

Le partage de la rente nucléaire de rareté, facteur de relative maîtrise des tarifs de l'électricité en France ?

Jacques Percebois

Cet article se propose d'explicitier le mécanisme de l'ARENH, prix régulé auquel EDF doit vendre une partie de son nucléaire historique à ses concurrents dans le cadre de la loi NOME. Ce prix est par nature différent du Coût économique courant (CEC) du nucléaire tel que la Cour des comptes l'a estimé dans son rapport remis en janvier 2012. Ces deux approches renvoient au problème de la détermination de la rente de rareté du nucléaire dans le cadre d'un marché européen libéralisé où le nucléaire bénéficie d'un avantage « coût » par rapport à l'électricité thermique produite avec des énergies fossiles. Encore faut-il ne pas confondre la rente de rareté avec la rente différentielle. Vendre le kWh nucléaire au prix du kWh « gaz » à certaines heures procure une rente différentielle qui permet de couvrir les coûts fixe du nucléaire. On ne pourra parler de rente de rareté du nucléaire que si le prix de vente du kWh permet de récupérer plus que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts complets du nucléaire et c'est cette rente de rareté, donc son affectation, qui font débat.

La Cour des comptes a rendu, début 2012, son rapport sur le coût du nucléaire et certains ont d'emblée fait observer que le chiffre auquel la Cour parvient pour déterminer le coût du MWh nucléaire est sensiblement supérieur au niveau retenu pour l'ARENH, prix régulé auquel EDF doit vendre le MWh nucléaire à ses concurrents aux termes de la loi NOME. Le chiffre retenu par la Cour est d'ailleurs celui sur lequel la commission « Énergies 2050 » s'est appuyée pour mener ses travaux prospectifs dans le rapport remis en février 2012 au gouvernement. Du coup, certains font observer que la « rente nucléaire » n'a pas été correctement évaluée par la commission Champsaur. Il importe ici de préciser certaines notions et de ne pas confondre « coût économique courant » avec « niveau ARENH », pas plus qu'il ne faut confondre rente différentielle et rente de rareté

dans le cas du nucléaire historique. Les avis peuvent diverger sur la façon de comptabiliser les choses, mais un consensus peut et doit exister sur les concepts retenus. L'objet de cet article est de préciser ces divers concepts.

De par le traité de Rome signé en 1957, la politique énergétique est avant tout de la compétence de chacun des États-membres de l'Union. L'un des fondements essentiels de l'Union est la promotion de la concurrence au sein d'un marché dit « commun », lequel doit à terme déboucher sur un marché « unique ». Cela devrait être réalisé en 2014 au terme des directives actuelles, mais rien n'est moins sûr. La Commission européenne n'a pas à se prononcer sur ce que doivent être les choix énergétiques d'un pays ; elle doit en revanche s'assurer que la concurrence par le marché demeure le fondement de toute activité énergétique,

sauf exceptions justifiées (aides autorisées au charbon en régression, subventions aux renouvelables en émergence). La récente décision de l'Allemagne, qui a choisi de façon unilatérale de sortir du nucléaire sans même prendre la peine d'en avertir ses partenaires et la Commission de Bruxelles, montre bien que chacun est maître chez soi dans ce domaine. La tentation peut être forte pour chacun des pays de se comporter en «passager clandestin», en comptant sur les autres pays de l'Union pour supporter une partie des coûts induits par ses propres décisions.

L'Europe de l'énergie est aujourd'hui une mosaïque de politiques nationales qui sont le produit de l'histoire et de la géographie. C'est à travers les réseaux de transport du gaz, du pétrole et de l'électricité que se construit en réalité l'Europe de l'énergie, mais elle est loin d'être achevée (voir Bouneau et al., 2007).

Encore faut-il laisser le marché jouer son rôle et ne pas bloquer les prix au niveau du consommateur final. Si l'on crée un système de *market coupling*, les producteurs qui, comme EDF, disposent d'un parc nucléaire important vont bénéficier d'un avantage comparatif (rente) en termes de coûts. Cette rente peut être assimilée à une «rente de rareté»

si elle résulte de l'impossibilité durable qu'ont les producteurs concurrents d'accéder à ce nucléaire, soit qu'ils n'ont pas fait ce choix avant l'ouverture soit qu'ils ne peuvent pas le faire depuis pour des raisons juridiques ou politiques. Si les prix de l'électricité ne sont pas bloqués par le gouvernement du pays exportateur net et s'élèvent au niveau du prix d'équilibre européen, l'opérateur historique du pays exportateur fera des surprofits conséquents : c'est la rançon des choix passés et la sanction d'une bonne prévision. Mais tous les fournisseurs vendront au même prix sur le marché final et la concurrence pourra permettre aux entrants de gagner des parts de marché en acceptant des profits plus faibles que ceux réalisés par l'opérateur historique issu du pays exportateur le mieux placé. Si les prix du pays exportateur net sont bloqués par le gouvernement, pour des raisons politiques

ou sociales, au niveau du coût du nucléaire, alors les concurrents nationaux ou étrangers ne pourront pas concurrencer l'opérateur historique du pays exportateur sur son propre territoire puisque les prix de vente observés dans ce pays seront inférieurs à leurs coûts supposés nécessairement supérieurs au coût du nucléaire. Ils ne pourront pas gagner des parts de marché dans ce pays, ce qui peut à terme fausser la concurrence.

L'existence d'une «rente de rareté» du nucléaire pose alors un problème au vu des objectifs européens, ce qui a justifié l'entrée en vigueur en 2010 en France de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) et la mise en place dès la mi-2011 du mécanisme de l'ARENH (Accès régulé à l'énergie nucléaire historique). Ces deux décisions reprennent les propositions des rapports élaborés par les commissions Champsaur I (NOME) et Champsaur II (ARENH). Le mécanisme de l'ARENH vise à permettre aux concurrents d'EDF d'acquérir des MWh nucléaires au «*prix auquel ce MWh revient aujourd'hui à EDF*» afin que tous les fournisseurs puissent se concurrencer dans des conditions équitables. Cette énergie nucléaire acquise à prix coûtant régulé doit toutefois être

Fausser la concurrence

réservée aux seuls clients français puisqu'il s'agit de développer la concurrence en France, là où les avantages comparatifs de l'opérateur historique empêchent les entrants d'être compétitifs. Les quotas d'ARENH sont d'ailleurs attribués en proportion du portefeuille clients de chaque entrant. L'hypothèse implicite d'un tel schéma est que l'opérateur historique ne peut pas ne pas perdre des parts de marché si une réelle concurrence se développe. Retenir comme critère de compétition un indicateur de *switching* est d'ailleurs discutable. Encore faut-il pouvoir déterminer ce coût d'accès au nucléaire historique et celui-ci ne saurait être confondu avec le «coût courant économique» calculé par la Cour des comptes car les deux concepts ne recouvrent pas la même réalité. Il importe au préalable de rappeler dans quel contexte le mécanisme de l'ARENH est apparu et cela conduit à bien dissocier rente

différentielle et rente de rareté. Car seule la rente de rareté du nucléaire est concernée par ce mécanisme de l'ARENH.

