avec un taux de croissance constamment évolutif, de 1,4 % en début de période à 0,6 % en fin de période.
- 2 - Le faible taux d'utilisation actuel provient en effet en bonne part du fait que le parc nucléaire est aujourd'hui très largement surdimensionné par rapport aux besoins de base.
- 3 - Cette valeur est du même ordre de grandeur que celle de l'année 2003 : compte tenu des exportations d'électricité la proportion de l'électricité « fatale > 6 000 heures + le nucléaire » est de 78 % de la production électrique totale.

Note à Madame Nicole Fontaine sur le rapport Bataille Birraux

Benjamin Dessus et Bernard Laponche – 12 décembre 2003

COMMENTAIRES ET CRITIQUES

Le rapport « *La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs* » de Christian Bataille et Claude Birraux, centre son analyse et ses recommandations sur les points suivants :

- les possibilités techniques et les conséquences économiques d'une extension significative de la durée de vie moyenne du parc nucléaire français actuel jusqu'à 40, voire 50 ou 55 ans.
- les conséquences de cette extension de durée de vie sur les échéances et la dynamique de renouvellement du parc nucléaire d'ici 2050.
- l'intérêt du réacteur EPR proposé par Framatome comme solution de transition entre le parc actuel et les réacteurs de la génération suivante, la génération dite G IV, censée apporter des éléments déterminants de progrès aussi bien sur les questions de risques d'accident que de prolifération ou de déchets.
- la nature et l'enjeu des recherches à développer pour la mise au point de la génération GIV pour assurer la relève de la solution EPR, considérée comme transitoire.

Ce rapport, fruit de l'audition de nombreuses personnalités, comporte une analyse approfondie de nombreux points. Il ne peut être question dans une courte note d'en réaliser une critique détaillée. Dans cette note, nous limitons nos commentaires aux questions économiques et énergétiques concernant la pertinence de l'introduction d'EPR dans le parc actuel de production d'électricité. On peut en effet résumer la progression du raisonnement et les messages principaux du rapport sur ces points par les quelques considérations suivantes :

- 1 - L'extension de la durée de vie des réacteurs actuels au delà de 30 ans (40 voire 50 ou 60 ans) apparaît techniquement tout à fait possible, sans remettre en cause la sûreté, et hautement souhaitable du point de vue économique.
- 2 - Malgré cette prolongation d'un minimum de 10 ans de la durée de vie du parc ¹ par rapport aux prévisions d'il y a quelques années, la combinaison d'une croissance inéluctable des besoins d'électricité, de la dynamique de décroissance du parc nucléaire et des exigences de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre conduit à la nécessité d'introduction de nouvelles tranches nucléaires dans le parc français autour de 2020.
- 3 - Compte tenu des échéances qui excluent pour les auteurs le recours à la génération GIV à l'horizon du renouvellement, seul l'EPR, parmi les concurrents possibles, satisfait aux différents critères de sûreté, de disponibilité et de compétitivité requis pour cette transition.

Le raisonnement et les conclusions proposées apparaissent à première vue comme imparables. La première partie du raisonnement, la prolongation proposée de la durée de vie du parc, devrait pourtant a priori conduire plutôt à modérer les propos sur l'urgence du renouvellement qu'à les renforcer. Mais le lecteur, s'il est convaincu par les arguments concernant la prolongation de la durée de vie proposée de 10 à 20 ans, voit grâce à cet argument, sa conviction de l'urgence renforcée, en imaginant la gravité du problème devant lequel se trouverait la France si cette prolongation se révélait impossible.

Il est donc important d'analyser de plus près les hypothèses explicites et/ou implicites sur lesquelles repose le déroulement du raisonnement des auteurs.

I - La durée de vie du parc

La discussion sur la durée de vie du parc actuel n'attire pas de commentaires particuliers de notre part. Elle reprend d'ailleurs assez largement les analyses et les conclusions du rapport Charpin, Dessus, Pellat² qui avaient conduit les auteurs à envisager des scénarios prospectifs centrés sur deux hypothèses de durée de vie du parc actuel, 41 ans et 45 ans. Il reste bien entendu tout à fait essentiel de s'assurer que cette prolongation de durée de vie, dont les avantages économiques sont reconnus, ne s'obtient pas au détriment de la sûreté des réacteurs qui doit non seulement se maintenir, mais s'améliorer au cours de cette phase éventuelle de prolongation.

II - Les échéances du renouvellement

Par contre les prémisses du raisonnement qui sous tend la nécessité du renouvellement du parc à l'horizon 2020, avec des dynamiques dépendant principalement des durées de vie envisageables, sont tout à fait contestables. En effet, aucun scénario explicite d'évolution des besoins d'énergie électrique aux divers horizons ne vient justifier l'analyse présentée. Il s'agit là d'une carence considérable que nous avons déjà d'ailleurs eu l'occasion de signaler dans une précédente note à Madame la ministre de l'industrie³.

Alors qu'elle est centrale, la seule référence explicite à l'évolution des besoins d'électricité apparaît à la page 93 du rapport sous la forme suivante : « l'hypothèse commune aux scénarios étudiés par EDF est que la puissance en centrales thermiques en base⁴, actuellement de 60 GW devrait passer à 75 GW en 2050 (dont 5 GW pour l'hydraulique de base) ».

Outre que cette présentation masque la très mauvaise utilisation qui est faite aujourd'hui de ces moyens puisque les besoins de base recensés en 2002 n'ont atteint que 240 TWh (30 GW appelés) et non pas 480 TWh (60GW * 8 000 heures) comme le laisserait supposer l'assertion précédente, celle concernant la puissance de base en 2050 conduit à une consommation supérieure ou égale à 600 TWh en 2050.

On sait d'autre part que la distribution temporelle des usages de l'électricité en France conduit à une consommation en base de l'ordre de 50 % de la consommation annuelle totale. Le scénario non explicité sous jacent à l'assertion précédente conduit donc à une projection de consommation d'électricité de l'ordre de 1 200 TWh en 2050, soit une croissance des besoins d'électricité d'un peu plus de 2 % par an sur toute la période.

Si cette progression peut paraître comme tout à fait souhaitable pour l'opérateur EDF qui a établi ce scénario, elle est complètement en dehors des projections d'évolution des besoins dont on peut disposer aujourd'hui.

Les seuls éléments de scénarios électriques détaillés officiels dont nous disposons proviennent de RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, et ont servi de support au rapport « Programmation pluriannuelle des investissements ». Ils se traduisent par une augmentation des besoins d'électricité de 1,4 % entre 2000 et 2010, 0,9 % entre 2010 et 2015, 0,6 % entre 2015 et 2020 dans le scénario le plus consommateur (R1), traduisant en fait une évolution linéaire (et non pas exponentielle) des besoins d'électricité en France pour les décennies qui viennent⁵.

La poursuite de cette tendance conduirait à des besoins d'électricité de 620 TWh en 2030 et 720 TWh en 2050, **sans tenir compte** des programmes d'économie d'électricité qui sont actuellement en projet. Les projections qui servent actuellement d'outil à la programmation des investissements conduiraient donc, sauf retournement improbable, à des besoins d'électricité 65 % plus faibles que dans la projection qui sous tend le raisonnement du rapport Bataille-Birraux. Les scénarios du rapport Charpin, Dessus, Pellat s'inscrivent dans la même fourchette puisqu'ils projettent des consommations d'électricité finale comprises entre 535 TWh pour le scénario « bas » et 720 TWh pour le scénario « haut ».

Il est bien évident que de tels écarts de projection ont des conséquences majeures sur les échéances de renouvellement du parc.

Si l'on reste dans l'hypothèse d'une utilisation du parc nucléaire en base (8 000 heures par an) comme semble le préconiser le rapport qui se borne à ce cas d'utilisation pour étudier la compétitivité de la filière par rapport à d'autres filières de production d'électricité, les échéances de renouvellement sont totalement modifiées.

A titre d'illustration, et pour une durée de vie de 40 ans du parc actuel, le premier renouvellement pourrait se situer entre 2027 et 2030, 7 à 10 ans plus tard que dans le scénario Birraux-Bataille ⁶. Pour 45 ans de durée de vie, cette échéance serait encore décalée de 5 ans, 2032 à 2037.

Tableau I : Scénarios d'évolution des besoins d'électricité et échéance de renouvellement des premières tranches nucléaires du parc français (40 ans de durée de vie)

TWH	BESOINS TOTAUX		BESOINS DE BASE		Echéance du premier renouvellement
	2030	2050	2030	250	
Scénario implicite Rapport OPESCT	803	1200	400	600	2020
Scénario prolongation RTE ou CDP	500 à 600	600 à 800	250 à 300	300 à 400	2027 à 2030

On voit bien à travers cet exercice la très grande influence du scénario de besoins d'électricité choisi sur l'échéance du renouvellement.

L'absence de toute justification du scénario implicite d'évolution des besoins d'électricité retenu par les auteurs du rapport nuit évidemment fortement à la crédibilité de l'exercice ⁷.

III - La date d'apparition d'une nouvelle génération de réacteurs

Le raisonnement des auteurs s'appuie d'autre part largement sur l'affirmation selon laquelle la mise en service de générateurs d'un nouveau type, présentant des avantages décisifs par rapport à la filière des réacteurs à eau, ne saurait être envisagée avant 2035 ou 2040. Cette assertion, largement relayée depuis dans différentes instances, apparaît comme contestable. En effet certaines des filières de cette génération ont fait dans les années 1960 à 1980 l'objet de réalisations de prototypes, voire même de démonstrateurs en vraie grandeur, par exemple les réacteurs Haute Température (HTR), ou certains des réacteurs à neutrons rapides. Il apparaît dans ces conditions au moins surprenant que le développement industriel de certaines de ces filières exige 35 à 40 ans d'efforts alors que le développement ex-nihilo des réacteurs PWR (équipant les centrales actuelles) a pris moins de 20 ans.

La littérature récente montre d'ailleurs que les promoteurs de la filière HTR par exemple - qui présente selon eux des avantages décisifs de rendement (50 à 55 % au lieu de 33 à 35 % pour les PWR) et de sûreté intrinsèque - considèrent que ce réacteur pourrait être disponible dès 2010 ou 2015 ⁸ pour fabriquer de l'hydrogène.

Une analyse réellement indépendante de cette question mériterait bien évidemment d'être engagée pour vérifier la vraisemblance des échéances retenus au dire d'experts qui sont juges et partie dans cette affaire.

IV- La compétitivité de la filière EPR

Le rapport Bataille-Birraux se fonde sur les mêmes éléments, les mêmes méthodes de calcul et les mêmes données chiffrées que ceux qui ont servi à établir les coûts de référence publiés récemment par la DGEMP et que nous avons critiqués au cours de notre entrevue avec Madame la ministre de l'industrie, critique qui a fait l'objet d'une note qui lui a été remise en séance ⁹ : critiques concernant l'absence de scénario justifiant le besoin de 4 ou 10 réacteurs en base, l'absence d'analyse indépendante de données chiffrées (techniques et financières) en provenance des seuls constructeurs, etc.

On constate d'ailleurs que la seule analyse a priori indépendante d'EDF et des constructeurs, celle des finlandais, pourtant réalisée sur la base du chiffrage initial du projet, aujourd'hui nettement dépassé (2,2 à 2,5 milliards d'euros au lieu de 1,8) conduit à une différence de coût d'à peine 10 % entre les coûts marginaux actualisés en base du kWh nucléaire et ceux du kWh turbine à gaz.

Comme on l'a précisé pour les coûts de référence de la DGEMP, l'absence de scénario justifiant l'usage en base d'une série d'EPR, l'absence totale de possibilité d'expertise indépendante des données chiffrées affectent très largement la crédibilité des conclusions annoncées.

Conclusion

Parmi les quatre principaux piliers qui soutiennent le raisonnement des rapporteurs, seul le premier, celui de la possibilité et de l'intérêt d'une prolongation de 10 ans ou plus de la durée de vie du parc fait l'objet d'un assez large consensus.

Par contre :

- la dynamique d'évolution des besoins électriques qui sous tend celle du renouvellement du parc apparaît comme totalement déviante par rapport aux scénarios dont on peut disposer ;
- le délai affiché pour la mise sur le marché de technologies « révolutionnaires » est contredit par le discours même de certains promoteurs de ces nouvelles technologies (y compris Areva) ;
- La compétitivité « incontestée du kWh nucléaire » ne fait pour le moins pas consensus à la fois pour des raisons méthodologiques de calcul et pour des raisons d'absence de transparence des informations ¹⁰.

Chacun de ces points est de nature à remettre en cause les recommandations du rapport et l'urgence de lancer un démonstrateur d'EPR à court terme. Mais plus encore, c'est l'imbrication de ces incertitudes qui remet en cause la construction même du raisonnement qui justifie les propositions. ■

1 - Prolongation d'ailleurs actée unilatéralement par EDF récemment qui a décidé d'amortir ses centrales sur 40 ans au lieu de 30.

