
Problématique « Coûts »

L'EPR est un équipement économique qui présente un coût direct pour l'exploitant et peut induire des coûts indirects pour d'autres acteurs. Quelle est l'évaluation du coût direct et, par extension, des coûts indirects supposés (subventions, distorsions de concurrence, externalités) ? La réflexion peut également s'appuyer sur la comparaison des coûts de l'EPR avec d'éventuelles alternatives.

■ Collectif d'associations pour la protection de l'environnement

■ Areva

■ Administrations

■ Global Chance

■ Association des écologistes pour le nucléaire (AEPN)

■ Réseau « Sortir du nucléaire »

■ Sauvons le Climat

■ Association pour la promotion du site de Flamanville (Proflam)

■ Société française d'énergie nucléaire (SFEN)

■ Collectif régional « L'EPR non merci, ni ailleurs, ni ici »

■ NégaWatt



Agir pour l'environnement • Les Amis de la Terre • France Nature Environnement • Greenpeace • Réseau Action Climat-France • WWF-France

Agir pour l'environnement
www.agirpourelenvironnement.org

Les Amis de la Terre
www.amisdela terre.org

France Nature Environnement
www.fne.asso.fr

Greenpeace
www.greenpeace.org/france

Réseau Action Climat-France
www.rac-f.org

WWF-France
www.wwf.fr

Coordination :
c/o Greenpeace
Hélène Gassin
22 rue des Rasselins
75020 Paris
Tél. : 01 44 64 02 02
Fax : 01 44 64 02 00

Aspects économiques

La question des coûts du nucléaire est extrêmement complexe à étudier. Il n'y a pas de réel marché, les contrats bénéficient généralement de soutiens et subventions diverses, la R&D est traditionnellement subventionnée, les coûts externes sous-estimés, les règles et hypothèses de calcul ont des incidences notables sur les résultats, etc. A tel point que personne ne peut aujourd'hui sérieusement annoncer un « coût » pour des réacteurs nucléaires. Nous ne présentons ici que quelques éléments non exhaustifs.

Les coûts affichés de l'EPR

L'EPR semble être un objet technologique au coût extrêmement variable selon que l'on est Français ou Finlandais, que l'on se base sur les coûts annoncés par la DGEMP ou sur ceux de l'exploitant, selon enfin que l'on soit en 2000 ou en 2005.

En se limitant aux coûts annoncés par les uns et les autres pour l'investissement, on a déjà un aperçu des incertitudes et approximations.

Lorsque l'électricien finlandais TVO achète un EPR « clé en main et à coût fixe » à AREVA, la facture est de 3 milliards d'euros. Lorsque EDF parle de « son » EPR, on a les chiffres de 3 milliards en 2003 puis 2,8 milliards « dans l'hypothèse d'une série de 10 et hors intérêts intercalaires » en 2004. La DGEMP parle elle de 1,6 milliards d'euros dans le cadre d'une série de 10 en se basant sur les données fournies par les industriels, affichant sans aucune explication une baisse de 22 % par rapport aux évaluations faites en 2000 elles aussi en fonction des données fournies par les industriels, etc.

On le voit, il est extrêmement difficile de connaître le coût direct d'un EPR. EDF nous annonce 2,8 milliards pour celui de Flamanville. Soit.

Les coûts associés

La seule ligne THT de 150 km de long que RTE va devoir construire pour évacuer le courant produit par l'EPR est évaluée à 180 à 220 millions d'euros. L'ensemble des usagers du réseau de transport de l'électricité va la financer.

Le nucléaire n'est rentable qu'en fonctionnant « en base » (7 à 8 000 h par an). Lorsqu'EDF ou la DGEMP évaluent les coûts de fonctionnement et la rentabilité de l'EPR, ils considèrent qu'il fonctionnera plus de 90 % du temps. Or, du fait de la surcapacité, les réacteurs français sont largement sous-exploités. En rajoutant un EPR, EDF ne fera que pénaliser l'économie du système dans son ensemble. Ces impacts sur l'économie de son parc de production électrique ne sont pas présentés par EDF.

