

Construire l'EPR à Flamanville pour garantir la production électrique française par M. Claude GATIGNOL, Député de la Manche

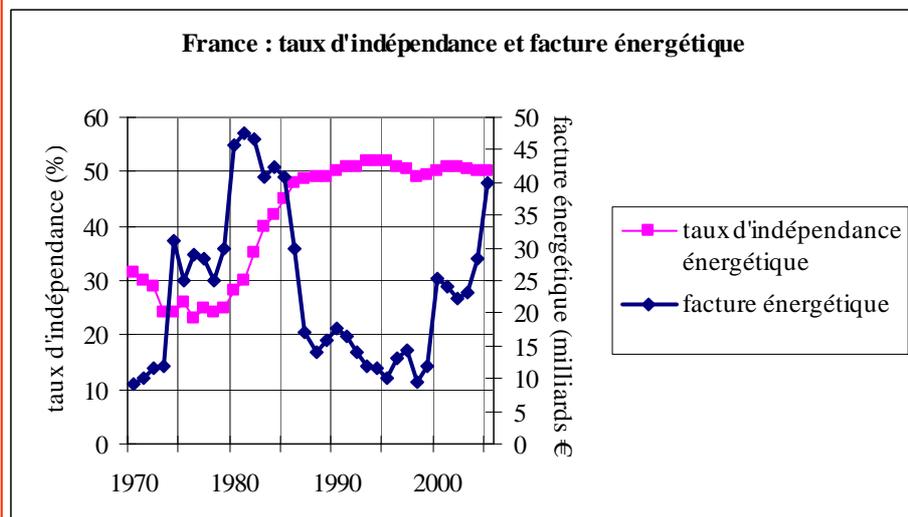
Après le Débat national sur les énergies, qui a permis d'informer l'opinion et de révéler ses préoccupations, la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique a inscrit le long terme dans l'avenir énergétique de la France soumise à l'ouverture totale, en 2007, des marchés européens de l'électricité et du gaz à la concurrence.

Le choix du nucléaire effectué au début des années 1970 pour la production d'électricité est l'exemple même de la prise en compte des impératifs du long terme. Trente ans plus tard, alors que ce choix a assuré la sécurité d'approvisionnement en électricité à des coûts particulièrement compétitifs et s'est révélé bénéfique pour la lutte contre l'effet de serre, il est indispensable de laisser ouverte l'option nucléaire.

Le choix de construire l'EPR à Flamanville permet à EDF et à l'industrie française de préparer dans les meilleures conditions l'offre électrique des prochaines décennies.

La sécurité d'approvisionnement et la lutte contre l'effet de serre, deux contraintes majeures pour la politique énergétique

L'ouverture des marchés énergétiques européens et la concurrence entre fournisseurs et entre sources d'énergie ne doivent pas faire oublier que l'approvisionnement en énergie à l'étranger accroît les risques de rupture de l'offre, soumet les consommateurs à des variations de prix décidées à l'extérieur et représente, au final, un prélèvement sur la richesse nationale.

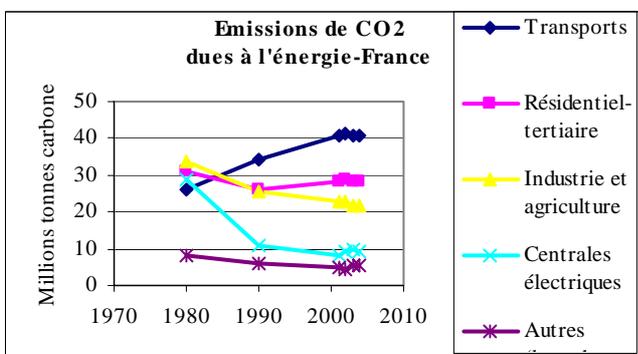
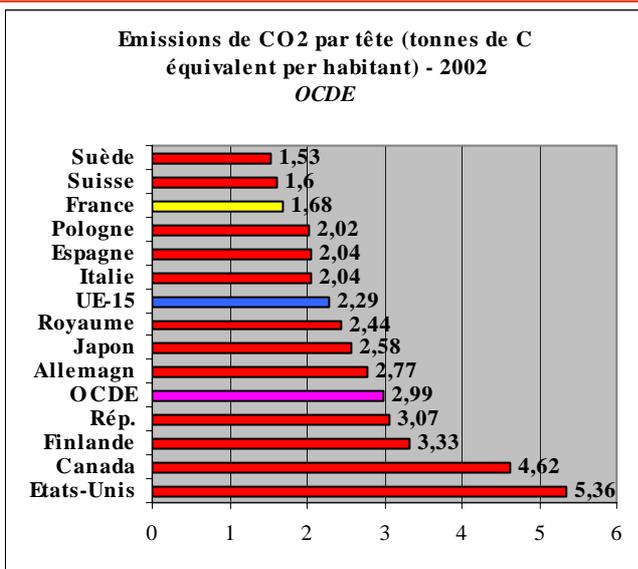