1. Prix de marché européen et tarif national réglementé de vente : deux logiques difficilement conciliables

C'est dans la production de l'électricité (ce qu'il est convenu d'appeler le «mix électrique») que se manifestent les principales divergences entre pays de l'Union. Au niveau de l'Union, l'essentiel de l'électricité est produit avec du gaz naturel (32%) ; le nucléaire et le charbon représentent environ 28% chacun, mais la part du nucléaire est amenée à diminuer dans les prochaines années en raison des décisions prises récemment par certains pays. Le pétrole ne sert à produire que 6% de l'électricité consommée. Le solde (14%) est obtenu avec l'hydraulique, l'éolien, le solaire et la biomasse. Il s'agit là de moyennes. Les disparités sont très fortes lorsque l'on analyse la structure de cette production, pays par pays. En France, le nucléaire représente 75% de la production d'électricité. Cette proportion est de 53% en Belgique, de 25% en Allemagne (avant l'arrêt de certains réacteurs en 2011), de 19% au Royaume-Uni et de 0% en Italie. La part du gaz naturel dans la production d'électricité dépasse les 60% aux Pays-Bas et 40% en Italie alors qu'elle atteint à peine 4% en France. La quasi-totalité de l'électricité produite en Pologne l'est avec du charbon (92%) alors que cette proportion est très faible en France, par exemple. Certains pays, suite à la catastrophe de Fukushima, ont décidé de sortir du nucléaire (Allemagne, Belgique) ou ont renoncé à y entrer (Italie) alors que d'autres (dont la France ou le Royaume-Uni) ont maintenu le cap en faveur de cette source d'énergie. C'est dire qu'on est loin du consensus entre pays en termes de choix et cela a des conséquences sur les équilibres nationaux lorsque l'on ouvre les frontières et que les échanges se développent puisque le coût de production de l'électricité

varie fortement d'un pays à l'autre de l'Union (voir Hansen et Percebois, 2010).

Rappelons que le prix payé par un consommateur comprend plusieurs compartiments, une partie du prix étant régulée et l'autre correspondant à l'activité dite non régulée (production et fourniture du bien).

Pour ceux qui ont opté pour le TRV, Tarif réglementé de vente fixé par l'État et qui reste largement calé sur le coût du nucléaire, le prix payé demeure relativement stable, mais des hausses sont programmées régulièrement pour tenir compte des prix observés sur le marché spot puisque le tarif doit intégrer le «complément marché» (coût d'approvisionnement aux heures de pointe voire en semi-base) ; le TRV est fixé après avis de la CRE.

Pour ceux qui ont choisi le prix OM (prix dit en Offre de marché), le prix payé est plus volatil, mais il n'est pas nécessairement supérieur au TRV puisque ce prix est négocié avec le fournisseur qui peut faire des offres commerciales alléchantes.

En France, les ménages ont généralement opté pour le TRV car les prix réglementés sont sensiblement plus bas que les tarifs en offre de marché, dans la mesure où les tarifs réglementés sont une grande partie du temps calés sur le coût du nucléaire historique qui reste inférieur au coût du thermique fossile. Les tarifs OM sont négociables aussi bien auprès de l'opérateur historique qu'auprès des fournisseurs alternatifs. La proportion des clients qui ont fait jouer l'éligibilité est, en Europe, très variable d'un pays à l'autre ; elle est élevée quand les prix observés avant l'ouverture étaient élevés et faible lorsque ces prix étaient faibles. Ce que la Commission de Bruxelles attend de cette ouverture à la concurrence, c'est précisément une certaine convergence des prix en offre de marché entre les divers pays européens. Mais cette convergence est difficile à observer, du moins pour l'électricité, d'abord parce qu'il subsiste encore des congestions aux frontières, ensuite et surtout parce que la structure du mix électrique est trop différente d'un pays à l'autre pour que cette convergence

**Les tarifs
réglementés sont
une grande partie
du temps calés sur
le coût du nucléaire**

puisse se réaliser facilement. Ces disparités observées en amont de la chaîne électrique, dans les coûts de production du kWh à la sortie des centrales, expliquent que la convergence soit difficile à observer en aval.

Pour l'électricité (si l'on prend en compte le TRV), le prix de revient du kWh à la sortie de la centrale et le coût de commercialisation représentent à eux deux environ 40% du prix TTC pour un ménage français, le péage d'accès au réseau de transport environ 10%, le péage d'accès au réseau de distribution environ 25% et le reste (25%) correspond à des taxes : taxes locales, TVA et CSPE. La CSPE est une Contribution au service public de l'électricité destinée à couvrir les surcoûts liés à la péréquation spatiale des tarifs (DOM) et à l'aide fournie aux énergies renouvelables du fait de prix de rachat garantis très rémunérateurs. Pour le gaz, la structure du prix payé par un consommateur domestique (TRV) est la suivante : 50% pour la molécule de gaz (généralement importée), 35% pour couvrir l'accès aux réseaux de transport et de distribution et 15% pour les taxes. Les prix du gaz rendus consommateur final ne sont pas très différents entre pays européens puisque tous les pays s'approvisionnent à peu près aux mêmes conditions sur le marché international. Les prix de l'électricité rendus consommateur final sont en revanche très différents d'un pays à l'autre dans la mesure où les coûts de production varient sensiblement selon que le parc électrique est en majorité composé de centrales nucléaires (ou hydrauliques) ou de centrales thermiques fonctionnant au charbon ou au gaz. Le prix de revient du kWh nucléaire ou hydraulique est encore aujourd'hui sensiblement inférieur au prix de revient du kWh thermique produit avec du charbon ou du gaz naturel, surtout si on tient compte du prix de la tonne de CO₂. À titre d'exemple, en 2010, le prix de l'électricité était en France (où l'électricité est à 75% d'origine nucléaire et à 12% d'origine hydraulique), très inférieur au prix moyen observé dans l'Union européenne, de -27% pour les entreprises et de -39% pour les ménages.

