



HAL
open science

Les coûts du nucléaire : repères et incertitudes

François Lévêque

► **To cite this version:**

| François Lévêque. Les coûts du nucléaire : repères et incertitudes. 2013. hal-00782190v1

HAL Id: hal-00782190

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-00782190v1>

Preprint submitted on 29 Jan 2013 (v1), last revised 27 May 2013 (v2)

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Interdisciplinary Institute for Innovation



Les coûts du nucléaire : repères et incertitudes

François Lévêque

Working Paper 13-ME-01

January 2013



CERNA, MINES ParisTech
60 boulevard Saint Michel
75006 Paris, France
Email: ferreira@mines-paristech.fr



Les coûts du nucléaire : repères et incertitudes¹

François Lévêque

Le débat est passablement confus. La production d'électricité nucléaire est présentée au public comme étant tantôt bon marché tantôt trop chère. Cette discordance fait douter le consommateur et le citoyen des chiffres qu'ils croient manipulés. Chaque partie défend son intérêt et le vrai coût du nucléaire resterait caché.

Il est vrai que les entreprises et les associations adoptent des positions selon ce qui les arrange. En revanche, l'idée d'un coût unique et véritable est un leurre. En effet, ainsi que nous le verrons dans ce chapitre, le coût du nucléaire n'existe pas : il faut évoquer les coûts du nucléaire et distinguer le coût privé du coût social. Le coût privé est celui sur lequel un opérateur s'interroge quand il réfléchit à l'opportunité de construire une centrale nucléaire. Il varie en fonction des investisseurs, notamment de leur attitude face au risque. Le coût social en revanche pèse sur la société, celle-ci pouvant tenir compte, par exemple, des dangers de la prolifération ou des émissions évitées de carbone. Le coût de construction d'une nouvelle centrale nucléaire diffère également selon les pays. Chercher à savoir si le nucléaire est rentable ou non, bénéfique à la société ou non, ne relève donc pas de la quête du 'vrai' coût, mais requiert, outre la collecte de données, d'élaborer des méthodes et de formuler des hypothèses. C'est moins simple que de bombarder le public de chiffres contradictoires, mais plus sûr pour éclairer les choix économiques des entreprises et de la puissance publique.

Sans évaluation des coûts, il n'est pas possible d'établir le prix de revient et donc de comparer la production d'électricité nucléaire avec les technologies rivales. Vaut-il mieux construire une centrale à gaz, un réacteur nucléaire ou un parc éolien ? Quelle est la technologie qui conduit au coût du kWh le plus bas ? A quelles conditions financières, de l'environnement réglementaire, ou du prix du carbone, la production nucléaire peut-elle être rentable pour l'investisseur privé ? Pour l'intérêt général, la prise en compte du coût du démantèlement et du stockage des déchets modifie-t-elle la compétitivité du nucléaire ?

Ce chapitre répond à ces questions en trois temps. Dans un premier temps, les différents postes de coûts du nucléaire sont observés de près. Leur sensibilité à différents facteurs (taux d'actualisation, prix du combustible, par exemple) est étudiée pour comprendre les fortes

¹ Ce document de travail est destiné à être publié comme première partie d'un ouvrage sur l'économie du nucléaire. Vos remarques et critiques permettront d'améliorer sa version finale.

variations qui les affectent. L'examen de la dynamique des coûts est retracé dans un second temps. Historiquement, la technologie nucléaire se caractérise par des coûts croissants. Or le plus probable est que cette tendance liée en particulier aux préoccupations de sûreté se poursuive. La médiocre compétitivité-coût du nucléaire analysée dans un troisième temps offre aujourd'hui un argument de poids aux opposants à cette technologie.

L'addition des coûts

En France, le coût de revient du MWh produit par les centrales nucléaires existantes est-il de 32 euros ou de 42 euros ? L'investissement dans un réacteur de nouvelle génération de type EPR est-il proche de 2000 euros/kW ou plutôt du double ?

La controverse sur le coût de revient supporté par EDF a surgi à l'occasion d'une nouvelle loi sur l'électricité adoptée en 2010², qui oblige l'opérateur historique à céder une partie de la production du parc nucléaire à ses concurrents situés en aval. Selon cette loi le prix de cession est fixé par la puissance publique et doit refléter les coûts de production du parc nucléaire actuel. GDF Suez, principal concurrent d'EDF, les estime à environ 32 euros le MWh, tandis que l'exploitant du parc nucléaire les évalue à dix euros de plus. Comment un tel écart peut-il être expliqué ? S'agit-il uniquement de chiffres jetés en l'air par un vendeur et un acheteur, soucieux chacun d'influencer le gouvernement pour obtenir le prix leur étant le plus favorable ? Ou bien une des deux valeurs est-elle la bonne, l'un ayant raison et l'autre tort ?

Pour les investissements dans le nouveau nucléaire, les chiffres sont également très discordants. Prenons l'exemple de l'EPR, le réacteur de troisième génération d'AREVA. Il a été vendu en Finlande sur la base d'un coût de construction de 3 milliards d'euros, soit environ 2000 euros par kW de capacité installée. Ce coût devrait finalement doubler. A Taishan, en Chine, où deux EPR sont en cours de construction, la facture devrait avoisiner 4 milliards d'euros, soit un ordre de grandeur de 2400 euros par kW installé. Comment un simple changement géographique ou temporel peut-il faire varier dans de telles proportions le coût de construction d'un même équipement ?

La notion de coût

La disparité dans le chiffrage dérange car l'idée selon laquelle le coût est une valeur unique, objective en quelque sorte, est bien ancrée dans les esprits. Donnez un bien à évaluer à un économiste, et il vous délivrera, en bon géomètre des coûts, sa valeur. Cela ne marche pas comme

² Loi du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

cela, hélas. Contrairement aux grandeurs physiques, le coût n'est pas une donnée objective. Ce n'est pas une distance qui s'évaluerait avec une certaine marge d'erreur imputable au manque de précision des télémètres, même pour le plus perfectionné d'entre eux ; il n'est pas non plus comparable à la masse d'un corps invariant et intrinsèque. Le coût ressemble plutôt au poids. Prenez n'importe quel objet, sous l'effet de la force gravitationnelle, il pèsera moins en altitude qu'au bord de la mer, et plus au pôle qu'à l'Equateur. Pareillement, le coût dépend de l'endroit où l'on se place. Il diffèrera selon que l'on adopte la position d'un investisseur privé ou celle de la puissance publique, il diffèrera si l'opérateur est localement soumis à la concurrence ou s'il est placé en monopole, il diffèrera en fonction de la richesse en hydrocarbures du territoire national, etc. Changez de référentiel et votre coût varie.

Dans le monde économique, l'opportunité joue le rôle de la gravité pour la physique. Face à deux choix qui s'excluent, l'agent économique perd l'occasion de réaliser l'un s'il choisit l'autre. Si je vais au cinéma ce soir, je rate un concert ou un dîner entre amis. Le coût de ce renoncement est appelé coût d'opportunité. Les agents économiques étant le plus souvent placés devant des choix non binaires, le coût d'opportunité désigne plus précisément la valeur de la meilleure autre option non réalisée, ou seconde meilleure option. Comme les préférences sont hétérogènes (Pierre préfère un film à une soirée entre amis, Jean l'inverse), le coût d'opportunité dépend de l'agent économique considéré. Il est donc éminemment variable. A la limite, il y a autant de coûts que de consommateurs ou de producteurs. Pour la question qui nous intéresse, le coût de construction d'un parc nucléaire pour la Russie exportatrice de gaz sera différent de celui qu'aura à supporter un autre Etat. L'équipement en centrales électronucléaires plutôt qu'en turbines à gaz à cycle combiné permet en effet de destiner le gaz produit localement à un débouché plus rémunérateur. La notion économique de coût d'opportunité nous éloigne définitivement de l'idée d'un coût qui serait une grandeur objective et invariante.

Notons de plus que le coût se rapporte alors non à un bien ou à un service, mais à une décision ou à une action. Le coût d'opportunité n'est pas le coût de quelque chose, mais le coût de *faire* quelque chose. Cela vaut bien entendu pour le coût de production. Il est défini par l'économiste à partir d'une équation, la fonction de production. Cette dernière relie, pour une technologie donnée, la quantité produite - un kWh par exemple - au minimum de facteurs de production nécessaires pour y parvenir : travail, capital, ressources naturelles. La fonction de production permet de définir le coût d'une unité supplémentaire du bien, ou coût marginal, l'opportunité de cette production additionnelle se mesurant par rapport à la décision de ne pas la produire. La fonction de production permet aussi de définir le coût fixe de production par rapport, cette fois, à l'option alternative de ne rien produire du tout. Son coût n'est pas nul car, avant de produire la

première unité, il a fallu investir dans des bâtiments et des machines. Alors même qu'on n'utilise pas l'infrastructure, il faut en payer les traites.

Pour évaluer officiellement le coût d'un bien ou d'un service, mieux vaut s'adresser au comptable et à ses méthodes. Il calculera les charges directes, c'est-à-dire les coûts immédiatement imputables au produit (e.g., les achats d'acier pour la fabrication d'une voiture) et indirectes (e.g., dépenses de R&D, frais généraux), en fonction de diverses clefs de répartition. Il distinguera les charges d'exploitation et de maintenance, les dépenses en capital à partir des fonds propres et l'emprunt ayant permis les investissements. Pour l'année 2010, la Cour des comptes³ évalue ainsi le coût comptable, hors démantèlement, de la production nucléaire d'EDF à 32,3 €/MWh. Ce chiffre correspond à des dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance de près de 12 milliards pour une production de 408 TWh et un coût annuel du capital de 1,3 milliard, ce dernier se réduisant ici à l'amortissement comptable. Bien entendu, le coût de production auquel parvient le comptable dépend de la méthode qu'il retient. En utilisant la méthode du coup comptable complet de production, la Cour des comptes aboutit à un montant de 38,7 €/MWh. Ce chiffre est plus élevé que le précédent, car la première méthode citée ne rémunère pas le capital et ne tient pas compte du fait que le parc serait plus cher, en euros constants, à construire aujourd'hui qu'il ne le fut hier. Dans la méthode du coût comptable complet de production, le capital non amorti est cette fois rémunéré, et une part du coût de renouvellement est prise en compte.

On reviendra en détail dans la dernière partie de l'ouvrage sur les calculs du coût de production du kWh nucléaire à partir du parc français existant. Observons seulement ici que ni l'approche comptable, ni l'approche économique, ne permettent d'avancer un coût unique. Pour le kWh nucléaire, comme pour n'importe quels bien ou action, l'idée d'un vrai coût ou d'un coût intrinsèque que la comptabilité ou l'économie permettraient d'approcher à travers leurs méthodes est une chimère. En revanche, comme nous le verrons, leurs méthodes permettent de bien comprendre les variations de coûts, d'identifier les facteurs déterminants les coûts, de comparer les coûts selon les technologies, ou encore d'observer l'efficacité des opérateurs. Informations utiles et nécessaires pour décider d'investir ou non dans tel ou tel moyen de production d'électricité.

Coût social, coût externe et coût privé

Ainsi, le coût n'est pas invariant. Parfois, il n'est même tout bonnement pas chiffrable. Cette seconde complication concerne les effets externes de la production électronucléaire, qu'ils soient

³ Cour des comptes, Les coûts de la filière nucléaire, Rapport public thématique, janvier 2012.

négatifs - comme la production fatale de déchets radioactifs et les dommages en cas d'accident - ou positifs - à l'instar de la production évitée d'émissions de dioxyde de carbone et de la moindre dépendance énergétique. Ces effets externes (ou externalités dans le jargon économique) sont à l'origine d'un écart entre le coût privé - celui subi par le producteur ou le consommateur - et le coût social - celui que supporte la société dans son ensemble.

La théorie économique prescrit de combler cette différence. En effet, à cause de cette dernière, les décisions des ménages et des entreprises ne sont alors plus optimales pour l'intérêt général ; elles ne maximisent plus la richesse pour l'ensemble de la société. Par exemple, si la production d'électricité à partir de charbon est moins chère de dix euros par MWh que la production d'électricité à partir du gaz, mais que le dommage dû à ses émissions de carbone est de 11 euros plus élevé, il vaut mieux substituer le gaz au charbon. A défaut, la société perd 1 euro pour chaque MWh produit. Mais, en l'absence d'une taxe ou d'un autre instrument faisant payer les émissions de carbone, l'investisseur privé optera pour la construction de centrales à charbon. D'où le précepte économique d'internaliser les effets externes.

Comment évaluer les externalités pour parvenir à déterminer le coût social du nucléaire ? Quel est le coût du démantèlement des réacteurs et des déchets à vie longue ? Quel prix fixer pour l'émission d'une tonne de carbone dans l'atmosphère ? Comment appréhender le coût d'un accident nucléaire majeur ? Comment calculer les effets externes de la production électronucléaire sur la sécurité en matière d'indépendance énergétique ou de risque de prolifération ?

Nous verrons que la réponse à ces questions soulève moins de problèmes théoriques ou conceptuels que de difficultés pratiques dues au manque de données et d'informations. Partant, les effets externes positifs et négatifs de l'énergie nucléaire ne sont que partiellement internalisés. Il en est d'ailleurs de même pour les autres énergies.

Les effets externes en matière d'indépendance et de sécurité

Débutons par la question la plus difficile : le chiffrage des effets sur l'indépendance nationale. C'est un point tellement compliqué qu'il n'a même pas encore été tenté. Les analyses restent qualitatives. On entend souvent que la production électronucléaire contribue à l'indépendance énergétique du pays qui la développe. Elle apporterait une plus grande sécurité énergétique. Ces allégations justifient de nombreuses initiatives politiques (voir partie 4) mais les termes du débat sont confus. Traditionnellement, la dépendance énergétique se réfère à l'approvisionnement en produits pétroliers. Ceux-ci grèvent la balance commerciale des pays importateurs et les

soumettent à des chocs de prix et à des risques de pénurie en cas de conflits internationaux. La production électronucléaire ne se substitue cependant que de façon marginale au pétrole et à ses dérivés. Dans le monde, 5% seulement de l'électricité sont produits à partir de dérivés du pétrole.

La contribution du nucléaire à l'indépendance et à la sécurité énergétique doit plutôt être recherchée du côté du gaz. En la matière, l'Europe est par exemple dépendante d'un petit nombre de pays exportateurs. Elle importe les deux tiers de ses besoins en gaz, et la Russie est son principal fournisseur. Tout le monde garde en mémoire l'interruption du transit du gaz russe en Ukraine au cours de l'hiver 2008-2009. Par contre-coup, les livraisons en Europe avaient été quasiment bloquées pendant près de trois semaines. Des millions de Polonais, Hongrois et Bulgares se sont retrouvés sans chauffage, et des centaines d'usines à l'arrêt. Il ne fait pas de doute que la volonté de la Pologne de se lancer à terme dans la production électronucléaire est motivée en partie par le souci de diminuer sa dépendance à l'égard de la Russie. En revanche, nous n'avons connaissance d'aucun calcul chiffrant ce bénéfice espéré. Un calcul aboutissant par exemple à accepter un coût de l'énergie nucléaire supérieur de 5 ou 10 euros par MWh à celui de la production électrique à partir de gaz importé. L'indépendance et la sécurité énergétiques sont des notions trop mal définies pour être mesurées. Il est tout au plus possible d'estimer le coût du manque à gagner pour l'économie polonaise par jour de rupture d'approvisionnement. Mais, pour calculer le gain de l'indépendance accrue, il faudrait ensuite multiplier ce coût par la probabilité d'interruption de l'acheminement. Or, en quarante-et-un ans, la Russie n'a failli à ses engagements qu'à deux reprises, l'une avec une coupure de deux jours, l'autre de vingt jours. Difficile, à partir d'un nombre d'événements si faible, d'extrapoler une probabilité pour l'avenir.

Pour être complet en matière de sécurité, il faudrait également tenir compte du risque d'attaque militaire ou terroriste, ainsi que du risque de prolifération. L'externalité est cette fois négative et pourrait contrebalancer l'avantage du nucléaire sur le plan de l'indépendance énergétique. Une centrale nucléaire constitue un site vulnérable à des attaques ennemies. Par exemple, pendant la guerre Iran / Irak, la centrale nucléaire en construction de Bushehr en Iran a été bombardée à plusieurs reprises par les forces irakiennes. Toutes choses égales par ailleurs, plus le nombre de centrales nucléaires dans un pays est élevé, plus le nombre de cibles offertes à ses ennemis est grand.

Le développement des applications civiles de l'atome peut également entraîner un risque supplémentaire de prolifération des armements nucléaires. Les armes atomiques peuvent être fabriquées à partir d'uranium hautement enrichi ou de plutonium. Le premier peut être obtenu grâce à l'utilisation et l'amplification des capacités d'enrichissement pour la fabrication du

combustible des réacteurs nucléaires. Le combustible doit contenir de l'ordre de 20% d'uranium 235 tandis que la teneur en isotope fissile nécessaire à la fabrication d'une bombe est de plus de 80%. Le plutonium est quant à lui produit lors du retraitement du combustible usé.

A ce jour, aucun pays n'a utilisé de matière fissile de réacteurs commerciaux pour produire des armes. Des réacteurs utilisés dans le cadre de recherches à des fins civiles - au moins affichées comme telles - ont cependant été utilisés pour produire du plutonium utilisable dans l'armement. L'Inde et la Corée du Nord en fournissent deux illustrations. Le programme nucléaire iranien accrédite également la thèse d'un détournement de l'atome civil vers des fins militaires. Pour de nombreux observateurs, le développement de l'énergie nucléaire commerciale y sert de couverture à la production de matière fissile pour la fabrication d'armes.

L'une des solutions pour réduire le risque de prolifération consiste à garantir aux pays s'engageant dans l'énergie nucléaire l'approvisionnement en combustible de leurs centrales. Ils n'ont plus besoin de disposer de capacité d'enrichissement sur leur territoire. La diffusion des technologies d'enrichissement pouvant être détournées de leurs fins civiles est alors restreinte. Les Emirats Arabes Unis se sont par exemple engagés à ne pas fabriquer leur propre combustible. Ils l'importeront de Corée du Sud, qui leur a fourni leurs réacteurs clefs en main. De façon similaire, les Russes garantiront l'approvisionnement des centrales qu'ils devraient construire en Turquie. De tels accords vont cependant à l'encontre de l'objectif de réduction de la dépendance énergétique souvent associé au choix nucléaire. Le nombre de fournisseurs de combustible est en effet réduit. Il est vraisemblable que de nombreux pays souhaiteront à terme pouvoir disposer de leur propres unités d'enrichissement, au moins lorsque la taille de leur parc nucléaire deviendra suffisante.

Les effets externes de l'énergie nucléaire sur la sécurité nationale et internationale ne sont pas plus chiffrés que ceux de l'indépendance énergétique. Le chiffrage achoppe sur le périmètre à la fois trop étendu et trop malléable de ces concepts. Laissons aux diplomates et aux stratèges militaires le soin de persuader - par des arguments qualitatifs - leurs gouvernements de revoir à la baisse ou à la hausse le coût de l'engagement de leur pays dans le nucléaire.

Le prix du carbone

Comment évaluer la contribution de l'énergie nucléaire à la lutte contre le réchauffement climatique de la planète ? Ainsi formulée, la question reste trop générale pour permettre à l'économiste d'apporter une réponse chiffrée. Elle comporte trop d'incertitudes sur le but

recherché et sur les conséquences en cas d'inaction. Comment définir le réchauffement ? Quelle part est due à l'homme ? Quels gaz à effet de serre prendre en compte ? On retombe sur le problème précédent. En revanche, des valeurs peuvent être avancées en ce qui concerne le bénéfice de l'énergie nucléaire lié à la réduction des émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère. Pour le calculer il faut disposer d'un prix pour la tonne de carbone émise, que l'on rapporte ensuite aux émissions évitées par MWh produit. A priori rien de plus facile : côté théorie la détermination du prix optimal d'un polluant est expliquée dans tous les manuels d'économie de l'environnement ; côté pratique les échanges de droits à émettre du CO₂ fournissent des observations de prix du carbone. En réalité, le problème reste difficile : les données manquent pour appliquer la théorie, et dans les faits les marchés de carbone envoient de mauvais signaux de prix.