A cet égard, avec une production en 2004 équivalente à 113,8 millions de tonnes de pétrole, les centrales nucléaires d'EDF ont permis de faire passer le taux d'indépendance énergétique de la France de 24 % en 1973 à plus de 50% en 2004, alors même que la consommation d'énergie primaire du pays augmentait de 50 % entre ces deux dates.

En outre, grâce à sa maîtrise des combustibles,

des réacteurs et du retraitement-recyclage, l'industrie française est non seulement, depuis le début des années 1990, totalement indépendante de l'extérieur, mais également exportatrice, ayant acquis des positions fortes dans les services nucléaires en Europe et aux Etats-Unis, et EDF exportant, de son côté, près de 15 % de sa production d'électricité annuelle.

Si le nucléaire contribue ainsi à l'indépendance nationale et à l'emploi, il contribue aussi au respect des obligations du pays en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre, puisqu'une centrale nucléaire n'émet pas de gaz à effet de serre, contrairement aux centrales thermiques classiques à gaz ou au charbon. Or, selon ses engagements résultant du Protocole de Kyoto, la France devra, en 2010, avoir rame-



né ses émissions au niveau atteint en 1990, tandis que deux directives européennes font peser une obligation supplémentaire sur les cas particuliers des oxydes de soufre et d'azote.

Le nucléaire permet aujourd'hui d'éviter l'émission de près de 400 millions de tonnes de CO2 par an, faisant de la France l'un des pays les plus vertueux au monde en terme de rejets de gaz à effet de serre par habitant. Pour autant, il sera difficile de remplir l'obligation de Kyoto, du fait de l'augmentation de la consommation d'énergie dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire.

L'introduction d'une part significative de centrales thermiques au charbon ou au gaz interdirait à la France de respecter ses obligations liées à la lutte contre l'effet de serre et ses conséquences sur le changement climatique.

Indispensable à l'indépendance nationale et à la limitation des émissions de gaz à effet de serre, l'énergie nucléaire s'avère, enfin, indispensable pour des raisons supplémentaires, techniques celles-là.

Il s'agit en effet de la seule filière disponible pour accroître, en France, la production de masse d'électricité en réponse aux besoins de puissance et de continuité de la fourniture exprimés par les consommateurs.

Le nucléaire, une filière indispensable pour la production française d'électricité

Si le recours aux combustibles fossiles doit être limité pour atteindre les objectifs d'indépendance nationale et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il convient aussi d'évaluer l'apport potentiel des différentes filières de production électrique sur la base de leurs performances techniques et économiques.

Grâce à l'utilisation des technologies modernes dans leur mise en œuvre, les énergies renouvelables, au demeurant d'un usage immémorial, ont pu apparaître, au début des années 1990, comme pouvant remplacer les moyens de production en service, par exemple les centrales électriques thermiques classiques ou nucléaires pour la production d'électricité.

Différentes études, dont celles de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, conduites sur la base d'analyses techniques et économiques approfondies, ont permis de redessiner le champ d'application des énergies renouvelables.