L'ouverture à la concurrence des industries de réseaux n'a pas pour objectif, rappelons-le,

de juxtaposer 27 marchés concurrentiels, mais de créer à terme un marché unique du gaz et de l'électricité au sein de l'Union européenne. Cela suppose bien évidemment de faire sauter les goulots d'étranglement qui subsistent encore au niveau des interconnexions électriques entre pays de l'Union. Ces interconnexions transfrontalières sont généralement présentées comme un facteur potentiel de réduction de la vulnérabilité des systèmes électriques nationaux. Ces interconnexions ont d'ailleurs été impulsées par l'UCPTE (devenue UCTE) bien avant la promulgation des directives européennes sur l'ouverture à la concurrence...

La convergence des prix spot de l'électricité grâce aux interconnexions est parfois perçue comme un facteur de vulnérabilité par certains consommateurs qui craignent de perdre un avantage comparatif dans la compétition industrielle mondiale. Les industriels français qui, grâce au nucléaire national, peuvent bénéficier de bas prix de l'électricité risquent de voir disparaître cet avantage alors même que leurs concurrents étrangers, avantagés sur d'autres plans (la fiscalité par exemple ou le droit du travail), continueront à bénéficier d'un avantage comparatif. En d'autres termes, transférer une partie de la «rente nucléaire» française aux consommateurs étrangers via des exportations françaises d'électricité nucléaire peut constituer à terme un facteur potentiel de vulnérabilité pour les entreprises françaises. Mais c'est la logique d'un marché unique qui doit inciter aux innovations technologiques et aux bons choix d'investissement, du moins si le «signal prix» n'est pas distordu.

2. La «rente nucléaire différentielle» s'explique par la nécessité de recouvrir les coûts fixes du nucléaire

Dans un marché concurrentiel et si le parc électrique est optimal, le prix de vente permet de récupérer les coûts complets (fixes et variables) des divers équipements appelés si la tarification se fait à chaque période (heures creuses, heures pleines et heures de pointe) sur la base des coûts marginaux du parc. Aux heures de pointe, on doit faire payer les coûts

variables et les coûts fixes de l'équipement de pointe (une turbine à gaz, par exemple). Aux heures creuses, on doit faire payer les seuls coûts variables de l'équipement marginal appelé : ce sera tantôt une centrale à charbon, tantôt une centrale nucléaire (aux heures les plus creuses). Cela suppose que l'on appelle les centrales dans l'ordre des coûts marginaux croissants, c'est-à-dire que l'on respecte la règle du *merit order*. C'est en principe ce que fait un marché (ou un planificateur) parfait. Les coûts fixes de l'équipement de base (le nucléaire par exemple) sont couverts grâce au prix de vente élevé obtenu aux heures de pointe. Vendre le kWh nucléaire sur la base du prix de revient de la turbine à gaz aux heures de pointe ne constitue donc pas une rente indue. On parle ici d'une «rente différentielle» légitime. C'est le moyen de récupérer une marge (*mark-up*) destinée à couvrir les coûts fixes du nucléaire puisque, durant les heures où le nucléaire est marginal, on ne récupère que les coûts variables du nucléaire. De même, vendre un kWh nucléaire sur la base du coût variable d'une centrale à charbon durant une partie des heures creuses contribue à récupérer une partie des coûts fixes du nucléaire.

La règle est donc simple : faire payer le coût variable de l'équipement de base (nucléaire) aux heures les plus creuses, faire payer le coût variable de l'équipement de semi-base (charbon) aux heures intermédiaires, faire payer le coût variable et le coût fixe de l'équipement de pointe (turbine à gaz) aux heures les plus chargées de l'année. Le problème c'est que, souvent, le prix du marché est trop faible aux heures de pointe. Il reste inférieur au coût complet (coûts fixes et coûts variables) de la turbine à gaz. Le prix du marché aux heures de pointe est souvent calé sur le seul coût variable de la turbine à gaz, élevé certes puisque le combustible est indexé sur le prix du pétrole et que le rendement de ce type d'équipement n'est pas très bon, mais demeure insuffisant pour rentabiliser l'investissement supporté. C'est un prix de l'énergie, donc un prix du MWh. Mais ce prix est insuffisant pour rémunérer correctement

l'investissement. Il faudrait un marché du MW (marché de capacité) en plus d'un marché du MWh (marché de l'énergie). Du coup, on ne récupère pas tous les coûts fixes des divers équipements et surtout l'incitation à investir aux heures de pointe (en construisant des turbines à gaz) n'existe pas. C'est le problème du *missing money*. D'où la nécessité d'introduire un «marché de capacité» comme cela est prévu en France et dans d'autres pays européens. Reste ensuite à savoir comment organiser le système : faut-il un mécanisme centralisé géré par le gestionnaire du réseau de transport ou un marché décentralisé fondé sur des échanges de capacités ?

On constate que, sur la base de la règle rappelée ci-dessus, le producteur récupère bien en totalité le coût fixe et le coût variable de l'équipement nucléaire. Ainsi, en vendant le kWh nucléaire sur la base du coût variable du nucléaire aux heures les plus creuses de l'année, sur la base du coût variable du charbon aux heures de semi-base et sur la base du coût fixe et du coût variable de la TAG aux heures de pointe, on récupère le coût complet du kWh nucléaire. Encore faut-il que le parc soit optimal, ce qui est loin d'être toujours le cas ; on est tantôt en surcapacité tantôt en sous-capacité. De plus, comme cela a été indiqué, le prix est aux heures de pointe parfois insuffisant pour couvrir le coût complet de la TAG.

Notons toutefois que, si du fait d'une rareté de l'offre sur le marché ou du fait d'un prix élevé des combustibles fossiles, le prix d'équilibre est en moyenne supérieur à ce qui serait nécessaire pour couvrir les coûts complets du nucléaire, alors le producteur bénéficie d'une rente. Cette rente est, soit une «rente de monopole» – si ce prix élevé résulte d'un pouvoir de marché qu'il exerce en faisant de la «rétention de capacité» – soit une «rente de rareté» si ce prix élevé est la conséquence d'une structure déséquilibrée du parc. Dans ce cas, il y a trop de centrales thermiques coûteuses là où la présence de plus de centrales nucléaires ou hydrauliques serait préférable. En pratique, les prix élevés constatés durant certaines périodes sur le

Rente de monopole ou rente de rareté

marché européen ne semblent pas liés à un pouvoir de marché des producteurs. C'est le coût élevé du thermique, accentué à certaines périodes par un prix élevé du CO₂, qui explique que les recettes obtenues par les opérateurs qui disposent d'un parc nucléaire important permettent de récupérer plus que ce qui serait nécessaire pour couvrir les coûts complets du nucléaire, lorsque le kWh nucléaire est vendu au prix du kWh thermique classique. C'est la situation observée aujourd'hui en Europe et qui concerne, pour l'essentiel, la France et la Belgique, deux pays où la part du nucléaire dans la production d'électricité est particulièrement élevée (75% et 53% respectivement, comme mentionné ci-dessus).