2 - JM Charpin, B Dessus, René Pellat, *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, Rapport au premier ministre, 2000.*

3 - Note Benjamin Dessus – Bernard Laponche à madame la ministre déléguée à l'industrie sur le Livre blanc sur les énergies - 7 décembre 2003.

4 - Il s'agit de moyens de production appelés plus de 8 000 heures par an.

5 - Cette évolution est d'ailleurs conforme à celle observée depuis une trentaine d'années.

6 - Une note détaillée sur cette question « Quelle place pour les EPR en France dans les 30 ans qui viennent ? » a été remise à madame la ministre de l'industrie au cours de notre visite du 8 décembre dernier.

7 - On notera que cette même remarque avait été formulée à la DGEMP à propos de son exercice « coûts de référence de l'électricité » qui vient de paraître.

8 - Voir par exemple les déclarations de Didier Beutier (Cogema) et de Bertrand Barré (Framatome) dans le numéro spécial de *Science et Vie* « le siècle nucléaire » et les pages 183 à 188 consacrées à ces réacteurs dans le rapport Bataille-Birraux.

9 - Le coût du kWh EPR, Benjamin Dessus.

10 - Alors que les résultats économiques du rapport Charpin Dessus Pellat avaient semblé recueillir un large consensus.

Du point de vue de l'environnement

Politiques nucléaires à l'horizon 2050 et effet de serre : Que disent les scénarios mondiaux et nationaux ?

Rédaction de Global Chance

Le point de vue de l'environnement

On nous répète inlassablement qu'entre nucléaire et effet de serre il va falloir choisir ! Certes le nucléaire ne produit pas d'émissions significatives de CO₂, mais est-il à la hauteur du défi climatique à relever, au monde et dans notre pays ?

La relance du nucléaire au niveau mondial est souvent présentée comme l'alternative énergétique la plus réaliste à court et moyen terme (d'ici 2050), voire unique, au renforcement très rapide des émissions de CO₂ mondiales responsables du changement climatique. Depuis la canicule, son développement est également présenté comme une solution d'adaptation adéquate pour lutter contre les conséquences du réchauffement (climatisation, chauffage, etc).

L'objectif de ce papier est de préciser les enjeux et les risques associés à une relance plus ou moins importante du nucléaire, au monde et en France, pour lutter contre le renforcement de l'effet de serre.

Il existe de nombreux scénarios énergétiques mondiaux et français qui permettent de confronter des stratégies diversifiées de recours à l'énergie nucléaire dans les 50 ans qui viennent à l'objectif de lutte contre le renforcement de l'effet de serre.

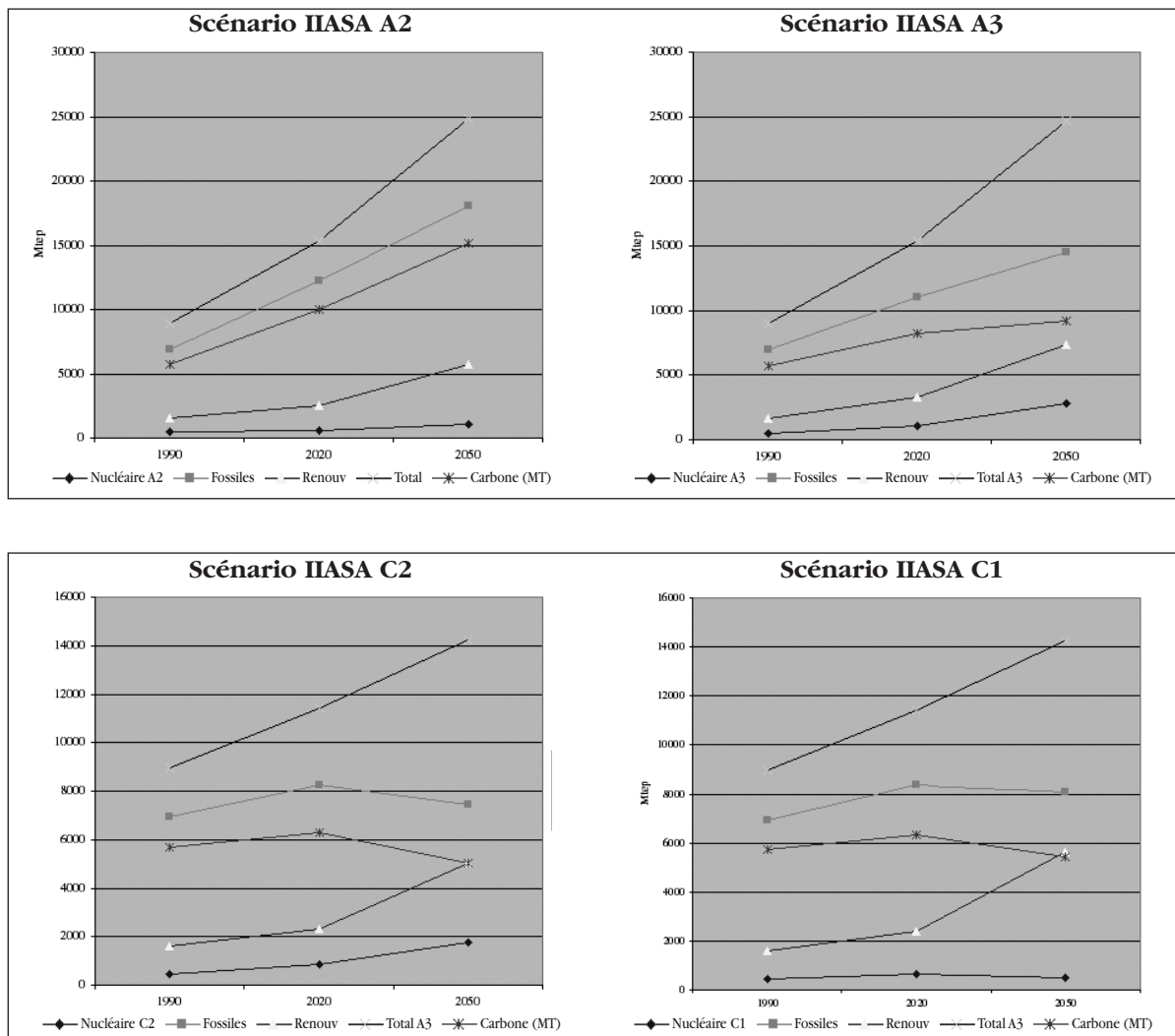
On fera l'hypothèse, dans la suite de cette étude :

- que l'énergie nucléaire, comme les énergies renouvelables, ne produit pas de gaz à effet de serre. Ce n'est évidemment qu'une approximation mais qui respecte les ordres de grandeur qui sont nécessaires à notre étude,
- que les filières nucléaires actuelles resteront très majoritaires dans le bilan en 2050. En effet les initiatives récentes en faveur du lancement d'un EPR, réacteur « évolutionnaire » se fondent sur l'affirmation que des technologies révolutionnaires n'apparaîtront pas sur le marché avant une quarantaine d'années¹ : elles n'auront donc pas d'impact quantitatif significatif sur les bilans mondiaux avant 2050.

Les scénarios mondiaux.

On dispose d'une part d'un scénario prévisionnel de l'AIE dont l'horizon n'est que de 2030 et qui se veut traduire la prolongation des politiques actuelles des différentes régions du monde et de nombreux scénarios prospectifs à l'horizon 2050 qui mettent en scène des images contrastées de politiques énergétiques : plus ou moins grands efforts de maîtrise de l'énergie, recours plus ou moins important au nucléaire, aux renouvelables et aux énergies fossiles. En particulier l'IIASA pour le compte du Conseil mondial de l'énergie et l'IPPC ont établi des images régionalisées de ce type à l'horizon 2050.

Pour cerner les conséquences en termes d'effet de serre de politiques très contrastées, nous avons choisi d'analyser les scénarios de l'IIASA. Comme notre propos est de jauger l'importance des politiques nucléaires décrites en termes d'effet de serre nous avons retenu 4 scénarios parmi les 6 présentés par l'IIASA. Deux à forte consommation d'énergie mondiale, et deux à plus faible consommation, mais avec des participations très contrastées de nucléaire aux bilans énergétiques : scénarios A2 (forte consommation, faible nucléaire) et A3 (forte consommation, fort nucléaire), C1 (consommation modérée, faible recours au nucléaire), et C2 (consommation modérée, fort recours au nucléaire). Le scénario AIE quant à lui se caractérise par une stagnation puis un déclin du nucléaire jusqu'en 2030 où il ne représente plus que 5 % de la production mondiale d'énergie contre 7 % en 2000. Les graphiques ci-dessous illustrent les évolutions des approvisionnements primaires dans les 4 scénarios précédemment cités.



Le scénario à plus faibles émissions de CO₂ en 2050 est le scénario C2 qui cumule des économies d'énergie importantes par rapport aux scénarios A « fil de l'eau » (10 350 Mtep) un recours massif aux renouvelables (5 000 Mtep) et important au nucléaire (1 770 Mtep). Il conduit à des émissions de 5 000 Mt de carbone en 2050, encore trop élevées puisqu'on admet que la biosphère est capable d'une absorption annuelle de carbone de l'ordre de 3 à 3,5 Gtonnes. Il est suivi du scénario C1 qui, pour la même demande, laisse stagner le nucléaire au niveau de 2000 et émet 400 Mt de carbone de plus (8 %).

Les scénarios A les plus dispendieux conduisent tous deux à des émissions très au dessus des précédents, respectivement 15 200 et 9 200 Mtonnes de carbone en 2050. Le scénario A3, malgré un recours massif aux renouvelables (7 300 Mtep) et une très forte relance du nucléaire (2 800 Mtep en 2050 contre 675 en 2000) émet près du double de carbone que le scénario C1 à consommation modérée, pourtant caractérisé par une stagnation du nucléaire sur toute la période, autour de 600 Mtep.

La maîtrise de l'énergie apparaît donc bien comme la marge de manoeuvre prépondérante de lutte contre le changement climatique.

Pour mieux apprécier l'importance accordée par ces scénarios au nucléaire dans la lutte contre le réchauffement du climat on peut calculer les émissions supplémentaires qu'aurait entraîné la substitution du nucléaire proposé par des énergies fossiles. Pour faire cet exercice on a remplacé le nucléaire par un mix de charbon et de gaz² au prorata des consommations de ces énergies déjà prises en compte dans chaque scénario. Dans le scénario A2 par exemple il faut substituer 4 200 TWh d'électricité nucléaire par de l'électricité produite au charbon (rendement de 35 %) et au gaz (rendement de 55 %) dans les proportions de 55 % et 45 %³, soit 2 300 TWh d'électricité ex charbon et 2 100 ex gaz, 657 Mtep de charbon et 380 de gaz naturel, soit encore 980 Mt de carbone. Dans le scénario A2 le recours au nucléaire retenu permet donc d'éviter en 2050 l'émission supplémentaire de 980 Mt de carbone, soit 6,5 % des émissions de ce scénario. Le tableau suivant rassemble les valeurs d'économie d'émission de carbone réalisées en 2050 par le nucléaire dans les différents scénarios.

Nucléaire et émissions de CO2 des différents scénarios en 2050

Scénario MtC	Emissions évitées Par le nucléaire en 2050	Emissions en 2050 du scénario	% d'émissions évitées par le recours au nucléaire
A2 (nuc 1090 Mtep)	980	15100	6,5%
A3 (nuc 2820 Mtep)	1485	9240	16%
C1 (nuc 520 Mtep)	348	5420	6,4%
C2 (nuc 1770 Mtep)	1215	5000	24%

Ce tableau montre qu'il faut atteindre des niveaux de relance nucléaire très importants dans les scénarios « au fil de l'eau » pour commencer à agir de façon tant soit peu significative sur les émissions de GES au niveau d'une quinzaine de %. Pour y parvenir, il ne suffit pas d'une relance dans les pays de l'OCDE. Dans le scénario A3 en 2050, on trouve la répartition régionale suivante des approvisionnements nucléaires :

Développement régional du nucléaire dans le scénario A3

Scénario A3 Mtep	1990	2050	Facteur multiplicatif
Pays en développement	25	1000	40
Dont			
Chine		480	
Inde		200	
Afrique		160	
Pays développés	425	1820	4,5
Dont			
Europe	166	975	
Amérique du Nord	153	420	
Japon	45	180	
Pays en transition	60	230	4

Une très forte relance en Europe, deux fois plus modeste en Amérique du Nord et de très forts taux de pénétration en Chine et en Inde, une accession au nucléaire de l'Afrique à un niveau très conséquent, et par contre, une Amérique latine et un Moyen Orient laissés complètement en dehors de ce développement massif, voilà l'image que nous propose le scénario A3, le plus optimiste pour le nucléaire. Dans le scénario C2 à consommation modérée, le potentiel de réduction de GES est plus important (20 %) pour un nucléaire qui ne représente pourtant que 60 % de celui de A3.