Du fait d'un fonctionnement le plus souvent intermittent ou irrégulier, l'apport des sources d'énergies renouvelables – éoliennes, centrales ou microcentrales hydrauliques, panneaux photovoltaïques – doit être complété par celui des moyens de production classiques de manière à assurer la continuité de la fourniture. Par ailleurs, du fait de leur puissance spécifique limitée, les énergies renouvelables trouvent, tout spécialement en l'absence de réseau, une meilleure application dans la production décentralisée d'énergie que dans la production de masse. Mais le domaine d'excellence des énergies renouvelables, qui ne saurait se résumer à la production d'électricité, comprend aussi, on l'oublie trop souvent, la production de chaleur et de biocarburants.

Quoi qu'il en soit, un autre impératif doit être respecté, celui de fournir à l'industrie française et aux consommateurs l'électricité la plus compétitive.

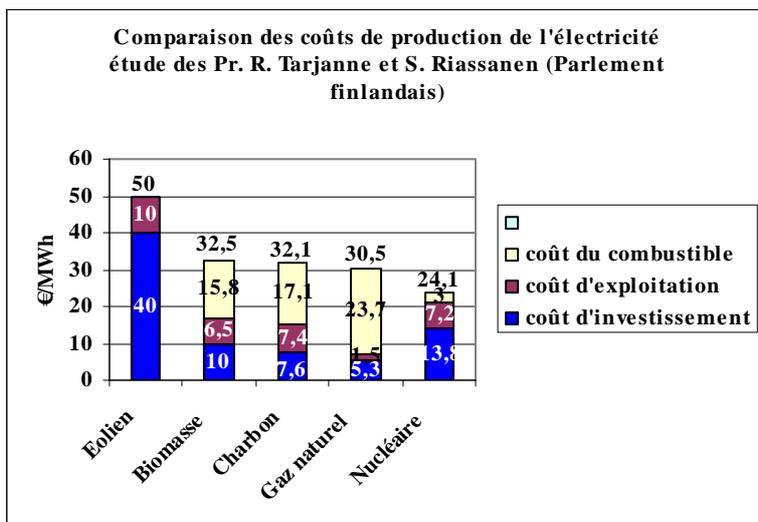
Quelles que soient les études, le MWh nucléaire apparaît le moins cher, y compris par rapport aux cycles combinés à gaz de dernière génération, cet avantage étant encore accru si l'on comptabilise les coûts

externes liés à l'impact des rejets sur l'environnement et la santé.

Le coût de production de l'électricité nucléaire présente l'avantage décisif d'être compétitif par rapport à celui de toutes les autres filières et de ne dépendre que faiblement du coût de l'uranium, une ressource au demeurant abondante, bien distribuée dans le monde et dont le prix n'est pas sujet à des variations brutales, au contraire du prix de pétrole depuis 1973 et du gaz depuis quelques années.

Ainsi, le nucléaire constitue une filière d'avenir pour la production électrique et ne peut être écarté, ni pour satisfaire les besoins actuels, ni pour couvrir l'augmentation de la consommation d'électricité.

La consommation intérieure française d'électricité, qui a augmenté de 2,5 % par an en moyenne pendant la décennie 1990-2000 pour atteindre 480 TWh en 2004, devrait continuer à croître dans les prochaines années, même si c'est à un rythme un peu plus lent d'environ 2 % par an, atteignant 510 TWh en 2010 et 550 TWh en 2020.



Dans la mesure où la production intérieure d'électricité est assurée de 75 à 80 % selon les années, par les centrales nucléaires (en 2004, nucléaire : 78,3%, hydraulique : 11,5%, thermique classique : 10,1%), la diversification des moyens de production électrique a pu être jugée nécessaire d'autant que la part du nucléaire dans la production totale d'électricité était, en 2000, d'environ 30 % en Allemagne et au Japon, de 23 % au Royaume Uni et de 20 % aux États-Unis. En réalité, la diversification éventuelle des moyens de production est une question à aborder avec une grande prudence et sur le long terme, tant les avantages de l'électronucléaire pour la France sont

déterminants.