La détermination théorique du prix optimal d'une émission polluante est simple dans son principe. Le prix optimal se situe en effet à l'intersection de la courbe du coût marginal de dépollution et du bénéfice marginal du dommage évité. L'idée générale est que le niveau de pollution qui est économiquement satisfaisant pour la société est celui au-delà duquel il revient plus cher de réaliser un effort supplémentaire de dépollution que ce qu'il rapporterait en termes de dommage additionnel évité. Et inversement, en deçà de ce niveau, la situation ne serait pas dans le sens de l'intérêt général, car le coût d'un effort supplémentaire de réduction de la pollution est inférieur au bénéfice qu'il rapporterait; l'effort mérite donc d'être réalisé. On retrouve le principe de base de l'économie selon lequel toutes les actions dont le coût social est inférieur au bénéfice social doivent être mises en œuvre. Comme pour tout équilibre, ce prix optimal correspond à la quantité de pollution optimale. L'économie normative ne prescrit pas la pollution zéro. La quantité économiquement optimale de déchets ou rejets n'est nulle que dans les rares cas où l'effort à réaliser pour éliminer le dernier gramme de pollution est toujours moins coûteux que le préjudice subi.

Passer à l'application de cette théorie est une autre paire de manche. Les données permettant de tracer les courbes d'effort de réduction des émissions de CO₂ et de dommage n'existent pas. Il existe bien sûr aujourd'hui des estimations du coût de différentes actions telles que l'isolation des logements ou le recyclage des déchets qui permettent de limiter les rejets de carbone dans l'atmosphère. Mais l'économiste a besoin des coûts futurs, pas seulement de ceux d'aujourd'hui. Or ils ne sont pas connus, car les innovations technologiques, par exemple en matière de capture et de stockage du carbone, n'ont pas livré leurs résultats. De plus, il faudrait aussi connaître le coût des mesures d'adaptation au réchauffement climatique. Il peut être plus économique, au moins pour une partie de l'élévation de température, de s'adapter à la situation que de la

combattre. Mais ce sont les générations futures qui devront s'adapter. Comment savoir ce qui va leur en coûter ? Il n'est pas possible de les interroger. De même pour les dommages, ce sont nos descendants qui les subiront. Comment les calculer sans les connaître précisément et sans pouvoir questionner ceux qui pourraient en souffrir ? Par exemple, le coût des migrations pour échapper à des conditions géographiques nouvelles dépend des individus qui seront concernés, en particulier de la valeur qu'ils accorderont à la perte de leur territoire. Le dernier obstacle, et non le moindre, pour l'évaluation des dommages réside dans l'absence de conversion robuste entre la quantité de CO₂ atmosphérique et l'élévation de température. Ce n'est pas la quantité de carbone qui crée le préjudice économique, mais l'évolution du climat qu'il peut entraîner. L'économiste est ici tributaire des connaissances scientifiques des climatologues. Or l'analyse des conséquences précises de l'élévation du stock de gaz à effet de serre dans l'atmosphère sur les modifications climatiques restent fragiles.

Voyons s'il est plus aisé de trouver un prix de carbone du côté des marchés.

A priori oui. Il existe en Europe depuis 2005 un marché de permis d'émissions négociables. Sur ce marché, le prix de la tonne de CO₂ a oscillé autour de 15 euros en 2009 et 2010 (soit encore 55 euros la tonne de carbone, puisqu'une tonne de CO₂ contient 272 kilogrammes de cet atome). Sachant que la production d'un MWh produit à partir de charbon émet environ 1 tonne de CO₂, l'opérateur d'une centrale à charbon a dû payer en moyenne au cours de cette période 15 euros/MWh pour ses émissions. En d'autres termes, et toutes choses égales par ailleurs, si au cours de cette période, 1 MWh issu d'une centrale thermique au charbon avait été remplacé par 1 MWh d'origine nucléaire, 15 euros auraient été économisés. En se projetant dans l'avenir, et en anticipant un doublement du prix de marché, le remplacement de la production d'électricité à partir de charbon rapporterait 30 euros/MWh.

Jusque-là, tout va bien. Le prix de marché nous permet d'obtenir, comme on le souhaite, un coût d'opportunité, qu'il soit passé ou futur. De plus, le coût privé et le coût social semblent réconciliés : l'opérateur privé est contraint de réaliser son choix d'investissement, charbon ou nucléaire, en tenant compte du prix des émissions de carbone. Grâce au marché, l'effet externe est internalisé.

En réalité, rien n'est réglé pour deux raisons. D'une part, le marché du carbone en Europe n'est pas un marché entre pollueurs et pollués, mais un marché entre entreprises émettrices. Il révèle les performances en dépollution de chacune, mais rien sur les dommages subis. D'autre part, le marché européen a été mal calibré. Les prix qu'il révèle sont insuffisants pour espérer atteindre les objectifs de réduction de CO₂ que l'Europe s'est fixés. Examinons tour à tour ces deux raisons.

La théorie économique explique que les externalités proviennent de l'absence de marché et donc qu'en créer un est une solution. Pas de marché, pas de prix; pas de prix, pas de coût d'achat; pas de coût d'achat, pas de dépenses comptables. Lorsqu'un producteur rejette des émissions nocives dans l'atmosphère, il utilise ce dernier comme une vaste décharge dont il ne paie pas l'accès. Certains pollueurs ne seraient pourtant pas opposés à un péage, en particulier pour des raisons de réputation. De même, certains habitants pourraient être prêts à payer les pollueurs pour qu'ils limitent leurs rejets afin de voir leur résidence prendre de la valeur. Mais comme aucun marché ne met en relation les pollueurs et les pollués, la pollution est gratuite ; elle n'entre alors dans aucune comptabilité et reste un coût externe.

Justement, le marché européen des permis d'émissions négociables n'est pas un lieu d'échange entre pollueurs et pollués. Il met en relation des entreprises auxquelles des quotas individuels d'émission de CO₂ ont été distribués, mais pour une quantité totale plafonnée à un volume inférieur aux émissions de l'ensemble de l'industrie. Par exemple, 100.000 permis unitaires d'une tonne de CO₂ sont alloués alors que les émissions des entreprises émettrices s'élèvent à 120.000 tonnes. Dans ce cas fictif, il leur faudra donc réduire leurs émissions de 20.000 tonnes. Certaines entreprises ont des coûts faibles pour réduire leurs émissions de CO₂, tandis que pour d'autres l'effort sera coûteux. Les premières vont former le rang des vendeurs et dépolluer plus, les secondes vont former le rang des acheteurs de permis et dépolluer moins. A l'équilibre, le prix est égal au coût marginal de l'élimination de la dernière tonne nécessaire pour respecter le plafond. L'avantage de ce marché est que les sommes dépensées dans l'industrie pour réduire les émissions ont été minimisées. La théorie économique démontre qu'une taxe présente la même vertu. Face à une taxe unitaire, les entreprises à bas coût de réduction de leurs émissions dépolluent plus pour réduire leur exposition à la taxe; inversement, les entreprises à coût élevé paient en proportion plus de taxe et dépolluent moins. La différence principale entre le permis et la taxe réside dans la variable de départ choisie par la puissance publique. Dans le cas de la taxe, le prix est fixé à l'avance et la mise en œuvre de l'instrument permettra d'observer ex post la quantité correspondante de réduction d'émissions. Par exemple, la taxe de 20 €/t conduira à 20.000 tonnes d'émissions en moins. Dans le cas du permis, c'est la quantité qui est d'abord fixée et le marché révèle ensuite le prix de la tonne de polluant évité. Avec un plafond de 100.000 tonnes fixé pour réduire les émissions de 20.000 t le marché affichera un prix de 20 €/t.

Le choix de partir du prix ou de la quantité est étroitement lié au consensus politique qui a conduit à engager une action. Premier cas, l'accord a porté sur un niveau de surcoût unitaire acceptable, en particulier pour les consommateurs et les entreprises. L'inconnue est ici la quantité

de dépollution; elle sera peut-être trop faible, mais, en tout état de cause, les circonstances économiques ne permettraient sans doute pas d'envisager un surcoût plus élevé. Second cas, l'accord a porté sur le niveau de réduction significatif qu'il fallait atteindre, en particulier d'après les experts scientifiques. L'inconnue est ici le prix à payer pour cette réduction, mais en tout état de cause afficher une quantité plus faible de réduction de polluants n'aurait sans doute pas produit l'effet souhaité sur l'environnement. Naturellement, cette opposition est simplificatrice. A défaut de coûts de dépollution précisément connus des ordres de grandeur peuvent parfois être avancés. Lorsqu'un premier niveau de taxe est communiqué, les entreprises et la puissance publique peuvent être capables d'estimer dans une certaine fourchette les quantités qui seront éliminées. Inversement, lorsqu'un premier niveau de quantité à dépolluer est dévoilé, elles sont en mesure d'estimer un ordre de grandeur du prix. La première variable fixée, la seconde n'est en général pas complètement incertaine.

Il arrive toutefois comme le montre l'exemple européen (voir encadré) que le calibrage initial rate.

Les déboires du marché européen des permis d'émissions négociables

Le prix du CO₂ est tombé fin 2012 à moins de 7 euros la tonne. La Commission européenne escomptait il y a 5 ans qu'il se situerait pour cette période à 30 euros. La crise financière et la chute de la production industrielle expliquent bien sûr en partie cet écart. Mais, en 2006, le prix était déjà à moins de 15 euros la tonne. La raison structurelle principale de la faiblesse du prix du CO₂ en tendance est l'insuffisante rareté créée. Trop de permis ont été distribués. Cet effet dépressif sur le prix a été renforcé par des coûts de réduction des émissions finalement plus bas qu'anticipés. Le marché européen du CO₂ n'exerce pas son rôle : il n'envoie pas un signal fiable permettant aux industriels d'arrêter leurs décisions d'investissements à long terme, en particulier aux électriciens de choisir entre les différentes technologies de production selon leurs performances en matière d'émissions associées de CO₂.

Le cas britannique illustre parfaitement cette défaillance. Le Royaume-Uni s'est engagé à réduire de moitié ses émissions de CO₂ à l'horizon 2030. Pour y parvenir, il prévoit de fixer un prix-plancher du carbone de 20 euros/t en avril 2013 qui doublerait à l'horizon 2020 et atteindrait 87 euros/t en 2030. Le prix sur le marché européen des permis n'exercera alors une influence que lorsqu'il sera supérieur à ces montants-plancher, ce qui devrait rarement arriver si le mécanisme des permis d'émission négociable n'est pas réformé d'ici là. Autre illustration, la France. En 2009, le gouvernement projetait d'introduire une taxe carbone pour diminuer la consommation de produits pétroliers. Les niveaux recommandés pour diminuer les émissions par 4 à l'horizon 2050

étaient de 32 €/t en 2010 pour atteindre 100 €/t en 2030, puis le double au milieu du siècle⁴. Le prix du CO₂ sur le marché européen est très inférieur à ce qu'il devrait être selon les experts pour atteindre les objectifs de long terme de réduction des émissions.

Les développements que nous venons de consacrer au prix du carbone sont importants. Nous verrons en effet que le prix du carbone est un des déterminants-clés de la compétitivité du nucléaire : sans taxe sur les émissions de CO₂ ou en l'absence d'un marché d'émissions, le MWh nucléaire n'est pas concurrentiel par rapport au charbon, voire au gaz. Par ailleurs, la discussion sur l'évaluation du coût du carbone met en lumière le rôle double de l'analyse économique. Dans le monde d'information parfaite de la théorie, elle permet de fixer le niveau optimal de dépollution, point de rencontre du coût du dommage d'une tonne supplémentaire d'émission et du coût pour réduire la pollution d'une tonne additionnelle. Le rôle de la puissance publique consiste alors simplement à tracer les courbes et à imposer l'objectif en prix ou en quantité ainsi défini. L'analyse économique, toute puissante, dicte ses prescriptions à la politique. Dans le monde d'information limitée que nous connaissons, la place de l'économie est plus modeste et les rôles sont inversés. La décision politique à travers le vote, le débat ou la consultation aboutit à la définition d'un niveau acceptable de dommages ou d'un niveau acceptable de dépenses. L'analyse économique intervient alors seulement pour minimiser le coût d'atteinte du niveau de dommage fixé par la puissance publique ou pour maximiser la quantité produite pour le niveau de dépenses fixé par la puissance publique.

Le démantèlement et les déchets : quel taux d'actualisation choisir ?

Les producteurs électronucléaires sont responsables des déchets et sous-produits qu'ils génèrent. En ce domaine comme ailleurs, le principe du pollueur-payeur s'applique. Il n'est d'ailleurs pas contesté par les opérateurs de centrales nucléaires, ni bien évidemment par les opposants à l'atome. La controverse ne porte donc pas sur la nécessité d'internaliser les coûts de démantèlement des réacteurs et du stockage des déchets (e.g., combustible usé, déchets de déconstruction), mais sur le montant des coûts à prévoir aujourd'hui pour garantir la réalisation demain de ces activités en bout de chaîne.

L'expérience mondiale acquise pour démonter des centrales et enfouir des matières radioactives dans le sous-sol est quasi inexistante. A ce jour et dans le monde entier, aucun centre de stockage permanent pour l'enfouissement des déchets à longue durée de vie n'a été construit. En France,

⁴ Centre d'Analyse Stratégique, La valeur tutélaire du carbone. Rapport de la commission présidée par Alain Quinet, La Documentation française, n° 16 2009.

aucun démantèlement de centrale nucléaire n'a encore été achevé. La fin des travaux de démantèlement du réacteur de Chooz A n'est prévue qu'en 2019. Ce réacteur a été mis en service en 1967 et fermé 24 ans plus tard. Dans le monde, les réacteurs commerciaux déjà démantelés se comptent sur les doigts des mains.

Cette absence de références rend l'évaluation très incertaine. On ne peut pas exclure que les coûts techniques de démantèlement et les coûts de gestion des déchets s'avèrent très élevés. Même dans ce cas pourtant, la rentabilité de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire serait peu affectée. Elle est peu sensible à ce paramètre car les coûts en bout de chaîne nucléaire sont très éloignés dans le temps et qu'un euro de demain vaut moins qu'un euro d'aujourd'hui, et encore beaucoup moins après-demain. Les coûts ou les bénéfices futurs sont écrasés par le taux de change considéré pour convertir des euros présents en euros futurs (ou vice-versa). Par exemple, avec un taux annuel de 8 %, 1 million d'euros dans 100 ans ne vaut que 455 euros aujourd'hui. Cette somme tombe à 0,2 euros avec un écart de 200 ans et est quasiment nulle pour un horizon de 500 ans. S'il fallait démanteler aujourd'hui, en prenant le même taux et en supposant un coût de démantèlement s'élevant à 15 % du coût total d'un nouveau réacteur cette proportion ne représente plus que 0,7 % du coût total, dès lors que l'opération n'est réalisée que 40 ans plus tard. Ce taux, dit d'actualisation ou d'escompte, joue un rôle déterminant dans l'évaluation des coûts du démantèlement et de la gestion des déchets. Pour qu'ils ne soient pas écrasés, il faudrait choisir un taux proche de zéro. Cette position est prônée par certains défenseurs de l'environnement, mais plus rarement par les économistes. Examinons donc en détail les tenants et les aboutissants du taux d'actualisation.

Un mot pour commencer sur ce que ce taux n'est pas, afin d'éviter certaines confusions. En premier lieu, le taux d'escompte n'a aucun lien avec l'inflation. Celle-ci, qu'elle soit d'origine monétaire ou qu'elle résulte de l'indexation des salaires, est un phénomène de renchérissement des prix. On achète moins demain qu'aujourd'hui car le même panier du consommateur vaudra plus cher. Le calcul d'actualisation se fait en monnaie constante, en termes de valeur réelle et non nominale. En second lieu, le taux d'actualisation ne reflète pas les risques associés au projet d'investissement qui est évalué. Ces derniers entachent d'incertitudes les recettes et les dépenses et modifient leur calcul, mais pas à travers le taux d'actualisation.

Pour convertir des euros d'aujourd'hui en euros de demain il faut d'abord partir des connaissances actuelles. Malgré l'expérience réduite mentionnée plus haut, on dispose de premiers ordres de grandeur. En 2010, la Cour des comptes a estimé le coût de démantèlement des 58 réacteurs du parc d'EDF à 18 milliards d'euros, soit environ 300 €/kW installé. Comparé à

des évaluations étrangères et donc à des réacteurs et des situations qui peuvent être très différentes, ce montant est dans le bas de la fourchette. Le cabinet Arthur D. Little évalue pour l'Allemagne une valeur haute de près de 1000 €/kW. En ce qui concerne les Etats-Unis, les estimations du démantèlement du réacteur de Maine Yankee - achevé en 2005 - tournent autour de 500 €/kW. Quant aux déchets destinés à être enfouis en centres géologiques profonds, les chiffrages ne sont encore que très préliminaires. Les travaux se situent seulement au stade pilote ou à leur tout début. Le seul site aujourd'hui en service conserve des déchets radioactifs d'origine militaire à Carlsbad au Nouveau-Mexique (Etats-Unis). Ils sont plus faciles à gérer car ils ne dégagent pas de chaleur. Pour stocker la quantité de déchets à vie longue produite par un réacteur pendant une année l'ordre de grandeur avancé aujourd'hui est de 20 millions d'euros. Il repose sur différentes estimations anglaise, japonaise et française⁵. Il est amené à évoluer avec l'avancée des recherches et des connaissances techniques. En France, la construction et l'exploitation d'un centre de stockage géologique profond a été estimé en 2005 par l'Autorité française des déchets nucléaires - l'ANDRA - à un peu moins de 20 milliards d'euros. Cinq années plus tard, le coût a été révisé à 36 milliards. Cette dernière valeur tient compte de nouveaux paramètres : retour d'expérience sur les performances de creusement des galeries souterraines, augmentation des volumes à stocker, exigences accrues de sûreté, etc.

Les échelles de temps auxquelles nous sommes ici confrontés sont très longues. Certains déchets nucléaires vont continuer d'émettre des radiations pendant plusieurs centaines de milliers d'années. La durée de demi-vie, c'est-à-dire le temps nécessaire pour la désintégration de la moitié des atomes radioactifs, est par exemple de 24.000 ans pour le plutonium 239, de 214.000 ans pour le technétium 99 et 17 millions d'années pour l'iode 129. Ces durées sont vertigineuses à l'échelle de l'humanité. Si l'on prend conscience que nos plus lointains ancêtres, les australopithèques, sont apparus il y a 4 millions d'années et que l'homme actuel, l'homo sapiens-sapiens, est né il y a 200.000 ans, ces durées donnent le tournis. Naturellement, il n'est pas prévu que la phase d'exploitation des centres d'enfouissement s'étale sur de telles durées. Par exemple, du début de sa construction jusqu'à sa fermeture définitive, le centre de stockage géologique profond envisagé par l'ANDRA devrait être en activité pendant 120 ans environ. Pour un réacteur dont la décision d'investissement serait prise aujourd'hui, entrant en service en 2020 et opérationnel 60 ans, il faudra attendre 2100 pour la fin de son démantèlement, et 2200 pour l'enfouissement des dernières tonnes de déchet produites. Ces échéances économiques sont plus courtes, mais donnent tout autant le vertige. A l'échelle de la vie économique et de ses crises, un siècle est une éternité. Les placements les plus longs, les obligations souscrites par les Etats, s'échelonnent sur 20, parfois 30, et exceptionnellement 50 ans.

