

# **Prolonger la durée de vie du parc nucléaire actuel : une solution de type « minimax-regret » ? Les conclusions du rapport élaboré par la Commission « Energies 2050 »**

Jacques Percebois Professeur à l'Université Montpellier I,  
Président de la Commission « Energies 2050 »

## **I LES ENJEUX**

La France a déjà connu plusieurs transitions énergétiques depuis la Seconde guerre mondiale. Ce fut la transition vers l'hydraulique au début des années 1950, puis la régression du charbon au profit du pétrole bon marché mais importé au début des années 1960. Ce fut ensuite l'accélération du programme électronucléaire au moment des chocs pétroliers dans les années 1970. Ce fut plus récemment l'ouverture à la concurrence des industries électriques et gazières, suite aux directives européennes de 1996 et 1998. A chaque fois l'Etat a su prendre les bonnes décisions, même si ce fut parfois dans la douleur : on se souvient des plans sociaux liés à la fermeture des mines de charbon. Une nouvelle période s'ouvre aujourd'hui car des interrogations majeures subsistent partout dans le monde : quelle doit être la place des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) dont on sait qu'elles sont épuisables et émettent du CO<sub>2</sub>, même si c'est à des degrés divers selon les sources ? Quelle doit être la place du nucléaire qui, après Fukushima, pose des problèmes d'acceptabilité sociale ? Quel doit être le rôle des énergies renouvelables (éolien, solaire notamment), qui bénéficient souvent de la sympathie du public, mais qui ont l'inconvénient d'être (encore) coûteuses et intermittentes ?

Une certitude s'impose à nous : la satisfaction des besoins énergétiques futurs ne pourra être assurée que par un « mix » diversifié : nous avons besoin de toutes les énergies, certes suivant des proportions différentes selon les pays, car aucune source d'énergie n'est parée de toutes les vertus et les disponibilités en ressources naturelles sont variables selon les situations. La principale incertitude porte sur ce que seront les technologies du futur. Le temps de l'énergie est un temps long car il y a de nombreuses inerties tout au long de la chaîne énergétique (une centrale électrique est faite pour durer entre 30 et 60 ans, voire plus s'il s'agit d'un barrage) mais en même temps le progrès technique peut très rapidement bouleverser nos certitudes : les nouvelles technologies de l'exploration-production des hydrocarbures nous permettent de pouvoir profiter d'un potentiel important de pétrole et de gaz non conventionnels (« pétrole et gaz de schistes ») et du coup cela recule la date fatidique du « peak oil ». Cela devrait d'ailleurs permettre aux Etats-Unis de redevenir un pays exportateur d'hydrocarbures ! Les technologies de l'information nous permettront prochainement, grâce aux réseaux intelligents (« smart grids »), d'optimiser en temps réel la gestion de nos consommations de gaz et d'électricité. Les progrès attendus dans le stockage de l'électricité (batteries mais aussi hydrogène ou « méthanation ») régleront sans doute une partie du problème de l'intermittence des énergies éolienne et solaire dont les coûts de production devraient d'ailleurs fortement baisser. De nouveaux réacteurs nucléaires, beaucoup plus performants et plus sûrs permettront demain d'utiliser ou de transmuter certains déchets, le plutonium et certains actinides mineurs (projet de réacteur dit de 4<sup>ème</sup> génération, Astrid, dont l'implantation devrait se faire à Marcoule).

Il nous faut donc maintenir un effort soutenu de recherche-développement pour rester dans la course des innovations en compagnie des pays qui comme la Chine, la Russie ou les Etats-Unis ont des budgets de recherche très importants, notamment concernant le nucléaire du futur. Les progrès techniques nous permettront aussi d'améliorer l'efficacité au niveau de l'utilisation de chaque forme d'énergie. Deux secteurs doivent particulièrement retenir notre attention dans ce domaine : le secteur du bâtiment et celui des transports. Ils représentent à eux deux près des trois quarts de la consommation d'énergie finale en France. Les économies potentielles y sont considérables et cela impose de compter non seulement sur les progrès de la technologie mais aussi sur des comportements plus rationnels des utilisateurs pour réduire les gaspillages. D'autant que les coûts, donc les prix de l'énergie, iront nécessairement en augmentant car les nouvelles technologies sont

coûteuses, et il faudra investir à tous les niveaux, pour mettre en valeur des ressources ou améliorer la sécurité des installations. Il faudra en plus tenir compte des coûts liés à la protection de l'environnement. Il faut que demain les émissions de CO<sub>2</sub> soient taxées à leur juste niveau, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Economiser l'énergie c'est protéger l'environnement et c'est aussi une façon de lutter contre la précarité énergétique qui est devenue une grande cause nationale.

Le nucléaire est au cœur des débats sur la transition énergétique et notamment des questions que soulève la sûreté, celle des centrales mais aussi celle liée à la gestion des déchets nucléaires. Cette sûreté a un coût mais c'est aussi le prix à payer pour garantir une certaine indépendance énergétique de la France et une moindre vulnérabilité des choix nationaux.