Pour cette raison, la préparation du renouvellement des réacteurs nucléaires les plus anciens est un impératif stratégique.

Des réacteurs évolutionnaires pour 2015, des réacteurs en rupture technologique pour 2040

Comme c'est le cas pour toute technologie en évolution, les chercheurs et les ingénieurs s'attachent, pour la filière nucléaire, à obtenir des progrès continus, mais aussi à opérer des sauts qualitatifs en essayant de créer des ruptures technologiques.

Représentant 87 % du total des réacteurs nucléaires en service dans le monde à la fin 2001, les réacteurs à eau légère concentrent la plus grande part des efforts de perfectionnement effectués dans le monde depuis le début des années 1980. L'expérience accumulée avec les réacteurs à eau légère pressurisée ou bouillante constitue en effet, avec près de 8 000 années-réacteurs, un atout déterminant pour la sûreté et la productivité de cette filière. En conséquence, les constructeurs de réacteurs nucléaires ont privilégié une approche évolutionnaire, où des améliorations sont apportées en cohérence avec des spécifications déjà testées, à l'image de ce qui est fait dans l'aéronautique, industrie qui se caractérise par un très haut niveau de sûreté.

Ainsi, les grands constructeurs nucléaires mondiaux, General Electric, Westinghouse, Framatome ANP et le Minatom russe, ont élaboré différents projets de nouveaux réacteurs dits évolutionnaires ou de Génération III+, qui, bien qu'étant actuellement à des stades de développement différents, pourront entrer en service à titre de démonstrateurs au plus tard en 2015. Lorsque les opérations de rajeunissement des parcs nucléaires actuellement en service commenceront en 2020 à travers le monde, ces démonstrateurs, au premier rang desquels il est indispensable que se trouve l'EPR (European Pressurized water Reactor) de l'industriel français Framatome ANP, auront alors engrangé plusieurs années de fonctionnement, permettant la construction en série de réacteurs testés en vraie grandeur.

En parallèle à cette approche évolutionnaire privilégiée par les constructeurs, les centres de recherche

nucléaire des principaux pays nucléaires, en particulier le CEA en France, se sont attachés depuis la fin des années 1990 à mettre à l'étude des concepts de réacteurs nucléaires dits révolutionnaires ou de Génération IV en rupture technologique avec les réacteurs actuels.

Réunies dans un forum international constitué à l'initiative des États-Unis, les institutions de recherche nucléaire de dix pays se sont ainsi fixé plusieurs objectifs, non seulement dans la mise au point de nouveaux matériaux stables à très hautes températures ou de nouveaux types de combustibles nucléaires, mais aussi dans le développement de nouvelles applications pour le nucléaire comme la production d'hydrogène ou la désalinisation de l'eau de mer.

En tout état de cause, comme l'a montré le récent rapport réalisé pour l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques par son président, Claude Birraux, député de Haute-Savoie, et par Christian Bataille, député du Nord, les percées technologiques à réaliser sont tellement difficiles et nombreuses qu'on ne peut envisager la mise en service industriel des réacteurs de Génération IV avant 2040, au plus tôt.

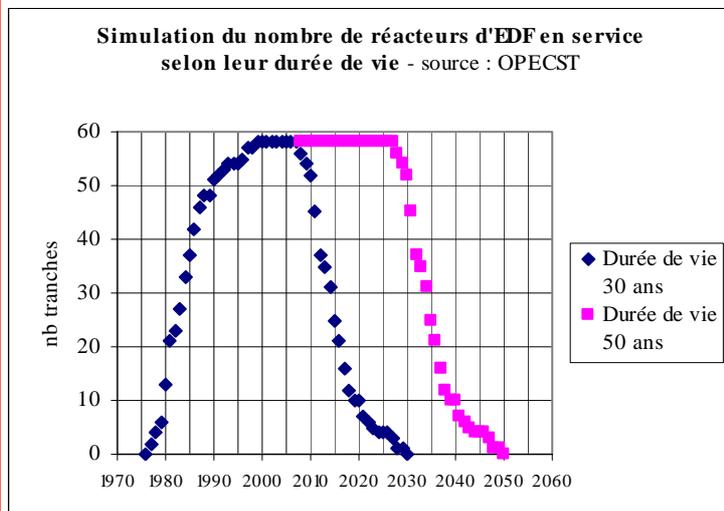
Ces réacteurs, à haute température, à neutrons rapides ou à sels fondus, n'ont pas, en effet, dépassé le stade des concepts ou des maquettes, et correspondent, pour la plupart, à des systèmes élaborés dès les années 1960 mais abandonnés faute de compétitivité par rapport aux réacteurs à eau bouillante ou pressurisée.