Développement régional du nucléaire dans le scénario C2

Scénario C2 Mtep	1990	2050	Facteur multiplicatif
Pays en développement	25	700	28
Dont			
Chine		290	
Inde		135	
Afrique		25	
Pays développés	425	1070	2,5
Dont			
Europe	166	530	
Amérique du Nord	153	370	
Japon	45	90	
Pays en transition	60	90	1,5

Au delà de l'image instantanée que nous livrent ces scénarios en 2050 il est intéressant de juger des politiques en cause en analysant les quantités de carbone et de déchets nucléaires accumulés dans les différents scénarios entre 1990 et 2050. Les problèmes d'environnement rencontrés sont en effet des problèmes de cumul, cumul de CO2 dont la durée de vie dans l'atmosphère excède 100 ans et déchets nucléaires à très longue durée de vie.

C'est l'objet du tableau ci dessous :

Cumul 1990-2050 du CO2 et des déchets nucléaires des scénarios IIASA

Scénarios	Cumul Nucléaire (1990-2050) Gtep	Cumul CO2 du scénario Gtonnes	Economies cumulées de CO2 par le nucléaire Gt	Economies de CO2 en %	Cumul déchets nucléaires ⁴ tonnes	Croissance du cumul
A2	40,4	600	36 (2,5 ans)	6%	4000	+880%
A3	79,7	470	41,9 (3ans)*	8,9%	7890	+1750%
C1	34,6	357	23,1(4,5 ans)	6,5%	3700	+820%
C2	58,7	350	40,3 (8ans)	11,5 %	5800	+1280 %

* années d'émissions 2050

Les différentes stratégies nucléaires affichées conduisent donc à des économies de CO2 cumulées qui se situent entre 6 et 11,5 % sur la période, au prix d'une multiplication de la masse de déchets à haute activité et à très longue durée de vie (plutonium et actinide mineurs) d'un facteur 9 à 18 environ par rapport à 1990.

Ces économies de CO2 cumulées restent très marginales par rapport à celles réalisées par l'adoption de stratégies de maîtrise de l'énergie qui se traduisent par des économies de CO2 5 à 10 fois supérieures comme le montre la deuxième colonne de ce tableau : il y a près d'un facteur deux entre les émissions de C2 et A2.

Voilà donc rapidement dressés les enjeux et l'ampleur des risques associés à une relance plus ou moins massive du nucléaire mondial pour lutter contre l'augmentation des émissions de GES.

On peut compléter cette analyse par des considérations géopolitiques en examinant la localisation des implantations nucléaires qu'imposeraient les stratégies proposées. Par exemple dans le scénario A3 on constate une très large dispersion géographique en 2050 : alors que le nucléaire civil reste confiné à moins d'une trentaine de pays en 2000, il s'implante dans plus d'une centaine de pays dans A3 en 2050 avec les conséquences que cela peut comporter en termes de risques, d'accidents, de prolifération et de gestion des déchets.

Les scénarios français.

On dispose aujourd'hui de trois scénarios pour la France en 2050 : les deux scénarios établis pour l'étude économique prospective de la filière nucléaire de JM Charpin, B Dessus et R Pellat (CDP) ⁵ et le scénario de l'association Négawatt ⁶. Ils décrivent des situations énergétiques très contrastées résumées dans le tableau suivant :

Consommation finale d'énergie en 2050 (Mtep)

Mtep 2050	2000	Dont élec	2050	Dont elec
Scénario CDP « H »	158	34 (395 TWh)	234	62 (720 TWh)
Scénario CDP « B »	158	34	161	46 (535 TWh)
Scénario Négawatt	158	34	120	30 (350 TWh)

Les consommations primaires d'énergies fossiles hors électricité et les émissions de CO2 correspondantes font l'objet du tableau ci dessous :

Consommations d'énergies fossiles et émissions de CO2 en 2050 hors électricité

2050	2050 (Mtep)	Emissions (MtC)
Scénario CDP « H »	165	125
Scénario CDP « B »	105	80
Scénario Négawatt	34	29

Il existe aussi une ébauche de scénario de Henri Prévot ⁷ dont l'horizon est plus proche (2030) : il se fixe de répondre au défi climatique en divisant par trois les émissions de CO₂ à cette époque, sans plan très explicite de maîtrise de l'énergie mais avec une très forte pénétration de l'énergie électrique nucléaire dans les secteurs de l'habitat et des transports comme le montre le tableau ci dessous :

Scénario Prévot	2000	Dont élec	2030	Dont élec
Mtep	158	34 (395 TWh)	157	69 (800 TWh)
Emissions de CO ₂ (MtC)	105	9	38	5

Dans l'étude CDP, il existe des scénarios très diversifiés pour la production d'électricité, depuis le renouvellement complet du parc nucléaire pour continuer à fournir de l'ordre de 70 % des besoins électriques en 2050 jusqu'à son abandon à la fin de sa durée de vie au profit de centrales à gaz naturel. Le tableau ci dessous donne les contributions du nucléaire et des fossiles au bilan électrique en 2050 des 6 principaux scénarios CDP et du scénario Négawatt, les émissions correspondantes et les quantités de déchets nucléaires produites. On y a ajouté celles du scénario Prévot en faisant l'hypothèse, en absence d'indication de l'auteur, d'une stabilisation de la consommation d'énergie en 2050 au niveau atteint en 2030.

Electricité dans les bilans environnementaux 2050 des scénarios CDP Négawatt et Prévot

2050	Nucléaire TWh	Electricité Fossiles (Mtep)	Déchets nucléaires*	Emissions de CO ₂ (MtC)
H1 (0 nuc en 2050)	0	106	0	62
H2 (nuc en base)	350	56	9 tonnes	30
H3 (70 % de nuc)	556	27	14,5	3
B2 (50 % de nuc)	246	35	6,4	19
B3 (70 % de nuc)	330	22	8,6	14
B4 (0 nuc en 2050)	0	75	0	46
Négawatt	0	14	0	9
Scénario Prévot	800	8	21	5

* sur la base de 26 kg de plutonium + actinides mineurs par TWh

Les émissions totales de CO₂ des différents scénarios sont donc les suivantes :

Part de la production d'électricité dans les émissions de CO₂ en 2050 des différents scénarios

2050 MtC	Hors Elec	Elec	Total	Gain Emissions de CO ₂ **
H1 (0 nuc en 2050)	125	70	195	0
H2 (nuc en base)	125	38	163	32 (16 %)
H3 (70 % de nuc)	125	19	144	51 (26 %)
B2 (50 % de nuc)	80	24	104	26 (20 %)
B3 (70 % de nuc)	80	15	95	15 (27 %)
B4 (0 nuc en 2050)	80	50	130	0

** par rapport au scénario équivalent avec sortie du nucléaire

Comme le montre la dernière colonne du tableau ci dessus, les stratégies de maintien de nucléaire à un niveau élevé permettent d'économiser de 26 à 27 % de CO₂ en 2050 par rapport aux scénarios équivalents mais avec sortie du nucléaire, au prix d'une production de 6 à 15 tonnes de déchets annuels.

A remarquer cependant que le scénario B4 de consommation modérée d'électricité et sortie du nucléaire produit en 2050 moins de CO₂ que le scénario haute consommation H3 avec 70 % de nucléaire (130 MtC contre 144).

Dans les deux scénarios Négawatt et Prévot, les émissions de CO₂ sont égales et beaucoup plus faibles que dans les scénarios précédents. Cette réduction est essentiellement obtenue par contraction de la demande d'énergie dans le scénario Négawatt, par le recours aux biocarburants (20Mtep) et un quasi doublement du recours au nucléaire dans le scénario Prévot, avec la conséquence d'une production de 21 tonnes de déchets contre zéro dans le scénario Négawatt.

Les conséquences cumulées des diverses stratégies proposées d'ici 2050 sont données dans le tableau ci-dessous :

Cumuls de CO2 et de déchets nucléaires sur la période 2000-2050

Scénarios	Total CO2 cumulé 2000-2050 (MtC)	Part de l'électricité dans le cumul de CO2 (MtC)	Cumul de déchets nucléaires 2000-2050* (t)
H1 (0 nuc en 2050)	8000	1975	365
H2 (nuc en base)	7200	1175	473
H3 (70 % de nuc)	6725	700	594
B2 (50 % de nuc)	5725	825	411
B3 (70 % de nuc)	5500	600	459
B4 (0 nuc en 2050)	6375	1475	329
Négawatt	3600	?	< 300
Scénario Prévot**	2400	330	903

* Chiffres tirés du rapport CDP

** avec l'hypothèse d'une stabilisation de la consommation d'énergie en 2050 au niveau atteint en 2030

Dans les scénarios haute consommation, la stratégie la plus volontariste pour le nucléaire permet d'éviter l'émission cumulée de 1 275 Mtonnes de carbone, 16 % par rapport au scénario de sortie progressive du nucléaire à la fin de vie des réacteurs. Dans les scénarios bas, l'écart est de 875 Mtonnes, soit 15,6 %. Cette économie d'émission s'effectue au prix d'une augmentation de 62 % de la masse de déchets nucléaires dans les scénarios hauts et de 40 % dans les scénarios basse consommation.

Dans tous les cas et quelle que soit la stratégie nucléaire choisie, les scénarios à consommation d'énergie modérée présentent des cumuls d'émission et de déchets nucléaires plus faibles que ceux des scénarios haute consommation à l'exception notable du scénario Prévot dans lequel le stock de déchets dépasse nettement tous les autres.

Le scénario Négawatt permet à la fois de réduire très nettement le bilan carbone cumulé (d'un facteur 2,2 par rapport à H1) tout en limitant à une valeur non précisée (la durée de vie des centrales nucléaires retenue n'est pas connue) mais certainement < 300 tonnes le cumul de déchets. Le scénario Prévot, s'il est prolongé jusqu'en 2050, permet une réduction encore plus sensible du bilan carbone cumulé que le scénario Négawatt⁸ par rapport au scénario B4 de sortie du nucléaire (un facteur 3) qui affiche la même consommation finale mais produit un stock trois fois plus important de déchets nucléaires en 2050. A noter cependant, comme le montre la colonne 2 du tableau ci-dessus concernant les émissions cumulées de CO2 dues à l'électricité, que la contribution du nucléaire du scénario Prévot permet d'éviter l'émission de 1 145 Mt C par rapport au scénario B4 (à même consommation finale, mais avec sortie du nucléaire) soit 18 % des émissions de ce scénario (6 375 MtC).

Quelques éléments de conclusion

Nous n'avons envisagé ici les conséquences en termes d'émissions de CO2 et de déchets que pour des scénarios bien ou assez bien explicités aussi bien pour la France que pour le monde sur la base des technologies actuelles. Il en existe bien entendu d'autres. Parmi eux certains comme ceux de l'IPCC conduisent à des résultats du même ordre que ceux que nous venons d'exposer.

D'autres sont beaucoup plus volontaristes vis à vis du nucléaire comme celui de P. Bauquis⁹. Ils s'appuient généralement sur la diffusion très rapide de technologies nucléaires qui n'existent encore que sur le papier et dont aussi bien les industriels que l'administration française, pourtant favorables à une relance du nucléaire, considèrent qu'elles n'émergeront sur le marché que vers 2040. Leurs projections sont largement irréalistes et leurs conséquences largement inconnues puisque les caractéristiques de ces nouvelles filières nucléaires sont encore très imprécises (rendements, types et quantités de combustibles et de déchets). C'est ainsi par exemple que le scénario de P. Bauquis, destiné à une substitution des carburants pétroliers supposerait, pour produire les carburants de substitution, la construction à partir d'aujourd'hui et jusqu'en 2050 de 3 à 4 centrales de 300 MW par semaine d'une nouvelle filière nucléaire non actuellement développée et pour le seul besoin des transports mondiaux.

Si nous en restons aux scénarios considérés comme réalistes par les tenants même d'une relance du nucléaire, les éléments suivants peuvent être apportés au débat :

- 1 - Aussi bien en France que pour le monde, les stratégies plus ou moins volontaristes de relance du nucléaire ont des conséquences sur les émissions cumulées de CO₂ sur la période 2000-2050 qui restent relativement modestes : 6 à 11 % pour le monde, 7 à 16 % pour la France. Même dans le scénario Prévost, le programme très ambitieux de relance du nucléaire ne permet d'éviter que 1 145 Mtonnes de carbone par rapport au scénario de sortie du nucléaire B4 soit 18 %. Cette donnée relativise de façon significative le discours habituel " nucléaire ou effet de serre " puisque restent à traiter 82 à 94 % du problème posé.
- 2 - Les conséquences de politiques de relance mondiale du nucléaire changent significativement la nature et l'ampleur des risques qui lui sont spécifiques : risques d'accidents, dissémination et risques de prolifération, cumul des déchets (une multiplication par 9 à 18 selon les scénarios). C'est certes moins le cas en France du fait de l'inertie du parc actuel ; néanmoins, par exemple, les stratégies de relance les plus volontaristes conduisent à une augmentation de 40 à 300 % des déchets nucléaires en 2050.