⁵ voir Rapport de la Cour des comptes p. 150.

Avec de telles échéances, comment tenir compte aujourd'hui de ces dépenses ? Elles doivent être provisionnées dans les comptes des opérateurs et il faut les intégrer au calcul de rentabilité sociale de la production d'électricité nucléaire.

La référence aux obligations d'Etat offre une première approche du taux d'escompte et de son fondement. Si une personne vous propose de percevoir 100 euros aujourd'hui ou dans 20 ans, votre réponse sera immédiate. En acceptant les 100 euros maintenant, vous pouvez acheter des obligations américaines, un placement très sûr. Grâce aux intérêts, vous disposerez d'une somme supérieure à 100 dans 20 ans. Vous pourrez donc consommer plus que si vous aviez accepté de recevoir 100 euros en différé. Ce simple raisonnement d'arbitrage justifie le recours à l'actualisation et le taux d'intérêt de long terme peut être utilisé pour convertir des euros d'aujourd'hui en euros de demain. Avec un taux de 4 %, 100 euros d'aujourd'hui valent 220 euros dans 20 ans et, inversement, 100 euros dans 20 ans valent 45,6 euros aujourd'hui. Utiliser le taux d'intérêt pour actualiser ne résout cependant pas le problème, dès lors qu'il s'agit de convertir des euros à cent ans de distance. Comme le souligne malicieusement l'hebdomadaire britannique *The Economist*⁶, avec un taux d'intérêt de 2 %, rendre aujourd'hui un euro à César reviendrait à lui rembourser trente fois la richesse mondiale.

Par ailleurs, le taux d'intérêt n'offre qu'une justification partielle de l'actualisation. Selon la théorie économique, l'escompte s'impose pour deux raisons : les individus sont impatients et les générations futures seront plus riches. Les agents économiques des modèles expriment en effet une préférence pure pour le présent. Au lieu de prendre une valeur fongible, supposons que l'alternative porte sur la possibilité d'assister à un opéra dans l'année qui vient ou à la même représentation dans cinq ans. Quel billet choisirez-vous ? L'argument du taux d'intérêt ne tient pas car vous ne pouvez ni prêter ni revendre le billet. Si vous ne l'utilisez pas, il est perdu. Il est très probable que vous opterez pour une entrée dans l'année plutôt que dans cinq ans. Cette impatience se traduit par un taux de préférence pure pour le présent ; il écrase les consommations futures afin de leur donner moins de poids. L'accroissement de la richesse avec le temps joue un rôle plus délicat à exposer. Le taux d'actualisation dépend du taux de croissance de l'économie et d'un terme barbare : l'élasticité de substitution inter-temporelle de consommation. L'idée générale est que plus on est riche, moins 1 euro supplémentaire procure de satisfaction. Donnez 100 euros à un individu dont les revenus sont faibles, vous lui ferez un cadeau de plus grande valeur que si vous les donnez à un millionnaire. L'utilité marginale est décroissante avec le revenu. Par conséquent, si la société est plus riche demain d'un milliard d'euros, elle sera moins

⁶ The Economist, Is it worth it, 3 décembre 2009.

sensible à ce gain que la société d'aujourd'hui. Pour une fonction d'utilité ordinaire et une société dix fois plus riche demain, une élasticité de 1 signifie que la société d'aujourd'hui verra son bien-être augmenter de 10 fois plus par unité marginale de consommation (e.g., un milliard d'euros) que la société de demain. Mieux vaut donc limiter nos efforts pour offrir un bénéfice aux générations futures.

L'économiste apporte ainsi au calcul du taux d'actualisation la clef suivante, forgée par Ramsey en 1928⁷ : le taux d'escompte est égal à la somme du taux de préférence pure pour le présent (p) et du produit de l'élasticité de l'utilité marginale de consommation (e) par le taux de croissance de la consommation par habitant (g), soit $t=p+eg$. Pour le triplet de valeurs [2,2,2], souvent retenu, le taux d'actualisation est de 6 %.

Revenons un instant sur l'interprétation de ces trois variables. Le taux de préférence pure pour le présent peut être considéré comme un paramètre d'équité entre générations. Il dépend de la façon dont nous souhaitons traiter les générations futures. Supposons que la production d'une nouvelle centrale nucléaire entraîne un coût de gestion des déchets de 100 dans un siècle, mais un gain aujourd'hui car la technologie nucléaire est meilleur marché. Si nous voulons traiter les générations futures comme nous, il ne faut nous engager dans cet investissement que si le bénéfice qu'il nous apporte aujourd'hui est supérieur à 100. Le taux de préférence pure adopté est alors nul. Cette position en faveur de l'égalité intergénérationnelle est défendue par certains économistes dont Ramsey lui-même. Elle s'oppose à l'idée d'une discrimination selon la date de naissance. Elle revient à traiter toutes les générations de la même façon, même les plus riches. Si nous souhaitons traiter nos descendants un peu moins bien (si par exemple nous sommes convaincus qu'ils trouveront des moyens de stockage ou de recyclage plus intelligents), il faut utiliser un taux de préférence positif, mais faible. Un gain de 14 suffira (valeur de 100 actualisée à 2 % au bout de 100 ans). Si, égoïstement, nous pensons qu'après nous vient le déluge, le taux sera très élevé : même si le choix nucléaire ne nous fait gagner qu'un, empochons-le car il pèsera plus que les 100 de demain (il pèse 40 centimes d'euros au bout de 100 ans avec un taux de 8 %/an). Le taux de préférence pure peut aussi être interprété en termes de chance de survie. Avec 1 chance sur 10 que l'humanité ne survive pas 100 ans (à la suite, par exemple, de la collision de notre planète avec une météorite), la valeur du taux de préférence s'élève à 0,1; il s'élève à 1 si on prend la probabilité de survie de 0,6 (i.e., 4 chances sur 10 pour la fin du monde).

L'élasticité marginale de consommation est également une mesure de l'équité. Plus l'écart de satisfaction pour une unité marginale de consommation est grand entre les ménages à faibles

⁷ Ramsey, F.P.,(1928), A Mathematical Theory of Saving', *Economic Journal*, 38, 543-559.

revenus et les ménages à hauts revenus, plus des transferts élevés, par exemple par l'impôt, des derniers vers les premiers sont socialement justifiés. Ils élèvent l'utilité de l'ensemble de la société. En d'autres termes, ce paramètre capture notre attitude vis-à-vis des inégalités de niveaux de consommation, que ce soit entre différentes personnes aujourd'hui ou entre elles et leurs descendants. Contrairement à la variable précédente, la différence de traitement n'est pas liée au temps. Plus nous sommes égalitaristes, plus nous sommes favorables à la redistribution des riches vers les pauvres, plus la valeur de l'élasticité à adopter dans le taux d'escompte doit être élevée. Si l'on fait l'hypothèse que les générations futures seront plus riches que celles d'aujourd'hui, il est alors légitime de limiter nos efforts pour augmenter leur bien-être. A l'opposé, une élasticité de 1 correspond à un choix inégalitaire. Il justifie à population constante de dépenser 1 % du PIB aujourd'hui pour permettre aux générations futures de bénéficier d'1 % de PIB supplémentaire, et ce même si elles sont incomparablement plus riches. Les fractions de PIB par habitant peuvent alors être troquées à parité entre générations. L'élasticité de l'utilité marginale peut aussi être reliée au risque. La théorie économique établit en effet que l'aversion relative au risque lui est proportionnelle. Plus l'élasticité est élevée, plus un individu est prêt à payer pour consommer 100 de façon sûre plutôt que de façon aléatoire (par exemple, 200 avec une chance sur 2 et 0 avec la même probabilité). Adopter une valeur élevée pour ce paramètre qui est ensuite multiplié au taux de croissance par tête revient alors à considérer que les générations d'aujourd'hui sont 'riscophobes'.

Le choix des valeurs du triplet qui compose le taux d'actualisation ne va pas de soi ; il est pourtant déterminant dans le choix de nos actions d'aujourd'hui. Illustrons-le à partir de la controverse suscitée par la publication en 2006 du rapport de Nicholas Stern sur l'économie du changement climatique⁸. Ce rapport a connu un grand retentissement car il conclut que des dépenses immédiates et élevées (de l'ordre d'1 % du PIB) doivent être réalisées dès maintenant pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cette recommandation va à l'encontre de la plupart des analyses des économistes du changement climatique qui aboutissent à une trajectoire des dépenses plus progressive. Les travaux de l'américain William D. Nordhaus⁹, par exemple, concluent à une taxe sur le carbone pour internaliser les dommages du réchauffement climatique de 13 dollars la tonne en période initiale, alors que Sir Nicholas estime son niveau à 310 dollars la tonne ! La moitié de cette différence s'explique simplement par le taux d'actualisation choisi : 1,4 % pour l'économiste anglais et 4 % pour l'économiste américain.

⁸ The Stern Review of the Economics of Climate Change, octobre 2006.

Nicholas Stern retient dans son évaluation une préférence pour le présent de 0,1 et une élasticité de 1. Ces deux valeurs représentent les bornes inférieures des fourchettes généralement admises par les économistes. Le choix est critiquable car il soulève une contradiction logique. Un taux de préférence faible pour le présent devrait s'accompagner d'une élasticité élevée, et, inversement, un taux de préférence élevé pour le présent devrait s'accompagner d'une élasticité faible. En effet, ces deux paramètres ne renvoient pas l'un à l'équité *intergénérationnelle* et l'autre à l'équité *intra-générationnelle*. Une élasticité marginale de consommation faible justifie de réduire les inégalités entre riches et pauvres, quelle que soit leur date de naissance. Ce choix va de paire avec un taux de préférence pour le présent élevé qui légitime que les générations d'aujourd'hui ne se sacrifient que modestement pour les générations de demain (dès lors que ces dernières sont plus riches, ce que suppose Nicholas Stern avec un taux de croissance du PIB par habitant positif). Un économiste de Cambridge, Partha Dasgupta¹⁰, a montré à l'aide d'un modèle économique simplifié que les choix de Stern aboutissent à des taux d'épargne inimaginables. En effet, avec une préférence pour le présent de 0,1, une élasticité de 1 et dans un monde sans progrès technologique ni croissance de la population, nous devrions investir 97,5 % de ce que nous produisons aujourd'hui pour accroître le standard de vie des générations futures. Le rapport Stern se demande s'il est économiquement pertinent de dépenser maintenant 1 % du PIB pour éviter un niveau de dommage s'élevant à 5 % du PIB dans 100 ans. Le triplet de valeurs qu'il retient, [0,1; 1; 1,3], conduit à un bénéfice actualisé 5 fois *plus grand* que le coût. Mais en utilisant le triplet [2;2;2], le bénéfice actualisé devient 10 fois *plus faible* que le coût ! En d'autres termes, avec un taux d'actualisation de 1,4 %, un effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre à hauteur de 1 % du PIB est pleinement justifié, tandis qu'avec un taux de 6 % il devient prohibitif de prendre une telle décision.

Jusque-là, nous avons laissé de côté la question du choix du troisième paramètre, le futur taux de croissance du PIB par habitant. Sa valeur n'est pas moins incertaine que celles des autres, mais sa recherche ne soulève pas de problème d'équité. Si l'on tourne le regard vers le passé, la croissance du PIB par habitant a été de 1,4 % par an au Royaume-Uni de 1870 à 2000, et de 1,9 % en France. Ces moyennes masquent cependant des variations significatives. Pour le Royaume-Uni, il a été de 1 entre 1870 et 1913, de 0,9 entre 1913 et 1950, de 2,4 entre 1950,1973, et de 1,8 entre 1973 et 2000. Sur très longue période - 1500-1820 -, il est estimé à 0,6. Lequel retenir de ces différents taux ? Les taux de croissance des 100 ou 200 prochaines années peuvent être très différents. Un taux négatif ne peut d'ailleurs pas être exclu, même s'il est très peu probable. Un réchauffement de la planète dépassant plus de 6° Celsius dans 200 ans pourrait pourtant conduire à une telle décroissance.

¹⁰ Partha Dasgupta Comments on the Stern Review's Economics of Climate Change, November 11, 2006, memo.

Le taux d'actualisation est un maître puissant et faible à la fois. Il exerce un poids déterminant dans les décisions d'investissements publics et privés, mais sa valeur unique est entachée de nombreuses inconnues. Un pas récent pour desserrer cette tension consiste à adopter un taux variable dans le temps - et non plus constant - qui déclinerait vers les horizons lointains. L'intuition derrière cette idée peut être illustrée à partir du taux de croissance par habitant : plus le futur est éloigné, plus l'incertitude sur le progrès économique et technologique est grande, plus nous devons être prudents dans nos actions grevant le bien-être des générations futures, plus le taux d'actualisation doit être faible. L'économiste de l'Ecole de Toulouse Christian Gollier¹¹ recommande ainsi d'adopter un taux d'escompte de 5 % par an pour les coûts supportés avant 30 ans et de 2 % pour les coûts supportés au-delà. Il est aussi possible de choisir une décroissance en escalier avec plusieurs marches ou de façon continue. Dans un rapport remis au gouvernement britannique en 2002¹², le cabinet d'économie Oxera propose d'adopter un taux de 3,5 % de 0 à 30 ans, de 3 % entre 31 à 75 ans, de 2,5 % entre 76 à 125 ans, etc. ; le taux se stabilisant finalement à 1% au-delà de 300 ans. Pour la France, le rapport Lebègue¹³ sur la révision du taux d'actualisation des investissements publics préconise un taux de 4 % pour les 30 premières années, puis un taux continûment décroissant qui atteindrait 3 % à 100 ans et convergerait vers 2 % pour les horizons au-delà de 300 ans.

Le taux variable apparaît aussi comme un compromis entre deux exigences : d'un côté, tenir compte de notre préférence pour le présent et de notre contribution via le progrès technique à la richesse des générations futures; d'un autre côté, tenir compte de possibles conséquences très négatives de notre action ou de notre inaction à l'égard des générations futures¹⁴.

Il appartient évidemment à la puissance publique de s'assurer que les coûts prévus de démantèlement et de gestion des déchets sont provisionnés, et ceci en fonction de taux d'escompte qu'elle choisit. C'est ce que font depuis longtemps l'Etat français et le pouvoir fédéral américain. Livrés à eux-mêmes les opérateurs auraient en effet intérêt à sous-estimer les dépenses futures de ces activités et à opter pour des taux d'actualisation élevés afin de minimiser les coûts prévisionnels. Tant en France qu'aux Etats-Unis – mais cela vaut aussi dans beaucoup d'autres pays – les consommateurs d'aujourd'hui paient les dépenses de demain. Il n'y a pas de

¹¹ C. Gollier (2002) Discounting an uncertain future, *Journal of Public Economics*, 85, 169-166.

¹² A Social Time Preference Rate For Use in Long-Term Discounting, Oxera, 17 décembre 2002.

¹³ Rapport du groupe d'experts présidé par Daniel Lebègue, Révision du taux d'actualisation des investissements publics, Commissariat Général du Plan, 21 janvier 2005.

¹⁴ La solution intuitive et de bon sens d'un taux d'actualisation variable décroissant est aujourd'hui solidement fondée par la théorie économique, voir le livre de Ch. Gollier.

coûts cachés du démantèlement et des déchets dont l'internalisation rendrait le coût de production nucléaire prohibitif (voir encadré).

La prise en compte des coûts de démantèlement et des déchets

La France, la régulation repose sur des provisions spéciales actualisées qui sont imposées à EDF. Elles s'inscrivent dans son bilan et l'opérateur est obligé de les adosser à des actifs de couverture dédiés. Le taux d'actualisation est plafonné par la loi en fonction du taux des obligations d'Etat à 30 ans. Il est proche de 3 %. Avec ce taux, les provisions d'EDF pour le démantèlement et les déchets s'élèvent à 28 milliards. Elles augmenteraient de 21 % avec un taux d'actualisation de 2 % et le coût total du MWh croîtrait de 0,8 %. Par ailleurs, si le seul coût de démantèlement augmentait de 50 % (i.e., +30 milliards de charges au lieu de 20), l'augmentation du coût de l'électricité atteindrait 2,5 %¹⁵. Si le coût de stockage profond doublait, l'augmentation serait de 1 %. Aux Etats-Unis, le mécanisme choisi pour faire face aux futures dépenses pour l'enfouissement permanent du combustible usé est celui d'un fonds. Il est abondé par un prélèvement spécial payé par les opérateurs à hauteur d'1 dollar par MWh produit. Le ministère de l'Energie vérifie régulièrement que ce prélèvement est suffisant. Il a bâti à cet effet une trentaine de scénarios de dépenses-recettes devant être équilibrées à l'horizon 2133¹⁶. Les scénarios dépendent de nombreux paramètres dont le taux d'escompte. La valeur la plus basse considérée est de 2,24%/an. Deux scénarios sur les quatre fondés sur ce taux aboutissent à un bilan déficitaire, alors que la proportion est seulement de un sur quatre pour les scénarios retenant un taux plus élevé. Les chiffres qui précèdent pour la France et les Etats-Unis valent pour les réacteurs existants.

Pour le nouveau nucléaire, les dépenses étant plus reculées dans le temps, l'influence des coûts de démantèlement et de gestion des déchets sur la valeur présente du projet est encore plus faible. Dans une étude du MIT sur le futur du nucléaire¹⁷, le coût de construction sec d'un réacteur est estimé à 4000 \$/kW et celui du démantèlement à 700 \$/kW, soit 17,5 %. En étalant les dépenses du démantèlement entre la 41^{ème} et la 110^{ème} année du réacteur depuis sa mise en route, et sur la base d'un taux d'actualisation de 6 %, la valeur présente du démantèlement se réduit à 11\$/kW. Cette valeur quintuple (52\$/kW) avec un taux presque réduit de moitié (3,5 %). Mais cette somme reste, comme la précédente, négligeable au regard des coûts de construction. Les 17,5 % sont devenus respectivement avec ces taux 1,3 % et 0,2 % !

¹⁵ Cour des comptes p. 282.

¹⁶ DoE, Civilian Radioactive Waste Management Fee Adequacy Assessment Report, July 2008. RW-0593.

¹⁷ Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, 2009.

Ni l'ancien nucléaire, ni le nouveau ne voient leur compétitivité-coût significativement modifiée par les activités en bout de chaîne. Sauf bien sûr si on choisit un taux d'actualisation très faible, voire nul, est choisi pour les horizons très lointains - comme dans les calculs de Nicholas Stern sur le changement climatique. Une telle position - motivée par ses défenseurs par le caractère dangereux des déchets nucléaires et leur très longue vie - revient à nos yeux à habiller un argument légitime par un chiffrage économique inconsistant. Dans cette partie, nous n'avons pas considéré que les déchets faisaient peser un risque sur les générations futures. Les seuls coûts liés au danger des déchets pris en compte sont les coûts de prévention intégrés dans la qualité des installations et leur surveillance. Ils varient selon les normes de sûreté exigées par la puissance publique pour le démantèlement et le stockage. Un exemple trivial : un centre d'enfouissement est d'autant plus coûteux que la profondeur et la longueur de galeries sont importantes. En revanche, les coûts d'accidents éventuels n'ont pas été pris en compte. Or le risque n'est pas nul. A Fukushima Dai-ichi la mise hors d'eau ou l'effondrement des piscines de stockage du combustible usé aurait pu se produire et entraîner des émissions radioactives massives. Assurer les générations futures contre une telle catastrophe pose le problème de l'évaluation de dommages incertains associés à des événements de très faible probabilité et à coût très élevé. L'émission d'éléments radioactifs dans l'atmosphère à la suite d'une fusion de cœur d'un réacteur soulève la même question : comment calculer les coûts lorsque la distribution du risque n'est pas bien connue ? Cette question clef sera traitée dans la partie suivante. Le taux d'actualisation est d'un secours limité pour y répondre. Le choisir sans plus de réflexion très petit, voire nul, pour tenir compte du danger des déchets, est une facilité. Autant se rendre à la porte d'entrée de la décision dans un monde incertain plutôt que d'entrer par la fenêtre du taux d'escompte fixe. Ne pas exclure une catastrophe liée aux activités en bout de chaîne peut conduire à s'opposer à la construction de nouveaux réacteurs nucléaires sans qu'il soit nécessaire de se cacher derrière une actualisation nulle ou très faible.