En définitive, on peut espérer que de nouveaux types de réacteurs, en rupture avec les technologies actuellement en service industriel, soient mis au point dans les trois prochaines décennies, apportant, le cas échéant, de nouvelles perspectives à l'énergie nucléaire.

Mais le vieillissement des réacteurs en service est, en France, un problème concret, immédiat et d'une importance capitale, qui nécessite de disposer avec certitude de réacteurs testés, performants et opérationnels au stade industriel en 2020 pour les remplacer le moment venu. Seuls des réacteurs évolutionnaires à eau bouillante ou pressurisée peuvent apporter la réponse attendue.

L'effet de falaise et la standardisation, deux caractéristiques du parc d'EDF

Le parc électronucléaire mondial comptait, fin 2005, 443 réacteurs en service dont l'âge moyen était de plus de 22 ans.



Avec un âge moyen de 19 ans, les 58 réacteurs d'EDF représentaient le plus jeune des grands parcs mondiaux. Pour autant, 23 réacteurs d'EDF ont dépassé l'âge de 20 ans, les deux réacteurs de Fessenheim et les deux réacteurs de Bugey égalant ou dépassant les 25 années de fonctionnement.

Pour autant, le parc d'EDF a une double spécificité, la rapidité de sa construction et sa standardisation.

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

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

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

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

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

La structure même du parc électronucléaire français impose donc que tous les moyens soient réunis –

gestion performante de la durée de vie des centrales nucléaires et disponibilité d'un réacteur de remplacement – pour en assurer la pérennité.

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

La maximisation de la durée de vie du parc d'EDF est un enjeu économique majeur qui justifie une gestion attentive des réacteurs et le remplacement éventuel et progressif de composants dégradés. Toutefois, si l'équilibre économique des opérations de jeunesse n'était pas assuré ou si la réglementation de sûreté imposait des contraintes nouvelles rédhibitoires sur le plan financier, le remplacement d'un réacteur ancien par un équipement moderne devrait pouvoir être effectué.

La durée de vie de conception des réacteurs d'EDF est de 40 années. Différents défauts apparus ces dernières années, sur les couvercles de cuve, les générateurs de vapeur de première génération, voire sur les enceintes de confinement de certains réacteurs 1300 MWe, ont pu faire redouter un vieillissement prématuré des réacteurs EDF. En réalité, une fois les remplacements de composants et les travaux d'étanchéité effectués, il apparaît que la durée de vie devrait être en ligne avec les prévisions.

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

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

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

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

L'EPR, un réacteur à la compétitivité et à la sûreté encore améliorées par rapport aux réacteurs actuels