Le Gouvernement a demandé à la Commission « Energies 2050 » mise en place en octobre 2011 d'étudier divers scénarios d'évolution du parc nucléaire français à l'horizon 2030 -2050. Cette Commission, présidée par Jacques Percebois et Claude Mandil, comprenait une cinquantaine de personnes (dont une dizaine de rapporteurs) et a auditionné 80 personnes et organismes venant d'horizons très divers ; elle a remis son rapport au Ministre en février 2012 et s'est appuyée pour ses analyses sur les travaux de la Cour des Comptes. Son rôle était d'étudier les 4 scénarios retenus dans la « feuille de route » donnée par le Ministre : allongement de la durée de vie du parc nucléaire actuel, accélération du passage à Génération III voire IV, sortie partielle du nucléaire, sortie totale du nucléaire. Le débat sur le nucléaire se devait d'être replacé dans le cadre des perspectives énergétiques globales de la France à cet horizon 2030-2050.

Un constat s'impose : si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 notamment grâce à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale et 53% de l'énergie primaire. Rappelons que le nucléaire fournissait en 2010 75% de l'électricité française et correspondait à un peu plus de 40% de l'énergie primaire consommée. L'énergie finale représentait 60% de l'énergie primaire (le solde correspondant pour 35% aux pertes de transformation et à l'autoconsommation du secteur énergétique et pour 5% à des usages non énergétiques) et l'électricité environ 22 à 23% de l'énergie finale consommée. Ce sont les produits pétroliers qui, avec 49% de l'énergie finale consommée, représentaient le principal poste énergétique pour le consommateur. La facture énergétique correspondante (importations de pétrole, de gaz et de charbon) s'élevait en 2012 à 69 Mds€, soit plus que le déficit de la balance commerciale (67 Mds€). Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France le triple avantage d'une électricité décarbonée, peu chère et dont l'exportation réduit le déficit commercial : sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité d'en moyenne 2,3 Mds€ courants par an. De plus, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2012. Certes il faut importer de l'uranium mais le coût des importations reste inférieur au milliard d'euros par an. De plus ce coût ne représente que 5% du prix de revient du kWh nucléaire sortie centrale. A cela s'ajoute le fait que l'uranium se stocke facilement en raison de sa forte densité énergétique. Ainsi la France dispose sur son territoire de 100 jours de consommation de produits pétroliers ou de gaz naturel mais de plus de 2 ans de consommation d'uranium.

## **II LE CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL ET EUROPEEN**

La consommation énergétique mondiale a connu une croissance rapide durant les 40 dernières années puisqu'on est passé de 5000 millions de tep en 1970 à plus de 12000 millions de tep en 2010. Cela correspond à un rythme de consommation annuelle moyen de l'ordre de 2,24%. Cette tendance, si elle devait se prolonger dans les 40 prochaines années conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport à 2010. Cette croissance devrait être la conséquence d'une forte croissance démographique (9 milliards d'habitants en 2050 contre 7 milliards en 2010) mais aussi d'une forte croissance des besoins énergétiques des pays émergents (la

Chine, l'Inde et même certains pays africains). La demande d'énergie reste très corrélée à la croissance économique et démographique, même dans des pays ayant fait de gros progrès pour réduire l'intensité énergétique du PIB. Selon l'AIE la demande mondiale d'énergie primaire serait à près de 90% tirée par les pays émergents. Les choses sont un peu différentes dans l'Union Européenne où les perspectives de croissance sont modestes. L'U.E. est responsable de 14% des émissions mondiales de gaz à effet de serre alors qu'elle contribue à près de 26% du PIB mondial (chiffres 2010). Selon les scénarios retenus par la Commission européenne dans sa Roadmap « Energie 2050 » publiée en décembre 2011, la consommation énergétique de l'Union pourrait connaître une faible progression dans le scénario tendanciel ou une forte baisse (de l'ordre de 32 à 41%) si l'on retient le scénario qui correspond à l'objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 80 à 85% à l'horizon 2050 par rapport à 1990 (réduction des émissions de 25% en 2020, de 40% en 2030 et de 60% en 2040). Cela suppose également que la part des énergies renouvelables soit portée à plus de 40% voire 60% dans le bilan primaire, contre 10% aujourd'hui. Plus ambitieuse encore l'Allemagne s'est fixée un objectif de réduction de 50% de la consommation primaire à l'horizon 2050 et elle affiche que cette réduction devrait provenir pour partie d'une baisse prévue de la population à cet horizon (baisse de 10 millions d'habitants environ). Avec une population qui devrait continuer à croître la dynamique française est différente. On attend certes un prolongement de la baisse de l'intensité énergétique du PIB (de l'ordre d'au moins 20% en 2020) mais, en valeur absolue, la consommation primaire d'énergie devrait soit se stabiliser soit baisser légèrement dans les prochaines années. La consommation d'énergie primaire de la France s'est établie à 265,8 Mtep en 2010. Sur les 20 dernières années on constate un fléchissement tendanciel de la croissance de la demande d'énergie primaire : alors que sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne dans les années 1990, elle a été de 2 Mtep en 2001 et 2002 et est ensuite restée stable (avec même un décrochage en 2009 en raison de la crise économique). Compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques les vingt prochaines années sont en partie bornées par le parc installé (c'est vrai pour le parc électrique, le parc des logements voire pour partie celui des automobiles) et par les technologies existantes. Ainsi le parc de logements se renouvelle en France au rythme de 1% par an, guère plus. Au-delà de 2030 le champ des possibles devient sensiblement plus ouvert, et du coup fortement dépendant des hypothèses retenues par les modèles. Des ruptures technologiques ne sont pas à exclure. Anticiper en 2012 le monde énergétique de 2050 relève de la même difficulté que celle que nous avons lorsqu'en 1973, au moment du choc pétrolier, on anticipait le monde énergétique d'aujourd'hui..