Les charges futures

L'EPR, s'il est construit, produira des déchets et devra être démantelé en fin de vie. Combien cela coûtera-t-il ? A qui ? La Cour des comptes a justement rappelé en janvier dernier¹ les niveaux d'incertitudes et les probables sous-évaluation de ces coûts dans les calculs officiels.

Le non-développement d'alternatives

On considère généralement que la construction d'un réacteur EPR serait bénéfique en terme de créations d'emplois. Quelle évaluation est faite par EDF des coûts et bénéfices qu'apporterait une politique alternative basée sur la maîtrise des consommations d'électricité et le développement des énergies renouvelables ? Aucune.

A titre d'exemple, un programme éolien bénéficiant du même financement que l'EPR envisagé pourrait produire plus de deux fois plus d'électricité et créer près de cinq fois plus d'emplois selon une étude réalisée par l'association Détente en 2003.

Pour le consommateur ?

Le coût pour EDF de la construction d'un EPR est une information difficile à trouver mais intéressante. Mais il est nécessaire de rappeler que son impact sur le prix de l'électricité payé par le client est limité puisque plus de 50 % du montant de nos factures correspondent en fait au transport, à la distribution et à la commercialisation de l'électricité et non pas à sa production. Par ailleurs, les prix établis sur le marché électrique le sont tout autant par le jeu de l'offre et de la demande et des spéculations que par l'analyse sérieuse des coûts de production.

Pour le contribuable ?

On le sait, l'industrie nucléaire a été et est toujours lourdement subventionnée. Le nucléaire représente plus de 90 % des budgets publics de recherche en France, au détriment de l'ensemble des alternatives. Ce type de ratio se retrouve d'ailleurs au niveau européen. Quel serait le coût d'un EPR si ses concepteurs avaient dû assumer seuls l'ensemble des dépenses de R&D nécessaires à la mise au point de cette technologie ?

Autre exemple. Quel serait le coût du kWh produit par un EPR si EDF devait assurer cet outil auprès d'un assureur privé ? Nous ne le savons pas puisqu'EDF, comme tous les exploitants nucléaires, ne doit s'auto-assurer (c'est-à-dire prévoir cette somme dans ses comptes) qu'à hauteur de quelques dizaines de millions d'euros, selon la Convention de Paris qui détermine les niveaux de responsabilité en cas d'accident nucléaire. Les coûts exorbitants en cas d'accident nucléaire seraient pris en charge par la collectivité, pas par l'exploitant.

1. Rapport « Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs », janvier 2005.



AREVA

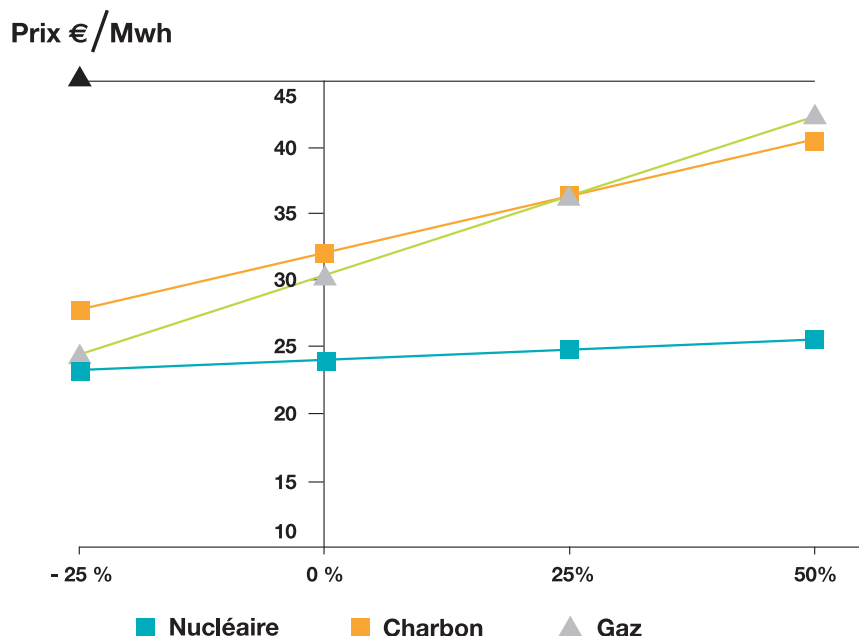
L'EPR, outil de réduction des coûts

Le coût de production en base de l'électricité pour un EPR de série sera de l'ordre de 30 €/MWh¹. Ce coût est d'ores-et-déjà compétitif par rapport à celui des énergies fossiles. Son avantage va en outre être renforcé par deux phénomènes.