La responsabilité en cas d'accident de réacteur

Le coût des accidents majeurs et le droit de la responsabilité civile nucléaire sont traités en détail dans les parties de l'ouvrage consacrées au risque et à la régulation. Il faut cependant en dire quelques mots ici car il est souvent avancé que les évaluations du coût du nucléaire ne tiennent pas compte du risque de catastrophe.

Les exploitants de centrales nucléaires sont responsables en cas d'accident, mais il est vrai que cette responsabilité est le plus souvent plafonnée. Le montant d'indemnités qu'ils doivent verser

en cas de fuites radioactives massives est inférieur aux dommages. En France, par exemple, la limite est fixée à 91,5 millions d'euros. Elle devrait prochainement passer à 700 millions. Ces plafonnements soulèvent la question d'une internalisation insuffisante du coût des accidents majeurs. Pour les adversaires du nucléaire, elles manifesteraient une subvention cachée. La catastrophe de Tchernobyl n'a-t-elle pas été estimée par une étude suédoise à près de 400 milliards de dollars¹⁸ ? Il est impossible de trancher le problème sans un examen approfondi de la fréquence attendue et observée des accidents et de l'incertitude qui entoure le montant des dommages. Contentons-nous ici d'examiner le risque de façon très simplificatrice et de voir quelle est dans ce cadre son incidence sur le coût complet du nucléaire existant et des nouveaux réacteurs.

Le risque est classiquement défini par le produit de la probabilité d'accident et de la gravité du dommage. Prenons des valeurs pour ces deux paramètres parmi les plus élevées mentionnées dans la littérature. Supposons qu'il y ait une (mal)chance sur cent mille pour que survienne une catastrophe au cours de l'année de fonctionnement d'un réacteur, soit une probabilité 100 fois plus élevée que celle avancée par AREVA pour l'EPR. Supposons que cette catastrophe se solde par des dommages sanitaires et environnementaux de 1000 milliards d'euros, soit 10 fois plus que les estimations provisoires établies pour Fukushima Dai-ichi. Le risque s'élève alors à $0,00001 \times 1000.000.000.000$, soit 10 millions d'euros par an. Supposons maintenant que la production annuelle du réacteur s'élève à 10 millions de MWh, le risque s'élève par conséquent à 1 euro par MWh, soit 40 fois moins que le coût évalué par la puissance publique de la production électronucléaire d'EDF, soit encore de 50 à 100 fois moins que les estimations du coût moyen du nouveau nucléaire. Ce calcul de coin de table fait donc apparaître que, dans des conditions extrêmement simplifiées - en particulier absence d'incertitude et d'aversion au risque - l'internalisation complète du coût d'accident n'a qu'une faible incidence sur le coût de l'électricité d'origine nucléaire.

Observons néanmoins que sur la base hypothétique des données précédentes, les plafonds de responsabilité aujourd'hui en vigueur n'aboutissent qu'à une internalisation très partielle. Si l'on prend le cas de la limite française de 91,5 millions d'euros, elle ne représente que 0,4 % du coût complet d'accident¹⁹ et le passage à 700 millions d'euros laissera encore 97 % non pris en compte. En d'autres termes, l'internalisation est partielle, mais une internalisation totale ne renchérirait que très modestement le coût de l'électricité d'origine nucléaire.

¹⁸ Pertes économiques estimées à 148 milliards de dollars pour l'Ukraine et à 235 milliards pour la Biélorussie. Chiffres cités par Z. Javorowski, *The Chernobyl Disaster and How it has been Understood*, 2010.

¹⁹ Un parc de 58 réacteurs de durée de vie de 40 ans, soit un nombre d'accidents attendu de $2320 \times 10^{-5} = 0,0232$ et un dommage de $0,023 \times 1000$ milliards d'euros, soit 23,2 milliards d'euros.

Les coûts techniques et financiers de production

Enfin du solide ! L'ingénieur - économiste est en terrain connu. Il ne s'appuie plus sur ces externalités si mal commodes à appréhender et à estimer. Au contraire, il dispose de données, en particulier sur les coûts des réacteurs qui ont été construits par le passé et sur leurs coûts actuels de fonctionnement. Il peut s'appuyer sur des méthodes de calcul de coût éprouvées et consensuelles, notamment en matière de financement de projet. Il jongle avec du béton, de l'acier, de l'uranium enrichi, des hommes-mois, des capitaux et des délais.

Entrons dans le dur du sujet avec la construction. Celle-ci implique un coût sec et un coût du capital. Le coût sec se réfère aux dépenses d'une construction qui aurait été réalisé en un instant. *Overnight costs* est l'expression très parlante employée en anglais. Les dépenses en matériaux, machines et salaires sont comptabilisées grâce à l'utilisation des prix courants à la date de l'ouverture du chantier. Les charges financières ne sont pas ignorées, mais seulement traitées séparément. La construction d'une centrale - entre la préparation du site et le branchement au réseau électrique - s'étale sur une période de l'ordre de cinq à dix ans. Pendant ce temps, l'investissement ne rapporte rien. Au contraire, il coûte. Si l'opérateur emprunte la moitié de la somme dont il a besoin aux banques à un taux d'intérêt de 4 % net d'inflation, et finance le reste sur ses propres ressources à disons 6 %, le taux moyen du capital est de 5 %. Le coût du capital doit être ajouté au coût sec pour obtenir le coût de l'investissement, ou coût installé.

Le coût sec est utile si l'on veut faire abstraction de la variabilité observée dans les délais de construction. Il facilite les comparaisons, car le temps de construction varie selon les modèles et la taille des réacteurs, mais aussi selon des causes non techniques, en particulier des changements de réglementation en cours de route ou des oppositions locales. Aux Etats-Unis, par exemple, la construction la plus rapide a pris un peu moins de quatre ans, mais la plus longue a duré vingt-cinq ans.

Malgré ce trait de gomme, le coût sec présente encore des écarts considérables. Il varie d'abord dans le temps. Par kW, les premiers réacteurs ont coûté beaucoup moins cher qu'aujourd'hui. Nous analyserons cette dynamique dans la section suivante. Il varie également dans l'espace. Dans son étude des coûts de production électrique publiée en 2010, l'OCDE observe un écart de 1 à 3 entre les coûts secs avancés en \$/ MW pour la construction d'un réacteur en Corée et en Suisse²⁰. Les tailles, les modèles et les pays (donc le coût de la main d'œuvre, la réglementation, etc.) ne sont pas les mêmes, mais une telle différence peut surprendre. Elle n'est cependant pas spécifique

²⁰ Données recueillies pour 14 pays dont 3 hors OCDE, mais pas les USA. p. 59 du rapport.

à la technologie nucléaire. Pour le gaz, l'OCDE observe un écart du même ordre, et la Corée et la Suisse se retrouvent encore aux deux extrêmes²¹.

Le coût sec de construction est un des trois principaux facteurs qui affectent le coût de production de l'électricité nucléaire. Les deux autres sont le taux d'utilisation de la capacité et le coût en capital (voir encadré).

Disponibilité et coût du capital

La technologie nucléaire se caractérise à la fois par un temps de construction très long et par un coût d'investissement fixe très élevé par rapport au coût variable d'exploitation, en particulier les dépenses de combustible.

Du coup, si le réacteur ne tourne pas à plein régime, une fois qu'il est construit, le coût fixe s'amortit sur une plus faible quantité d'électricité produite ; le MWh est alors plus coûteux. Sur la dernière décennie la disponibilité des centrales existantes était de l'ordre de 95 % en Corée, 90 % aux Etats-Unis, et 70 % au Japon. Pour illustrer le poids de ce facteur empruntons un exemple à l'ouvrage de Bertel et Naudet (2004)²² : lorsque la valeur du coefficient de disponibilité varie de 75 à 85 %, on augmente la production augmente de 13 % et le coût du MWh baisse de 10 %.

Le coût du capital dépend de la durée de construction, mais aussi du taux d'actualisation choisi. Le coût sec se répartissant sur plusieurs années, les dépenses doivent être actualisées. Le calcul est réalisé en prenant la date de mise en service de la centrale pour année de référence et le taux d'escompte choisi par l'opérateur. La différence entre ces dépenses actualisées et le coût sec prend le nom d'intérêts intercalaires. Elle mesure le coût du capital. Pour un opérateur privé, le taux d'actualisation peut varier entre 5 et 12 %. Pour une durée de construction de 6 ans, le coût sec est à multiplier par 1,16 avec un taux d'escompte de 5 % et par 1,31 avec un taux de 10 %²³. Raccourcir la durée de construction permet évidemment d'obtenir des recettes plus tôt, mais également de diminuer les intérêts intercalaires. Dans le cas cité de Bertel et Naudet, rapporter la durée de la construction à cinq ans diminue le coût du capital de 27 % si le taux d'actualisation est de 10 %, et de 13 % si le taux d'actualisation est de 5 %.

²¹ Tableau 3C p. 61. CCGT

²² p; 57. Obtenu à partir d'hypothèses d-DIGEC et un taux d'actualisation de 8 %.

²³ Bertel et Naudet p. 116

Une fois le réacteur construit, les dépenses ont trait au combustible et aux autres charges opérationnelles et de maintenance. Grosso modo, le coût du combustible est de l'ordre de 5 % du coût de production de l'électricité et les autres charges sont de l'ordre de 20 %. Le coût du combustible varie selon la quantité d'électricité produite, puisqu'il s'use au fur et à mesure de la réaction en chaîne, réaction dont la chaleur est ensuite transformée en électricité. Les autres dépenses d'exploitation sont dans une large mesure indépendantes de la production. Elles peuvent donc être considérées comme relativement fixes, au moins tant que le réacteur est opérationnel. En effet, lorsque la centrale est définitivement mise hors service, l'essentiel de ces dépenses disparaissent.

Comment additionner les coûts ? La méthode du coût moyen actualisé

Les coûts techniques et financiers de la construction et du fonctionnement de la centrale, les coûts aval du démantèlement et du traitement des déchets, et les coûts externes (carbone évité, accident) doivent être additionnés pour aboutir à un coût complet du nucléaire. L'évolution de ce coût pourra ensuite être suivie dans le temps et son montant pourra être comparé au coût de l'électricité produite par d'autres technologies. Pour ce faire, il faut convertir les euros à différentes dates et les MW en MWh. Le taux d'actualisation permet de réaliser la première conversion. La seconde est aussi nécessaire car il faut additionner des coûts fixes - donc en valeur par unité de puissance, par exemple en €/MW - et des coûts variables - donc en valeur par unité d'énergie, par exemple en €/MWh. Par définition, 1 MWh est la quantité d'électricité produite par une puissance de 1 MW pendant une heure. Une tranche nucléaire de 1000 MW produisant à pleine capacité toutes les heures de l'année génère ainsi 8.760.000 MWh dans l'année. Pour répartir les dépenses d'investissement, il faut donc connaître ou anticiper la disponibilité de la centrale (ou facteur de charge) ainsi que sa durée de vie.

Le coût total est intéressant, mais il nous importe plus encore de savoir s'il est supérieur ou inférieur aux bénéfices, de déterminer s'il y a un gain net pour l'électricien ou la société qui s'engage dans le nucléaire. Jusque-là, les bénéfices semblent avoir été ignorés. La vente et le prix de l'électricité n'ont pas été abordés. Cependant, sur le plan conceptuel, il n'y a pas de différence entre un coût et un bénéfice. On passe de l'un à l'autre simplement en changeant de signe. Ce sont les deux faces d'une même pièce : une dépense d'achat pour un producteur est une recette pour son fournisseur ; un coût d'émission de carbone évité est un bénéfice pour l'environnement.

L'analyse coût-bénéfice qui compare les dépenses et les recettes actualisées est la méthode canonique suivie par les économistes pour évaluer l'intérêt privé ou social d'un projet ou d'une

décision. Dans le domaine de l'électricité, toutefois, une variante est utilisée : la méthode du coût moyen actualisé (ou *Levelised Cost of Electricity* en anglais). Elle détermine quel doit être le prix de l'électricité pour équilibrer les recettes et les dépenses tout au long de la vie de la centrale. Elle fonctionne en quelque sorte à l'inverse de la méthode canonique : au lieu de calculer le taux de rentabilité du projet en fonction d'hypothèses sur le prix futur de l'électricité, cette variante fixe un taux de profit nul pour en déduire le prix de l'électricité qui équilibre les coûts et les bénéfices actualisés. Par exemple, un coût moyen actualisé pour la tranche EPR de Flamanville de, disons 75 €/MWh, signifie que les dépenses seront juste couvertes à ce prix si pour le nombre d'heures de fonctionnement prévu au cours de la vie opérationnelle de la centrale le prix observé en moyenne atteint ce montant. Attention, profit nul ne signifie pas ici que le capital n'est pas rémunéré. Les dépenses prises en compte par la méthode comprennent le coût de la dette auprès des banques et de la levée de fond auprès d'investisseurs.

La méthode du coût moyen actualisé date d'avant la libéralisation du secteur électrique et la création de marchés de gros de l'électricité. Elle permet au régulateur de déterminer le tarif de vente de l'opérateur en monopole sur la base de ses coûts. Elle permet aussi aux deux parties d'identifier par comparaison la technologie de production la moins chère dans laquelle investir pour répondre à la croissance de la demande. En économie électrique de marché, seule cette comparaison reste intéressante. En principe, le choix d'investissement relève des opérateurs et non plus de la puissance publique. L'opérateur s'appuiera plutôt sur ses anticipations de prix futurs de l'électricité et donc sur l'approche canonique coût-bénéfice pour décider d'investir ou non. En revanche, pour choisir s'il a intérêt d'ajouter à sa capacité de production existante une centrale à charbon, à gaz ou nucléaire, il utilisera la variante du coût moyen actualisé car elle facilite la comparaison entre technologies. Dans les faits, même lorsque le secteur électrique a été libéralisé, la puissance publique continue d'intervenir dans le choix des technologies de production. A minima, elle joue un rôle dans la fixation d'objectifs de long terme pour décarboner la production d'électricité en conformité avec la politique de changement climatique poursuivie. La méthode du coût moyen *social* actualisé est alors mise en œuvre. Aux coûts techniques et financiers, y compris de fin de vie (remise en état des sites et gestion des déchets), sont alors ajoutées les évaluations des effets externes (e.g., accidents, émissions polluantes) lorsque ceux-ci ne sont pas encore, ou pas complètement, intégrés aux coûts privés par des contraintes légales (e.g., régime de responsabilité, taxe sur le carbone, normes de sécurité). Appliquer la méthode dans une perspective d'intérêt général conduit également à escompter le futur différemment. Le choix du taux d'actualisation par la puissance publique repose sur les considérations d'équité précédemment analysées ; il n'est plus fondé sur les taux d'intérêts bancaires et les exigences des investisseurs privés en matière de taux retour.

Sans surprise, les écarts entre estimations du coût moyen actualisé sont encore plus grands que ceux observés entre les estimations du coût sec de construction, ce dernier n'étant qu'un des éléments du premier. Entre la Corée et la Suisse, le coût de construction variait d'un facteur 3 d'après l'OCDE. Ces pays restent les deux cas extrêmes pour le coût moyen actualisé, mais cette fois c'est un facteur 5 qui sépare les estimations : 29 \$/MWh pour la République du Marin Calme et 136,5 \$/MWh pour la Confédération helvétique.

Les valeurs prises en compte du coût sec de construction, de sa durée, du facteur de charge, et du taux d'actualisation expliquent l'essentiel des écarts observés dans les différentes estimations du coût du nucléaire. Il peut quadrupler si l'on prend juste en considération des valeurs extrêmes, mais encore réalistes. Prenons l'exemple de l'estimation de base de l'étude du MIT de 2003. Le coût par kW installé repose sur le quadruplet [2000 \$/kWe, 5 ans, 85 %, 11,5 %]. En choisissant les valeurs extrêmes [2000 \$/kWe, 4 ans, 95 %, 5 %] d'une part et [5000 \$/kWe, 6 ans, 85 %, 12 %] d'autre part, on obtient respectivement un coût moyen actualisé de 34 \$/MWh et 161,5 \$/MWh. Les coûts d'exploitation, y compris le coût du combustible, sont un déterminant de moindre poids; les coûts de démantèlement et de gestion des déchets davantage encore. Bien entendu, nous parlons ici du coût du nucléaire pour de nouvelles constructions. Pour les centrales âgées en fin de vie, l'exploitation représente l'essentiel du coût. De plus, les dépenses de démantèlement étant proches, elles alourdissent les coûts si l'opérateur ne les a pas jusque là suffisamment provisionnées.

La prise en compte des effets externes ne change pas fondamentalement la donne sur ce classement des déterminants du coût. Selon l'évaluation simpliste avancée plus haut, le risque d'accident ne se traduit au plus que par l'ajout d'un euro supplémentaire au coût moyen par MWh. Il s'agit là d'un montant négligeable par rapport au coût d'une nouvelle installation, et faible par rapport au coût d'exploitation des centrales déjà construites. Il ne reste cependant que partiellement internalisé, puisque la responsabilité des opérateurs est plafonnée à des niveaux bas en cas d'accident. Quant à l'avantage du nucléaire en matière d'émission de CO₂, on pourrait certes le comptabiliser comme un bénéfice social. Il pourrait alors influencer fortement le coût moyen actualisé du nucléaire si la valeur pour le CO₂ était choisie dans la fourchette haute (i.e., 50 à 100 € la tonne). Il est toutefois plus judicieux de faire peser le prix du carbone sur le coût moyen actualisé des technologies qui en émettent : il est intégré via des taxes ou des permis d'émission qui affectent directement ces technologies. Son influence sera donc examinée lors de la discussion sur la compétitivité relative du nucléaire.

La malédiction des coûts croissants

La diminution du coût d'une technologie au fur et à mesure de son déploiement et de sa diffusion est un phénomène bien connu. Nous avons tous pu observer que nous payons le téléphone, l'avion ou l'ordinateur moins cher que nos parents, parce que leurs coûts ont décliné considérablement depuis la sortie d'usine des premiers exemplaires. La théorie économique explique ce phénomène par deux causes : l'effet d'échelle et l'effet d'apprentissage. Le premier est familier et intuitif. Plus la taille des usines augmente, plus le coût pour y produire une unité baisse. Dit autrement, le coût unitaire de la production en grande série est moins élevé qu'en petite série. Or, en début de cycle technologique, les capacités installées sont chacune de petite taille, notamment parce que la demande est encore balbutiante ; la taille des usines augmente progressivement par la suite et se stabilise quand des déséconomies d'échelle apparaissent (du fait, par exemple du temps de déplacement entre ateliers, ou du de la bureaucratie). L'effet d'apprentissage dans la fabrication est quant à lui lié au savoir-faire qui s'accumule au cours du temps. L'exemple le plus intuitif pour l'illustrer est celui de la répétition d'une même tâche. Vous mettez plus de dix minutes à réaliser votre première cocotte en papier et parviendrez à plier la millième en moins de 60 secondes. C'est la même chose pour la fabrication d'un Airbus, d'une turbine à vapeur ou d'un panneau solaire photovoltaïque. L'effet d'apprentissage se mesure communément par le taux d'apprentissage qui correspond à la diminution du coût lorsque la production cumulée double. Le kWh d'origine éolienne diminue par exemple d'environ 10 % chaque fois que la capacité installée est multipliée par deux²⁴.