### III LES SCENARIOS ANALYSES POUR LA FRANCE

Différents scénarios de prospective énergétique publiés relatifs à la France ont été analysés au cours de l'exercice prospectif « Energies 2050 ». Ils se limitent pour la plupart à l'étude du périmètre électricité à l'horizon 2030 (sauf Négawatt et Negatep qui élaborent des scénarios à l'horizon 2050 et des scénarios portant sur l'ensemble du mix énergétique). Certains scénarios ont été élaborés par des ONG ou des associations (Négawatt, Global Chance, Negatep), d'autres par des acteurs du secteur de l'énergie (Enerdata/DGEC, RTE, Union française de l'électricité, AREVA, CEA). Négawatt et Global Chance ont comme objectif la sortie du nucléaire et imaginent des évolutions radicales du mode de vie de la population (densification de l'urbanisme, alimentation locale, déplacements réduits, etc.). Negatep, dans une optique de baisse des émissions de CO<sub>2</sub>, propose un usage renforcé de l'électricité décarbonée dans tous les domaines. Les autres ont étudié différentes options concernant en particulier la part du nucléaire (sortie, part de 50 % ou de 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

À l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité présente peu de différences entre les divers scénarios si l'on excepte Négawatt et Global Chance particulièrement volontaristes en termes de maîtrise de l'énergie. L'analyse des scénarios en termes de demande met en évidence trois points principaux d'attention : le rôle essentiel de la maîtrise de la demande énergétique, indispensable quel que soit le scénario de mix énergétique retenu ; l'importance des gisements potentiels d'économie d'énergie, mais parfois difficiles à exploiter; enfin le coût des actions d'efficacité

énergétique à mettre en regard de leur rentabilité. Ce coût est élevé. C'est particulièrement vrai dans le domaine du bâtiment. Le coût de l'isolation thermique d'un appartement ancien est estimé entre 15 000 et 20 000 euros.

Les scénarios décrivent une large gamme de mix électriques, mais au moyen de méthodologies et d'hypothèses extrêmement variées, en particulier sur l'équilibrage offre/demande, les durées de fonctionnement des unités de production, le solde des importations/exportations d'électricité ou sur les trajectoires nécessaires pour atteindre le mix présenté pour 2030. On distingue traditionnellement quatre types d'approches méthodologiques dans le domaine de l'élaboration de scénarios : 1) les scénarios dits de « story telling » qui ne s'appuient pas sur une modélisation ; 2) les scénarios de « back casting » ou de téléologie qui privilégient un ou plusieurs objectifs à atteindre et proposent des trajectoires pour y parvenir ; 3) les scénarios de simulation du système énergétique à partir de modèles mathématiques qui assurent une cohérence technico-économique, économétrique ou macroéconomique (modèles d'équilibre partiel ou d'équilibre général) ; 4) les scénarios d'optimisation qui permettent d'obtenir des trajectoires au regard de certains critères (coûts, émissions de gaz à effet de serre). Les scénarios examinés dans le rapport font partie des trois premières catégories.

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire se traduit par un besoin plus important d'investissements. Elle a bien sûr un impact à la hausse sur les coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> en l'absence de solution massive de remplacement par des énergies décarbonées. Une très forte baisse de la consommation énergétique pourrait, si elle était réalisable, nuancer ces conclusions défavorables, mais sans inverser totalement la tendance. En termes d'acceptabilité, chaque solution met en évidence des contraintes sociétales réelles, mais d'ampleur très variable selon les scénarios : acceptation du nucléaire dans certains cas, refus dans d'autres, préférence pour les transports collectifs ou la voiture individuelle (électrique) selon les cas.