3. Le partage de la « rente nucléaire de rareté » en France : le mécanisme de l'ARENH

Lorsqu'en 2000 les industriels français ont pu faire jouer l'éligibilité, l'abandon du Tarif réglementé de vente (TRV) au profit d'un prix en Offre de marché (OM) leur a été très profitable puisque le prix du marché était 25% moins élevé que le tarif réglementé. C'était la conséquence de deux phénomènes : l'existence d'une surcapacité électrique en Europe d'une part, un prix faible du pétrole d'autre part. Le pétrole s'échangeait alors à 20 \$ le baril, contre 40 \$ en 1981 et plus de 110 \$ en 2011. Ainsi, le prix du gaz naturel qui, en Europe, est indexé sur le prix du pétrole (pétrole brut ou produits pétroliers) dans le cadre de contrats d'approvisionnement à long terme, était lui aussi relativement bas. Le prix du charbon sur le marché international était faible et la Commission européenne n'avait pas encore instauré le système des quotas de CO₂. Du coup, le prix de revient de l'électricité thermique faite avec du gaz, du charbon voire du fioul était faible. L'électricité produite dans l'Union était alors à 60% d'origine thermique, le prix du marché était relativement bas une grande partie du temps.

Les choses ont changé en 2004 quand les prix du pétrole ont commencé à s'élever. Ils ont dépassé les 100\$ le baril début 2008 avant d'atteindre le pic de 147\$ en juillet 2008, de chuter à moins de 40\$ fin 2008, et de se redresser aux alentours de 100 à 120\$ depuis 2009. Les prix de l'électricité constatés sur le marché spot ont alors dépassé le niveau du tarif réglementé de vente et la corrélation entre prix du pétrole et prix spot de l'électricité est d'ailleurs excellente durant toute la période. Les industriels qui avaient opté pour les prix en offre de marché ont cherché à revenir au tarif réglementé. Cela n'était conforme ni à la loi, ni aux directives, ni à l'esprit de la libéralisation. Ils ont alors fait du lobbying auprès du parlement français qui a voté une loi instaurant le TARTAM (Tarif de retour transitoire d'ajustement au marché). Ce tarif prévoyait la possibilité, pour une période limitée, de revenir à un tarif réglementé calé sur l'ancien tarif réglementé (avec un différentiel positif de l'ordre de 23% pour tenir compte de l'avantage dont avaient bénéficié ces industriels durant quatre ans). Cette disposition a évidemment été critiquée par la Commission européenne qui a entamé deux actions en justice contre la France pour non transposition des directives et pour aide d'État. L'entreprise EDF étant publique, ce dispositif était assimilé à une subvention publique.

Une disposition critiquée par la Commission européenne

Le cœur du problème tient à une circonstance particulière. Les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV) – fixés par le gouvernement – sont calés sur les coûts de production du parc français, donc à près de 90% sur le coût du nucléaire (75 à 78% selon les années) et de l'hydraulique (12 à 13%). Les prix en offre de marché payés par les clients qui ont fait jouer l'éligibilité sont, pour leur part, corrélés aux prix observés sur le marché de gros européen de l'électricité (marché spot) ; ceux-ci sont, une grande partie du temps, calés sur le coût de production, sensiblement plus élevé, des centrales thermiques fonctionnant au gaz ou au charbon. Ce sont d'ailleurs, le plus souvent, des centrales thermiques allemandes qui sont marginales sur ce marché européen (marché

de gros commun à la France, l'Allemagne et le Benelux) et qui donc «font le prix». En période de semi-base et de pointe, tous les fournisseurs d'électricité bénéficient des mêmes coûts donc la concurrence est possible. C'est en période de base, quand le nucléaire (et/ou l'hydraulique) est marginal, que la compétition est difficile pour les «entrants».

Comment, dès lors, concilier deux objectifs contradictoires :

- permettre aux consommateurs français de bénéficier des avantages du nucléaire qu'ils ont financé par leurs tarifs passés (les tarifs avaient fortement augmenté entre 1974 et 1985 au moment où il a fallu financer le parc nucléaire, payé à 50% par autofinancement et à 50% par emprunt sur les marchés financiers) ;

- respecter les directives européennes et l'esprit de la libéralisation du marché de l'électricité, qui requièrent implicitement que les entrants puissent conquérir des parts de marché au détriment de l'opérateur historique. Cette vision des choses s'appuie sur la conception traditionnelle de la concurrence (celle de l'École de Harvard) qui implique que l'opérateur historique ne soit plus en position dominante excessive, telle qu'elle peut être appréciée à travers le calcul du HHI (Hirschman-Herfindahl Index). Or les alternatifs (entrants) ne peuvent pas rivaliser avec EDF puisque les tarifs français sont «capés» au niveau du coût français de l'électricité, lequel est largement inférieur au coût de production de ces alternatifs qui n'ont pas fait le choix nucléaire, ou ne l'ont pas fait à la hauteur de l'opérateur historique français.

C'est cette contradiction que la première commission Champsaur (2009) devait résoudre. Trois solutions étaient possibles :

1) Libéraliser totalement tous les prix donc supprimer les tarifs réglementés de vente, aussi bien pour les industriels que pour le secteur domestique. Le prix payé par le consommateur français s'alignera alors sur le prix du marché européen donc s'élèvera sensiblement. C'est la solution «libérale» préconisée par Bruxelles et de nombreux économistes. Mais comment expliquer alors au consommateur français qui

a financé le nucléaire qu'avec l'ouverture des marchés il perd son avantage comparatif, aussi bien en termes de pouvoir d'achat pour le client domestique qu'en termes de compétitivité «coût» pour le client industriel ? Une telle solution serait de nature à remettre en cause l'acceptabilité sociale du nucléaire en France.