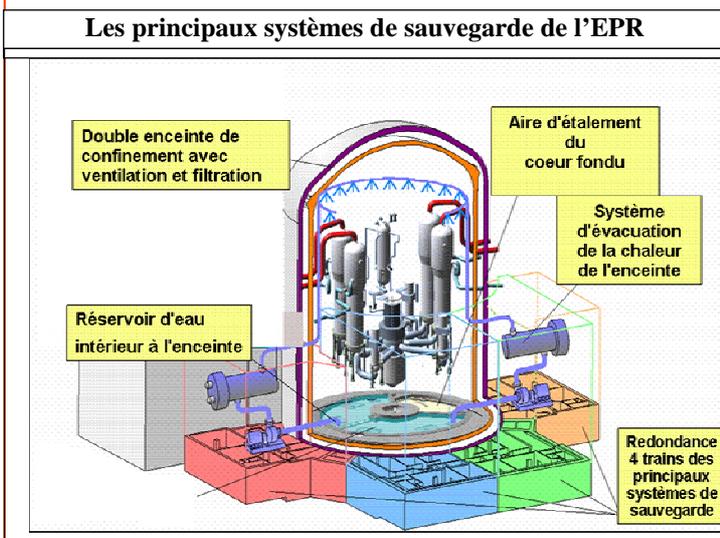
Effectuée en coopération entre la France et l'Allemagne à partir de 1993, la conception de l'EPR a réuni les constructeurs Framatome et Siemens, EDF et les principaux électriciens allemands, ainsi que les autorités de sûreté des deux pays.

Depuis la décision de l'Allemagne en date du 14 juin 2000 d'arrêter ses réacteurs après 32 années de fonctionnement, la mise au point de l'EPR est conduite par la France, sous l'égide de Framatome ANP qui a absorbé le département nucléaire de Siemens en décembre 1999.

Réacteur évolutionnaire s'inscrivant dans la filière des réacteurs à eau pressurisée actuellement en service, l'EPR représente, par rapport à ceux-ci, une évolution importante dans le sens d'une sûreté et d'une compétitivité accrues.

La sûreté de l'EPR est encore améliorée par rapport aux réacteurs actuellement en service, grâce à un renforcement de la prévention des accidents de fusion de cœur et à la limitation de leurs conséquences éventuelles, au cas

Les principaux systèmes de sauvegarde de l'EPR



encore plus improbable où un tel événement surviendrait.

Au plan économique, les coûts de production sont réduits grâce à différentes améliorations techniques, comme l'augmentation des taux de combustion des combustibles, l'allongement des cycles d'exploitation, la

réduction de la durée des arrêts de tranche et des visites décennales.

Au total, l'amélioration des performances d'exploitation permet d'abaisser de 10 % le coût de production du MWh par rapport à celui du dernier réacteur N4 de 1500 MWe construit en France.

Avec un coût de production du MWh de 27,7 €/ MWh, la compétitivité de l'EPR est également assurée par rapport au cycle combiné à gaz de dernière génération (33,9 €/ MWh).

Comparaison des coûts de production du MWh de l'EPR et d'un cycle combiné à gaz en économie publique -
source : Areva

coûts en €/par MWh	EPR	cycle combiné à gaz (hors TIC gaz naturel)
Investissement	17,1	5,6
Exploitation et maintenance	5,8	3,1
Combustible	4,2	25,2
Recherche & Développement	0,6	
Total	27,7	33,9

Calculé sur une série de 10 tranches, démonstrateur-tête de série compris, le coût d'investissement unitaire s'élève à 2,6 milliards € soit 1628 €/ kW.

Même dans le cas d'une série de 4 tranches seulement, le coût de production du MWh de l'EPR, qui atteint alors 33 €/ MWh, restera, selon EDF, compétitif avec celui du cycle combiné à gaz, tout en étant beaucoup moins sensible que ce dernier à des variations sur le prix du combustible.

Compte tenu des études déjà réalisées par Framatome ANP, EDF et l'autorité de sûreté, le premier exemplaire de l'EPR souvent désigné comme le démonstrateur EPR pourra être construit dès le début

2007 et, après 5 années de construction, entrer en service en 2012.

À partir de cette date, il sera ainsi possible d'accumuler avec ce démonstrateur l'expérience d'exploitation indispensable pour lancer en 2015 la construction d'une série de réacteurs EPR définitifs remplaçant les réacteurs susceptibles d'être arrêtés à partir de 2020.