#### **IV LES COUTS COMPLETS DU KWH NUCLEAIRE ET NON NUCLEAIRE**

Le rapport « Energies 2050 » s'est appuyé sur les estimations de la Cour des Comptes (auditionnée en décembre 2011 avant la remise du rapport de la Cour fin janvier 2012) pour estimer le coût actuel du kWh nucléaire. Claude Mandil et Jacques Percebois étaient membres du Groupe d'Experts auprès de la Cour lors de l'élaboration de ce rapport et il y a donc parfaite cohérence entre les chiffres de la Cour et ceux retenus par la Commission « Energies 2050 ». Ce rapport de la Cour retient une fourchette 33-50 euros/MWh selon la méthode de calcul choisie. Le « coût courant économique » correspond au prix qu'une entreprise entrant sur le marché français de l'électricité nucléaire serait prête à payer pour louer le parc actuel plutôt que de le reconstruire. Cela correspond au coût « overnight » (coût de construction en une nuit du parc : on additionne les investissements réalisés, en monnaie constante) auxquels s'ajoutent les intérêts intercalaires du fait que ce parc n'a pas été construit en une nuit. Le coût « overnight » est estimé à 83 milliards d'euros 2010 et le coût des intérêts intercalaires à 13 milliards d'euros 2010 soit un total de 96 milliards d'euros 2010 pour le parc actuel de seconde génération (58 réacteurs). A cela il faut ajouter les charges futures (mais incertaines souligne la Cour des Comptes), à la fois pour le démantèlement du parc et pour la gestion à long terme des déchets radioactifs (79 milliards d'euros de charges brutes soit 38 milliards de provisions, essentiellement mais pas exclusivement à la charge d'EDF). Il faut ensuite tenir compte des charges d'exploitation annuelles estimées à 9 milliards d'euros 2010. Sur la base d'un facteur de disponibilité de l'ordre de 80% cela donne un « coût courant économique » de l'ordre de 49,5 euros par MWh. Avec les investissements de « jouvence » cela donnerait un coût de l'ordre de 54 euros/MWh sur la période 2011-2025. Ce coût est différent de celui qui sert de base au calcul du tarif réglementé de vente (TRV) de l'électricité en France. Pour établir le TRV le ministère prend en compte le niveau ARENH proposé par la Commission Champsaur II auquel il ajoute un « complément marché » calé sur le prix du kWh observé sur le marché spot. Il ne faut pas confondre « coût économique courant » calculé par la Cour des Comptes et « coût ARENH » calculé par la Commission

Champsaur. Le prix régulé ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique) est le coût réellement supporté aujourd'hui par EDF pour produire l'électricité nucléaire et ce coût tient compte du fait qu'une partie significative des coûts d'investissements liés à la construction du parc a déjà été amortie donc payée par le consommateur final. Le « coût courant économique » est le coût supporté en moyenne sur la durée de vie totale du parc (durée de vie économique) par le consommateur français c'est-à-dire le prix de vente sortie centrale qui permet à EDF de récupérer sous forme de recettes actualisées les dépenses actualisées supportées sur l'ensemble de la période de construction et de fonctionnement (c'est 49,5 euros/MWh si on se limite à 40 ans de fonctionnement et 54 euros/MWh si on accepte de payer 55 milliards d'euros d'investissements de jouvence supplémentaires pour prolonger la durée de vie de ce parc à 60 ans, les calculs étant faits avec un taux d'actualisation de 5%). Le coût ARENH est le coût supporté aujourd'hui par EDF si le parc est exploité sur 60 ans mais en tenant compte du fait qu'une large partie (près de 75%) des investissements engagés dans le passé a déjà été récupérée par l'entreprise à travers les tarifs de l'électricité. Ces tarifs ont d'ailleurs fortement augmenté lors de la construction du parc dans les années 1970 et 1980. Ce coût ARENH tient compte de la valeur comptable du parc, des investissements de jouvence nécessaires pour prolonger la durée d'exploitation du parc actuel mais il ne tient pas compte des coûts de renouvellement de ce parc. Il a été estimé début 2011 à 39 euros le MWh par la Commission Champsaur II (c'est même de l'ordre de 33 euros si on ne tient pas compte des coûts de jouvence estimés à 55 milliards d'euros, y compris les coûts supplémentaires de sûreté demandés par l'ASN suite à Fukushima). En pratique la Commission Champsaur II avait proposé une fourchette 38-40 euros par MWh ; le Ministre a retenu 40 pour 2011 et 42 pour 2012, considérant que suite à Fukushima les investissements de sûreté à la charge d'EDF allaient être plus importants que cela n'était prévu au départ.

Le principe de l'ARENH est le suivant : pour que tous les consommateurs français puissent bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique et pour que la concurrence puisse se développer sur tous les segments de la clientèle, il faut qu'EDF vende l'électricité nucléaire au même prix à ses clients et à ses concurrents (logique de « cost-plus »). Le prix de l'ARENH s'apparente donc, pour les fournisseurs, à un prix de gros. Rappelons qu'aux termes de la loi NOME, EDF a l'obligation de céder 25% de sa production nucléaire (soit environ 100TWh) à ses concurrents qui en font la demande et peuvent justifier d'un portefeuille de clients en France, et ce « à prix coûtant pour EDF » mais moyennant rémunération du capital investi. C'est ce prix coûtant que la Commission Champsaur avait pour mission de calculer et de proposer au Ministre. La décomposition de l'ARENH est la suivante : 6 euros/MWh au titre de la rémunération des investissements passés sur la base du WACC (investissements non amortis), 8 euros /MWh au titre des investissements de maintenance et de prolongation (investissements récupérés au fil de l'eau selon la logique « pass-through ») et 25 euros/MWh au titre des coûts d'exploitation (charges de personnel, charges de combustibles et charges diverses). Le coût de renouvellement du parc sera quant à lui intégré dans le prix de l'électricité payé par le consommateur (donc à terme dans le TRV). Le coût du MWh nucléaire varie, dans le rapport « Energies 2050 », entre 43 et 75 euros selon que l'on prend une hypothèse basse fondée sur le coût du nucléaire historique ou une hypothèse haute fondée sur le coût de l'EPR produit en un petit nombre d'exemplaires (à noter que l'estimation du coût du MWh produit par un EPR est aujourd'hui supérieure à 75 euros mais il s'agit là d'un prototype et on peut espérer que ce coût bénéficiera d'économies d'échelle). La Cour évalue le coût moyen de production sur la période 2011-2025 à 54 euros le MWh si l'on prend en compte les coûts de jouvence des réacteurs actuels (coût courant économique). Les résultats ne seront évidemment pas les mêmes selon que l'on choisira le coût du nucléaire amorti (ARENH à 42 ou 43 euros le MWh), le coût courant économique sans investissements de jouvence (49,5) ou avec investissements de jouvence (54) ou encore le coût estimé du MWh produit par un EPR (75).