Une conception traditionnelle de la concurrence

2) Prélever la «rente nucléaire» et la rétrocéder à l'État, propriétaire d'EDF, qui pourra ensuite soit la considérer comme une recette fiscale de droit commun (en vertu du principe de non-affectation des recettes publiques) soit, par dérogation, l'affecter à une dépense particulière dans le secteur de l'énergie (la modernisation des réseaux de distribution de l'électricité par exemple), soit la redistribuer au consommateur français sous forme d'une «CSPE négative». Le consommateur français récupérerait, dans ce dernier cas, une partie de l'effort qu'il a consenti dans le passé. Mais l'État ne doit récupérer que la «rente de rareté» et pas la «rente différentielle» définie précédemment. Ce système reviendrait à hisser le coût de l'opérateur historique au niveau de celui des «entrants» en période dite de base. C'est, par exemple, le choix qu'a fait le gouvernement de la Belgique qui cherche à récupérer la rente nucléaire de GDF-SUEZ, entreprise privée propriétaire de sept réacteurs nucléaires. Cette taxe est ensuite mise au pot commun des recettes fiscales, mais son montant est vivement contesté par le producteur belge qui le trouve excessif. Notons qu'il n'y a plus de tarifs réglementés de vente en Belgique (tous les prix sont en offre de marché, y compris pour les clients domestiques), mais le gouvernement considère que les profits réalisés par l'opérateur historique sont excessifs et il veut prélever tout ou partie de cette «rente nucléaire». Le problème tient peut-être au fait que le gouvernement confond «rente de rareté» et «rente différentielle». C'est en quelque sorte une situation symétrique à celle observée avec les *sunk costs* mis en avant par certains opérateurs du fait de l'ouverture à la concurrence. Avec les *sunk costs*, l'opérateur historique demande à l'État de prendre en charge des surcoûts liés à des

décisions prises avant la libéralisation au motif que ces décisions constituent un handicap dans un univers concurrentiel (investissements de surcapacité par exemple pour limiter le risque de défaillance). Avec la taxation de la rente nucléaire, l'État demande à l'entreprise de lui verser une partie des surprofits liés à des décisions prises dans un univers protégé (parfois avec la garantie de l'État) et qui, du fait de l'ouverture à la concurrence, procurent à cette entreprise des surprofits qui doivent pour partie au moins revenir à la collectivité.

3) Permettre aux concurrents d'EDF de se «sourcer» sur le nucléaire historique d'EDF, en base du moins, ce qui revient à baisser le coût d'approvisionnement des «entrants» au niveau de celui de l'opérateur historique. À défaut de prélever la «rente nucléaire de rareté», on la partage avec les concurrents. La difficulté, c'est qu'il ne faut pas prélever la «rente différentielle» qui permet de recouvrer les coûts fixes du nucléaire et qu'il faut se limiter à prélever la «rente de rareté». La frontière entre les deux n'est pas toujours facile à tracer.

C'est cette troisième solution qui a été retenue par le rapport Champsaur I et traduite dans la loi NOME, la première solution étant exclue dès le départ dans la lettre de mission signée par le gouvernement.

Restait ensuite à fixer le niveau du coût de référence pour l'électricité en base. Le rapport avait retenu le concept d'ARB (Accès régulé à la base). Cette base comprenait à la fois le nucléaire historique et l'hydraulique au fil de l'eau (détenue pour partie par EDF, mais pour partie aussi par GDF-SUEZ et par d'autres opérateurs). Le gouvernement a estimé que seul le nucléaire historique devait être pris en compte, les concessions hydrauliques ayant vocation à être mises aux enchères dès la fin 2010 (ce qui n'a toujours pas été le cas en 2011). C'est pourquoi l'ARB est devenu l'ARENH.

On aurait pu envisager d'étendre le système des VPP (*Virtual Power Plants*), qui impose à EDF de vendre aux enchères à ses concurrents une partie de l'électricité nucléaire que l'entreprise produit, mais le système, qui existe déjà, montre que le prix des enchères est très proche du prix du marché spot, ce qui ne réglait pas la question. Le coût du *sourcing*

des concurrents d'EDF n'aurait pas été réduit avec un tel système.

Est-il légitime de demander à EDF de partager avec ses concurrents une partie de la «rente de rareté»? Les centrales nucléaires appartiennent à EDF et ce mécanisme de l'ARENH revient *de facto* à les considérer comme une sorte d'*essential facility*. Refuser cela, c'était soit s'obliger à supprimer les TRV, soit courir le risque de rétorsions de la part des autorités européennes. La menace brandie par Bruxelles, qui exigeait une suppression rapide du TARTAM, était soit d'imposer un principe de réciprocité au niveau des parts de marché gagnées par chaque opérateur à l'extérieur de sa base nationale (ce qui revenait à empêcher EDF de se positionner fortement dans les autres pays européens), soit de prévoir à terme un plafond à la part de marché ou à la capacité électrique installée détenue par l'opérateur historique, comme ce fut le cas en Italie (mais à la demande du parlement italien). Dans tous les cas, la menace était crédible.

Le rapport Champsaur avait préconisé que ce soit la CRE qui fixe le niveau de l'ARENH. Le gouvernement a décidé que, pendant une période transitoire (de 2011 à 2013), ce serait lui qui déterminerait ce niveau et il a demandé à une nouvelle commission Champsaur II de proposer un niveau de compromis entre ce que demandait EDF et ce que souhaitaient les alternatifs. Cette nouvelle commission a remis son rapport en mars 2011 ; le gouvernement a ensuite fixé le montant de l'ARENH, en phase avec les recommandations du rapport et le nouveau système est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011, au moment même où, comme prévu par la loi NOME, le TARTAM était aboli. Le mécanisme de l'ARENH porte sur 100 TWh (25% de la production nucléaire d'EDF) et est réputé fonctionner jusqu'en 2025.