Tout d'abord, la taxation des émissions de CO₂, prévue par le Protocole de Kyoto pour refléter les externalités négatives de la production de gaz à effet de serre, va renforcer significativement l'avantage concurrentiel de l'électricité d'origine nucléaire.

En outre, le coût de production de l'électricité nucléaire est très peu dépendant du coût de l'uranium, qui n'entre que pour environ 5 % dans le coût total. Au contraire, le prix de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles est fortement dépendant du prix du combustible. Or, il y a tout lieu de croire que le prix des énergies fossiles, et en particulier du gaz, restera volatile ou sur une tendance haussière pendant une longue période. Le graphique suivant, tiré du débat parlementaire finlandais, illustre la plus grande sécurité du nucléaire par rapport aux énergies fossiles en terme de maîtrise des coûts.

Coût de production de l'électricité en fonction du prix du combustible



1. Voir "coûts de référence de la production électrique" 2003 de la Direction générale de l'énergie et des matières premières.

L'EPR offre plusieurs avantages, en terme de coût, sur les autres modèles de réacteurs nucléaires. Avec une capacité de production de 1 600 MWe et une durée de vie de 60 ans, il est le plus puissant et le plus robuste de tous les réacteurs électronucléaires : cela permet de rentabiliser les coûts d'investissement de la centrale mieux que d'autres modèles.

Le rendement énergétique de l'EPR (MW électriques produits / MW thermiques) atteint au moins 36 %, le ratio le plus élevé de tous les réacteurs à eau pressurisée. Grâce à l'existence de quatre trains de sûreté indépendants, la maintenance des équipements peut avoir lieu sans arrêter le réacteur, ce qui permet d'augmenter sa disponibilité. Sur la durée de vie du réacteur, son taux de disponibilité atteindra 92 %.

L'amélioration du cycle du combustible permettra de réduire les coûts de combustible par MWh produit par rapport aux modèles actuels. Pour produire une même quantité d'énergie, il faudra moins de combustible et les coûts en amont de son utilisation en réacteur (uranium, enrichissement, fabrication des assemblages) ainsi qu'en aval (entreposage, retraitement, stockage) seront diminués. Cela est permis notamment par un cœur plus gros que dans les modèles de deuxième génération (241 assemblages contre 205 dans le modèle N4) et par l'installation autour du cœur d'un réflecteur lourd de neutrons qui permettra de rendre plus efficace la réaction de fission.

Enfin, l'EPR a été conçu de manière à réduire les charges d'exploitation et de maintenance sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale : meilleure radioprotection des personnels, moindre production de déchets, standardisation et plus grande longévité des équipements, simplification de la maintenance, prévention du risque d'erreur humaine.

1

2

3



Administrations

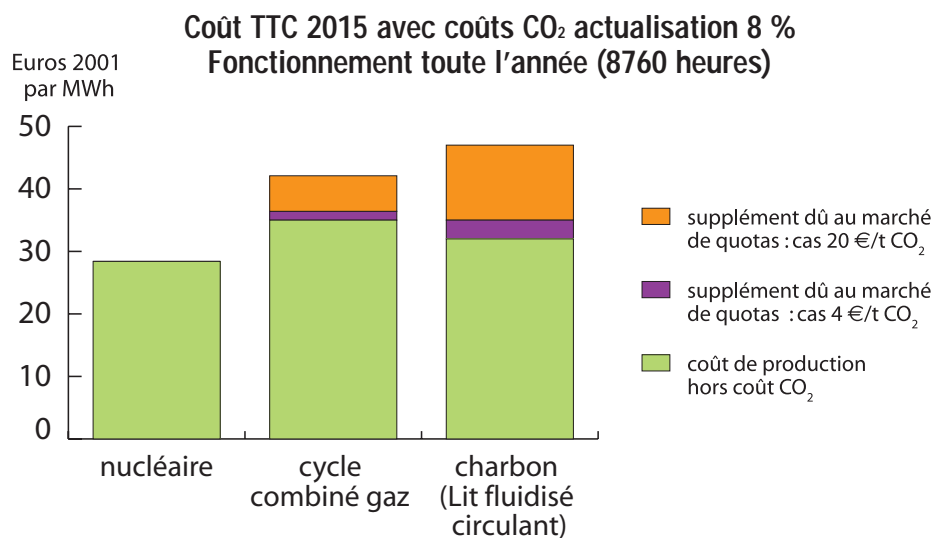
L'EPR est le moyen de production le plus compétitif en base