Le coût complet moyen du MWh non nucléaire est estimé comme suit en monnaie constante (euros 2010) par la Commission: 33 à 40 euros en 2010 (55 euros en 2030) pour l'hydraulique, 60 à 70 euros en 2010 ( 70 à 100 euros en 2030 selon le prix du CO2) pour le charbon, 80 à 90 euros en 2010 (57 à 90 euros en 2030 selon le prix du CO2) pour le gaz naturel, 80 euros en 2010 (70 euros en 2030) pour l'éolien on-shore, 150 à 200 euros en 2010 (110 en 2030) pour l'éolien offshore, 240 à 400 euros en

2010 (160 euros en 2030) pour le solaire photovoltaïque. On s'attend à un effet d'apprentissage qui permettra de faire baisser le coût des renouvelables à l'horizon 2030 mais, malgré cela, le prix de revient du solaire demeurera sensiblement supérieur à celui de ses concurrents à cette échéance. Au-delà c'est beaucoup plus incertain. Rappelons que ce coût ne tient pas compte du coût de l'intermittence. Il faudrait donc logiquement introduire dans le calcul économique le coût du « back-up » c'est-à-dire le coût des équipements de secours qui prendront le relais des renouvelables lorsque le vent ou le soleil viendront à faire défaut. Ce sont souvent des centrales à gaz qui sont prévues à cet effet. Il est certain que les hypothèses faites sur le prix du pétrole, le prix du charbon, celui du gaz naturel vont avoir un impact important sur les résultats obtenus. Peut-on connaître une chute du prix du gaz, comme c'est le cas aujourd'hui aux Etats-Unis, si l'exploitation du gaz de schiste se développe à grande échelle en Europe, en France notamment ? Aux Etats-Unis ce n'est pas Fukushima qui a compromis la relance du nucléaire, mais l'apparition d'un gaz de schiste bon marché qui fait que les centrales à gaz sont devenues le moyen de production le plus économique. Ainsi le gaz de schiste chasse même le charbon américain du marché de la génération électrique et ce charbon, qui se retrouve en excédent sur le marché international, a tendance à chasser le gaz du marché européen de la génération électrique, d'autant que le prix du gaz naturel demeure largement indexé sur le prix du pétrole dans les contrats européens d'importation.

## V LES QUATRE OPTIONS DE LA FEUILLE DE ROUTE

La commission « Énergies 2050 » avait notamment pour objectif d'analyser les différents avenir possibles de la politique énergétique de la France à l'horizon 2050. Dans ce cadre, quatre options d'évolution de l'offre d'électricité ont été analysées :

- 1- l'accélération du passage à la troisième génération du nucléaire ; cela implique qu'au moment où les réacteurs actuels (au nombre de 58) atteignent 40 ans d'âge ils sont remplacés à puissance équivalente par des réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération (EPR)
- 2- la prolongation d'exploitation du parc actuel ; la durée de vie des réacteurs actuels est prolongée jusqu'à 60 ans, sous réserve de l'autorisation formelle donnée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et à condition de procéder aux investissements de jeunesse demandés. Rappelons que l'autorisation de prolonger un réacteur est donnée pour 10 ans au coup par coup pour chaque réacteur. IL faudrait donc ici plusieurs fois une telle autorisation.
- 3- la réduction progressive du poids du nucléaire ; à 40 ans un réacteur sur deux est prolongé et un réacteur sur deux est remplacé par un mix fossiles/ENR (centrale à gaz du type CCG et/ou électricité renouvelable)
- 4- la sortie du nucléaire ; à 40 ans tous les réacteurs sont arrêtés et remplacés par un mix fossiles/ENR.

L'analyse de ces quatre options a été réalisée au regard des critères tels que le coût de l'électricité, les besoins d'investissement, les émissions de CO<sub>2</sub>, l'impact sur l'emploi, le PIB, l'influence sur la balance commerciale de la France et les enjeux de sécurité d'approvisionnement.

Parmi les quatre options étudiées, l'élément de coût est un facteur commun de l'analyse. Ce sont les coûts complets de production qui ont été évalués : coûts d'investissement/exploitation, maintenance et combustible. On ne prend pas en compte les coûts de maîtrise de la demande, les coûts de gestion des réseaux et les coûts de *back-up* induits par chacune de ces quatre options. Les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique ne sont pas toujours explicitement chiffrées en termes de coût unitaire. Le World Energy Outlook de l'AIE (2011) les a évaluées entre 5 et 25 euros/MWh, en distinguant les coûts de capacité de secours à prévoir (3 à 5 euros/MWh), les coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations du réseau (1 à 7 euros/MWh) et les coûts de raccordement et de renforcement du réseau (2 à 13 euros/MWh).