4. ARENH et Coût économique courant du nucléaire : deux approches distinctes

La base d'actifs prise en compte pour le calcul de l'ARENH est celle du coût comptable du nucléaire historique estimé à 22 milliards

d'euros 2010 : c'est la valeur comptable résiduelle inscrite dans les comptes d'EDF (15 milliards d'euros) plus une part des actifs dédiés pour couvrir les charges aval à long terme du nucléaire (7 milliards d'euros, ce qui correspond aux 15/40^{èmes} des actifs dédiés puisque, sur une durée de vie de 40 ans, 15 ans donneront lieu à régulation ARENH). Cette approche ne correspond pas à un coût économique et c'est volontaire puisque l'investissement nucléaire a déjà été largement payé par le consommateur. S'il existait un marché secondaire des centrales nucléaires le parc actuel serait sans doute évalué à plus de 120 milliards d'euros. C'est à ce niveau qu'EDF valorise son parc. Mais un tel marché n'existe pas. Ce ne sont pas les quelques transactions observées qui suffisent à fixer un prix de référence, d'autant que chaque site possède des spécificités qui rendent la fongibilité du produit impossible. Quelle est au demeurant la valeur d'un parc nucléaire dans un pays où, par décision régaliennne fondée sur des considérations qui ne sont pas de nature économique, les pouvoirs publics décident d'arrêter les réacteurs en fonctionnement ? Elle est nulle, voire négative, puisqu'il va falloir procéder au démantèlement du parc plus rapidement que prévu. L'investissement dans le nucléaire devient alors un « coût échoué » (*sunk cost*). Le niveau ARENH n'a rien à voir non plus avec le

Une décision régaliennne

coût de renouvellement du parc historique, ce que l'on nomme traditionnellement le « coût en développement » du parc. Ce coût de renouvellement (via des EPR, par exemple) devra être intégré dans les tarifs lorsque la question du renouvellement du parc se posera. La logique de l'ARENH, c'est d'estimer le prix de revient aujourd'hui, pour EDF, du parc nucléaire historique. Ce prix ARENH comprend trois éléments (figure 1) :

1) Une rémunération des investissements passés sur la base du WACC ainsi que la prise en compte des provisions de démantèlement du parc en fonctionnement (via des actifs dédiés) ; cet élément a été évalué à 6 euros/MWh par la commission Champsaur.

2) Les investissements de maintenance (avec amortissement du parc non encore amorti) et des investissements nouveaux nécessaires à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs en service. Ce sont des investissements dits de jouvence pour une prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans ; ces investissements se justifient si l'on porte la durée d'exploitation à 60 ans, sous réserve que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) donne son autorisation, réacteur par réacteur et pour 10 ans chaque fois. Ces investissements seront répercutés « au fil de l'eau » (logique dite *pass-through*). Cet élément a été estimé à 8 euros/MWh par la commission.

Figure 1

Le prix de l'ARENH* (rapport Champsaur) (39 €/MWh avec fourchette de 38-40)

6 € / MWh

- Rémunération des investissements passés sur la base du WACC (investissements non encore amortis)
- Prise en compte des provisions pour le démantèlement (« actifs dédiés »)

8 € / MWh
Investissements dits de jouvence

- Investissements de maintenance et nécessaires à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs
- Ces investissements seront répercutés « au fil de l'eau » (logique dite *pass-through*) l'année où ils sont réalisés, ou l'année suivante**
- Apport de liquidité pour EDF, ce qui contribue à réduire le recours à la dette

25 € / MWh
Charges opérationnelles

- Coûts liés au combustible (y compris le provisionnement des dépenses pour l'aval du cycle)
- Coûts liés à l'exploitation et à la maintenance des 58 tranches nucléaires
- Charges de personnel
- Taxes supportées par le nucléaire

* Avant prise en charge des surcoûts éventuels liés à l'accident de Fukushima (coûts liés à la sûreté)

** On pourrait étaler le remboursement et la rémunération du capital sur la durée de vie des actifs (inconnue au départ) et prendre en compte dans l'ARENH les annuités de remboursement. Les 2 méthodes donnent des résultats peu différents en pratique. Avec le fil de l'eau, les investissements sont payés quelle que soit la durée d'exploitation autorisée par l'ASN.

3) Les charges opérationnelles qui comprennent tout à la fois les coûts liés au cycle du combustible (y compris les provisions pour l'aval du cycle, en d'autres termes les dépenses futures pour le retraitement et la gestion à long terme des déchets), les coûts annuels d'exploitation et de maintenance des 58 réacteurs en fonctionnement, les charges de personnel et les impôts et taxes divers. Ce poste a été estimé à 25 euros/MWh par la commission.

Au total le prix ARENH a donc été évalué en 2011 à 39 euros/MWh par la commission Champsaur, qui a proposé au ministre une fourchette 38-40. Compte tenu du contexte (le rapport a été remis au moment de Fukushima), le ministre a décidé de retenir 40 euros/MWh pour 2011 (second semestre en pratique) et 42 euros pour 2012, considérant que les investissements de sûreté auxquels l'entreprise EDF sera confrontée seront plus élevés que prévu.

Pour le calcul de l'ARENH, il est logique de tenir compte de ce qui a été amorti afin que le consommateur ne paie pas deux fois le parc nucléaire. C'est la raison pour laquelle, conformément aux dispositions de la loi NOME, c'est la seule valeur comptable qui a été retenue. Le niveau ARENH devait en plus être au départ compatible avec le niveau TARTAM afin de ne pas introduire de rupture dans l'évolution du prix payé par les industriels, ce qui introduisait une contrainte supplémentaire. Mais il est logique en contrepartie de tenir compte de la rémunération du capital investi et le rapport Champsaur retient le WACC (coût moyen pondéré du capital) proposé par EDF soit 8,4% avant impôt. Toutes les charges opérationnelles, y compris les investissements de jeunesse comptabilisés «au fil de l'eau» sont en revanche prises en compte dans le calcul de l'ARENH. L'avantage d'une logique *pass-through*, c'est que l'entreprise récupère au fur et à mesure les investissements de maintenance et de prolongation du parc sans avoir à s'endetter pour le faire, et que cette méthode est neutre vis-à-vis de la durée de vie du parc. Sinon, il faudrait faire une hypothèse sur la durée de prolongation, ce qui est difficile compte tenu des incertitudes puisque la décision dépendra

de l'ASN afin de pouvoir choisir le rythme des amortissements.

Le prix de l'ARENH devrait croître au cours du temps au rythme de l'inflation puisqu'il faudra tenir compte des charges opérationnelles qui suivront la hausse des prix. Le prix de l'électricité payée par le consommateur final croîtra, quant à lui, probablement plus vite que l'inflation car il faudra tenir compte des investissements à réaliser pour moderniser et développer les réseaux de transport et de distribution d'électricité (coûts répercutés dans le TURPE). Les autres composantes du prix de l'électricité sont elles aussi orientées à la hausse : c'est le cas de la CSPE qui, en quelques années, est passée de 4,5 à plus de 10 euros/MWh et qui devrait s'élever bientôt à plus de 13 euros ; c'est aussi le cas du prix du marché spot qui est plutôt orienté à la hausse du fait de la hausse du prix du pétrole et de celle du prix du gaz en Europe. Ce prix spot est une composante importante du prix final et il correspond à ce qu'il est convenu d'appeler le «complément marché», c'est-à-dire à l'électricité qui n'est pas achetée par les fournisseurs au prix de l'ARENH (celle qui est acquise en semi-base et en pointe). Le prix régulé ARENH n'est, en effet, qu'un élément constitutif du prix de l'électricité payé par le consommateur final ; il faut tenir compte du

Croître au rythme de l'inflation

«complément marché», c'est-à-dire de l'électricité non nucléaire (thermique charbon ou gaz) produite ou achetée sur le marché pour faire face aux besoins de semi-base ou de pointe. Du fait

des besoins croissants de pointe et des difficultés qu'il y a à inciter les opérateurs à investir à ces heures, il faut s'attendre à un prix de plus en plus élevé à cette période sur le marché.