Dans ce contexte, l'intérêt pour la France et pour la communauté internationale d'une relance à court terme du nucléaire sur la base des technologies actuelles dans le but de lutter contre le renforcement des émissions paraît discutable. Cette stratégie, souvent présentée comme incontournable, mériterait d'être sérieusement confrontée à des stratégies alternatives d'économie d'énergie et de développement des énergies renouvelables qui ne présentent pas ou peu de risques environnementaux, comme en Allemagne ou au Royaume Uni. ■

- 1 - *A noter que l'affirmation d'un délai aussi long pour l'apparition de nouvelles filières est bien utile pour justifier la nécessité d'une relance à travers l'EPR supposé combler le « trou » avant l'émergence de ces technologies nouvelles.*
- 2 - *Le nucléaire permettant de produire de l'électricité a été systématiquement remplacé par des centrales électriques à charbon ou à gaz.*
- 3 - *Dans ce scénario on recourt en effet déjà à 4 400 Mtep de charbon, et 3 300 Mtep de gaz, soit respectivement à 55 et 45 % du total de ces deux ressources.*
- 4 - *Plutonium et actinides mineurs sur la base de 26 kg par TWh.*
- 5 - *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, rapport au premier ministre, la documentation française Sept 2000.*
- 6 - *Scénario Négawatt pour un avenir sobre efficace et renouvelable, Les Cahiers de Global Chance n° 17, septembre 2003.*
- 7 - *Quelles mesures prendre dès aujourd'hui pour diminuer profondément les émissions de GES liées à l'énergie, Note de H Prévost, 3 octobre 2003.*
- 8 - *La décroissance envisagée d'ici 2030 est en effet nettement plus rapide dans Prévost (38 Mt) que dans Négawatt (80 Mt).*
- 9 - *Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050, Pierre René Bauquis, à paraître.*

Le point de vue économique

Le coût du kWh EPR

Benjamin Dessus - Association Global chance

Le point de vue économique

La grande mode aujourd'hui est de parler du « nucléaire de marché » dont les avantages économiques seraient tels qu'on comprend bien mal pourquoi nos voisins européens continuent à faire la moue et parfois même s'obstinent à vouloir sortir de cette technologie. Il est intéressant de regarder, d'un peu plus près les méthodes de calcul et de revenir sur les données qui ont servi de base à cette « démonstration » de la compétitivité de l'EPR.

L'un des arguments employé de façon récurrente pour justifier la construction d'un démonstrateur puis d'une série d'EPR est celui de la compétitivité économique par rapport aux autres filières de production d'électricité (principalement le charbon et le gaz naturel). La sélection récente de l'EPR par le groupe finlandais TVO est présentée par les tenants de cette filière comme la preuve irréfutable de la compétitivité de cette nouvelle filière. L'EPR accéderait ainsi au statut de « nucléaire de marché ».

C'est du moins ce qui ressort du document « Coûts de référence de la production électrique » publié par la Direction Générale de l'Energie et des Matières premières du Ministère de l'Industrie. Jugez en en effet à partir du tableau suivant qui reprend les principales conclusions de cette étude.

Tableau 1. Coûts de production en base (8 000 heures par an)

2015 Euros/MWh TTc	Nucléaire EPR	Cycle combiné Gaz naturel	Charbon pulvérisé	Charbon Lit fluidisé
Actualisation 8%	28,4	35	33,7	32
Actualisation 5%	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation 11%	37	36,9	38,5	36,4

On voit en effet que pour les taux d'actualisation généralement retenus (8 % en France, 5 % pour la Banque mondiale) les surcoûts au MWh pour les cycles combinés à gaz oscillent entre +23 % et +54 %, pour le Charbon lit fluidisé entre +13 et +29 %. Il faut atteindre un taux d'actualisation de 11 % pour parvenir à la compétitivité du gaz naturel et encore avec une hypothèse modérée de coût du gaz (3,30 \$/MBtu). Il n'y avait donc pas photo !

Avec un taux d'actualisation de 8 %, il faudrait atteindre des durées de fonctionnement inférieures à 4 500 heures pour assurer la compétitivité du gaz naturel. Et tout cela sans même prendre en compte le problème des émissions de gaz à effet de serre qui vient plomber le coût du kWh d'origine fossile. Pour une fourchette de coûts à la tonne de CO₂ de 4 à 20 euros (14,6 à 73,3 la tonne de carbone) la DGEMP impute 1,4 à 7,1 euros supplémentaires au MWh gaz, de quoi assurer la compétitivité du nucléaire jusqu'à des durées de fonctionnement de l'ordre de 3 000 heures.

A lire ces chiffres, on est soudain pris d'un doute ! N'est ce pas trop beau pour être vrai ? Comment se fait il que des gens aussi intelligents et pragmatiques que nos voisins allemands, belges ou anglais fassent la fine bouche et refusent d'investir dans une filière si évidemment compétitive ?

Et pourquoi donc, trois ans plus tôt, avec Jean Michel Charpin et René Pellat ¹, avons nous trouvé des résultats très sensiblement différents, au point qu'il nous avait paru quasiment impossible de départager la filière nucléaire de la filière cycle combiné à gaz sur des critères économiques ?

A y regarder de plus près, on est amené à s'interroger à la fois, sur la méthode de calcul, sur les paramètres pris en compte et sur la justification des données chiffrées.

La méthode de calcul et les paramètres pris en compte

Deux méthodologies distinctes pour deux questions distinctes

L'étude « Coûts de référence de la production électrique » se propose de comparer les coûts actualisés d'un MWh d'une tranche ou d'un palier de production d'électricité **marginaux** pour des durées d'appel annuel déterminées, en faisant l'hypothèse implicite que les besoins d'électricité, à l'époque de réalisation de ces installations, justifieront les temps de fonctionnement analysés.

L'étude Charpin-Dessus-Pellat, « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », se propose par contre, dans deux hypothèses contrastées d'évolution des besoins nationaux d'électricité :

- de comparer les **coûts globaux cumulés** et actualisés, de différents mix de **production, transport et distribution** d'électricité sur la période 2000-2050,
- de comparer **dans chacun des scénarios** croisés d'offre et de demande, les **coûts moyens** actualisés d'un kWh des différentes filières.

Les objectifs sont donc très clairement différents et excluent donc toute comparaison hâtive des résultats trouvés, même si la comparaison des éléments constitutifs des différents coûts (coûts d'investissement unitaires, coûts d'exploitation, coûts des combustibles, etc.) reste pertinente.

Les préoccupations différentes conduisent en effet à des méthodes différentes **d'approche du coût de production**.

- Dans l'étude « coûts de référence » on s'intéresse au coût actualisé d'un MWh d'une unité de production marginale à la date de sa construction, **sans qu'il soit fait mention explicite des besoins électriques et donc du parc de production dans laquelle elle se situe à cette époque**. En fait l'étude implique un scénario sous jacent permettant de justifier de l'emploi des moyens de production étudiés à l'époque de leur mise en service (en particulier leur durée d'appel). C'est tout particulièrement le cas pour le nucléaire où seule la construction d'un palier de 10 tranches (15 000 à 16 000 MW) est envisagée.
- Dans l'étude Charpin Dessus Pellat, c'est dans le cadre de la recherche **d'une adéquation du parc de production à des besoins électriques déterminés** (en quantité et en répartition dans le temps), à chaque période et pour différentes hypothèses de besoins et différents parcs, que l'on compare **des coûts moyens d'électricité sur l'ensemble de la période**. Les différents scénarios prennent en compte **l'inertie du parc existant** et analysent les conséquences d'évolutions contrastées des moyens de production supplémentaires sur la période 2000-2050, nécessaires pour remplacer les unités existantes et pour répondre à des besoins supplémentaires éventuels.

Dans de telles conditions par exemple, la durée d'appel annuel des différents moyens de production n'apparaît plus comme un paramètre du calcul comme dans l'exercice « coûts de référence » mais comme un des résultats de chacun des scénarios analysés.

D'autre part, la **prise en compte des préoccupations environnementales** intervient de façon très différenciée dans les deux études.

- Dans l'étude « coûts de référence » la méthode consiste à tenter une évaluation **par l'aval**, sur la base des résultats de l'étude ExternE, en internalisant les coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production (par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO₂ de l'unité réalisée).
- L'étude Charpin-Dessus-Pellat renonce à cette approche et tente à l'inverse une **valorisation par l'amont**, en tentant de mesurer l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre le renforcement des risques liés aux émissions de Gaz à effet de serre et aux déchets nucléaires (cumul des émissions de CO₂ et déchets nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie sur la période 2000-2050) dans les différents scénarios.

La DGEMP s'est fixé l'objectif de calculer le coût marginal d'un MWh d'électricité produit par différentes sources à un horizon donné, par ex 2007 ou 2015 et dans des conditions de fonctionnement bien définies (base, semi base, pointe, etc.).

Un coût marginal ?

Dans le cas des turbines à cycle combiné ou des centrales à charbon de différents types, l'exercice est relativement simple. On dispose en effet de très nombreuses références internationales puisque le marché en est très actif. On connaît bien à la fois les coûts d'investissement et de fonctionnement unitaires, les caractéristiques techniques de ces installations, leur calendriers de construction. La seule incertitude importante concerne les coûts de combustibles. La solution consiste alors à paramétrer ce coût dans une fourchette d'hypothèses plus ou moins large. C'est ce que fait la DGEMP comme le montre le tableau ci dessous :

Tableau 2 – Coût des énergies primaires

	Fourchette étroite		Fourchette large	
Pétrole brut	23 \$/bl	26 \$/bl	17 \$/bl	31 \$/bl
Fioul domestique (hors transport et TIPP)	177,3 €/ m ³	195,6 €/m ³	140,7 €/m ³	226,1 €/m ³
Gaz naturel (prix frontière HT)	3,3 \$/MBtu	3,6 \$/MBtu	2,4 \$/MBtu	4,7 \$/MBtu
Charbon importé	30 \$/t	35 \$/t	25 \$/t	45 \$/t
Combustible nucléaire	Taux de combustion 60 GWj/t, Unat 20 \$/lb, 85\$/UTS			

Pour le nucléaire et encore plus pour l'EPR c'est une autre affaire. Il n'y pas en effet à proprement parler de marché international du nucléaire : chaque investissement national se fait dans un contexte particulier qui influe sur les coûts. Et de toute façon c'est un marché très restreint qui se compte en unités par an. Mais pour l'EPR c'est bien pire puisque ce réacteur n'existe encore que sur le papier. Pas de prototype de taille réduite, pas de démonstrateur, encore moins de tête de série pour apprécier les caractéristiques réelles de la machine. Alors, pour calculer le coût du MWh nucléaire en 2015 la DGEMP choisit de raisonner sur la construction, non pas d'une mais de 10 tranches de façon à amortir les conséquences des aléas techniques et financiers du « démonstrateur » en calculant une sorte de « coût marginal moyen », ce qui paraît à première vue comme tout à fait raisonnable.

Mais cela présente évidemment un biais de taille : en effet 10 tranches d'EPR, cela fait 16 000 MW à installer en France entre 2015 et 2025, ce qui n'est manifestement pas du domaine d'une opération « marginale » puisque c'est augmenter le parc de 20 %. D'autant que la DGEMP ne se donne pas la peine d'expliquer le moins du monde les besoins qui pourraient justifier la construction de ces 16 GW supplémentaires vers 2015-2020. On sait pourtant bien que si le parc nucléaire ainsi constitué se révélait surdimensionné comme nous en avons eu une expérience aussi douloureuse que récurrente depuis 15 ans ², les conditions économiques de son utilisation se dégraderaient très vite. En France aujourd'hui par exemple, la surcapacité conduit à un taux d'utilisation du parc nucléaire de 73 % (et ceci malgré l'exportation de 70 TWh par an) alors que la disponibilité technique du parc atteint 85 %. Et pourtant les calculs de la DGEMP sont effectués pour un taux de disponibilité prévisionnel de 90,5 % pour l'EPR, sans qu'aucune analyse prévisionnelle du taux réel d'utilisation du parc nucléaire ainsi augmenté ne vienne appuyer ce chiffre. On est un peu là dans la même situation que celle qu'on rencontre pour l'automobile où l'on sait bien qu'il existe une différence importante entre la consommation conventionnelle d'un véhicule et sa consommation réelle qui dépend très fortement de ses conditions d'utilisation. Quand on sait la sensibilité du coût du kWh au taux d'utilisation de ce type de centrales, on voit qu'il y a là une lacune méthodologique lourde de conséquences ³.

Actualisation et taux d'intérêts, même combat ?