La technologie nucléaire connaît le phénomène inverse. Le coût de construction des réacteurs les plus récents mesuré en euros ou en dollars constants, c'est-à-dire corrigé de l'inflation, par kW est supérieur à celui des premiers réacteurs. Une technologie à coût croissant est un bien étrange animal qu'il faut donc aller étudier de plus près. D'autant que cette particularité la distingue de certaines technologies concurrentes, comme la production éolienne ou solaire. Si demain les entreprises du nucléaire ne trouvent pas la parade, le coût du nucléaire continuera de croître et sa compétitivité s'érodera.

L'escalade des coûts du nucléaire

L'escalade des coûts de la construction des réacteurs nucléaires est un fait solidement établi. Elle a été en particulier très étudiée pour le parc construit aux Etats-Unis. Le coût sec des premières

²⁴ Asa Lindman et Patrick Söderholm, Wind power learning rates : a conceptual review and meta-analysis. Energy economics 34 (2012) 754-761

tranches réalisées au début des années 1970 est de l'ordre de 1000 \$₂₀₀₈/kW. Il a continuellement progressé depuis, pour atteindre 5000 \$₂₀₀₈/kW pour les derniers réacteurs construits au cours de la première moitié des années 1990. Un écart de 1 à 5 en dollars constants ! La hausse est encore plus marquée pour le coût installé. En effet, la durée moyenne de construction s'est allongée avec le temps, donc les intérêts intercalaires ont augmenté. La durée de construction est passée de 5-6 ans pour les premières centrales nucléaires connectées au réseau à plus du double pour les plus récentes. Même tendance à la hausse enfin pour le coût moyen complet du kWh aux Etats-Unis. Les coûts de maintenance et d'exploitation ont diminué et le taux de charge a augmenté dans le temps, mais ces deux facteurs n'ont pas été suffisants pour contrecarrer la très forte augmentation du coût fixe de construction²⁵. En France, le coût sec de construction d'EDF des différentes tranches a été révélé pour la première fois par la Cour des comptes dans son rapport de 2010. Il était de 860 €₂₀₁₀/kW pour les 4 premiers réacteurs de Fessenheim et du Bugey mis en service à la fin des années 1970 et de 1440 €₂₀₁₀/kW pour les quatre dernières tranches de Chooz et Civeaux connectées au réseau au début des années 2000²⁶. En faisant moins que doubler, l'augmentation est considérablement plus faible que celle observée aux Etats-Unis. Elle reste néanmoins manifeste.

La technologie nucléaire a donc connu des coûts croissants dans le passé. Comment expliquer cette anomalie ? De très nombreux facteurs peuvent avoir joué, tel le renchérissement du prix des matériaux et des équipements ou l'absence d'économies d'échelle ou. Les observations chiffrées précédentes sont la résultante de plusieurs forces indécélables à l'œil, qui peuvent masquer des causes agissant en sens contraire et de poids plus ou moins grand. Pour les mettre en évidence, il est nécessaire de recourir à une technique statistique : l'économétrie. Cet outil permet d'isoler chaque déterminant d'un phénomène et d'en mesurer l'influence. Dès 1975²⁷, il a été employé pour scruter l'évolution des coûts du nucléaire aux Etats-Unis. D'autres travaux utilisant cette méthode ont été menés depuis. Ils livrent des résultats très intéressants :

En premier lieu, ils font apparaître l'absence d'économies d'échelle significatives. Le coût par MW installé ne diminue avec la construction de plus gros réacteurs. Pourquoi ? Parce qu'ils ne sont pas de simples répliques en plus grand de leurs prédécesseurs. Ils sont plus complexes, dotés de pièces et composants plus nombreux et de conception souvent différente. Certains travaux mettent même en évidence des déséconomies d'échelle. Robin Cantor et James Hewlett ont par

²⁵ Voir l'article de Koomey et alii sur les busbar costs

²⁶ Chiffres de la Cour des comptes moyennés. L'écart entre Chooz 1 et 2 (1635 euros/kW) et Civaux (1250) disparaît. Le chiffre élevé de Chooz s'explique par le fait qu'il s'agissait des premiers N4 et que les coûts de first of the kind sont sur ces deux premières tranches.

²⁷ Bupp IC Derian Donsimoni Treitel The economics of nuclear power, technology review, 14-25 cité par Koomey et Hultman

exemple calculé qu'une augmentation de 1 % de la taille du réacteur avait pour effet d'accroître le coût sec par kW de 0,13 %. Ils ont montré dans un premier temps que, toutes choses égales par ailleurs - c'est-à-dire en maintenant constants les autres facteurs auxquels ils se sont intéressés -, le coût de construction diminue significativement avec la puissance des réacteurs (1 % de capacité en moins diminue le coût de 0,65 %). Mais, justement, un autre facteur-clé varie avec la taille : la durée de construction. Une augmentation de 1 % de la taille allonge de 0,6 % la durée de construction. Et cet allongement entraîne une hausse du coût de 0,78 %. L'effet net est donc de $0,78 - 0,65$ soit 0,13 % de hausse du coût. Les gros réacteurs auraient été plus économiques s'ils avaient été construits aussi vite que ceux de plus petite taille.

En second lieu, les économies d'apprentissage sont faibles ou nulles. Ce résultat vaut pour les économies mesurées au niveau de la firme. Par exemple, selon Roy Zimmerman, lorsque l'expérience passée du constructeur est de huit unités réalisées au lieu de quatre, le coût sec, diminue de 4 %. Pour l'industrie américaine dans son ensemble, il est difficile d'isoler l'effet propre de l'apprentissage. On observe que le coût augmente avec la taille totale du parc installé sur le territoire américain. Cependant, cette corrélation n'est pas causée par des déséconomies d'apprentissage - mais comme nous le verrons plus bas - par la réglementation qui, changeant au fil du temps, renchérit le coût de construction de tous les réacteurs. Il faut toujours se rappeler qu'un lien de corrélation ne reflète pas forcément un lien de causalité. Les quantités vendues de crème glacée et de crème solaire sont corrélées, mais aucune n'entraîne l'autre. La corrélation est due à une même variable cachée qui agit sur les ventes des deux produits : la météo !

En troisième lieu, les effets d'apprentissage sont présents ou simplement plus élevés quand les électriciens sont maîtres d'ouvrages et non simples acheteurs de centrales clés en main. Les constructeurs ont moins d'incitations à réduire les coûts. L'amoindrissement de l'économie d'apprentissage peut cependant aussi être dû à leur pouvoir de marché et à une meilleure connaissance des coûts. Ils en tirent alors parti au détriment de leurs clients, pour les gonfler et accroître leur profit. Les effets de l'apprentissage sont alors masqués.

En dernier lieu, l'escalade des coûts n'est pas la conséquence de l'accident de Three Mile Island (1979), même s'il l'a accéléré²⁸. La fusion du réacteur américain a retardé certains chantiers de construction en cours, mais l'escalade des coûts concerne aussi le coût sec, et ce dernier n'est pas directement affecté par la durée de construction. Par ailleurs, le ralentissement du programme nucléaire américain avait débuté avant cet accident. Dès 1977, il y a plus de capacité commandée

²⁸ Lucas W. Davis JEP vol 26 n°1 2012 Prospects for Nuclear Power

annulée que de capacité construite et mise en service. Les deux courbes se sont croisées²⁹. La croissance déjà manifeste des coûts explique en partie ce freinage du programme américain.

Une variable manque, pourtant elle est partout présente : la réglementation de sûreté. Contrairement à la puissance des réacteurs ou à la durée de construction, cette variable est difficile à mesurer. Le nombre de textes et leur longueur n'est pas un bon indicateur, car il ne distingue pas réglementations mineures et majeures. Du coup, la réglementation de sûreté n'est souvent pas prise en compte en tant que telle parmi les variables explicatives des équations économétriques. Deux auteurs : Paik et Schriver ont réalisé en 1979 une tentative en fabriquant un indice *ad hoc*. Ils ont recensé les règlements de l'autorité de sûreté américaine et les ont classés en quatre catégories, selon leur importance supposée. Ils ont ainsi pu calculer qu'entre 1967 et 1974 la réglementation avait entraîné une hausse de 70 % du coût de l'investissement par kW, soit une augmentation annuelle de 16 %. Dans la plupart des autres travaux, les économistes ont utilisé une borne temporelle (e.g., année de démarrage ou de fin de la construction, année de la délivrance du permis de construire) comme approximation de la réglementation. En effet, tout au long de la construction du parc américain, l'activité de la NRC a été continue ; elle a chaque année publié de nouvelles normes, de nouvelles règles, de nouvelles mesures. La variable réglementation est alors corrélée au temps. N'importe quelle variable simple d'évolution temporelle comme l'année de fin de mise en service de la tranche nucléaire convient aussi bien qu'un indicateur compliqué compilant et analysant les publications de l'autorité de sûreté. En utilisant ainsi des bornes annuelles pour informer la variable de réglementation, les économistes américains évaluent son poids sur le coût de construction à 10 à 25 % d'augmentation annuelle.

L'inflation de la réglementation de sûreté est de loin le principal facteur de l'escalade des coûts observés aux Etats-Unis. Son durcissement impose de multiplier les pièces et composants de secours, d'épaissir les enceintes de protection, d'isoler les salles de commandes, etc. Les ingénieurs répondent aussi à ces exigences accrues par une plus grande complexité des équipements et des systèmes. Faire plus simple n'apparaîtra comme une réponse possible qu'à la fin des années 1990, avec la conception d'un réacteur à sûreté passive, l'AP 1000. Plutôt par exemple que de multiplier les pompes de secours, l'eau s'écoulera par gravitation en cas de panne du circuit de refroidissement. En attendant, la sûreté se traduit par plus d'inputs consommés dans la construction et une coordination d'ensemble plus lourde pour bâtir les centrales. Avec ses changements fréquents, la réglementation a également agi en rallongeant directement la durée de construction. De très nombreuses centrales américaines ont dû interrompre et retarder leurs chantiers en cours afin de s'adapter aux nouvelles règles apparues depuis le début des travaux.

²⁹ Mark Cooter

Cet allongement augmente les frais financiers et, évidemment, le coût d'investissement. Il agit aussi indirectement sur le coût sec lorsque les nouvelles règles imposent plus d'inputs. Le coût sec qui se calcule pourtant en supposant que la centrale est construite en une nuit n'est ainsi pas épargné aux Etats-Unis par le rallongement des délais.

Une conclusion simpliste de l'analyse de l'escalade américaine des coûts semble faire porter le chapeau à l'élévation du niveau de sûreté imposé par la réglementation. Plusieurs éléments empêchent toutefois d'enfourcher cette thèse. C'est moins la sévérité de la réglementation que ses défauts qui ont coûté cher au nucléaire américain. Le manque de stabilité des règles, les changements de pied dans les orientations, les délais de décision trop longs, des fondements techniques mal maîtrisés peuvent conduire à des surcoûts pour les électriciens et les opérateurs beaucoup plus conséquents que l'élévation de l'objectif de sûreté. Il est de plus vraisemblable que, jusqu'à la fin des années 1970, la réglementation n'ait pas tant cherché à élever le niveau de sûreté initial qu'à l'atteindre. Le niveau de sûreté d'une centrale nucléaire n'est pas facile à apprécier, surtout *ex ante*, c'est-à-dire sur plan. La construction et l'exploitation peuvent finalement révéler que l'objectif de sûreté que le régulateur, mais aussi l'opérateur, croyaient atteint sur le papier ne l'est pas. La réglementation intervient alors pour s'assurer du respect de l'objectif de sûreté que devait présenter la centrale. Elle remédie à une défaillance de qualité mais n'élève pas son niveau. Certains auteurs, comme Mark Cooter, par exemple, soutiennent ainsi que les premiers réacteurs américains étaient tout simplement défectueux sur le plan de la sûreté et que la régulation a imposé une sorte de rattrapage. Enfin, l'escalade américaine des coûts fait aussi apparaître en creux de sérieuses défaillances de l'organisation industrielle. Eclatée entre une multitude d'électriciens, souvent locaux et de petite taille, et de nombreux constructeurs, elle n'a pas permis de standardiser suffisamment les procédés, les modèles, les chantiers. A part Bechtel qui a construit vingt-quatre tranches, l'expérience des constructeurs et des opérateurs s'est limitée à la construction de quelques tranches nucléaires. Bref, contrairement à de nombreux autres secteurs technologiques dont ils ont été les pionniers, les Etats-Unis n'ont pas brillé dans la réalisation industrielle du nucléaire.

Le cas français offre une image bien différente, même si le contraire a été prétendu (voir encadré). Il est aujourd'hui établi que l'escalade des coûts est beaucoup moins vertigineuse, avec une pente suivie par le coût sec de 1,7 % par an au lieu de 9,2 % pour les Etats-Unis.

Une fausse escalade vertigineuse des coûts

En 2010 paraît dans une revue académique très lue, un article intitulé «L'expansion du coût du programme nucléaire français : un cas d'effet d'apprentissage négatif»³⁰. Pour la première fois, les coûts de construction des réacteurs français sont chiffrés et retracés dans le temps. Mais, contrairement à ce que chacun supposait, ils montrent que la France, malgré ses atouts, n'a pas échappé à une très forte escalade des coûts : un facteur 4,4 séparerait le coût de construction des quatre premiers de celui des quatre derniers réacteurs français. Pire, le dernier réacteur construit (Civaux 2) coûterait 7,5 fois plus que le moins cher jamais construit (Bugey 4). Du coup, la technologie nucléaire apparaît comme intrinsèquement incapable de maîtriser ses coûts et imperméable aux gains d'apprentissage. La taille considérable des chantiers, le nombre limité d'unités, les nécessités d'adaptation aux conditions des sites, la formidable complexité à gérer seraient autant de caractéristiques empêchant la mise en œuvre des mécanismes de réduction des coûts observables ailleurs : standardisation, séries de production se comptant à plusieurs milliers d'exemplaires, répétition d'expériences quasi identiques.

Ce diagnostic aurait été juste s'il n'était pas fondé sur une fausse estimation. En l'absence de données publiques sur les coûts de construction de chaque réacteur du parc français, l'auteur de l'article, Arnulf Grubler, a extrapolé les coûts des centrales à partir de la chronique annuelle des investissements d'EDF. Plusieurs réacteurs - souvent même de tailles différentes - ayant été en chantier la même année, l'investissement annuel a été décomposé en utilisant un modèle théorique de dépenses pour estimer le coût individuel des tranches. Malheureusement, cette extrapolation conduit à des chiffres qui s'avèrent très éloignés de la réalité. Au lieu d'une augmentation tout au long de la construction du parc français d'un facteur de plus de 4, les données publiées postérieurement à l'article par la Cour des comptes font apparaître une augmentation d'un peu moins du double. Rien à voir avec une escalade des coûts à l'américaine.

Comment expliquer la différence observée entre la France et les Etats-Unis ?

L'économétrie est ici d'un faible secours. D'une part, seul un petit nombre de travaux ont été réalisés sur le parc français, d'autre part l'échantillon est réduit. En tout, on ne dispose pour les coûts que de vingt-neuf observations. Le parc français compte certes cinquante-huit réacteurs, mais ils ont été construits deux par deux et la comptabilité d'EDF n'établit pas de comptes séparés. En raison de ce faible effectif, moins de variables peuvent être testées. Du côté des économies

³⁰ The costs of the French nuclear scale-up : A case of negative learning by doing.

d'échelle, on n'observe pas d'effet positif, au contraire. Les centrales nucléaires françaises ont connu trois paliers de capacité 900 MW pour les premiers réacteurs construits, 1450 MW pour les quatre derniers et 1300 MW pour tous les autres. On s'aperçoit juste à l'œil que le coût par kW a crû d'un palier à l'autre. Le saut est particulièrement marqué pour le passage au dernier palier. Le coût sec de construction est de 1442 €₂₀₁₀/kW, contre en moyenne 1242 €₂₀₁₀/kW pour les vingt réacteurs du second palier et 1121€₂₀₁₀/kW pour les cinquante-quatre réacteurs précédents. L'analyse économétrique n'apporte sur ce point rien de plus ; les déséconomies d'échelles persistent. L'explication réside encore dans la correspondance entre taille et complexité. Les réacteurs des différents paliers ne sont pas des copies identiques à la taille près. Chaque palier marque un saut technologique. Par exemple, les réacteurs du second palier sont équipés d'une salle et d'un équipement de commande complètement revus, tandis que le dernier palier marque un changement de conception presque total. Du côté des effets d'apprentissage, l'analyse économétrique est plus intéressante. Elle montre que le coût sec d'un réacteur diminue avec le nombre de réacteurs déjà construits dans le même palier. Chaque réacteur du même palier construit entraîne une baisse de 0,5 % du coût. En revanche, l'effet disparaît si l'on considère le nombre total de réacteurs construits précédemment. L'expérience acquise avec la réalisation d'une centrale nucléaire ne semble pas donc pas transposable à un modèle de réacteur différent.

La mise en évidence d'un effet d'apprentissage par palier est essentielle, car elle éclaircit une controverse récente. Le programme nucléaire français réunit les meilleures conditions pour observer de puissants effets d'apprentissage. Les centrales ont été réalisées par un opérateur unique, EDF, qui a pu ainsi s'approprier l'expérience accumulée à chaque nouvelle construction. Elles ont été bâties sans à-coups sur un temps court. La date de début de construction des 55 premières tranches s'est étalée sur une période de 13 ans, de fin 1971 à fin 1984. Le programme ne s'est ralenti que sur sa fin, la première pierre des trois derniers réacteurs ayant été posée entre fin 1985 et mi-1991. La durée moyenne de construction est bien groupée et n'a que peu augmenté avec le temps. Contrairement au cas américain, l'environnement réglementaire n'a pas perturbé la construction du parc nucléaire. Celui-ci s'est développé progressivement grâce au dialogue et à la coopération entre l'ensemble des acteurs (EDF, CEA, Framatome, ministère de l'Industrie) et à l'abri des regards extérieurs de non-spécialistes.

Le coût de construction des centrales nucléaires n'a pas diminué dans le pays qui réunissait pourtant les conditions les plus propices à un tel phénomène. Que s'est-il passé ? Une série d'explications ponctuelles peut-être avancée : choix des sites porté d'abord sur les plus faciles, montée en puissance de l'assurance qualité, croissance du prix de l'énergie se répercutant sur le

prix des équipements, augmentation des frais de maîtrise d'ouvrage, etc³¹. Plus fondamentalement, le programme nucléaire français s'est montré trop ambitieux et national. La standardisation et les effets d'apprentissage qu'elle permet ont buté sur les changements de modèle de réacteurs. Les deux sauts de capacité, de 900 MW à 1300 MW puis de 1300 MW à 1450 MW, ont été accompagnés de modifications technologiques substantielles et coûteuses. Certaines ont été adoptées dans le but de franciser la technologie. Afin d'être indépendante et d'exporter sa propre technologie, la France a en effet souhaité s'émanciper de la technologie américaine à l'origine des premiers réacteurs à eau pressurisée construits sur le territoire national. La première étape a été franchie avec la conception d'une variante - dite P'4 - du réacteur du palier 900 MW ne nécessitant plus le paiement d'une licence à Westinghouse. La seconde étape a été franchie avec la conception originale du réacteur du palier 1450 MW, qui ne sera finalement construit qu'en quatre exemplaires. Ce modèle s'est révélé plus cher que le précédent à cause de sa plus grande complexité technologique et de l'achat d'équipements et de composants uniquement nationaux³². De plus, les délais de construction se sont allongés : cent-vingt-six mois en moyenne pour ces quatre derniers réacteurs, soit moitié plus que pour les réacteurs du palier précédent. Le programme nucléaire français touche à sa fin. Plus rapidement qu'anticipé car la progression de la demande d'électricité et donc de la capacité à installer ont été surestimées. Pour s'adapter à la consommation et ralentir la chute des besoins en main d'œuvre la construction de ces derniers réacteurs a été étirée dans le temps. Il est toujours facile de réécrire l'histoire, mais il semble que la France aurait pu parfaitement se passer de ces quatre derniers réacteurs. Elle aurait ainsi réalisé des économies substantielles.