À noter que la loi NOME a préconisé un «marché de capacité» qui devrait être mis en place rapidement. Chaque fournisseur devra apporter des garanties d'effacement ou de production disponible pour la pointe au prorata du portefeuille clients qui est le sien. Ces garanties seront de plus cessibles ou échangeables sur un marché. Rappelons que le TRV disparaîtra en 2015 pour les industriels (les tarifs jaunes et verts disparaîtront) tandis que le TRV subsistera pour les particuliers (maintien des tarifs bleus,

pour les consommateurs qui ont souscrit une puissance inférieure à 36 kVA).

Le Coût économique courant du MWh nucléaire tel que calculé par la Cour des comptes obéit à une logique différente. C'est le prix qu'un entrant sur le marché de l'électricité nucléaire serait prêt à payer pour louer le parc actuel plutôt que de le construire. Ce prix reflète une valeur économique, c'est la valeur d'un patrimoine construit au fil des ans, sur la base des investissements observés et évalués en monnaie 2010, y compris les provisions pour la fin du cycle. La Cour estime ce montant à 49,5 euros/MWh. Ce chiffre ne comprend pas les investissements de jeunesse et de sûreté imposés par Fukushima, estimés à 55 milliards d'euros au total. Si on les réintroduit, le prix devient 54 euros/MWh. Si, de ce CCE, on déduit le capital qui a déjà été amorti donc payé par le consommateur (ce qui revient à adopter une approche comptable), on retombe sur le prix ARENH de 39 euros. Si l'on déduit en plus la rémunération du capital, on trouve le coût comptable *stricto sensu* qui servait encore de référence en 2010 à la fixation du TRV, soit 33 euros/MWh. Le chiffre de 49,5 euros est un coût économique complet à un instant donné (2010). Le prix ARENH s'apparente à un coût économique résiduel.

Comme l'indique la Cour dans son rapport (p. 261) :

« Si l'on cherche à mesurer le coût annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie du parc, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial (c'est-à-dire le montant qui permettrait de reconstruire, à la fin de vie du parc, un parc identique au parc historique), il existe un modèle financier dit MEDAF (Modèle d'évaluation des actifs financiers). Celui-ci a donné lieu, dans le cas d'EDF, à la mesure du "coût courant économique" de la production d'électricité nucléaire. Le coût de rémunération et de reconstitution du capital investi y est mesuré à travers un "loyer économique" à échéances annuelles constantes sur toute la durée de vie du parc. Cette approche dont le

résultat final est un coût de production pour l'exploitant a donné lieu à révision par la Cour qui en a établi une version modifiée ». Et le résultat obtenu donne 49,5 euros/MWh.

Dans une annexe au rapport (p.304), la Cour précise que :

« L'approche Champsaur comme l'approche "coût économique courant" définissent toutes deux un loyer économique du parc qui se substitue aux annuités d'amortissement et aux charges financières supportées par l'exploitant, ce qui revient à assimiler ce dernier à un détenteur d'un contrat de crédit-bail du parc dont il aurait à assurer la charge financière (rémunération et remboursement des divers financements engagés dans la constitution initiale du parc à travers le loyer de crédit-bail). Ces deux approches déterminent sur cette base une échéance locative fixe en monnaie constante. Mais le rapport Champsaur calcule ce loyer sur la base de la valeur nette comptable actuelle et sur la durée de vie résiduelle envisagée du parc historique, tandis que le coût économique courant calcule ce loyer sur la valeur initiale réévaluée du parc et sur la totalité de la durée de fonctionnement actuellement envisagée ».

Dans les deux cas, les résultats sont évidemment sensibles au taux de rémunération du capital choisi, mais la durée de fonctionnement du parc est relativement sans effet sur le résultat. L'approche Champsaur doit s'analyser dans la perspective de fixation d'un tarif pour le consommateur ; elle vise à calculer le coût de production du parc français actuel sur les 15 prochaines années, en tenant compte du fait que ce parc était déjà amorti à 75% en 2010 alors qu'il n'avait qu'un âge moyen de 25 ans sur une durée d'amortissement totale de 40 ans. Il faut donc pouvoir calculer un tarif à un moment donné, qui s'appliquera aux clients d'EDF comme à ses concurrents, en tenant compte de l'historique du parc donc des amortissements passés.

Il faut, pour déterminer le Coût économique courant, répertorier divers coûts passés, sachant que certains ont été ou sont directement supportés par EDF donc par le consommateur

La logique différente de la Cour des comptes

final alors que d'autres restent à la charge de la collectivité (recherche publique ou certaines externalités notamment).

Ces coûts sont les suivants : coût *overnight* du nucléaire (83 milliards d'euros), montant des intérêts intercalaires (13 milliards d'euros), coûts du cycle du combustible amont (19 milliards) et aval (38 milliards, dont 19 milliards pour le démantèlement, 9 pour la gestion du combustible usé et 10 pour la gestion des déchets ultimes), dépenses publiques et privées de recherche (55 milliards) et même coût des réacteurs de première génération (6 milliards d'euros) (cf. tableau 1).

Le coût *overnight* est estimé en cumulant les investissements réalisés pour construire le parc actuel (58 réacteurs de deuxième génération représentant 62510 MW installés et ayant produit 407,9 TWh en 2010), un peu comme si ce parc avait été construit en une nuit. Comme tel ne fut pas le cas, il faut également tenir compte des intérêts intercalaires (13 milliards d'euros). Rappelons que le financement du parc nucléaire actuel a été, pour moitié, réalisé par autofinancement et, pour l'autre moitié, par emprunts (notamment sur le marché obligataire américain).