La construction de l'EPR indispensable pour lisser le renouvellement du parc d'EDF et pour conforter l'industrie française face à la concurrence mondiale

Au cours de la décennie 1980, la France a réalisé un effort de construction de centrales nucléaires sans équivalent dans le monde, en augmentant sa capacité de production installée de quelques 40 réacteurs. Des investissements considérables ont dû être effectués dans l'appareil de production et la formation de façon à les dimensionner pour ce défi industriel inédit. Mais si le résultat enregistré est conforme aux attentes, un tel sprint ne doit pas être renouvelé, compte tenu des risques d'échec et de non-conformité des réalisations, ainsi que des inconvénients représentés par les à-coups de l'activité industrielle et les surcoûts de la précipitation dans un programme d'équipement.

En tout état de cause, le renouvellement du parc d'EDF doit aujourd'hui être planifié. Ceci passe par un processus de décision ordonné, avec le lancement dès 2003 de la procédure d'autorisation de l'EPR, la construction à partir de 2007 du démonstrateur et le test de ce premier exemplaire à compter de 2012.

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

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

En décidant la construction de son 5^{ème} réacteur, la Finlande a donné le signal, le 24 mai 2002, d'une reprise prochaine du marché du nucléaire. Confrontée à des hausses du prix de l'électricité, l'opinion suédoise rejette aujourd'hui la fermeture de ses réacteurs nucléaires décidée en 1980. Pour leur part, les électriciens allemands estiment que l'Allemagne ne pourra pas arrêter ses 19 réacteurs nucléaires après 32 années d'exploitation et respecter simultanément ses engagements de réduction de 21 % à l'horizon 2010 de ses émissions de gaz à effet de serre. Aux États-Unis, l'accroissement parallèle de la sûreté et de la productivité des 104 réacteurs en service a restauré l'image du nucléaire, ce qui ouvre d'autant plus la voie à la commande de nouveaux réacteurs que l'administration Bush s'apprête à en aider la construction pour une mise en service industriel en 2010.

Or, sur l'ensemble de ces marchés, actuels ou futurs, Framatome ANP sera soumis à la concurrence très forte de General Electric, Westinghouse et du Minatom russe.

Indispensable à la satisfaction des besoins futurs en électricité de l'économie française, la construction du démonstrateur EPR donnera en outre à l'industrie française la référence qui lui permettra de conquérir des marchés à l'étranger.

Le site de Flamanville



Flamanville, le meilleur site pour l'EPR

Quatre régions françaises ont présenté leur candidature pour accueillir l'EPR.

Flamanville a été retenu parce qu'il dispose des meilleurs atouts, en termes de localisation, d'espace disponible, des conditions environnementales et de l'intérêt local nécessaire.

Tout réseau de transport de l'électricité doit être correctement équilibré en comprenant des moyens de production judicieusement répartis en fonction des besoins de consommation. S'agissant de l'ouest de la France, le développement économique de la Bretagne et son sous-équipement en centrales électriques ont entraîné une hausse de la consommation qui se traduit par un déséquilibre permanent du réseau et nécessite l'im-

portation coûteuse, compte tenu des pertes en ligne, d'électricité des autres régions françaises. La construction du démonstrateur EPR à Flamanville permet d'améliorer significativement cette situation, ce réacteur apportant une puissance supplémentaire de 1500 MWe.

En tout état de cause, dimensionné dès l'origine pour quatre réacteurs de 1300 MWe, le site de Flamanville, qui n'en possède actuellement que deux, possède la place nécessaire pour accueillir ce démonstrateur.

Le département de la Manche, qui a contribué d'une manière décisive au développement du nucléaire civil et militaire, avec la Hague et l'arsenal de Cherbourg, possède l'expérience des grands chantiers, une tradition industrielle et une main-d'œuvre qualifiée qui permettront d'implanter avec succès l'EPR à Flamanville.

Le choix de Flamanville permet de rééquilibrer le réseau électrique et la carte industrielle, mais aussi donne toutes ses chances à la construction de l'EPR et garantit ainsi la production électrique française des prochaines décennies.

Claude GATIGNOL
Député de la Manche
Président du Groupe d'études sur l'énergie

Janvier 2006