La France et les Etats-Unis totalisent cent-soixante-deux réacteurs, soit un peu moins d'un tiers du parc mondial. Que connaît-on sur les coûts des autres réacteurs ? Rien ! Aucune source publique de données n'existe sur les grandes flottes bâties en Russie, au Japon, en Inde, en Corée ou en Chine. On ne dispose donc d'aucun chiffre pour savoir si une escalade des coûts a eu lieu, ni quelle a été la pente suivie. Seul un raisonnement qualitatif peut être mené. A l'exception sans doute de la Corée, voire de la Chine dans la période récente, il est difficile d'imaginer une montée des coûts moindre qu'en France. La Corée présente en effet les mêmes caractéristiques favorables pour contenir les coûts : rythme de construction rapide, conception et architecture des réacteurs relativement homogènes, industrie regroupée et exploitant unique, nationalisme mobilisateur. Elle a pu faire mieux que la France. La flotte chinoise historique est en revanche très hétérogène. Presque tous les types de réacteurs sont représentés, eau bouillante, eau pressurisée, eau lourde; leur origine est canadienne, russe, française et même américaine. Depuis moins d'une dizaine

³¹ Voir Bertel et Naudet 2004 et (cité par l'ouvrage) Moynet 1984.

³² Voir Grubler 2010

d'années toutefois, la Chine privilégie la construction en série de son réacteur CPR 1000, dérivé du réacteur français de 900 MW. Le rythme des chantiers est effréné, les efforts de standardisation très intenses, l'industrie très bien organisée. Il est vraisemblable que le coût de construction de ce réacteur baisse d'une unité à l'autre.

A l'inverse, peut-on imaginer une escalade des coûts pire qu'aux Etats-Unis ? La Russie et l'Inde seraient de bons candidats. La première parce que les coûts sous le socialisme n'ont jamais été une dimension déterminante pour décider les investissements en infrastructures. La politique plus que l'économie fixait le choix de localisation des centrales, leurs modèles et leur rythme de construction. L'Inde figure également en bonne place car aucun pays n'a connu un programme nucléaire civil si chaotique.

L'escalade va-t-elle se poursuivre ?

Ce qui vaut pour hier vaut-il pour demain ? Nous sommes face à un problème classique d'induction. On observe que le second réacteur construit est plus cher que le premier, le troisième que le second, ... et le $n^{\text{ème}}$ que le $n-1^{\text{ème}}$. Peut-on en conclure qu'il en sera de même pour le $n+1^{\text{ème}}$, $n+2^{\text{ème}}$, etc. ? La réponse spontanée est oui. Si vous n'avez observé que des chats noirs par le passé, vous êtes prêt à parier que tous les chats sont noirs. Le nucléaire historique a révélé des coûts croissants, donc le nucléaire est une technologie à coût croissant. La généralisation est tentante. D'autant que les nouveaux réacteurs, ceux après le $n^{\text{ème}}$ à l'instar de l'EPR, sont une fois de plus plus chers que leurs prédécesseurs. Nous verrons qu'un renversement de situation peut toutefois se produire, même s'il est nettement moins probable que la poursuite de la tendance passée. Il implique que la recherche emprunte des voies nouvelles et que les industriels trouvent les moyens de standardiser leurs modèles et de développer des équipements modulaires. Si la parade contre la malédiction des coûts croissants n'est pas trouvée, le nucléaire sera progressivement marginalisé.

Au début des années 2000, l'escalade des coûts semblait stoppée. Les réacteurs de nouvelle génération apportent des gains en matière de sûreté, mais ils seraient aussi moins chers que leurs aînés (voir encadré). Sur le papier, l'avenir des coûts du nucléaire était radieux tant en Europe qu'aux Etats-Unis.

Les coûts à la renaissance

Après une longue période de somnolence dans les pays occidentaux, le nucléaire se réveille au début des années 2000. De nouvelles constructions sont envisagées aux Etats-Unis et en Europe ; nombreux sont les pays sans expérience nucléaire antérieure qui souhaitent aussi se lancer dans la bataille technologique. La renaissance nucléaire est déclarée. L'Agence internationale de l'énergie prévoit plusieurs centaines de nouvelles centrales à l'horizon 2030. Naturellement, l'optimisme prévaut aussi en matière de coûts. Le Massachusetts Institute of Technology publie en 2003 une étude chiffrant la construction d'une centrale équipée d'un réacteur de nouvelle génération. Dans son scénario de base, elle considère un coût sec d'environ 2000\$/kW et aboutit à un coût moyen actualisé de 67\$/MWh (avec un taux d'actualisation de 11,5 %). Pour situer ce dernier par rapport au passé³³, imaginons une échelle de 1 à 100 classant les centrales américaines déjà construites par coût croissant (calculé en dollars constants, c'est-à-dire sans inflation et avec le même taux d'intérêt de 6 %³⁴). La centrale sur papier du MIT occuperait la 19ème place. En d'autres termes, elle se situerait dans le premier quart des centrales historiques les moins coûteuses, c'est-à-dire celles construites dans les années 1970. Dans un scénario plus rose, impliquant davantage de souplesse et de rapidité des autorisations administratives pour la construction, le coût serait inférieur à celui de toutes les centrales américaines jamais construites auparavant. L'Université de Chicago réalise un an plus tard un travail analogue et aboutit à des conclusions similaires. Côté vendeur, les chiffres annoncés par Westinghouse pour l'AP1000 sont de 1400 \$/kW pour le coût sec³⁵ et 27 \$/kWh pour le coût moyen actualisé³⁶. Sans surprise, cette estimation est plus optimiste que celles réalisées par les laboratoires universitaires.

En France, les coûts de référence sont publiés par le ministère de l'Energie. Pour le nucléaire de 3ème génération, ils sont estimés en 2003 à 1300 euros/kW pour le coût sec³⁷ et à 28,4 euros/MWh pour le coût moyen actualisé à 8 %. Avec de telles valeurs, l'EPR surclasse en coût le dernier palier des réacteurs construits en France. Les industriels sont un peu moins optimistes. EDF avance pour le coût sec une fourchette de 1540 à 1740 euros/kW et un coût moyen actualisé de 33 euros/MWh³⁸.

³³ Voir Koomey et Hultman, 2007

³⁴ Avec 6 %, le coût moyen actualisé de l'étude MIT devient 42 \$/MWh.

³⁵ (Zaleski, p.3, first of a kind, Chine, p. 3, <http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeCostOfNuclearPower>)

³⁶ Koomey

³⁷ (Glachant, mon livre chez Edwar Elgar)

³⁸ (Dupras, Joudon, cité par Zaleski)

A peine dix ans plus tard, les premiers projets de construction ont vite montré que la désescalade rêvée n'était pas encore enclenchée. Les réacteurs de nouvelle génération sont encore plus coûteux. Le présent reste finalement dans la lignée du passé.

En 2009, le MIT publie un rapport³⁹ dans lequel il actualise les résultats d'une première étude réalisée six ans auparavant. La hausse du coût sec est spectaculaire : en dollars courants, il double en passant de 2000 \$/kW à 4000\$/kW⁴⁰. Ce chiffre tient notamment compte des coûts évalués pour onze tranches en projet aux Etats-Unis, dont les dossiers publics ont été déposés par les électriciens devant les autorités de régulation de sûreté. De son côté, l'Université de Chicago s'est penchée sur les demandes d'autorisation pour la construction de l'AP 1000 de Westinghouse. En moyenne, le coût sec déclaré est de 4210 \$₂₀₁₀ /kW. Par rapport à une étude antérieure de sept ans, il a subi une augmentation d'un facteur 2,3 en dollars constants⁴¹.

Contrairement au cas américain, la construction de réacteurs de nouvelle génération en Europe a dépassé le stade de projets restés dans les cartons. Elle a débuté en Finlande à Olkiluoto et en France à Flamanville, où des EPR sont en chantier. La hausse des coûts est encore plus vertigineuse. En Finlande, le coût initial du projet prévu à son démarrage était de 3 milliards d'euros⁴², soit 1850 euros/kW. Il a été révisé à la hausse à plusieurs reprises ; les retards se sont accumulés. Les dépenses atteindraient finalement 6,6 milliards, soit 4125 euros/kW. La tranche devait être réalisée en quatre ans et demi, soit une connexion au réseau mi-2009. Finalement, son exploitation ne débutera pas avant 2014, au mieux. Comptez 10 ans. Le chantier de Flamanville démarré deux ans plus tard a suivi le mauvais chemin de son grand frère. Le coût initial de 3,3 milliards d'euros⁴³ est passé à 8,5 milliards⁴⁴, et le délai prévu d'un peu moins de cinq ans s'envolera vraisemblablement jusqu'à atteindre neuf ans. Les premiers exemplaires de l'EPR coûtent donc bien plus cher que les exemplaires du modèle de réacteur du palier 1450 MW qui le précède et dont il s'inspire.

Les révisions des études académiques et des estimations des industriels ont une telle ampleur qu'il est facile de s'en moquer, voire d'y déceler une duperie. Ce serait à tort. Naturellement, les

³⁹ Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, 2009.

⁴⁰ En \$ 2007 et le coût moyen actualisé augmente de 25 %.

⁴¹ La fourchette basse du coût sec pour l'étude de 2004 est de 1413-2120 \$ 2010/kW avec une valeur moyenne de 1765, d'où une augmentation d'un facteur 2,3. En se limitant à l'AP 1000, la fourchette 2004 est 1554-2331 avec un point milieu (mid-point) de 1943. L'étude considère alors 2000 \$ /kW pour les comparer aux 4210 soit une augmentation de 2,1.

⁴² D'après le député Marc Goua, chargé d'étudier les comptes d'AREVA et d'EDF, in <http://www.enerzine.com/2/12796+lepr-finlandais-couterait-au-final-6-6-mds-deuros+.html>, 14 octobre 2011.

⁴³ Le Monde http://www.lemonde.fr/planete/article/2011/11/10/sur-le-chantier-de-l-epr-a-flamanville-edf-est-a-la-moitie-du-chemin_1602181_3244.html.

⁴⁴ Rapport de la Cour des comptes.

premières évaluations des experts et des vendeurs sont, comme toujours, teintées d'optimisme. Mais, pour le nouveau nucléaire, cet optimisme initial ne pouvait être bridé ni par l'expérience, ni par les faits. A la suite d'une longue période sans nouvelle construction une grande partie de l'expertise française et américaine s'est évaporée. La plupart des ingénieurs et cadres dirigeants ayant participé à la grande époque du nucléaire ont changé de métier ou sont partis à la retraite. Par ailleurs, les premières estimations de coût sont réalisées alors que la conception des réacteurs de nouvelle génération est encore au stade de la maquette. Des millions d'heures d'ingénieurs sont encore nécessaires pour aboutir au plan détaillé⁴⁵, et les détails révèlent inévitablement des coûts supplémentaires. Puis vient le moment d'obtenir des devis de la part des fournisseurs et de signer les contrats pour les pièces et les équipements. Nouveau progrès dans la connaissance des coûts. Ces dernières évaluations portent le plus souvent sur des valeurs indexées, en particulier sur le prix des matières premières et des matériaux. Nouvelle source d'ajustement à la hausse, puisque la première décennie des années 2000 a connu de fortes tensions sur ces marchés. D'ailleurs, les coûts secs des centrales à gaz ou à charbon ont eux aussi progressé fortement sur cette période⁴⁶. La différence avec le nucléaire tient pour ces équipements à la meilleure estimation des évaluations de départ. Elles sont fondées sur des constructions qui n'ont jamais cessé, ni même ralenti, dans le monde, et elles portent sur des centaines d'exemplaires.

L'optimisme peut aussi être dicté par l'intérêt. Celui des électriciens favorables au nucléaire et des vendeurs de réacteurs les portent naturellement à faire état de premières évaluations de coût basses, de rendre publiques les seules valeurs inférieures des fourchettes de leurs estimations. En revanche, comme n'importe quel commerçant vendant un produit à un petit nombre d'acheteurs appelés à revenir en magasin, les fabricants de réacteurs et installateurs de centrales clefs en main n'ont pas intérêt à avancer des chiffres miraculeux. Faire des promesses qu'ils savent impossibles à tenir les décrédibilisent durablement aux yeux des clients, des banquiers et des gouvernements. S'il y a eu tromperie sur les coûts à la renaissance du nucléaire, ce sont les industriels qui se sont trompés eux-mêmes. Pour écarter la thèse d'une duperie généralisée, observons également que les études académiques de référence ne sont pas bâties sur un jeu d'hypothèses toutes favorables à l'atome. Le retentissement du premier rapport du MIT de 2003 est dû à son choix alors iconoclaste d'un taux d'escompte élevé, défavorable à la production électronucléaire. Le MIT met en effet l'accent sur le haut risque financier de l'investissement nucléaire dans les systèmes électriques libéralisés. En conséquence, les hypothèses retenues pour la structure et le coût de capital du nucléaire sont défavorables par rapport au gaz et au charbon : plus de capital et moins

⁴⁵ Voir seconde étude de l'Université de Chicago.

⁴⁶ Par exemple, dans son étude révisée le MIT réévalue le coût sec par kW d'une centrale à gaz avec une hausse de 70 % et de 130 % pour une centrale thermique à charbon.

de dette, une rémunération du capital de 15 % au lieu de 12 %. Sans cette hypothèse, l'étude du MIT aurait affiché un surcoût du nucléaire par rapport au gaz réduit de moitié⁴⁷.

Les faits sont là et ils sont têtus : le nucléaire d'aujourd'hui est beaucoup plus cher que celui d'hier. A ce stade, la troisième génération de réacteurs n'a pas su s'affranchir de la tyrannie des coûts croissants. Nouveaux modèles de réacteurs, nouveaux coûts. Et demain ?

A technologie constante, nul doute que les coûts devraient baisser, mais avec quelle ampleur ? Modestement ? Fortement ? Impossible de se prononcer. Prenons le cas de l'EPR. Son coût va certainement baisser, mais de combien ? Les coûts d'aujourd'hui sont ceux des premiers exemplaires. Le surcoût d'une tête de série est de l'ordre de 20 à 30 %⁴⁸, mais on ne sait pas comment il est amorti. Tout sur le premier exemplaire, lissé sur les cinq ou dix premiers ? Pour des raisons évidentes - les premiers clients n'aiment pas essayer les plâtres - ces données sont confidentielles. Par ailleurs, les constructions ont subi une perte d'expérience consécutive à une longue période sans nouveaux chantiers. Mais quel est son impact chiffré sur les premiers réacteurs construits ? Enfin, les deux premières réalisations de l'EPR ne sont pas le fait de la même entreprise. Vu de l'étranger, le nucléaire français est une sorte de bloc homogène ; EDF et AREVA, toutes deux entreprises publiques, sont distinguables comme blanc bonnet et bonnet blanc. Or une forte rivalité a marqué ces entreprises au cours des dernières années. AREVA a fait cavalier seul en Finlande en tant que fournisseur d'une centrale clef en main et non simple vendeur de réacteur, son métier de base. EDF est historiquement intégrée dans la maîtrise d'œuvre et d'ouvrage des centrales nucléaires. L'électricien national considère AREVA comme un équipementier, voire - avec une pointe de mépris - comme un fabricant de chaudières. Nulle trace d'économie d'apprentissage entre Olkiluoto et Flamanville. Les deux entreprises se sont mises dos à dos au lieu de partager leur expérience. La situation semble s'être renversée à Taishan en Chine, où deux centrales équipées d'EPR sont en cours de réalisation. EDF et AREVA y coopèrent avec le chef de file CGNPC, l'électricien de la province du Guandong. Pour ce troisième exemplaire, les prévisions de délai (cinq ans) et de coûts (3 milliards d'euros) sont pour l'instant tenues. Les dirigeants d'AREVA⁴⁹ y voient la conséquence du retour d'expérience des chantiers finlandais et normand. Entre Olkiluoto et Taishan, les délais d'approvisionnement ont chuté de 65 %, les

⁴⁷ Le coût moyen actualisé pour le scénario de base est de 67 \$/MWh pour le nucléaire, 43 pour le charbon, et 41 pour le gaz. A conditions financières égales, le coût du nucléaire tombe à 51\$/MWh. Voir Tableau 1 Yangbo Due et John E. Parsons, mai 2009 Update on the cost of nuclear power

⁴⁸ L'étude de Chicago (2004) avance que l'effet tête de série (First of a Kind costs, FOAK) peut monter jusqu'à 35 % du coût sec. (étude 2011, p. 25). De leur côté, Dupraz et Joudon cités dans Zaleski estiment le supplément du coût complet actualisé de la tête de série à 20 % du coût complet actualisé de la série de 10 exemplaires. (41 euros 2004/kW au lieu de 33).

⁴⁹ Luc Oursel

heures d'ingénierie pour la chaudière de 60 %, la durée de fabrication des grands composants de 25 % à 40 %. Ce troisième réacteur va finalement franchir la ligne d'arrivée le premier. Démarrée en dernier, en 2009, la tranche numéro 1 de Taishan devrait être branchée au réseau fin 2013, soit plusieurs années avant Flamanville et Okiluoto. Mais le retour d'expérience n'est pas la seule cause des performances en coûts et délais observées en Chine. Ce pays dispose en effet d'entreprises de génie civil de premier rang, s'appuie sur une filière nucléaire expérimentée, développe un programme gigantesque (vingt-six réacteurs en chantier en 2011) et bénéficie d'une main d'œuvre qualifiée et bon marché, ainsi que d'une organisation de chantier où le travail ne s'arrête jamais, ni la nuit, ni les fins de semaine.

Dernière inconnue sur l'ampleur de la baisse du coût de l'EPR : le nombre d'exemplaires qui seront finalement construits dans le monde ? Quatre, dix, vingt, plus ? Le serpent se mord la queue. Toutes choses égales par ailleurs, il y aura d'autant plus de réacteurs vendus que le prix est bas et le prix sera d'autant plus bas que le nombre de réacteurs vendus sera grand. Les acheteurs sont en effet sensibles au prix - même si on ne sait pas si cet effet est très faible ou élevé - et les effets d'apprentissage réduisent les coûts, même si là encore on ne sait pas si c'est de peu ou de beaucoup.

D'un point de vue technique, la clef de la baisse des coûts réside dans la standardisation et la modularisation. La standardisation exige que les réacteurs du même modèle soient identiques, ce qui n'est pas toujours le cas, en raison des modifications spécifiques qui peuvent être demandées par les clients ou les autorités de sûreté. Comme nous l'avons déjà mentionné, la standardisation permet les effets d'apprentissage ; ajoutons qu'elle facilite aussi la concurrence entre fournisseurs, autre mécanisme puissant de la baisse des coûts. Le terme barbare de modularisation reflète l'idée de construction par modules, c'est-à-dire par parties relativement indépendantes les unes des autres que l'on peut donc facilement séparer pour n'avoir plus qu'à les assembler sur le site (éléments de structure, mais aussi chemins de câble, radiers armés, etc.⁵⁰). Un bon exemple est celui d'une charpente de maison individuelle assemblée en usine plutôt que construite pièce par pièce sur le chantier. Ce pré-assemblage est avantageux, car l'usine offre un milieu abrité, la conduite des opérations s'y prête à l'automatisation et dégage des gains de productivité. Le pré-assemblage permet aussi de désencombrer les chantiers et donc d'en rendre l'organisation plus fluide. Les gains potentiels de la modularisation sont significatifs⁵¹.

⁵⁰ Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires, OCDE, février 2000.

⁵¹ Premières et anciennes expériences ponctuelles dans la construction en Suède et au Canada chiffrées entre 1,4 et 4 %, voir étude OCDE 2000 p. 10.