Les hypothèses de temps de fonctionnement des centrales CCG (centrales à cycle combiné au gaz) influent largement sur le coût complet de production. Dans les différentes options, on considère que les CCG en remplacement de centrales nucléaires fonctionnent en base (7 000 h/an) et que les CCG qui viennent en appui des énergies intermittentes fonctionnent 2 500 h/an. Il s'agit d'une hypothèse

simplificatrice : dans l'idéal il faudrait calculer leur temps de fonctionnement précis pour chaque option.

Il convient également de rappeler que le manque à gagner lié à la décision d'arrêter à 40 ans une tranche nucléaire jugée sûre pour un fonctionnement jusqu'à 60 ans est très élevé : à titre d'illustration le coût actualisé en 2012 d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans de Fessenheim (en valeur actualisée 2012) est de l'ordre du milliard d'euro (soit 2 Mds€ en valeur actualisée en 2020 lors de l'arrêt à 40 ans).

Rappelons aussi que, dans toutes les options, les investissements dans les réseaux électriques seront massifs, entre 135 et 155 Mds€ en fonction de la part des EnR dans le mix électrique, dont les trois quarts dans le réseau de distribution.

## **VI LES CONCLUSIONS DU RAPPORT**

On constate que le maintien de prix bas de l'électricité constitue un atout important pour l'économie française, comparativement à ce qu'est ce prix dans la plupart des autres pays européens. Prolonger la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel constitue dès lors la meilleure solution économique et ce pour plusieurs raisons :

1) cela permet de ne pas détruire de la valeur économique. L'industrie nucléaire est la seule industrie au monde qui vit sous la menace d'une interdiction régalienne de fonctionner du jour au lendemain alors même que sa rentabilité économique est assurée. Du coup, suite à une telle décision politique non légitimée par des arguments économiques, la valeur du parc des équipements devient nulle voire négative puisqu'il faut démanteler les centrales beaucoup rapidement que prévu (on parle alors de sunk costs ou « coûts échoués »). Détruire de la valeur économique sans raison légitime est donc injustifié ;

2) cela permet à l'économie française et tout particulièrement aux industries électro-intensives de conserver un atout dans la compétition mondiale ; l'émergence d'hydrocarbures non conventionnels abondants et bon marché aux Etats-Unis explique largement la relocalisation en cours des industries de la pétrochimie et de la gazo-chimie dans ce pays. Si on veut éviter une délocalisation industrielle de certains électro-intensifs voire encourager la relocalisation de certaines activités industrielles il faut profiter de cet atout que constitue une électricité nationale compétitive ;

3) cela permet d'attendre l'émergence de technologies plus performantes et moins coûteuses, que ce soit dans le domaine des énergies renouvelables ou dans celui de nouveaux réacteurs nucléaires (génération IV notamment) ; au-delà de 2030 des mutations technologiques sont probables et il ne faut fermer aucune porte;

4) cela permet de maintenir un appareil industriel de pointe et des compétences technologiques de haut niveau qui permettent à la France de conserver un leadership dans un secteur particulièrement prometteur dans le futur à l'échelle mondiale.

Bien évidemment il faudra investir pour allonger cette durée de vie et garantir la sûreté des installations mais c'est la solution qui, dans l'état actuel des informations disponibles, reste collectivement la moins coûteuse et procure les retombées macroéconomiques les plus fortes. En d'autres termes allonger la durée de vie du parc nucléaire actuel, sous des conditions bien précises (à la fois en termes de sûreté et d'investissements nouveaux) est la solution qui, sur le plan économique, permet de minimiser le regret maximal (critère du minimax-regret). Il faut bien comprendre que l'intérêt du nucléaire tient aujourd'hui au fait que le parc est largement amorti et que l'allongement de sa durée de vie, même si elle est coûteuse, reste meilleur marché que d'investir massivement dans de nouveaux équipements. Cela suppose que la demande d'électricité restera forte en France. Le rapport exclut de fait les scénarios très volontaristes qui affichent une réduction de moitié voire plus de la demande d'énergie (et d'électricité) à l'horizon 2050. Certes le potentiel d'économies d'énergie est important mais il ne faut pas perdre de vue que la population française va s'accroître et avec elle les besoins en énergie. Cela suppose aussi que l'acceptabilité sociale du nucléaire ne sera pas remise en cause, ce qui revient à exclure un accident nucléaire majeur en France.

Il n'en reste pas moins que pour ce rapport, comme pour celui de la Cour des Comptes, des incertitudes demeurent qui ont été signalées et doivent impérativement être considérées avec attention : incertitudes liées au coût d'un accident nucléaire, d'une part, incertitudes liées au coût de démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets à long terme, d'autre part.