Mais la critique méthodologique ne s'arrête pas là. En particulier la façon dont la DGEMP utilise le concept de taux d'actualisation mérite d'être analysée de plus près. Le calcul très classique effectué par la DGEMP prend comme base historique la date de mise en service des installations, dans notre cas 2015. Les dépenses réalisées avant cette date sont affectées d'un coefficient annuel (intérêts intercalaires) qui vient gonfler la valeur des dépenses à la date de mise en route. Par contre passées cette date, les dépenses se voient chaque année affectées d'un coefficient (taux d'actualisation) qui vient réduire la valeur des dépenses à la date de mise en route. Mais la DGEMP choisit d'égaliser dans chaque calcul la valeur des intérêts intercalaires à la valeur du taux d'actualisation alors que ces taux n'ont aucune raison de coïncider. Pourtant comme le disent très justement Alain Ayong Le Kama et Henri Prévot dans une note récente ⁴ « *le taux d'actualisation et les taux d'intérêt sont de nature foncièrement différente. Le premier est la conséquence d'un choix qui dénote une forme de relation au temps, il est de nature psychologique quand il s'applique à des décisions individuelles, stratégiques ou politiques quand il s'applique aux décisions d'une entreprise ou d'une nation. Le second, le taux d'intérêt, reflète seulement une contrainte indépendante de la personne qui décide* ».

Et il se trouve que dans le cas du nucléaire où l'investissement initial est très lourd et le calendrier de construction beaucoup plus long que celui de ses concurrents (5 à 7 ans pour le nucléaire contre 3 ans pour les turbines à gaz à cycle combiné) le poids des intérêts intercalaires dans le bilan actualisé global est beaucoup plus important que dans d'autres filières ⁵. Ce choix d'alignement des taux d'intérêts intercalaires sur les taux d'actualisation explique en grande part les résultats obtenus par la DGEMP. Pour une variante à taux d'actualisation très faible, 3 %, dite « variante en optique publique » le nucléaire apparaît comme particulièrement compétitif : le très faible taux d'intérêt intercalaire avantage le nucléaire en minimisant le coût particulièrement lourd de l'investissement initial.

La prise en compte des externalités

La troisième critique porte sur la façon dont sont prises en compte dans le calcul les externalités d'environnement. Rappelons tout d'abord qu'on nomme « externalités » une série de coûts, par exemple d'environnement qui sont imputables à l'activité décrite, mais pas intégrés dans les coûts de l'activité en question.

L'exercice de la DGEMP combine deux méthodes d'analyse :

- Elle évalue tout d'abord « **par l'aval** », sur la base des résultats de l'étude ExternE ⁶, les coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production comme par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO₂ de l'unité réalisée ou celles d'un accident nucléaire.
- Par contre pour les émissions de gaz à effet de serre, son analyse ne se fonde plus sur l'analyse des conséquences des bouleversements climatiques éventuels engendrés par les émissions de gaz à effet de serre mais sur la mesure de la valeur de l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre le renforcement des risques liés à ces émissions. Il s'agit là d'une évaluation « **par l'amont** ».

- *L'évaluation par l'aval de l'étude externe E.*

Il s'agit avant tout d'une évaluation économique des conséquences sanitaires sur les populations de la dispersion dans la nature (en fonctionnement normal ou en cas d'accident assorti d'une probabilité d'occurrence) de produits pathogènes par les divers outils de production (SO₂, Nox, poussières, radio nucléides, etc.). Au delà des incertitudes liées à la fiabilité des modèles physiques de description des phénomènes (en particulier des modèles de dispersion et de la valeur économique des atteintes sanitaires), cette

analyse ne prend pas en compte les conséquences économiques d'une série de phénomènes à très long terme comme par exemple la stérilisation de surfaces agricoles, le déplacement de populations ou les pertes de production engendrées par un accident nucléaire (cf. l'accident de Tchernobyl). La plupart des experts considèrent donc que cette étude ne rend que très partiellement compte des coûts externes liés à la filière nucléaire.

- *L'évaluation par l'amont des émissions des gaz à effet de serre.*

Pour le CO₂, la DGEMP retient la méthode d'internalisation aujourd'hui largement répandue qui repose sur une prise en compte d'une *mesure de précaution* vis-à-vis de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (et non pas d'une mesure de réparation des dégâts éventuels). Cette méthode est justifiée par la très grande incertitude qui règne sur les conséquences physiques et donc économiques du réchauffement climatique.

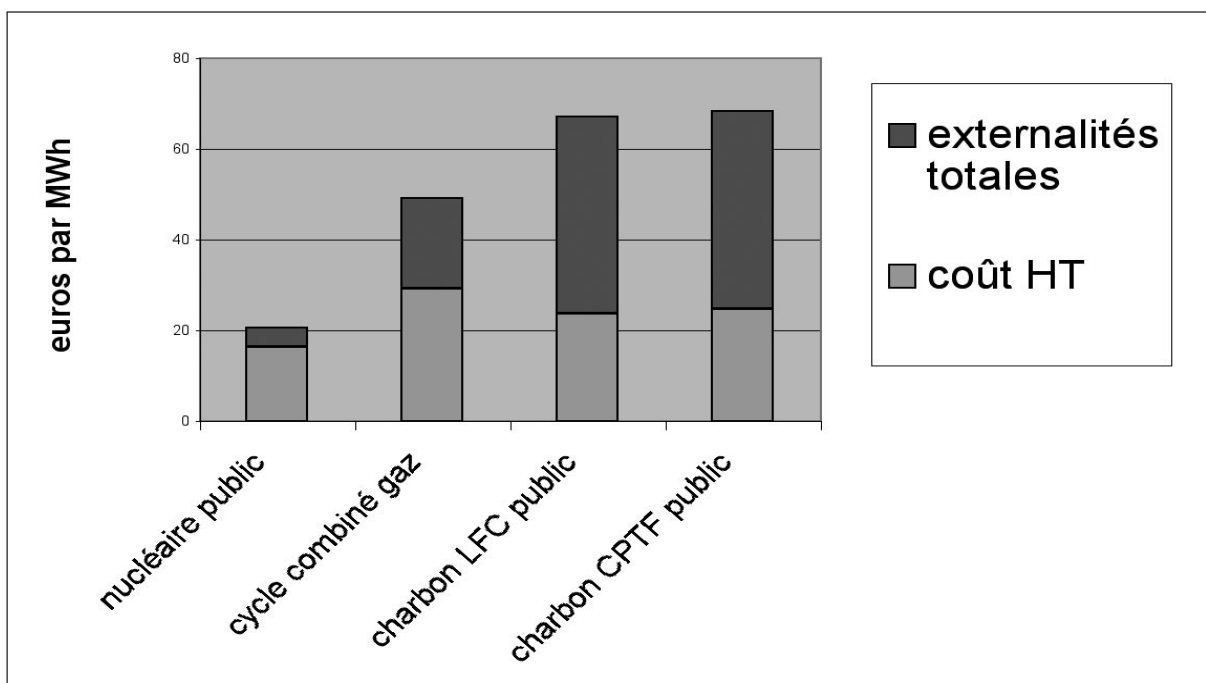
Par contre pour le nucléaire, contrairement à ce qui avait été partiellement tenté dans le rapport Charpin Dessus Pellat (CDP), aucune mesure de précaution de ce type n'est prise en compte par la DGEMP, ni vis-à-vis de l'accumulation des déchets à haute activité et longue durée de vie ni vis-à-vis de la prolifération par exemple.

Conséquence attendue de ce déséquilibre de traitement des questions environnementales : des coûts externes extrêmement faibles pour le nucléaire, (au maximum 2,4 euros/MWh), alors qu'ils atteignent 7 à plus de 30 euros pour les autres filières, principalement à cause de la prise en compte de la valorisation du CO₂.

Bien entendu quand on cumule les effets précédemment détaillés et le déséquilibre décrit ci dessus on aboutit logiquement à la conclusion d'un avantage décisif du nucléaire sur tous les plans. C'est ce que montre le tableau ci dessous présenté par la DGEMP et sensé représenter l'optique « publique ».

Les très faibles taux de loyer de l'argent retenu (3 %) et d'actualisation diminuent la valeur absolue du coût unitaire de l'électricité hors externalités. Par contre les coûts externes et en particulier le coût du CO₂, non affecté par le taux d'actualisation, prennent une importance considérable.

Tableau III : Coûts de production en base en 2015, actualisation à 3%, externalités totales.



Dans le rapport CDP, nous avons accordé une valeur économique à la diminution de la masse de déchets à haute activité et longue durée de vie, (HALV, principalement plutonium et actinides mineurs) obtenue par la technique actuelle de retraitement des combustibles ⁷. Le calcul économique conduisait à une valeur plancher de l'ordre de 160 millions d'euros la tonne évitée de ces déchets par cette méthode de retraitement des combustibles irradiés. Compte tenu de la masse de déchets produits par l'EPR (26 kg/MWh) ce calcul conduit à une externalité de 4 euros par MWh, déjà deux fois supérieure à celle prise en compte par la DGEMP. Il serait d'ailleurs raisonnable pour cette seule externalité d'envisager une fourchette de coût plus large par exemple 4 à 10 euros pour tenir compte du changement de technologie indispensable à une plus forte réduction des déchets que celle que peut procurer la technique actuelle de retraitement et d'usage de Mox qui se limite à 20 % environ.

Cet exemple montre à l'évidence le caractère déséquilibré de la méthode employée par la DGEMP qui fait l'impasse sur les aspects déchets et prolifération de la filière en sous entendant ainsi qu'il n'y a aucun problème de ce genre à prendre en compte.

Un dernier point qui renforce la confusion sur les conclusions qu'on peut tirer de l'étude de la DGEMP. Celle ci propose en effet d'adopter comme hypothèse centrale celle « *d'un taux d'actualisation vu d'un entrepreneur privé, soit 8 %*. *Ce taux permettra notamment de maintenir une cohérence entre l'exercice 2003 et l'exercice 1997... Pour cet entrepreneur, les externalités ne sont, par définition, pas retenues. Cependant pour le CO₂, un coût de maîtrise des émissions ou d'achat de permis d'émission est intégré avec une valorisation de la tonne à 4 euros et 20 euros* ».

Et voilà ! Si on n'y regarde pas de trop près, on retiendra de cette étude que pour la collectivité le coût du nucléaire, externalités comprises, est très bas et les autres très hauts, et que pour les industriels, à qui ne s'imposerait que la prise en compte des émissions de CO₂, à l'exclusion de tous les autres risques (sans doute parce que le CO₂ va faire l'objet d'un marché de droits ?), c'est aussi une opération très rentable !

Les chiffres

Au delà des biais méthodologiques que nous avons analysés ci dessus, les résultats affichés par la DGEMP sont évidemment aussi la conséquence des choix initiaux des coûts des différents postes de dépense des différentes filières. Pour les filières fossiles, pas de problème majeur quand on compare les chiffres de base affichés par la DGEMP et le rapport CDP : les coûts d'investissement et d'exploitation sont conformes aux coûts internationaux et très proches de ceux du rapport CDP.

Par contre, pour le nucléaire où le « benchmarking » international est impossible, on découvre avec surprise de très gros écarts d'appréciation entre les coûts unitaires retenus par la DGEMP et le rapport CDP, alors que ces derniers semblaient faire consensus il y a à peine trois ans. Les divergences majeures portent sur les deux postes suivants :

Les coûts d'investissement

La DGEMP affiche un coût d'investissement (hors frais intercalaires) de 1 043 euros par KW contre 1 270 pour le rapport CDP, 22 % d'écart, pour un même nombre de tranches construites (10). Ces nouvelles valeurs d'investissement qui proviennent du constructeur Areva ne sont pas justifiées dans le rapport par des hypothèses explicitées, mais se fondent simplement sur des considérations qualitatives de progrès réalisés depuis quelques années sur le design du projet EPR et sans aucune référence aux coûts observés pour les dernières tranches construites en France ⁸. La fiabilité de tels coûts prévisionnels basés sur la seule estimation des industriels et sans aucune référence aux coûts constatés est évidemment très douteuse. au point que des acteurs majeurs du nucléaire, comme Alstom par exemple, qu'on ne peut pourtant guère soupçonner « de nucléophobie primaire » s'en sont émus en séance du comité de suivi de l'étude. A ces préoccupations une réponse simple de la DGEMP et d'Areva : le sacrosaint secret commercial. La DGEMP l'annonce d'ailleurs d'emblée dans son avant propos :

« Les précédentes versions des coûts de référence impliquaient un grand nombre d'experts réunis au sein de groupes de travail spécialisés. Dans un univers concurrentiel, la mise en commun d'information par des entreprises pose des problèmes nouveaux. Ce contexte a conduit la DIDEME (Direction de la Demande et des Marchés Energétiques) à consulter directement quelques spécialistes de chaque filière, et à croiser les informations recueillies avec les résultats d'un important travail documentaire »⁹.