Nous avons raisonné précédemment dans un cadre technologique stable. Qu'en est-il des coûts du nucléaire si l'on tient compte de l'innovation, de la conception et de la mise au point de nouveaux réacteurs ? L'histoire rend pessimiste. Nous avons vu qu'en France, où les conditions les plus favorables étaient réunies, chaque changement de modèles de réacteur s'est traduit par un renchérissement de la construction au kW installé. Deux obstacles à la baisse des coûts des nouveaux modèles paraissent toujours infranchissables. Le premier est celui qui constitue les exigences croissantes en matière de sûreté. Il est difficile d'imaginer l'agrément par les pouvoirs publics d'un nouveau modèle qui ne présenterait pas des performances de sûreté supérieures à ceux qui le précèdent. Avec le temps, l'expérience en construction et en exploitation fait apparaître des défauts et le progrès des connaissances technico-scientifiques apporte des solutions pour les corriger. En outre, avec le temps, des risques politiques nouveaux peuvent se présenter (détournement terroriste d'avion pour le lancer sur une centrale, par exemple) et l'opinion publique devient en général plus averse au risque technologique. Ce qui vient d'être dit vaut pour les pays où le nucléaire est déjà présent. Pour les nouveaux entrants, les exigences de sûreté peuvent être moindres et les réacteurs de dernière génération ne sont pas forcément demandés. Animés par une motivation de développement scientifique et technique, ces pays ne devraient cependant pas rester longtemps à l'écart de la montée en gamme.

La question est donc de savoir s'il est possible de construire des réacteurs comme ceux d'aujourd'hui plus sûrs, mais moins coûteux. Très probablement non. La porte laissée ouverte à une chance de réponse positive résulte d'un bilan encore impossible à dresser de l'AP 1000. Ce réacteur a été conçu sur l'idée d'une part de répondre à une partie des problèmes de sûreté de façon mécanique, d'autre part de rechercher la simplicité. Des réservoirs d'eau sont par exemple installés sur le toit pour pouvoir refroidir la cuve en cas de besoin, par le simple jeu de la gravité et de la pression. Les besoins en pompes, vannes et tuyauterie sont ainsi réduits de moitié environ. Quatre exemplaires sont en construction dans le monde, tous en Chine. Il sera intéressant de savoir dans quelques années si l'AP 1000 s'est avéré significativement moins cher à construire que les EPR de Taishan. Ce succès pourrait alors être prolongé avec la mise au point de modèles améliorés selon ces principes nouveaux de conception, mais encore moins chers. Le nucléaire aurait alors rompu avec la malédiction des coûts croissants.

Le second obstacle qui semble infranchissable est celui de la construction sur site et des séries courtes. A l'instar des grands ouvrages d'art que sont les ponts, les aéroports ou les barrages, les centrales nucléaires se fabriquent essentiellement sur site. La modularisation peut certes progresser, mais il ne faut pas imaginer qu'une centrale nucléaire de 1000 MW puisse un jour être montée comme une cuisine Ikea ! Le nucléaire civil se distingue des autres technologies de

production d'électricité par une fabrication en petit nombre d'exemplaires. Tandis que les commandes annuelles d'éoliennes, de centrales à charbon ou à gaz se comptent dans le monde par centaines ou par milliers, le nombre d'ouvertures de chantiers de nouvelles tranches nucléaires s'élève à quelques dizaines d'unités. Une des raisons tient au choix de la trajectoire suivie, vers des réacteurs de plus en plus gros. L'importance des coûts fixes la justifie car ils peuvent être recouverts sur une plus grande quantité d'électricité produite. Mais la médaille a son revers. Toutes choses égales par ailleurs, plus les réacteurs sont puissants, moins on fabrique d'unités identiques, et donc plus les séries produites sont courtes et la fabrication de pièces et composants semblables réduite. L'arbitrage entre économies d'échelle unitaire et économie d'échelle de fabrication⁵² a jusque là privilégié les premières. La relance des projets de petits réacteurs tourne le dos à cette orientation.

L'exemple des petits réacteurs est intéressant, car il illustre la possibilité d'innovations radicales, à nos yeux seules capables de nous affranchir fermement de la malédiction des coûts croissants. Les réacteurs de petite puissance ont été depuis longtemps développés. Ils servent à la propulsion des sous-marins nucléaires ; ils s'appuient sur des travaux et des essais qui remontent au milieu des années 1950. La floraison aujourd'hui de projets futuristes est en revanche nouvelle. Citons l'exemple le plus connu puisqu'il est financé par Bill Gates, le fondateur de Microsoft. Il s'agit du projet développé par la société TerraPower - dont il est le premier actionnaire - qui cherche à mettre au point un mini-réacteur de quelques mètres de hauteur, fonctionnant à l'uranium naturel et avec du sodium liquide pour récupérer la chaleur. Son principe repose sur une vague de combustion qui se propage lentement au sein du bloc d'uranium. Imaginez une bougie avec une flamme intérieure progressant petit à petit en consommant la cire qui l'entoure. Pour le réacteur lui-même, visualisez un cylindre de moins d'un mètre de hauteur, qui ne nécessite aucune opération après son démarrage et qui s'éteint tout seul au bout de plusieurs dizaines d'années. Citons également le projet de centrale nucléaire sous-marine de DCNS, les anciens arsenaux français. Ici, le cylindre est long de cent mètres et large de quinze et contient un réacteur et une usine électrique commandés à distance. Il est immergé à quelques kilomètres des côtes, posé et amarré sur le fond marin. Il offre une capacité de quelques dizaines de MW. Les cylindres sont autant de modules pouvant être placés les uns à côté des autres si les besoins de puissance sont plus élevés. Pour la maintenance, le cylindre est rapporté à l'arsenal et remplacé par un autre, comme les bouteilles de verre consignées d'autrefois. Ces projets, rendus encore plus fantaisistes par la description en quelques lignes qui vient d'en être donnée, ne verront très probablement jamais le jour. Soit ils avorteront, soit ils seront tellement modifiés par rapport à leur esquisse initiale qu'ils seront devenus méconnaissables dans leur application. Peu importe pour notre

⁵² Nemet 2007 cité par Koomey.

propos. L'innovation radicale fonctionne ainsi : des projets suivant des directions multiples et originales sont initiés ; très peu donneront lieu à des pilotes ; un plus petit nombre encore aboutira à des réalisations commerciales ; et pilotes et réalisations seront chaque fois plus éloignées des premières idées car remodelées sans cesse. Rien ne dit bien sûr à l'avance que, parmi les centaines de projets d'aujourd'hui et de demain sur les mini ou petits réacteurs modulaires du type précédent, au moins un aboutira et sera produit à grande échelle. Mais sans recherches nucléaires s'écartant du modèle de la grande centrale non modulaire et de construction pharaonique, la technologie nucléaire restera à coûts croissants. Une caractéristique pénalisante dans la compétition qui oppose le nucléaire aux autres moyens de production de l'électricité.

Le MWh nucléaire et les autres

Si l'on ne peut se passer de pétrole, on peut en revanche ne pas utiliser le nucléaire. Il ne faut en effet jamais perdre de vue qu'il existe plusieurs moyens pour produire de l'électricité : à partir de charbon, de gaz, du fioul, de biomasse, du rayonnement solaire, du vent, etc. Ces moyens à l'échelle d'un pays sont d'ailleurs en général associés dans un mix - ou bouquet - énergétique. Ce dernier peut inclure ou non du nucléaire, de la même façon qu'il peut inclure ou non, du thermique charbon, du thermique gaz, de l'éolien ou du solaire.

Ces différents moyens sont à la fois rivaux et complémentaires. On distingue en effet classiquement : les moyens de production de base, celle des centrales à charbon ou à gaz par exemple, qui tournent presque toutes les heures de l'année et les moyens de production de pointe, celle des centrales à fioul par exemple, qui ne fonctionnent qu'aux heures de forte demande. Plus finement, on distingue aussi parfois la production de semi-base et d'extrême pointe. L'idée générale de cette différenciation est de classer les moyens de production de sorte que ceux dont le coût fixe est élevé et le coût variable faible soient utilisés le plus grand nombre d'heures dans l'année et, inversement, ceux dont le coût fixe est faible, mais le coût variable élevé, soient mobilisés seulement un faible nombre d'heures. La logique de cette répartition est détaillée dans la partie 3. Deux moyens de production de base comme le nucléaire et le charbon sont donc concurrents, tandis que la production d'électricité à partir de fioul leur est complémentaire. Aux frontières, cet ordonnancement peut cependant être bousculé. Par exemple, le gaz, plutôt classé en semi-base, peut jouer le rôle principal pour la production en base ; le nucléaire offre aussi des possibilités de modulation de la production et s'adapte ainsi à la production en semi-base. Les énergies renouvelables perturbent également le classement. L'hydroélectricité de barrage est rangée dans les moyens de pointe alors que son coût fixe est très élevé et son coût variable

d'exploitation quasiment nul. L'explication réside dans le coût variable, qu'il faut considérer comme étant le coût marginal d'opportunité. Mieux vaut réserver le mètre cube d'eau stocké pour les périodes à prix élevé, donc de pointe, que le gâcher en le consommant pour produire de l'électricité lorsqu'elle est bon marché, donc en période basse de consommation. Concernant l'éolien et le solaire, la production est intermittente puisqu'elle dépend du souffle du vent et de l'ensoleillement, qui varient dans la journée et d'un jour à l'autre sans qu'on puisse rien y faire. Ici aussi, les coûts techniques variables sont quasiment nuls, mais l'irrégularité de la production les exclut des moyens de base, et l'impossibilité de la commander les exclut des moyens de pointe. Dès lors que les énergies renouvelables intermittentes occupent une place significative dans le mix énergétique, il est nécessaire de prévoir des capacités de réserve - en général des centrales à gaz - pour prendre le relai lorsque le soleil et le vent ne sont pas au rendez-vous. Le gaz et le renouvelable intermittent sont alors complémentaires. D'un autre côté, le développement des énergies intermittentes fait baisser le prix de marché de l'électricité et les moyens de base et semi-base tournent moins longtemps. Le nucléaire et le gaz, d'une part, et les énergies renouvelables d'autre part sont alors concurrents. Enfin, le nucléaire et les énergies renouvelables partagent la caractéristique de ne pas émettre de CO₂. Elles peuvent par conséquent être perçues comme rivales pour atteindre un objectif fixé de réduction des gaz à effet de serre, ou bien, puisqu'il semble difficile de se reposer alors sur un seul de ces deux moyens, comme complémentaires, dans la perspective d'une production d'électricité totalement décarbonée. En simplifiant, la comparaison du kWh nucléaire se discute sur deux plans : d'une part, celui de la concurrence et de la complémentarité avec le charbon et le gaz pour la production électrique de base, d'autre part celui de la concurrence et de la complémentarité avec les autres énergies non carbonées.

La compétitivité relative du nucléaire par rapport au gaz et au charbon

Le coût moyen actualisé permet de classer les différents moyens de production. Qui du charbon, du gaz ou du nucléaire présente le coût le plus faible ? Comment ces énergies se placent-elles respectivement sur le podium universel des meilleurs coûts ? Notre obsession pour les rangs conduit à ces questions qui sont pourtant mal posées, car sans autres réponses que contingentes.

Il n'existe pas de classement unique car les coûts dépendent des lieux et de paris sur l'avenir. S'agissant du nucléaire, nous avons vu que le coût variait d'un site à l'autre et d'un pays à l'autre, et qu'il dépendait avant tout du taux d'actualisation retenu. Pour le charbon et le gaz, le coût du combustible est le paramètre-clef. Or les prix des ressources énergétiques dépendent de la géographie. Les coûts de transport du charbon et du gaz étant élevés, construire une centrale

thermique ici ou là ne revient pas au même. De plus, les prix de marché fluctuent fortement, en particulier celui du gaz, souvent indexé au prix du pétrole. Le taux de retour sur investissement dans une nouvelle centrale thermique dépend alors d'hypothèses sur l'évolution des prix du combustible à dix ou vingt ans. Le classement charbon, gaz, nucléaire par le coût moyen actualisé du kWh n'est donc réalisable que pour un jeu de conditions précises, valant à l'échelle géographique d'un pays et selon les anticipations propres aux opérateurs. Par exemple, à grand trait aujourd'hui le gaz est aux Etats-Unis premier loin devant, puis le charbon, et le nucléaire en dernière position. Ce classement pouvant connaître des variations parmi les Etats américains en fonction de la proximité des ressources minières en charbon et des gisements de gaz de non conventionnel.

Quelques tendances et infléchissements quasi universels doivent toutefois être soulignés, qui expliquent d'ailleurs largement le classement des trois technologies de production de base aux Etats-Unis - : il y a un avant-après la politique climatique, un avant-après le gaz de schiste, un avant-après la dérégulation du secteur électrique.

Dans un monde sans mesures contre la pollution, le charbon serait en tête du MWh meilleur marché presque partout sur la planète. Sa transformation en électricité est à l'origine de pollutions locales (rejets de poussières, de suies, d'oxydes de soufre et d'azote) et d'émissions de dioxyde de carbone. La première est de loin la plus coûteuse, sauf à prendre une valeur du CO₂ très élevée (i.e., supérieure à 100 \$/t)⁵³. Dans la grande étude européenne ExternE sur les coûts externes de la production d'électricité, les dommages du charbon, à l'exclusion de ceux liés aux émissions de dioxyde de carbone, sont évalués entre 27 et 202 \$ 2010/MWh. La valeur basse de cette fourchette est aussi celle à laquelle parviennent William Nordhaus et d'autres auteurs dans une évaluation conservatrice de 2011⁵⁴. Quant à la valeur haute, elle se trouve dans une évaluation au contraire maximaliste du professeur Paul Epstein d'Harvard parue la même année⁵⁵. En considérant les valeurs que les experts jugent les plus vraisemblables (les *best estimates*) on peut retenir que le coût du MWh du charbon double lorsque l'on intègre ses effets externes. Notons que le grand écart entre les valeurs basses et hautes des estimations s'explique en partie par les différents types de centrales considérés et les normes environnementales en vigueur. Dans les pays de l'OCDE, les exigences réglementant les émissions locales du charbon sont sévères. Une partie des externalités est internalisée par des normes d'émissions, ce qui renchérit le coût sec des centrales thermiques au charbon, donc le MWh moyen complet actualisé

⁵³

⁵⁴ American Economic Review, valeur retenue 28,3\$/MWh. Article avec Nicholas Muller et Robert Mendelsohn

⁵⁵ Full cost accounting for the life cycle of coal. La valeur retenue est 269 \$/MWh dont 44 \$/MWh correspondent à des effets sur la santé publique des communautés

pour l'exploitant. De même, certains pays de l'OCDE ont introduit un prix du carbone, ou projettent de le faire. Selon leurs niveaux, ces taxes et permis d'émission négociables internalisent une plus ou moins grande partie des externalités du CO₂ et enchérissent alors le coût variable pour l'exploitant. A l'inverse, dans la plupart des pays en développement ou émergents, le coût du MWh charbon reste bas puisque les investisseurs et exploitants ne paient aucune partie des dommages environnementaux, ni via les normes contre la pollution locale ni en s'acquittant du prix du carbone. Cette asymétrie explique pourquoi il est pratiquement exclu aujourd'hui de construire des centrales thermiques au charbon aux Etats-Unis, au Royaume-Uni, ou au Japon, tandis que de telles équipements se multiplient en Chine, en Malaisie, au Sénégal ou en Afrique du Sud. En nouvelles capacités installées pour la production électrique, le charbon est de loin le moyen qui a connu la plus grande progression au monde depuis 2000. A long terme, le coût du MWh charbon hors OCDE devrait cependant croître et réduire son écart avec le coût OCDE. En effet, les pollutions locales et les dommages qu'elles entraînent pour la santé des populations exercent une pression favorable à l'adoption de types de centrale plus chers mais moins polluants. Dans les pays de l'OCDE, le pronostic est plus difficile à établir. Les applications de la R&D en matière de charbon propre, en particulier dans les techniques de capture et de séquestration du carbone, sont incertaines. Il en va de même pour l'évolution du prix du CO₂.

Le gaz présente un profil environnemental très différent de celui du charbon : peu ou pas de pollution locale, des émissions de carbone réduites de moitié. C'est ce qui explique sa progression dans les pays de l'OCDE au détriment du charbon. Le prix du gaz acheminé en centrale est en général plus cher que celui du charbon, mais ce point faible de compétitivité est contrebalancé par des coûts environnementaux incomparablement plus modestes⁵⁶. Il y a un avant et un après gaz non conventionnels, car, à cet avantage s'est greffée une baisse des coûts due aux nouvelles techniques d'exploitation gazière (forage horizontal, fragmentation des roches sous pression ou fracturation hydraulique) et à l'extension des réserves qui en découlent. Aux Etats-Unis, berceau du gaz de schiste avec le Canada, cette évolution conduit au déclassement durable du nucléaire parmi les moyens de production de base d'électricité. Le gaz y occupe la première marche du podium, et ce pour longtemps. Notons toutefois que le gaz non conventionnel bénéficie d'un effet de nouveauté qui sous-estime son coût social. Les évaluations économiques des externalités du charbon, du gaz naturel conventionnel et du nucléaire, ont nécessité des décennies. Elles se sont développées au rythme des connaissances scientifiques sur les effets de la pollution et des mesures sur site. La diffusion hors des laboratoires et au-delà du cercle des experts des avancées

⁵⁶ L'étude ExternE estime les coûts externes, hors émissions de carbone, de l'électricité produite à partir du gaz naturel entre 13,4 et 53,8 \$ (2010)/MWh, contre 27-202 pour le charbon (cité dans *The Social Cost of Coal*, Samuel Grauz, Octobre 2011, Climate advisers). Pour les émissions de carbone, le gaz naturel est responsable de moitié moins.

scientifiques et résultats de métrologie a aussi son temps propre. Rien encore de tout cela pour le gaz de schistes. Les mesures et les études démarrent à peine, en particulier pour estimer les émissions de gaz à effet de serre et les dommages éventuels sur les nappes d'eau souterraines. On ne peut pas exclure que ce qui a été gagné jusqu'à aujourd'hui par la baisse des coûts d'exploitation soit perdu demain par la hausse des coûts environnementaux. Notons enfin que la déconnexion sur certains marchés des prix du pétrole et du gaz apporte un avantage à ce dernier qui devrait perdurer. Jusqu'à maintenant, dans de nombreux pays, le prix du gaz a été tiré à la hausse par celui du l'or noir. Des conditions d'extraction proches, une production parfois conjointe et des marchés non concurrentiels car dominés par des monopsones ont joué en faveur de contrats d'approvisionnement gazier indexés sur le prix du pétrole. Là où il a lieu, le développement des gaz conventionnels a définitivement détruit cet arrangement.