## **VII UNE PREMIERE INCERTITUDE : LE COÛT D'UN ACCIDENT NUCLEAIRE**

On peut noter, avec la Cour des Comptes, que des crédits publics ont permis de financer de la recherche nucléaire fondamentale, mais aussi de la recherche plus appliquée liée à la sûreté des installations et que ces crédits ne sont pas nécessairement comptabilisés dans les dépenses d'EDF. Le coût pour la société n'est donc pas le même que celui pour l'exploitant et il importe de tenir compte de ces « externalités ». Il est au demeurant difficile de distinguer entre crédits affectés à la recherche civile et crédits affectés à la recherche militaire. A juste titre la Cour note que les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche chaque année du montant rapporté par la taxe sur les INB (installations nucléaires de base), de sorte que ce que l'Etat dépense de la main droite, il le récupère de la main gauche. Plus problématique serait la prise en compte du coût d'un accident nucléaire grave. Le risque nucléaire est un risque assurable mais qui bénéficie d'un statut dérogatoire du droit commun. Le risque nucléaire n'est pas assimilable à un risque industriel classique : sa probabilité d'occurrence est très faible mais en cas d'accident les conséquences économiques sont très importantes. Le système français (et européen) d'assurance est proche du système américain tel que formalisé dans le Price Anderson Act de 1957. En cas d'accident la responsabilité est « objective » (la victime n'a pas à démontrer la faute, il lui suffit d'établir le lien entre le fait générateur et le préjudice subi), la responsabilité est canalisée sur l'exploitant de l'installation nucléaire, mais en contrepartie elle est limitée dans le temps (10 ans pour engager la procédure) et dans son montant : pour que le risque demeure assurable divers plafonds sont prévus. Les Conventions de Paris (1960) et de Bruxelles (1963) prévoient trois tranches d'indemnisation. Une première tranche est à la charge de l'exploitant (qui doit s'assurer auprès de sociétés d'assurance), une seconde tranche est à la charge de l'Etat où se situe l'exploitation et une troisième tranche est à la charge du pool des Etats européens signataires des deux Conventions. Signalons que certains Etats sont signataires d'une autre Convention (celle de Vienne) mais que certains pays restent en dehors de toute convention internationale et ont une législation purement nationale ce qui implique que les dommages transfrontaliers ne peuvent pas être pris en compte (cas des Etats-Unis, du Japon, de la Chine notamment). Mais dans tous les cas de figure les plafonds d'indemnisation prévus restent faibles et loin des chiffres avancés par la catastrophe de Fukushima par exemple. Cela implique qu'en cas d'accident majeur c'est l'Etat du pays concerné qui demeure « l'assureur en dernier ressort », c'est donc le contribuable qui paiera. Ce n'est toutefois pas spécifique au nucléaire. Toutes les grandes catastrophes donnent lieu à intervention de l'Etat qui finance sur fonds publics ce que les compagnies d'assurance et de réassurance ne financent pas. L'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) considère que plusieurs types de coûts doivent être pris en compte en cas d'accident : le coût des dégâts directs sur le site accidenté, le coût de décontamination des populations à court et à long terme, le coût de décontamination des territoires contaminés (y compris les mesures de compensation pour les populations déplacées), les coûts macroéconomiques indirects (impact sur l'activité économique, impact sur le tourisme, sur la production agricole, le tout sous forme de baisse du PIB). Les estimations de l'IRSN donnent un coût moyen compris entre 70 milliards d'euros pour un accident de type Three Mile Island à 430 milliards d'euros pour un accident de type Fukushima. La perte du réacteur lui-même ne représente que 2% du coût total. Près de 40% sont imputables aux conséquences radiologiques (nettoyage du site, conséquences sur la santé,



relocalisation des populations et coût des terres perdues). Les coûts d'image (chute du tourisme, boycottage des produits agricoles), et les pertes indirectes de production agricole ou industrielle peuvent représenter jusqu'à 38% de la facture. Le coût énergétique induit est estimé à 20% du coût total : un accident majeur entraînerait une réduction inévitable de la durée d'exploitation voire une fermeture partielle du parc nucléaire, sous la pression de la population, donc un manque à gagner sous forme de kWh, et nécessiterait de recourir à des énergies alternatives (importations de gaz ou de charbon, investissements accélérés dans les énergies renouvelables). On peut comparer ces chiffres à ceux d'autres catastrophes : le tremblement de terre de Kobé (100 milliards de dollars), l'ouragan Katrina (125 milliards de dollars). Le nombre de morts liés à la catastrophe est lui aussi un sujet de controverse : le nombre de morts liés à l'exploitation du charbon est de plusieurs milliers chaque année dans le monde (notamment en Chine), la catastrophe de Bhopal a tué 3500 personnes en une nuit, la rupture du barrage de Malpasset a fait 423 morts ou disparus en France, alors que le nucléaire civil a peu tué directement dans le monde, exception faite sans doute de Tchernobyl. Mais certains considèrent que la mortalité indirecte sous forme de cancers est loin d'être négligeable. Les difficultés à évaluer la mortalité indirecte à long terme, les problèmes méthodologiques soulevés par l'estimation de la valeur de la vie humaine ne facilitent pas les calculs et alimentent les controverses.