De toutes façons, il est très surprenant que ces coûts n'aient pas fait l'objet d'une comparaison critique avec les coûts de référence des centrales PWR les plus récentes, sur la base des coûts observés du palier N4 ou des centrales 1 300 MW qui pourraient fort bien, selon le résultat obtenu être choisies pour renouveler la parc nucléaire en lieu et place de l'EPR.

Le cycle du combustible

Selon le rapport, « pour ce qui concerne les opérations de retraitement proprement dites, un coût de l'ordre de 450 €/kg serait concevable à l'horizon 2020-2025 ». Là encore on est très loin des chiffres du rapport Charpin-Dessus-Pellat puisque le coût moyen actualisé calculé à partir des valeurs de ce dernier rapport oscilleraient entre 870 €/kg et 1 500 €/kg selon le taux d'actualisation. Le résultat de ce calcul qui diverge d'un facteur deux avec celui du rapport CDP a été « livré » par Cogema sans qu'il soit possible d'en examiner les éléments et les hypothèses.

Par contre les divergences observées entre les coûts prévisionnels d'exploitation du rapport de la DGEMP et du rapport CDP restent plus modestes¹⁰. Ces divergences n'ont pas de conséquences majeures sur les coûts d'exploitation en base mais minorent les coûts pour des durées de fonctionnement plus faibles.

Alors que penser des coûts de référence de l'EPR ?

L'analyse des méthodes de calcul, des paramètres pris en compte et des coûts unitaires proposés montre des biais systématiques, tous en faveur du nucléaire :

- la méthode du coût marginal appliquée à des actions non marginales gomme tous les effets de surcapacité éventuelle engendrés par la construction de 10 tranches supplémentaires,
- le choix d'un taux unique pour les intérêts intercalaires et l'actualisation favorise le nucléaire pour des taux bas.
- le déséquilibre dans la prise en compte des effets externes entre les fossiles et le nucléaire conduit à des écarts de coûts externes très exagérés.
- les impasses relevées sur les coûts d'investissement et du cycle du combustible jouent sur 73 % du coût total (respectivement 58 % et 15 % pour un taux d'actualisation de 8 %).

Tous ces points décrédibilisent profondément l'étude. Si on avait passé comme commande la nécessité coûte que coûte de montrer que le nucléaire est sans conteste 20 % moins cher que toute autre solution, on ne s'y serait pas pris autrement. C'est d'autant plus grave qu'aucune expertise indépendante ne semble considérée par la DGEMP comme possible sous le prétexte du secret commercial qui vient un peu trop opportunément compléter les récentes dispositions gouvernementales qui ressortent du secret défense¹¹. Comme dans les autres domaines, ce n'est toujours pas la transparence ni la rigueur qui dominent, c'est le moins qu'on puisse en dire... C'est dommage pour le débat, c'est grave pour la démocratie. ■

1 - Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, JM Charpin, B Dessus, René Pellat, la documentation française, 2000.

2 - Il faut rappeler que le parc nucléaire présente encore en 2003 une surcapacité évaluée à 3 ou 4 tranches (3 à 4 GW) par rapport aux besoins domestiques, même en tenant compte que 7 à 8 tranches sont affectées à l'exportation.

3 - Cette sensibilité particulière tient à deux raisons principales : le poids de l'investissement initial et le poids des charges fixes d'exploitation (personnel de la centrale et consommation des auxiliaires).

- 4 - Sur le taux d'actualisation ; Alain Ayong le Kama et Henri Prevot, document de travail du Commissariat Général du Plan.
- 5 - C'est ainsi que dans l'exercice DGEMP, à 5 % de taux d'intérêt le coût d'investissement est augmenté de 20 %, à 8 % de 36 % et à 11 % de 55 %.
- 6 - Commission européenne Externe E, Externalities of énergies, 1995 et 1997.
- 7 - Le retraitement est en effet largement justifié pour ses défenseurs par la réduction des déchets HALV qu'il est supposé engendrer.
- 8 - Le palier N4 dont on ne connaît pas officiellement le coût total de construction, mais dont on murmure qu'il aurait atteint un coût de 15 milliards d'euros pour 4 tranches de 1 450 MW (2580euros/kW) à cause des nombreux retards des chantiers.
- 9 - A noter que ce travail documentaire ne fait l'objet d'aucune référence dans l'étude présentée
- 10 - Les dépenses d'exploitation comprennent une partie fixe (les frais de personnel, les fluides, etc.) et une partie proportionnelle à la quantité d'électricité produite annuellement. Sur la base des coûts observés sur le parc actuel le rapport CDP indiquait la formule de coût d'exploitation suivante :
 $\text{Coût/MWh} = 58/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$ (euros)
 Compte tenu des progrès attendus pour l'EPR le rapport CDP proposait de retenir la formule suivante :
 $\text{Rapport CDP Coût/MWh EPR} = 36,5/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$ (euros)
 La DGEMP propose quant à elle (toutes choses égales d'ailleurs) une valeur fixe des coûts de 29 euros par MW 25 % plus faible, en insistant sur les conséquences de l'effet de taille sur ces coûts, mais les mêmes chiffres pour les coûts proportionnels.
 $\text{Rapport DGEMP Coût/MWh EPR} = 29/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$ (euros)
- 11 - Comme le montre la réaction de l'administration et d'EDF aux révélations récentes du réseau sortier du nucléaire à propos de la sécurité de l'EPR vis à vis de chutes d'avions commerciaux.

Lettre d'un observateur français indépendant à ses amis finlandais

La presse française a largement fait écho à la présélection par TVO du réacteur EPR de 1,600 MW proposé par la société française Framatome, filiale d'Areva. Les partisans français du nucléaire se félicitent bien évidemment de cette bonne nouvelle qui à leurs yeux apporte la démonstration éclatante de l'émergence d'un nucléaire compétitif, financé par des investisseurs privés sans subvention d'Etat, bref d'un véritable « nucléaire de marché ». Dans le contexte français caractérisé par une surcapacité nucléaire assez importante pour écarter la nécessité de construire de nouveaux outils de production de base (fonctionnant autour de 8 000 heures par an) avant 2025 ou plus probablement 2030, une commande ferme de la Finlande serait une bouffée d'oxygène pour une industrie inquiète de son avenir dans un marché international atone.

Et pourtant, à lire les justifications développées simultanément dans nos deux pays pour la construction à court terme d'un réacteur EPR, on est pris d'un doute sérieux sur la réalité de ce « nucléaire de marché » que vont acquérir nos amis finlandais.

Jugez en :

Tous les gens raisonnables aujourd'hui en France reconnaissent l'inutilité d'une nouvelle unité de production de base (nucléaire ou non) avant 2025. Pour justifier son lancement rapide, les défenseurs de l'EPR le présentent donc comme un « démonstrateur », une sorte de prototype, qui, s'il est décidé tout de suite, pourrait, après plusieurs années de procédure d'autorisation et de chantier, être achevé en 2011 alors puistesté 4 ou 5 ans. Ce n'est qu'ensuite qu'il serait éventuellement fabriqué à d'autres exemplaires pour commencer à remplacer les premiers réacteurs obsolètes d'EDF au delà de 2020 si aucune meilleure solution, nucléaire ou non, n'émerge d'ici là. On est là dans la logique aussi classique que raisonnable d'une « démonstration », justifiée par le caractère novateur de ce réacteur par rapport à la génération précédente, le palier N4. C'est reconnaître avec raison les aléas techniques qui jalonnent très naturellement ce genre de démarche et leurs conséquences en termes de calendrier et de coûts financiers. La France en a d'ailleurs fait l'expérience avec ses quatre réacteurs de type N4. Commandés en 1984, les deux premiers n'ont été mis en service industriel qu'en 2000, officiellement sans que ces retards n'aient entraîné le moindre surcoût ! On murmure cependant que les deux premiers réacteurs de ce palier N4 ont coûté plus de 3 000 euros/kW et les deux suivants 1 700 euros/kW.

Au même moment l'affaire est présentée bien différemment aux investisseurs finlandais intéressés. Plus question de démonstration, mais de la fourniture d'un réacteur commercial, de série, qui, si les autorisations gouvernementales sont acquises rapidement sera raccordé au réseau électrique dès 2009 et fonctionnera à son facteur de charge nominal (90 %) en 2010. Comment expliquer ce décalage d'au moins 7 ou 8 ans du calendrier prévu ?

Mêmes doutes en ce qui concerne les coûts de l'opération. En France tous les chiffres circulent sans qu'aucun ne soit véritablement étayé. On parle à la fois d'un démonstrateur à 3 milliards d'euros (près de 2000 euros/KW) et la Direction générale de l'énergie et des matières premières du Ministère de l'Industrie d'un coût de 1 043 euros le kW pour le réacteur de série (10 exemplaires) 22 % inférieur à celui que nous avons retenu avec Jean Michel Charpin et René Pellat en 2000 avec l'accord de Framatome pour notre rapport au Premier Ministre de l'époque, Lionel Jospin, et bien inférieur au coût constaté pour les 4 réacteurs du palier N4. (près de 3 000 euros le kW, intérêts intercalaires compris).

Alors, il ne faut pas trop s'étonner de voir le devis initial annoncé pour le réacteur finlandais (1,8 à 2,5 milliards d'euros) gonfler au fil du temps pour atteindre aujourd'hui 3,2 milliards sans qu'on sache bien quand cela va finir.

Devant ce double discours et ces incertitudes, l'observateur extérieur que je suis ne peut s'empêcher de conseiller à ses amis finlandais la plus grande prudence.

Ne serait-on pas en train d'essayer de leur faire payer la démonstration qu'on a bien du mal à imposer en France, à leur faire essayer les plâtres ? Un EPR finlandais, à n'importe quel prix, permettrait de faire l'économie d'un " démonstrateur " en France. Mais, me direz-vous, si notre contrat est bien ficelé, c'est Framatome qui assumera les pertes. Admettons ! Mais alors deux conséquences : pour les industriels finlandais, des retards dans la mise à disposition de l'énergie promise et des coûts récurrents d'exploitation supérieurs aux coûts annoncés. Et pour les citoyens français des impôts supplémentaires pour financer la perte puisque la maison mère de Framatome est une entreprise nationalisée.

Benjamin Dessus

Du point de vue de l'activité industrielle

EPR

ou renouvelables : un choix social

Le point de vue industriel et social

Placer la France sur les marchés d'exportation et maintenir l'emploi nucléaire, quoi de plus raisonnable apparemment ? Pourtant quand on compare les marchés mondiaux du nucléaire avec d'autres marchés énergétiques, l'éolien par exemple, on comprend mieux pourquoi les industriels et les syndicats allemands et danois ont fait l'union sacrée sur leurs programmes éoliens : chiffres d'affaires et emplois sont en effet au rendez vous, bien plus et bien plus sûrement que pour le nucléaire dont la relance reste bien aléatoire.

Antoine Bonduelle, association DETENTE

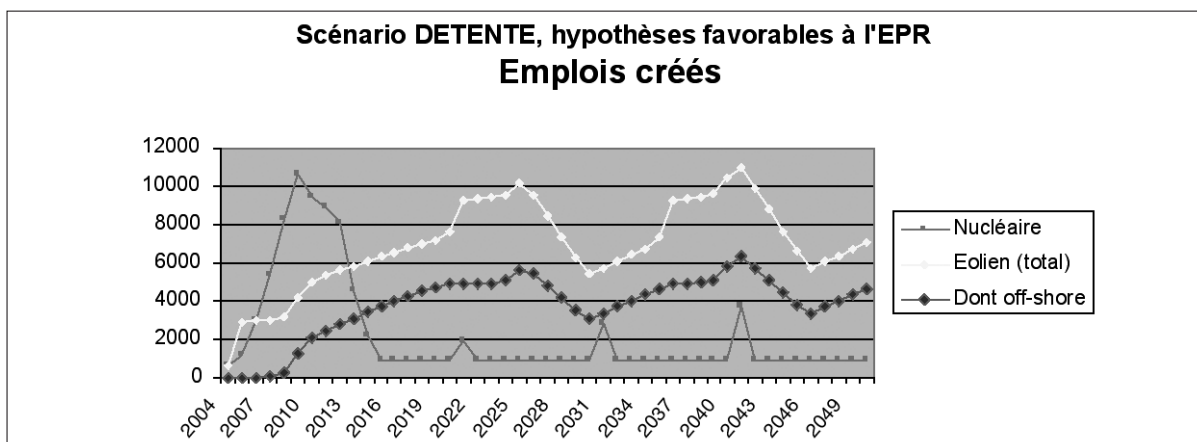
Au Danemark depuis près de dix ans, l'industrie éolienne emploie plus de personnes que toute l'industrie de la pêche. Mais surtout, en Allemagne le nombre d'emplois dans l'éolien (40 000) a dépassé depuis environ un an le nombre total d'employés du secteur nucléaire (38 000). Certes, l'éolien ne produit encore que 4 % environ de l'électricité du pays contre 26 % pour le nucléaire, mais le bilan en emplois n'en est que plus spectaculaire. Les syndicats d'Outre-Rhin – et notamment le DGB y compris ses sections de l'énergie- se sont pris de passion pour les énergies renouvelables.