La libéralisation gazière et électrique est le troisième infléchissement marquant qui modifie la compétitivité relative des moyens de production de base. Le nucléaire en sort plutôt perdant. Longtemps, le secteur électrique et gazier est resté organisé en monopoles municipaux, régionaux ou nationaux soumis à des tarifs réglementés. Publics ou privés, les investissements des producteurs étaient peu exposés au risque, car ils leur étaient remboursés par des consommateurs captifs. Dépendants des autorités publiques, ils servaient souvent de courroie de transmission dans la mise en œuvre d'une politique énergétique fondée sur des considérations de coûts, mais aussi d'indépendance nationale, de prestige scientifique, de création d'emplois, etc. Initiées par certains Etats américains et le Royaume-Uni, la privatisation et l'ouverture des marchés électrique et gazier à la concurrence ont bousculé ce modèle. S'est substitué ou intercalé un modèle dans lequel le lien entre la production et la consommation captive est coupé, et où l'investissement est piloté par des actionnaires et des banquiers. *D'utilities*, c'est-à-dire de prestataires de service public, les électriciens sont devenus des exploitants à la tête de *merchant plants*, c'est-à-dire de centrales vendant de l'électricité sur le marché de gros. Les risques ne sont alors plus les mêmes. Comme les équipes de football qui s'affrontent sur le même terrain, qu'il soit bourbeux ou trop sec, on pourrait penser que la libéralisation affecte de façon égale l'ensemble des moyens de production électrique. La nouvelle donne ne devrait donc pas changer leur compétitivité relative. En réalité, tel n'est pas le cas du nucléaire, qui présente des risques plus nombreux et élevés aux yeux des financiers⁵⁷ : risques plus prononcés de dépassement à la fois de délai et de budget, tant lors de la construction qu'en phase d'exploitation (e.g., défaut de sûreté entraînant des arrêts fortuits du réacteur et donc un manque à gagner); longue période pour recouvrer l'investissement, ce qui renforce le risque lié aux incertitudes sur les marchés de gros d'électricité; risques réglementaires et politiques accrus à cause de l'opposition d'une partie de

⁵⁷ Voir The financing of Nuclear Power AEN/NEA 2009.

l'opinion publique et de certains partis politiques à l'atome. Face à ces risques supplémentaires, l'étude du MIT déjà citée retenait pour le nucléaire un taux d'intérêt d'un quart plus élevé que pour le gaz et le charbon, avec pour effet de renchérir d'un tiers le coût du MWh nucléaire⁵⁸.

Observons qu'il est paradoxal de s'appuyer sur la méthode du coût moyen actualisé dans une économie de l'énergie libéralisée. La logique établissant le prix de l'électricité, qui équilibre les recettes et les dépenses y compris de rémunération du capital, correspond bien à l'esprit de tarifs réglementés d'électricité fixés par la puissance publique. En économie de marché, les prix de l'électricité fluctuent; ils sont incertains comme ceux du combustible des centrales, ou le prix de permis d'émissions négociables. La méthode classique de calcul de rentabilité des projets en termes de valeur actuelle nette s'impose, ainsi que la prise en compte des incertitudes. Le prix de l'électricité est alors considéré comme une variable à laquelle on associe une loi de distribution (par exemple une courbe en forme de cloche où le pic indique la valeur la plus probable attendue et ses extrémités les valeurs les plus basses et les plus élevées, peu probables). De même, les autres variables affectant les recettes ou les coûts prennent différentes valeurs avec différentes probabilités. On secoue ensuite toutes ces données en procédant à des milliers de tirages aléatoires - méthode dite de Monte Carlo, en référence au jeu de roulette. On obtient alors le profil de risque de l'investissement, c'est-à-dire une courbe des pertes et gains qu'il peut engendrer, chaque niveau de perte et gain étant associé à une probabilité. Si la courbe est aplatie, le risque est grand car la probabilité est à peu près la même pour des rentabilités faibles ou élevées, positives ou négatives. Si la courbe est pointue, le risque est faible, la rentabilité a beaucoup de chances d'être centrée autour du pic, et ce qu'elle soit positive ou négative. L'intérêt de cette approche probabiliste est d'obtenir, en plus d'une valeur moyenne (évidemment capitale pour savoir si la rentabilité est positive ou négative, faible ou élevée), une idée des écarts possibles autour de cette moyenne. Avec d'autres auteurs⁵⁹, Fabien Roques a utilisé cette approche pour mieux comparer les moyens de production d'électricité de base. Il a montré sous toute une série d'hypothèses - en particulier un taux d'actualisation de 10 % - que le gaz se caractérisait par une rentabilité plus élevée que celle du nucléaire ainsi que par un risque moindre, ce dernier point découlant des gains apportés par la flexibilité des centrales. Le facteur de charge, au lieu d'être constant tout au long de la vie des centrales, varie selon le prix de marché de l'électricité. Si ce dernier conduit à une perte, la production s'arrête; elle repart quand la valeur actuelle nette redevient positive. Un second résultat intéressant de ce travail est de chiffrer la complémentarité entre le gaz et le nucléaire. Un portefeuille d'actifs combinant des centrales à gaz à hauteur de 80 % de la capacité

⁵⁸ Voir note de bas de page 26.

⁵⁹ Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean-Variance Portfolio theory approach
Contents: Energy economics

et des centrales nucléaires pour le reste présente une rentabilité moyenne plus faible que celle d'un portefeuille uniquement gaz, mais un risque moins élevé. L'investisseur peut dès lors préférer cette combinaison qui le protège mieux, en particulier de pertes hautes mais peu probables quand les prix du carbone et du gaz sont élevés, situation à laquelle le nucléaire est insensible.

La compétitivité du nucléaire et des énergies renouvelables

Dans les zones propices, les éoliennes terrestres présentent des coûts moyens actualisés comparables à ceux des centrales nucléaires. Aucune des deux n'émet de dioxyde de carbone, toutes deux se caractérisent par des coûts fixes élevés. Cependant, si le nucléaire a un coût marginal faible (environ 5 euros/MWh pour le combustible⁶⁰), celui de l'éolien est nul. (Celui du solaire aussi, mais son coût moyen actualisé est, sauf conditions extrêmement favorables, très loin au-dessus de celui du nucléaire.) Cette différence est fondamentale d'un point de vue économique parce que, sur un marché de l'électricité, le prix optimal est égal au coût marginal de l'unité marginale, c'est-à-dire celle dont la production est nécessaire pour répondre à la demande instantanée. Quand celle-ci est la plus basse, en général au creux de la nuit, seuls les moyens de base sont sollicités, par exemple, en France, les centrales nucléaires. En cas de capacité installée massive d'éolien, les vents nocturnes vont chasser le nucléaire et le charbon (voire le gaz) des heures creuses, ce qui réduit leur facteur de charge et donc augmente le coût du MWh. En fait la perte est encore plus élevée. Les montées ou baisses de puissance des centrales nucléaires ou à charbon ne sont pas instantanées. Dès lors, ralentir ou stopper la production la nuit diminuera la production disponible au petit matin. Pour vendre plus d'électricité à ces heures mieux rémunérées, l'exploitant en base peut avoir intérêt à faire des offres à prix négatifs afin de continuer à faire tourner ses centrales au milieu de la nuit. Ainsi, l'installation éolienne massive se traduit à certaines heures par un prix de marché égal à son coût marginal, soit 0, et même, à d'autres heures, par un prix de marché inférieur car égal au coût marginal de renoncement des exploitants de base à baisser leur production.

La non prise en compte des variations de la demande biaise les résultats du calcul du coût moyen actualisé. Paul Joskow, du MIT, a montré que cette méthode est inappropriée aux énergies renouvelables intermittentes⁶¹. Sauf exception, les énergies intermittentes ne sont pas synchronisées avec les besoins. Le vent ne souffle pas plus au début et en fin de journée, ou les

⁶⁰ Rapport de la Cour des comptes p. 51.

⁶¹ Paul L. Joskow, 2011. "Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies," *American Economic Review*, American Economic Association, vol. 101(3), pages 238-41, May.

cinq premiers jours de semaine, moments de plus forte consommation. Admettons pour simplifier que les heures de pointe et hors pointe se répartissent en part égale dans l'année. Supposons qu'une centrale renouvelable intermittente produise 2/3 hors pointe et 1/3 en pointe et que son coût moyen actualisé par MWh soit le même qu'une centrale de base. Si la collectivité nationale a besoin d'un MW de puissance supplémentaire, la méthode du coût moyen actualisé indique qu'il est indifférent de choisir d'investir dans l'éolienne ou dans la centrale en base. Pourtant, la seconde est plus utile car elle produira proportionnellement plus en heure de pointe : produisant toute les heures de l'année elle tourne moitié en heure de pointe, moitié en hors pointe. La méthode du coût complet actualisé est défavorable à l'investissement en production de base. Notons qu'elle biaise aussi le classement entre énergies renouvelables intermittentes. Le soleil ne brillant pas la nuit, une centrale solaire répond en général en plus grande proportion à des besoins de pointe qu'une centrale éolienne. Pour comparer les projets d'investissements dans différents moyens de production, mieux vaut donc utiliser la valeur actuelle nette en évaluant les recettes à partir des profils de production horaire des centrales et des prix de l'électricité attendus aux différentes heures.

Une troisième distorsion en défaveur du nucléaire est spécifiquement européenne. L'Union Européenne a défini des objectifs d'énergies renouvelables à atteindre. En 2020, les énergies renouvelables doivent ainsi représenter 20 % de la consommation d'énergie finale. Cette cible déclinée pour l'électricité correspond à une production électrique d'origine renouvelable à 35 %. Une telle mesure imposant une part renouvelable dans le bouquet énergétique est courante. Elle est par exemple mise en œuvre dans la majorité des Etats des Etats-Unis. La spécificité de l'Europe est qu'elle coexiste avec un prix du carbone. Le système européen de permis d'émissions négociables renchérit le coût de production d'électricité carbonée par rapport à l'énergie d'origine nucléaire et renouvelable. Il modifie leur compétitivité relative de la même façon qu'une taxe carbone. Par exemple, avec un prix du permis à 30 euros/t CO₂, le MWh charbon est d'environ 30 euros/MWh plus cher à produire. L'ajout à ce mécanisme d'un objectif pour le renouvelable a un effet dépressif sur le prix du carbone. En effet, l'objectif de 20 % en 2020 a été adopté sans modification du plafond d'émissions autorisées de CO₂ défini lors de la mise en place du système de permis négociables. Du coup, la réduction des émissions, rendue obligatoire par le quota de renouvelable, limite la demande pour les permis. Partant, la demande diminuant, le prix du permis baisse. David Newbery estime l'effet dépressif à l'horizon 2020 à 10 euros la tonne, le permis passant de 60 euros à 50 euros⁶². Pour le supprimer, il aurait fallu diminuer le plafond d'émissions autorisées à hauteur des volumes de CO₂ nouvellement évités, en atteignant la cible

⁶² Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets
EPRG Working Paper 1126 Cambridge Working Paper in Economics 1154

des 35 % d'électricité renouvelable. En conclusion, le quota d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen a un double effet. Il retire une part de marché potentiel au nucléaire, autre énergie décarbonée, et le rend moins compétitif en renchérissant moins les énergies de base concurrentes via un prix du carbone plus faible.

Une vision de l'ensemble du système électrique est nécessaire pour examiner la compétitivité relative du nucléaire et du renouvelable. L'éolien, le solaire ou la houle étant des sources intermittentes et le stockage d'électricité très coûteux, un développement massif du renouvelable implique la construction de capacités de réserve pour pallier le manque de vent, de soleil ou de marée à certaines heures et certains jours. Ces capacités ne sont pas négligeables. Pour que l'Irlande atteigne son quota d'énergie renouvelable en 2020, elle doit installer 30 GW de capacité supplémentaire en renouvelable et prévoir 15 et 20 GW de capacité non intermittente pour la compléter.⁶³ Pour que ces capacités complémentaires soient construites, il faut soit accepter des prix de l'électricité vertigineux à certaines heures (i.e., plusieurs milliers d'euros/MWh), soit mettre en place des marchés de capacités qui rémunèrent les électriciens même lorsqu'ils ne produisent pas. Sinon les centrales ne seront pas réalisées car les investisseurs anticiperont un problème de recouvrement des coûts fixes, à cause de l'insuffisance du facteur de charge. Le nucléaire, dont les coûts fixes sont plus élevés que ceux du gaz et la production moins flexible, est mal placé pour répondre à ce nouveau besoin. Toutes choses égales par ailleurs, plus les énergies intermittentes se développent, plus la compétitivité du nucléaire s'érode face au gaz.

Au-delà de 2020, nous ne décelons pas d'amélioration possible de la compétitivité du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables, bien au contraire. Le développement du stockage et la poursuite des effets d'apprentissage pour l'éolien et le solaire constituent de sérieuses menaces. Le stockage de l'électricité par batteries est aujourd'hui hors de prix. Seules se sont jusqu'à maintenant développées les stations de transferts d'énergie par pompage (ou STEP). Elles consistent à remonter de l'eau par des pompes électriques d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Actuellement, de très nombreuses autres solutions font l'objet de recherches. Quels seront leurs résultats et applications dans vingt ans ? A défaut de le savoir, il est difficile de prévoir si le stockage de l'électricité sera un jour devenu suffisamment abordable pour être massivement déployé. La concrétisation d'une telle éventualité corrigerait le principal défaut de la production d'énergie renouvelable intermittente et renforcerait considérablement son intérêt économique, au moins pour les énergies renouvelables dont le coût est déjà aujourd'hui proche des moyens plus traditionnels. C'est le cas de l'éolien terrestre si l'on fait abstraction des biais pointés plus haut. Ce peut être demain celui de l'éolien marin et du solaire photovoltaïque ou à

⁶³ Cité par Ambec et Crampes 2010

concentration. Ces technologies connaissent de fortes réductions de coûts et permettent de puissants effets d'apprentissage. Focalisons-nous encore une fois sur l'éolien terrestre. Le coût moyen actualisé par MWh en monnaie constante a diminué par plus d'un facteur 3 entre le début des années 1980 et la fin des années 2000⁶⁴. Les effets d'apprentissage sont estimés entre 10 et 20 %⁶⁵. Dans le détail, on observe cependant que la réduction du coût moyen, actualisée en dollars constants, s'est interrompue en 2005, et que le coût moyen a même connu une progression. Est-ce le signe d'une maturité de la technologie et de la fin de la décroissance des coûts ? Très vraisemblablement non, comme le montre un rapport du laboratoire américain des énergies renouvelables, le NREL. La hausse des coûts de la fin de la seconde moitié des années 2000 est liée à l'augmentation du prix des matériaux et des équipements et à un tassement des gains de performance. Or, depuis, les performances s'améliorent de nouveau et le coût de capacité installée par MW est stable. Le coût moyen actualisé dans chaque vitesse de vent est reparti à la baisse en 2012 par rapport à 2009. Par ailleurs, le NREL s'est penché sur douze analyses prospectives à l'horizon 2030, totalisant dix-huit scénarios. La majorité d'entre eux prévoit une diminution du coût moyen actualisé comprise entre 20 et 30 %. Un seul projette la stabilité. Ces résultats concernent naturellement des classes de vent définies. Avec le temps, la performance moyenne du parc éolien terrestre d'un pays ou d'une région peut baisser, dès lors que les nouveaux sites présentent des caractéristiques moins bonnes, les premières fermes éoliennes ayant déjà colonisé les zones les plus ventées. Ce phénomène de localisation est le seul facteur qui pousse les coûts vers le haut. A l'avenir, il devrait cependant être plus que compensé par les effets inverses causés par la production en grande série et l'amélioration des performances grâce à la R&D.

Le nucléaire est donc en quelque sorte pris en tenaille. Dans les pays de l'OCDE, son coût élevé, en particulier en capital, le handicape face au gaz. Il n'est compétitif que si un prix du carbone est introduit. Et encore s'il est assez élevé. Le Royaume-Uni, soucieux de décarboner son électricité en jouant à la fois sur le développement des énergies renouvelables et sur le remplacement de ces anciennes centrales nucléaires, a ainsi prévu un niveau plancher du prix du carbone afin d'attirer des investisseurs dans l'atome. Sans tarification du carbone avec un engagement durable sur son niveau d'évolution, le nucléaire ne passe pas la rampe des coûts pour la production en base. En revanche, l'éolien onshore mis à part, il est plus économique que les énergies renouvelables intermittentes. Il a donc en principe toute sa place dans un bouquet de moyens de production d'électricité décarbonée. En principe seulement, car, dans les faits les quotas d'énergies renouvelables excluent le nucléaire et le désavantagent. Dans les autres pays, le nucléaire est

⁶⁴ Voir NREL 2012. IEA Wind Task 26. The Past and Future Cost of Wind Energy, WP 2, May 2012

⁶⁵ Dans une méta-étude réalisée pour l'IPCC et portant sur 18 estimations, Wiser 2011 (cité dans l'étude NREL) avec d'autres auteurs avance une fourchette de 4 à 32 %. L'écart se resserre cependant à 9-19 % lorsque les estimations examinées sont restreintes à celles parues après 2004.

handicapé face au charbon polluant et à bas coût. Le jeu y reste cependant plus ouvert. La faim d'énergie est souvent si grande que tous les moyens de production sont pris en considération. Les grands pays comme la Chine ou l'Inde peuvent espérer bénéficier d'effets de série et d'apprentissage, les plus petits d'une concurrence acharnée entre vendeurs d'unités clefs en main qui les avantage.

Au terme de cette première partie, le lecteur pourrait se sentir orphelin. Il a perdu ses certitudes sur les coûts : il n'existe pas un vrai coût du nucléaire dont l'économie à force de tâtonnements dévoilerait le montant ; il n'y a pas de coûts externes cachés comme ceux liés à la gestion des déchets ou au risque d'accidents majeurs qui, s'ils étaient pleinement pris en compte, bouleverseraient la donne ; le progrès technique a contribué à augmenter les coûts du nucléaire, non à les diminuer ; il n'y a aucun sens à affirmer qu'il est plus cher ou moins cher en €/MW d'installer aujourd'hui une ferme éolienne ou une centrale nucléaire ; pour produire de l'électricité, aucun classement universel ne peut être dressé pour ranger sur le podium par coûts décroissants le charbon, le gaz et le nucléaire.

Mais ces illusions perdues ne débouchent pas sur le vide. Cette partie a aussi fourni de solides points d'appui pour l'évaluation des coûts de l'électricité. Ils dépendent des lieux et des paris sur l'avenir. Ils ne peuvent donc être calculés que si ces deux dimensions du problème sont précisées. Le coût de construction d'une centrale nucléaire n'est pas le même en Finlande, en Chine ou aux Etats-Unis. Poids du régulateur de la sûreté, effet de série, coût du capital font considérablement varier le total des dépenses. Du côté des paris, les prix futurs du gaz, du charbon et du dioxyde de carbone déterminent largement le classement du trio sur le podium des coûts. Ils influencent aussi la rentabilité du nucléaire lui-même, car ses recettes dépendent du nombre d'heures durant laquelle la centrale tourne dans l'année et si les prix du kWh à ces heures-là sont déterminés par une unité de production marginale qui brûle du charbon, qui consomme du gaz, ou même d'ailleurs qui opère grâce au vent ou au soleil. Face à ces paris risqués de long terme que doit prendre l'investisseur pour calculer les coûts et prendre ses décisions, la puissance publique même la plus libérale qui soit ne peut agir en simple observatrice. Soucieuse de l'intérêt général, elle doit choisir un taux d'actualisation, or ce paramètre est celui auquel le coût du nucléaire est le plus sensible. Le pari porte cette fois sur le niveau de richesse des générations futures – plus il est élevé, plus bas est le taux d'actualisation et moins cher est le nucléaire –. A cette incertitude s'ajoute aussi le choix politique d'assurer un certain niveau d'égalité entre riches et pauvres et entre générations, choix qui influence également le taux de conversion choisi des euros d'aujourd'hui en euros de demain.

De plus, l'analyse de l'évolution des coûts passés éclaire le parcours futur des coûts. Historiquement, la technologie nucléaire se caractérise par des coûts croissants. Aujourd'hui encore les réacteurs de troisième génération n'échappent pas à cette tyrannie. Ils sont plus sûrs mais aussi plus chers que les réacteurs précédents. L'escalade des coûts peut cesser à deux conditions seulement : par un effet de série massif – la Chine si elle choisit un type de réacteur et s'y tient peut y parvenir –, ou par une réorientation drastique de l'innovation – en privilégiant par exemple la modularité et les réacteurs de petite taille. A défaut, la technologie nucléaire devrait subir une érosion de compétitivité croissante face à des énergies carbonées non taxées et à des énergies renouvelables aux effets d'apprentissage rapides.

En dehors de toute considération sur les accidents possibles, le choix pour un opérateur d'investir dans la construction de nouvelles centrales nucléaires ou pour un Etat de la faciliter est économiquement risqué. Le pari reste audacieux.