Direction générale de l'énergie et des matières (DGEMP) -
Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
61 Bld Vincent Auriol
75703 Paris Cedex 13
Tél. : 01 44 87 17 17
www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm

Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) -
Ministère de la santé et des solidarités
Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
Ministère de l'écologie et du développement durable
6, place du Colonel Bourgoïn
75572 PARIS Cedex 12
Tel : 01 43 19 36 36
www.asn.gouv.fr

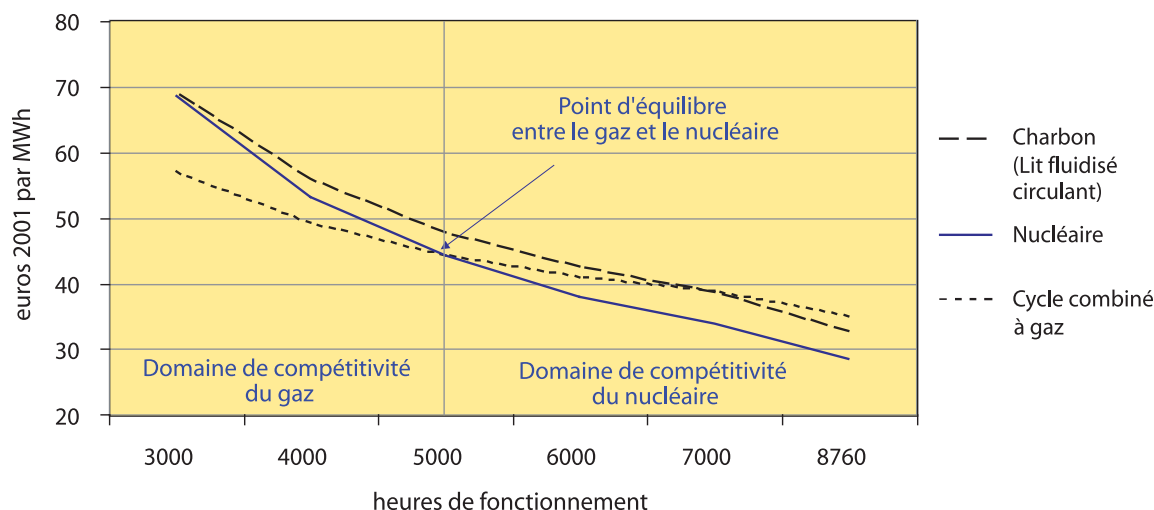
Ministère de l'écologie et du développement durable
20 avenue de Ségur
75302 Paris 07 SP
Tél. : 01 42 19 20 21
www.ecologie.gouv.fr

L'étude des « coûts de références de la production électrique 2003 »¹ publiée par la DGEMP avait pour objectif de comparer entre eux les coûts des différentes filières². Elle mettait clairement en évidence la compétitivité du nucléaire pour un fonctionnement toute l'année (8760 heures). Il importe de préciser que les coûts de démantèlement des centrales, de retraitement du combustible et de gestion des déchets sont inclus dans l'étude.



L'étude montre aussi que, pour des durées supérieures à 5 000 heures, le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production³ (pour un taux d'actualisation⁴ de 8 % qui représente le taux historiquement retenu par le Commissariat Général du Plan). À 5 000 heures de fonctionnement, le gaz et le nucléaire s'équilibrent à un coût de production⁵ légèrement inférieur à 45€/MWh. Un renchérissement du gaz conduirait à abaisser le point d'équilibre.

Domaine de compétitivité des différentes filières en 2015



L'étude prenait comme hypothèse, pour le nucléaire, une série de 10 exemplaires EPR. En effet, passé le stade du démonstrateur que serait le premier réacteur EPR, c'est dans la réalisation d'une série de réacteurs de ce type que le nucléaire trouverait tout son intérêt économique.