L'étude DETENTE¹ consiste à comparer ce que EDF pourrait, à dépenses égales, réaliser comme programme éolien avec la même dépense que pour un EPR. L'étude est centrée sur un scénario central, qui est décliné en variantes². Pour rendre la comparaison équitable, on a considéré que c'est EDF qui investit et qui gère les centrales électriques dans les deux cas, avec les mêmes conditions de taux et d'accès à l'investissement. Les programmes sont calculés en coût global sur la période de fonctionnement, en incluant fonctionnement et investissement. Ce coût est totalisé en l'actualisant à 8 %³. Le nombre des turbines éoliennes est ajusté de façon à ce que son coût total s'égalise avec celui du nucléaire dans l'hypothèse prise.

Pour les besoins du présent article, on ne s'intéresse qu'à une variante du scénario DETENTE favorable au nucléaire et défavorable à l'éolien, soit un coût global actualisé de 49,7 €/MWh pour l'éolien contre 44,5 €/MWh pour l'EPR. Dans cette variante, la production actualisée est bien entendu supérieure pour le nucléaire. Mais la production annuelle de l'éolien dépasse celle du nucléaire à la fin de la période de construction (soit 5 500 MW⁴ d'éolien contre un EPR de 1 550 MW). L'éolien bénéficie d'une construction mieux répartie dans le temps, qui sera mieux adaptée à la demande d'électricité⁵.

Résultats : plus d'emplois pour l'éolien dans tous les cas

L'impact en « emplois-années » de l'EPR n'est dans cette hypothèse que de 120 000 contre 440 000 pour l'éolien, soit un rapport de près de quatre. Si l'on actualise cette donnée sur la période – après tout l'emploi est un bien public- on n'obtient plus qu'un ratio de 1,6 en faveur de l'éolien. Mais pour des hypothèses plus favorables à l'éolien du point de vue économique, la création d'emplois est estimée jusqu'à deux fois plus. Ce résultat est illustré dans le graphe suivant, qui montre les emplois répartis sur la période considérée.



Le résultat le plus spectaculaire visible sur ce graphique est l'emploi permanent, puisque l'estimation pour l'éolien se situe entre 6000 et 8000 emplois tandis que le réacteur se cantonne à créer en régime permanent seulement environ un millier d'emplois ⁶. Seuls quelques pics, représentant la maintenance lourde de « jouvence », correspondent à une remontée des emplois nucléaires.

Le chantier nucléaire se concentre surtout un peu avant la mise en service du réacteur en 2012. Mais ces quelques années de chantier sont rapidement épuisées et l'éolien, dont les chantiers sont mieux répartis dans le temps, prend rapidement le dessus. Mais surtout, l'emploi permanent dans le nucléaire, qu'il s'agisse de maintenance ou de pilotage du réacteur, reste très limité, même en utilisant des ratios favorables au nouveau réacteur nucléaire ⁷.

Ces observations illustrent de façon visible le caractère particulièrement capitalistique de l'énergie nucléaire : cela signifie que pour créer de l'énergie, on a besoin avant tout de capital investi (et de frais financiers), tandis que l'on économise beaucoup sur la main d'œuvre et sur la matière première par rapport à des techniques plus traditionnelles. La sobriété vis-à-vis des ressources est également une caractéristique des énergies renouvelables, mais pas la diminution des emplois. Sur ce point on peut ajouter que cette productivité relativement forte du nucléaire pourrait encore s'accroître si l'on en croit les constructeurs nucléaires eux-mêmes. Ainsi, le président de l'EDF lui-même devant l'Assemblée Nationale se vante d'avoir moins d'opérateurs dans les centrales qu'aux Etats-Unis ⁸.

Dans toute l'étude, on a en effet considéré un point très important, c'est-à-dire la création nette d'emploi dans le nucléaire, proportionnelle à l'investissement dans les industries concernées ou dans les effectifs d'EDF lorsque des nouveaux réacteurs entrent en service. En réalité, il est très probable que ces créations seraient moindres dans une industrie largement dominante en France et donc en déclin du point de vue de l'emploi comme le nucléaire ⁹.

Le graphe amène un autre commentaire, celui de la forte concentration des emplois permanents dans l'éolien liés à la production off-shore. Ceci est pour partie lié aux hypothèses très conservatrices retenues pour la gestion de la maintenance de ces centrales, soit un taux annuel de 7,5 % de l'investissement suivi de baisses limitées à 10 % par dix ans et un remplacement intégral régulier de la turbine ¹⁰.

On peut expliquer la différence de contenu en emplois par plusieurs raisons.

- Tout d'abord, on peut invoquer les intérêts intercalaires importants durant la construction d'une centrale nucléaire, qui représentent selon la DIGEC entre 25 % et 30 % du coût d'investissement. Ces coûts ne correspondent pas à une dépense vers les fournisseurs, mais simplement à un coût considérable de décalage entre l'investissement et sa production. A l'inverse, les chantiers de l'éolien durent nettement moins longtemps, en particulier pour la partie de construction mécanique et électrique qui est la plus créatrice d'emplois industriels.
- Une autre explication est que la productivité de fonctionnement du nucléaire est d'ores et déjà extrêmement élevée, puisque un petit nombre d'opérateurs produisent une énergie particulièrement concentrée. En augmentant encore la taille relative des équipements et la productivité des opérateurs, on diminue d'autant les emplois induits par la branche.
- Enfin, une autre raison est à rechercher dans la méthode suivie pour représenter les perspectives de la filière éolienne. En choisissant des hypothèses plutôt pessimistes sur la filière, on augmente d'autant les perspectives de l'emploi. Si les hypothèses de dépense de maintenance, en particulier off-shore, s'avéraient moins coûteuses, alors les emplois seraient moins favorables mais la comparaison économique basculerait encore plus en faveur de l'éolien.

Ensuite, l'EPR est un prototype et le surcoût de cette expérience est payé par les seuls industriels français. Les effets de série joueront pas ou peu à l'avenir.

A l'inverse, dans le cas de l'éolien, c'est un marché mondial qui permet l'amélioration constante des technologies depuis vingt ans, avec encore un potentiel qui reste très important d'amélioration des procédés de fabrication et d'exploitation. Le remplacement régulier dans le calcul de turbines éoliennes durant 60 ans – durée de vie présumée des réacteurs EPR – permet ainsi de bénéficier des progrès technologiques. Ceci n'est pas pris en compte dans un calcul type « coûts de référence » qui fixe le prix à l'année d'origine et reste statique.

Et l'exportation ?

Une donnée fondamentale pour calculer les emplois induits est le taux d'exportation des industries concernées, qu'il s'agisse du nucléaire ou de l'éolien.

Le calcul DETENTE considère que l'industrie française n'exporte pas d'éolien. Une vision conservatrice des estimations est en effet de considérer qu'une relance forte de l'éolien en France conduira au développement d'une industrie locale mais aussi à des importations.

En scénario plus favorable mais réaliste, ce taux est nettement plus élevé. Ainsi, les constructeurs allemands d'éolienne ont désormais des scores tout à fait honorables à l'exportation alors qu'ils restent portés par un marché domestique important.

Par contre, l'exportation de plus d'un ou deux réacteurs par l'industrie nucléaire française est une vue de l'esprit. Le seul réacteur en cours de discussion sur un marché ouvert international est situé en Finlande, et demandera des sacrifices importants sur les prix au constructeur lauréat. Il ne s'agit pas en tout état de cause de nombres susceptibles de changer les données de coûts. Même la Chine, souvent citée comme un marché de l'avenir par Framatome, ne représenterait au mieux qu'un nombre limité de réacteurs. C'est ainsi qu'un haut responsable d'EDF, M. Lionel Taccoen, exprime publiquement son scepticisme vis-à-vis des exportations de façon particulièrement explicite ¹¹. Il tente ainsi de justifier une relance urgente du nucléaire :

« Il suffit de quelques années pour que le potentiel industriel français s'affaiblisse dangereusement. Il serait dangereux de croire que l'exportation puisse maintenir notre industrie nucléaire en vie. Les récentes prises de position du Président Bush sur l'énergie nucléaire ne doivent pas faire illusion. [...] Quant au marché chinois, longtemps eldorado de l'industrie nucléaire française, il sera bientôt le champ d'action... de l'industrie nucléaire chinoise qui n'aura plus grand-chose à apprendre de nous ».

Pour l'éolien, la perspective s'inverse, puisque les chiffres d'affaire mondiaux de premier équipement sont désormais très supérieurs à ceux du nucléaire, avec de fortes perspectives de croissance. L'industrie française de l'éolien actuelle possède plusieurs industriels fortement exportateurs de pièces (roulements à bille, couronnes, génératrices) alors que les industriels ensembliers sont plutôt plus faibles proportionnellement.

En conclusion

La construction éolienne continue de croître chaque année à un rythme de 40 % par an, et a même dépassé les chiffres suggérés il y a une décennie par les associations de constructeurs comme l'EWEA ¹². *Eole ou Pluton*, c'est le choix entre un marché mondial de 10 000 MW à 20 000 MW environ, et celui d'un pré carré hexagonal nucléaire. L'EPR, ce serait au plus un réacteur par deux ou trois ans, produisant moins d'emploi que l'éolien pour une dépense donnée.

La comparaison suggérée par le rapport DETENTE peut aussi s'élargir aux autres énergies renouvelables, en particulier la production de bioéthanol ou de biomasse combustible, et aussi des investissements rentables en maîtrise de l'énergie. Ici aussi, on trouve emplois, marchés mondiaux, technologies. La France va-t-elle encore choisir une voie sans issue, au détriment de l'emploi, voire de son tissu industriel exportateur ?

Annexe 1 : Nucléaire et emploi

Selon le rapport de Christian Bataille et Robert Galley, rendu en février 1999, « en prenant en compte non seulement les emplois directs liés aux activités nucléaires civiles du CEA, de Framatome, d'EDF, de Cogema et de l'Andra, mais aussi les emplois indirects liés à ces organismes ou entreprises, le nombre actuel d'emplois liés à la filière nucléaire semble être d'environ 120 000 » ¹³.

Ces deux auteurs argumentent notamment que le contenu en emplois de la filière nucléaire est très lié à son investissement initial et à la main d'œuvre déployée à cette occasion. Ceci est illustré dans le tableau suivant, qui compare les emplois nationaux et étrangers liés à chacune des filières de production de l'électricité (source Bataille et Galley) :

Filière	Unité	Nucléaire	Charbon	Gaz
combustible et exploitation	emplois / (TWh.an)	105	110	70-85
investissement	durée de construction	93 mois	36 mois	34 mois
	emplois / (GW PCN)	15 500	13 000	6 900
démantèlement	emplois / (GW PCN)	1400	non déterminé	non déterminé

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

Ce tableau est intéressant à plus d'un titre. Tout d'abord les auteurs ont considéré l'emploi dans le démantèlement, alors que ce dernier poste n'est pratiquement pas intégré dans les coûts du même rapport (soit 1 % environ du coût initial). On y voit par ailleurs, une durée de construction – qui justifie les emplois de chantier très importants selon les auteurs- de 93 mois contre 57 mois d'après les promoteurs de l'EPR. Nous voyons ainsi qu'il peut y avoir une contradiction entre les objectifs de coût des filières et ceux des emplois.

Le calcul des emplois dans le rapport DETENTE tient compte des améliorations de productivité affichées par les constructeurs (moins de maintenance, rechargements moins fréquents, chantiers courts, etc.) ainsi qu'à un effet de taille ¹⁴ puisque les opérateurs d'EDF ne sont pas plus nombreux que sur les centrales actuelles. C'est ainsi que plus les hypothèses favorables à l'EPR – discutées par ailleurs dans le dossier-s'appliquent, moins on crée d'emplois.

Outre les emplois d'opérateurs et les emplois de maintenance, on considère les impacts induits pour l'emploi dans les industries concernées en corrélant l'investissement et l'emploi dans ces secteurs. Les valeurs ajoutées par salarié sont remarquablement constantes entre les branches concernées par la construction nucléaire. Si l'on considère une pondération entre l'îlot nucléaire, la construction mécanique et les travaux publics, répartis par moitié entre les grandes entreprises et les plus petites, la valeur ajoutée est très proche de 0,05 M€/salarié/an ¹⁵. On considère donc une « productivité par branche » et non seule des seules firmes leader puisque celle-ci sont en général moins élevées que les suivants dans la chaîne des sous-traitants. Cette approche globale évite également de considérer la part qui est sous-traitée comme des « emplois induits » alors qu'il s'agit d'un même ensemble.