En pratique, la Cour considère, à juste titre, que les coûts d'AREVA (investissements et charges d'exploitation, y compris les coûts futurs) sont intégrés dans les coûts du combustible payés par EDF, pour la partie de l'activité d'AREVA concernée par la production d'électricité nucléaire française. Le coût de construction par MW installé est estimé à 1,535 million d'euros 2010 (96 milliards d'euros pour 58 réacteurs). Ce coût a d'ailleurs eu tendance à s'accroître au fil des ans, principalement parce que les normes de sûreté sont devenues de plus en plus contraignantes. Si l'on additionne le coût *overnight*, les intérêts intercalaires, les coûts de démantèlement (provisionnés) et le coût du dernier cœur (3,8 milliards d'euros), on obtient 118,2 milliards d'euros 2010 qui, selon la Cour, est le chiffre à prendre en compte pour estimer le coût en capital du parc actuel.

L'effort collectif en faveur du nucléaire en France est, en réalité, supérieur car il faut tenir

compte du parc de première génération et de dépenses liées au nucléaire qui ne sont pas directement imputées à la constitution du parc actuel.

Il faut y ajouter les investissements annuels de maintenance estimés à 1,7 milliard d'euros en 2010. Il faut ensuite tenir compte d'une juste rémunération du capital investi. La Cour considère que, du point de vue de l'entreprise EDF, il est légitime de calculer cette rémunération sur l'ensemble de la valeur du parc. Pour la commission Champsaur, et compte tenu des contraintes imposées par la loi, il était légitime, rappelons-le, de calculer l'amortissement du capital et la rémunération du capital sur la base de la valeur comptable nette non réévaluée et uniquement sur la durée de vie résiduelle du parc.

C'est là que réside la principale divergence entre les deux méthodes, mais les chiffres ne sont pas contradictoires puisqu'ils correspondent à deux approches différentes de calcul du coût. Au total, la Cour estime que

le **coût du capital** («*coût d'utilisation des actifs nucléaires en place*») s'élève à 9,104 milliards d'euros par an et le **coût d'exploitation** du parc à 11,043 milliards d'euros par an (dont 8,024 pour les charges d'exploitation et 1,076 pour la gestion des combustibles usés et des déchets), ce qui porte le

coût total à 20,147 milliards d'euros (sur la base des chiffres 2010). C'est un coût annuel pour le producteur ; le coût pour la collectivité (externalités comprises) est supérieur. Car, même s'il n'existe pas de coûts cachés pour la Cour, certaines dépenses liées au nucléaire ont été ou sont supportées par la collectivité dans son ensemble (par exemple, recherche, assurances...). Compte tenu de la production constatée en 2010 (407,9 TWh), cela donne un CEC de l'ordre de 49,5 euros/MWh. Notons que ce coût est indépendant de la durée de vie du parc. Si l'on tient compte des dépenses nouvelles dites «de jouvence» et de sûreté (suite à Fukushima), ce coût s'élève à 54 euros/MWh et ce sont ces chiffres sur lesquels la commission «Énergies 2050» va s'appuyer pour mener ses analyses.

Une juste rémunération du capital

Tableau 1

**Les coûts de la filière électronucléaire
(en milliards d'euros 2010)**

(Source : rapport de la Cour des comptes, janvier 2012)

1 Des dépenses d'investissement passées bien identifiées	
● coût du parc première génération (EDF)	6
● coût du parc deuxième génération (EDF), soit 58 réacteurs	96*
● cycle du combustible (AREVA)	19
● recherche (EDF, CEA, AREVA, autres...)	55
● coût Superphénix	12
TOTAL	188
2 Des dépenses « de jouvence » et de sûreté à prévoir sur 2011-2025	
● coût de prolongation du parc actuel au-delà de 40 ans	55
3 Des charges futures encore incertaines	
● charges de démantèlement (EDF, AREVA, CEA) (y compris dernier cœur)	
- brutes	36
- (provisions)	(19)
● charges de gestion du combustible usé (EDF, CEA)	
- brutes	15
- (provisions)	(9)
● charges de gestion des déchets ultimes (EDF, AREVA, CEA, ANDRA)	
- brutes	28
- (provisions)	(10)
TOTAL	79
	(38)
4 Des charges d'exploitation annuelles bien identifiées	
● Dépenses pour 410 TWH (environ)	9

* dont coût *overnight* 83 + intérêts intercalaires 13.

Le prix ARENH est logiquement inférieur à ce CEC puisqu'il tient compte du capital déjà amorti, donc payé par le consommateur d'électricité. Le Coût économique courant est le concept pertinent qui permet de mesurer

la compétitivité du nucléaire par rapport aux solutions alternatives (kWh thermique fossile). Le prix ARENH est le concept pertinent pour établir un tarif à une date donnée et en faisant l'hypothèse que ce tarif ne doit pas tenir compte du renouvellement du parc, problème qui se posera plus tard. On rompt de ce point de vue avec la logique de tarification au « coût marginal à long terme », mais c'est dans le but de permettre aux concurrents d'EDF de jouer à armes égales avec l'opérateur historique.

Il ne faut pas oublier que ce dispositif ARENH est la conséquence de choix politiques qui cherchent à concilier la concurrence par le marché et le maintien de prix calés sur les coûts nationaux plus avantageux. Pour cela, il faut accepter de distordre les règles du marché, au moins provisoirement. La décision unilatérale de l'Allemagne de sortir du nucléaire n'est-elle pas elle aussi un coup porté à la construction d'un marché unique de l'électricité, puisque cela rendra encore plus difficile demain la convergence des prix au niveau du consommateur final européen ? Il est quelque peu contradictoire de demander au marché de fixer le prix de l'électricité en aval, au niveau du consommateur, et de laisser le politique choisir la structure du parc électrique en amont, au niveau du producteur. Les deux objectifs sont difficilement conciliables. ■

Bibliographie

- BOUNEAU, C., DERDEVET, M., PERCEBOIS, J. *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*. Timée-Éditions, 2007.
- CHAMPSAUR, P., Rapport de la commission sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), DGEC, ministère de l'Industrie et de l'Énergie, Paris, mars 2011.
- Cour des comptes, « Les coûts de la filière électronucléaire », rapport public thématique, Paris, janvier 2012 (www.ccomptes.fr).
- HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. *Énergie : économie et politiques*, Éditions de Boeck, 2010.
- PERCEBOIS, J., communication sur « Le concept de rente nucléaire et la loi NOME » au colloque annuel de l'AAE (Association des économistes de l'énergie), Paris, décembre 2011.
- Rapport « Énergies 2050 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et Centre d'analyse stratégique (CAS), Paris, février 2012.