#### **VIII UNE SECONDE INCERTITUDE : LE COÛT DU DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS ET DU STOCKAGE DES DECHETS RADIOACTIFS**

Il est difficile par nature d'estimer les coûts futurs de démantèlement des installations nucléaires ou de stockage des déchets mais il est faux de dire que ceux-ci ne sont pas pris en compte dans le calcul du prix de revient du kWh nucléaire. Ils donnent d'ailleurs lieu à constitution de provisions de la part des opérateurs (EDF, CEA et AREVA). Le stockage des déchets HAVL et MAVL (déchets à haute ou moyenne activité et vie longue) dans un site souterrain prévu à 500 mètres de profondeur (projet CIGEO à Bure dans la Meuse) était estimé à 14,4 milliards d'euros en 2009. L'Andra a revu récemment le coût qui passerait à 35,9 milliards d'euros mais ce chiffre est contesté par certains producteurs de déchets et le Ministère devrait fournir des estimations précises avant que ne s'ouvre le débat public sur ce projet CIGEO. Même si, en pourcentage, le coût du stockage ne représente qu'une très faible proportion du prix de revient du kWh nucléaire (de l'ordre de 1%) il est important que les chiffres soient connus de façon fiable afin que les opérateurs constituent les provisions nécessaires au financement le moment venu. Notons que la répartition des contributions entre producteurs de déchets se fera au prorata du volume estimé des déchets : 78% pour EDF, 17% pour le CEA et 5% pour Areva. La Cour des Comptes suggère dans son rapport que l'on reconsidère à la hausse les provisions actuelles. D'autres questions vont également se poser : comment se fera la tarification destinée à recouvrer les fonds nécessaires ? On peut envisager une tarification au moment de la réservation des capacités de stockage, ou au contraire au moment de l'enfouissement des colis. Les conséquences financières ne seront pas les mêmes selon le système retenu car la réservation et l'enfouissement se feront à des périodes très différentes. Il faudra aussi mettre en œuvre une tarification adéquate permettant de récupérer à la fois les coûts fixes et les coûts variables liés à la gestion de ces déchets. Les questions de coûts et de dérive des coûts sont, avec les problèmes de sûreté, des éléments très sensibles dans les débats publics.

#### **IX CONCLUSION**

La Cour des Comptes a raison de souligner qu'il n'y a pas de coûts cachés dans l'estimation du kWh nucléaire et du coup la compétitivité du kWh nucléaire demeure un atout pour l'industrie française comme pour le particulier confronté à un risque croissant de précarité. On connaît bien les coûts supportés dans le passé, y compris les coûts financés sur crédits publics dans le domaine de la recherche. Il y a en revanche des incertitudes concernant les coûts futurs, que ce soit les coûts de jouvence, ceux du démantèlement des installations ou ceux qui concernent le stockage des déchets. Ces incertitudes soulèvent dès lors des interrogations concernant la pertinence des provisions constituées par les divers opérateurs, EDF spécialement. Ces provisions sont probablement sous-estimées aujourd'hui. Une autre interrogation porte sur le caractère sécurisé des provisions constituées. Les fonds doivent être disponibles le moment venu et cela concerne le long, voire le très long terme. Les opérateurs ont l'obligation de par la loi de détenir des actifs sécurisés mais ces actifs ne sont pas gérés par des fonds indépendants. Que se passerait-il dès lors si l'opérateur venait à disparaître ? Ne vaudrait-il pas mieux placer ces provisions dans des fonds de garantie indépendants, comme c'est le cas dans certains pays, l'Angleterre notamment ? C'est une question ouverte. Mais la principale incertitude concerne les conséquences économiques d'un accident nucléaire grave en France. Il est évident que le système d'assurance en vigueur ne permettrait pas de faire face à l'ensemble des coûts directs et indirects probables. Un accident de type Three Mile Island est gérable, pas un accident de type Fukushima qui nécessiterait de ce fait une prise en charge massive des coûts par le contribuable. Mais n'est-ce pas le lot commun des risques majeurs, dans l'énergie comme dans la chimie ou dans le cas des catastrophes naturelles du type tremblement de terre ?

#### Annexe : impacts des divers scénarios (source Rapport Energies 2050)

Analyse des 4 options						
Options / critères		Coût de l'électricité 2030	Émissions de CO2 en 2030	PIB et emplois en 2030	Balance commerciale	Sécurité d'approvisionnement
1. Accélération du passage à la troisième génération		de 60 à 73 €/MWh	20 MtCO2/an	la perte de valeur pourrait atteindre 10 Mds€ par an une fois le parc remplacé, ce qui induirait une perte d'emplois	proche de l'équilibre au périmètre de la production d'électricité	identique à la situation actuelle
2. Prolongation de l'exploitation du parc actuel		52 à 59 €/MWh	20 MtCO2/an	le facteur déterminant est le coût de l'électricité : ce scénario est donc le plus favorable	proche de l'équilibre au périmètre de la production d'électricité	identique à la situation actuelle
3. Réduction progressive du nucléaire		de 69 à 79 €/MWh	plus de 30 MtCO2/an	- 0,6 % du PIB - 100 000 à - 150 000 emplois	- 0,15 % des importations - 0,35 % des exportations déficit de 5 à 8 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	sources d'approvisionnement diversifiées, mais les importations de combustibles fossiles augmentent
4. Sortie complète du nucléaire	Substitution par les énergies renouvelables	de 92 à 102 €/MWh	30 MtCO2/an	- 0,9 % du PIB - 200 000 emplois + 0,1 % des importations - 0,85 % des exportations	dégradation de 10 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	problème de sécurité du système électrique
	Substitution par les énergies fossiles	80 à 89 €/MWh	110 MtCO2/an		dégradation de 20 à 30 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	dépendance accrue