Annexe 2 : Emploi dans l'éolien

L'étude de référence Wind Force 12, qui estime qu'à l'horizon 2020 l'éolien peut contribuer pour 12 % de l'électricité dans le monde, estime l'impact d'une telle politique à 1,475 millions d'emplois. Un tel programme a une autre particularité, c'est que le remplacement des machines – à partir de deux décennies-fait appel aux mêmes métiers que l'investissement initial. Ceci assure que l'industrie subit moins d'à-coups, et que le progrès technique est continu.

Dans le cas des éoliennes terrestres, le chiffre d'affaire par MW installé est d'environ 900-1 000 €/MW sur base de coûts réels observés sur appels d'offres. De même, pour les éoliennes off-shore le coût utilisé, qui a été observé sur divers appels d'offres récents, est estimé entre 1150 et 1600 €/MW ¹⁶.

La méthode utilisée est la même que pour l'investissement dans l'EPR, à savoir que l'on considère une corrélation entre les chiffres d'affaires dépensés pour la maintenance lourde et l'investissement dans des machines, et les emplois créés ou maintenus dans les industries correspondantes (Bâtiment et Travaux Publics, Mécanique de précision, électrotechnique). Ces ratios d'emploi sont calculés sur la base des valeurs ajoutées des entreprises.

Pour les besoins de l'étude, on considère que la proportion d'industries « haute technologie » comme la maintenance off-shore ou les matériaux composites (pour l'éolien), la robotique ou la métallurgie réfractaire (pour le nucléaire) ou encore l'élaboration de codes de calculs sophistiqués (pour les deux cas), vis-à-vis de professions moins « nobles » comme la fabrication et la pose du béton, est la même pour le nucléaire que pour l'éolien.

Dans le cas de l'investissement initial, dont une grande part est réalisé en usine (fabrication et montage de la turbine) la productivité peut être supérieure à celle d'un réacteur monté sur site. C'est pourquoi on se base sur les chiffres de l'Association Danoise des Constructeurs, qui prend comme base de départ un ratio de 14,7 années-homme pour chaque mégawatt installé. Ces ratios sont inférieurs de 20 à 40 % dans le cas de l'investissement à ceux que l'on trouve en utilisant un ratio de valeur ajoutée des branches concernées. Ce choix assure ainsi que les résultats sont bien conservateurs en faveur de l'EPR dans la comparaison.

L'off-shore se différencie de l'éolien terrestre avant tout pour sa proportion plus importante de maintenance (environ 2,5 fois la maintenance à terre) qui augmente les taux d'emplois par GWh produit. Si l'on considérait une proportion moindre de maintenance (par exemple une maintenance 50 % plus élevée en mer qu'à terre), alors l'équilibre économique entre les deux filières se romprait nettement en faveur de l'éolien. ■

- 1 - « Eole ou Phuton 2003 », réalisée par l'association DETENTE pour Greenpeace
- 2 - Dans une variante du calcul on introduit la construction de plusieurs réacteurs en séquence. Pour construire plusieurs autres réacteurs, il faudrait diminuer la surcapacité actuelle, qui concerne avant tout des centrales fonctionnant en base. Actuellement EDF ne connaît pas la situation de ses ventes à l'horizon de construction. Il y aurait donc pour l'entreprise une double incertitude : celle sur la construction du réacteur (coûts, délais, risques juridiques et politiques) et celle sur les ventes de courant. Dans un tel scénario se pose la question du débouché de l'électricité nucléaire dans une Europe désormais plus libéralisée.
- 3 - Une variante sur la base de 3 % d'actualisation modifie peu la comparaison
- 4 - Ce chiffre – qui monte à 15 000 MW pour une variante défavorable au nucléaire- montre l'échelle disproportionnée d'un programme EPR vis-à-vis des engagements renouvelables de la France vis-à-vis de l'UE. Le « rééquilibrage » affiché des sources primaires d'énergie devient alors une plaisanterie.
- 5 - Le marché européen de l'électricité, mis en place de façon généralisée à partir de 2007, aura une influence sur les ventes des électriciens. Il favorisera à la fois les énergies renouvelables contre le nucléaire puisque les consommateurs pourront choisir leur source d'approvisionnement, mais aussi il incitera à ne construire que les centrales nécessaires au fur et à mesure des besoins.
- 6 - Un tel ratio est cohérent avec l'estimation que donne EDF sur son site : « une centrale nucléaire de deux tranches emploie environ 600 agents permanents ».
- 7 - Les ratios d'emploi permanent dans le nucléaire sont issus des chiffres de la SFEN (Société Française d'Energie Nucléaire), soit 20 000 emplois à l'EDF et 20 000 chez les sous-traitants du parc nucléaire. On a considéré que les emplois créés par le nouveau réacteur s'ajoutent à ceux existants dans les anciens réacteurs, sans transfert entre les sites. D'autres études donnent des chiffres proches ou inférieurs, comme celle de Aymerie de Montesquiou dans un rapport d'information fait au Sénat concernant le traité Euratom. Enfin, selon Electricité de France, « une centrale nucléaire de deux tranches emploie environ 600 agents permanents ». Le chantier de construction d'une centrale en mobilise 4 000.
- 8 - « Concernant les effectifs, EDF est plus compétitif que d'autres concurrents dans de nombreux domaines. Ainsi, moins de personnes sont affectées au travail en centrales nucléaires en France qu'aux Etats-Unis ». Extrait de l'audition de M. Roussely le 18 septembre 2002 à l'Assemblée Nationale.
- 9 - Le même phénomène de rendement marginal décroissant se produira pour l'éolien lorsqu'il sera beaucoup plus important dans les bilans électriques, par exemple plus de 30 %. Ceci est dû au fait qu'une partie des emplois nouveaux dans l'éolien est liée à la création de services annexes type finance, assurance, prévision météo, etc. Cette partie des emplois ne croîtra plus lorsque le secteur atteindra une vitesse de croisière de fonctionnement. A l'inverse, la création nette d'emplois en fonctionnement des réacteurs est ainsi une hypothèse très favorable au nucléaire.
- 10 - In « North Sea Offshore Wind, a powerhouse for Europe », Deutsches Windenergie Institut (DEWI), octobre 2000. Chiffres peut-être nettement surévalués. L'expérience de l'exploitation des productions éoliennes de ces dernières années a montré que des gains très importants (de l'ordre de 50 % du total) ont été réalisés dans l'exploitation et la maintenance, indépendamment des améliorations technologiques. Désormais c'est l'organisation et la logistique qui détermine une grande part de l'économie des projets éoliens.

11 - Extrait de l'ouvrage « Le pari nucléaire français, Histoire politique des décisions cruciales » de Lionel Taccoen aux Editions L'Harmattan, 2003 p. 101

12 - www.euea.org

13 - Bataille C., Galley R., 1999. *L'aval du cycle nucléaire. Tome II : Les coûts de production de l'électricité*, Rapport n° 1359, Sénat, 3 février

14 - La proportion de la production entre les réacteurs de 900 MW et ceux de 1 300 MW est actuellement de 43 % pour les seconds et de 56 % pour les plus petits réacteurs. La productivité des opérateurs – si l'on suit le raisonnement des constructeurs- devrait donc être supérieure de 35 % par rapport aux réacteurs actuels.

15 - Source : « Tableaux de l'économie française 2002-2003 », INSEE références

16 - Source : Appels d'offre compilés par Milborrow in Wimpower Monthly.

Dernières minutes...

Deux membres de l'association Global Chance ont été reçus par Madame Nicole Fontaine, ministre déléguée à l'industrie, à sa demande, le 8 décembre dernier, pour apporter leurs commentaires et leurs critiques sur le « Livre blanc sur les énergies » publié à son initiative le 7 novembre dernier. A l'occasion de cette visite, B Laponche et B Dessus ont remis une note de commentaires à la ministre que celle-ci a proposé d'intégrer à titre de contribution sur le site du débat national www.debat-energie.gouv.fr.

On trouvera ci-dessous les commentaires concernant le chapitre nucléaire de cette note.

Global Chance

Commentaires et critiques du Livre blanc sur les énergies

Extraits concernant le nucléaire

B Dessus et B Laponche

Les quelques pages consacrées au nucléaire (28 à 32) contiennent des affirmations notoirement erronées et des omissions importantes et significatives :

- L'affirmation selon laquelle « l'économie réalisée sur les importations d'énergie fossile par le nucléaire français a pu être estimée à 22 milliards d'euros en 2002 en référence à un parc électrique (virtuel) qui serait construit aujourd'hui sur la base des meilleures technologies à combustible fossile (cycle combiné à gaz) » est grossièrement fautive. En effet, à partir des chiffres indiqués en annexe du rapport (page 105) 22 milliards d'euros auraient permis de se procurer sur le marché international 161 Mtep de gaz naturel (1 867 TWh).

Cette importation aurait permis la production de 1 027 TWh d'électricité (rendement des turbines à gaz 55 %) alors que le parc nucléaire français a assuré en 2002 production de 360 TWh pour les besoins domestiques (437 TWh – 77 TWh d'exportation) soit 654 TWh de gaz naturel (56,4 Mtep de gaz) et 7,7 milliards d'euros et non pas 22 milliards d'euros comme indiqué dans le rapport.

Avec les mêmes règles de calcul, on trouve d'ailleurs que le taux d'indépendance énergétique français est de 36 % et non pas de 50 %.

- L'omission de toute mention aux diverses questions soulevées par le retraitement, avec ses conséquences économiques et environnementales (surcoût du Mox, risques liés au transport de plutonium, problème du Mox irradié) est une lacune majeure et significative.
- L'affirmation que la génération IV ne sera pas disponible pour un déploiement industriel avant 2040 est très étonnante puisque plusieurs des filières envisagées ont fait l'objet de réalisations dans les années soixante. D'autre part, l'histoire de la filière PWR montre qu'il a fallu moins de vingt ans pour passer du concept au stade industriel.

Communiqué de presse

PARIS, 18 décembre (AFP) - La compagnie d'électricité finlandaise TVO a signé jeudi avec le consortium franco-allemand Areva-Siemens un contrat pour construire le réacteur nucléaire EPR sur le site d'Olkiluoto en Finlande, a annoncé jeudi Areva dans un communiqué. Le montant global du projet est estimé par TVO à 3 milliards d'euros. La mise en service commerciale du réacteur nucléaire, qui aura une puissance d'environ 1 600 MW, est prévue en 2009.

Cette annonce ne fait que confirmer les interrogations de Global Chance sur la légitimité de la construction d'un « démonstrateur » d'EPR en France à court terme. Pour démontrer quoi, puisque TVO semble considérer que cette démonstration est inutile et se déclare prêt à payer 3 milliards d'euros (35 % plus cher que le prix indiqué par la DGEMP dans ses calculs de coût de référence) pour disposer d'un réacteur opérationnel en 2009 ?

Numéros précédents

N° 1 - Décembre 1992

Pourquoi Global Chance
L'effet de serre et la taxe sur le carbone
Les réactions à l'appel de Heidelberg

N° 2 - juin 1993

Global Chance et le nucléaire
Ecologie, environnement et médias
Science, progrès et développement

N° 3 - mars 1994

L'énergie en débat
Nucléaire civil et prolifération
Scénarios énergétiques et marges de liberté

N° 4 - juin 1994

Contributions au débat sur l'énergie
Agriculture, forêts et développement durable

N° 5 - avril 1995

Si l'on parlait climat ?
Le débat national énergie & environnement
Les conditions d'une transition vers un développement durable

N° 6 - février 1996

Numéro spécial en hommage à Martine Barrère

N° 7 - juillet 1996

Effet de serre : les experts ont-ils changé d'avis ?
Rapports résumés du Groupe
Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
Commentaires et analyses

N° 8 - juillet 1997

Développement durable et solidarité

N° 9 - novembre 1997

De Rio à Kyoto
La négociation Climat

N° 10 - mars 1998

Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - avril 1999

Le nucléaire en débat - N'avons-nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - novembre 1999

Environnement et mondialisation

N° 13 - novembre 2000

Faire l'économie du nucléaire ?
Un rapport récent relance le débat

N° 14 - mars 2001

Changements climatiques
Les politiques dans la tourmente
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - février 2002

Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N° 16 - novembre 2002

Maîtrise de l'énergie et développement durable

N° 17 - septembre 2003

Débat énergie
Une autre politique est possible

N° hors série - janvier 2003

Petit mémento énergétique
Éléments pour un débat sur l'énergie en France

Abonnement

Les cahiers de Global Chance 2 numéros par an

Nom : Organisme :

Adresse :

Code postal : Commune :

Abonnement individuel 25 euros

Abonnement d'institutions et organismes 80 euros

Ci-joint un chèque à l'ordre de l'Association Global Chance

A facturer

Total : euros Date : Signature :

Association Global Chance, 17 ter rue du Val - 92190 Meudon

L'association GLOBAL CHANCE

GLOBAL CHANCE est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global ("global change") pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,
- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,
- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :
 - vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
 - vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- d'une expertise publique multiple et contradictoire,
- de l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord-Sud, d'humanisme et de démocratie.