La réalisation d'un seul réacteur EPR représenterait pour EDF un surcoût d'environ 400 M€ par rapport à une solution alternative de cycles combinés à gaz (avec les mêmes hypothèses sur les coûts des combustibles et le taux d'actualisation). La réalisation de seulement 4 réacteurs EPR (nombre de réacteurs du palier N4) permettrait un équilibre de l'option nucléaire. Au-delà d'un prix du gaz de 4\$/MBtu⁶, une « série » limitée à un seul réacteur EPR serait déjà compétitive par rapport à une solution alternative de production d'électricité à partir de cycles combinés à gaz.

L'avantage compétitif du nucléaire est renforcé si on prend en compte les coûts liés aux émissions de CO₂, suite à l'engagement de la France de satisfaire aux exigences du protocole de Kyoto et du marché de permis qui y est associé. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production. Deux hypothèses de coûts CO₂ sur la durée de vie des centrales au fioul et au charbon figurent dans le premier graphique ci-dessus. L'hypothèse de 4€/tCO₂ peut être considérée comme très basse pour la période post-Kyoto.

Pour l'ensemble des filières de production, si les coûts liés aux émissions de CO₂ ont pu être chiffrés, il n'a en revanche pas été possible d'attribuer une valeur économique à l'ensemble des conséquences environnementales (rejets, bruits...) ni aux gains sociaux, notamment en terme d'emplois. Un chiffrage partiel⁷ des coûts environnementaux liés aux polluants atmosphériques (dont SO₂, NOx) et de ceux liés à la sûreté a conduit, sur la base de travaux européens⁸, à la conclusion que la hiérarchie entre les différentes filières restait inchangée. En ce qui concerne le nucléaire, l'étude européenne ne tenait de surcroît pas compte des améliorations de sûreté apportées par l'EPR.

Enfin, comparativement aux filières charbon et gaz, la filière nucléaire présente des coûts de production stables par rapport aux variations du taux de change euro/dollar et à celles du coût des combustibles.

1. Le document est disponible sur internet : http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm

2. sur la durée de vie des installations, indépendamment des conditions de commercialisation

3. Les hypothèses centrales sont un prix du baril de 23\$, un prix du gaz de 3,3\$/MBtu, un prix de la tonne de charbon de 30\$, un coût de l'uranium de 20\$/lb et une parité euro/dollar. Les coûts sont exprimés en euros 2001.

4. Le taux d'actualisation traduit l'idée que l'on préfère dépenser un euro demain plutôt qu'aujourd'hui. Ainsi, avec un taux d'actualisation de 8 %, un euro d'aujourd'hui est équivalent à 1,08 € un an plus tard.

5. Hors externalités CO₂

6. Le prix du gaz naturel était 5,83 \$/MBtu en janvier 2005.

7. L'étude « coûts de référence de la production électrique 2003 » détaille ce sujet en pages 68 et suivantes : il en ressort des coûts supplémentaires pour le nucléaire de 4,4 €/MWh, pour le gaz de 20 €/MWh et pour le charbon de 44,6 €/MWh.

8. Etude ExternE de la Commission Européenne disponible sur internet à l'adresse <http://www.externe.info>



Global Chance

La compétitivité économique de l'EPR

Les éléments dont on dispose proviennent de la DGEMP dans un document publié en juin 2003 et intitulé « Coûts de référence de la production électrique ».

Pour un fonctionnement « en base », l'étude fait apparaître des surcoûts de 23 à 54 % pour l'électricité ex gaz et de 13 à 29 % pour l'électricité ex charbon selon les hypothèses de taux d'actualisation et de coût de combustible retenues. La tension actuelle sur les coûts du gaz renforcerait ces écarts. Pourtant 3 ans plus tôt le rapport Charpin-Dessus-Pellat¹, affichait dans le consensus des résultats très sensiblement différents, avec des hypothèses de coût de combustibles analogues. On est donc amené à s'interroger, à la fois sur la méthode de calcul de l'étude de la DGEMP, sur les paramètres pris en compte et sur la justification des données chiffrées.

La DGEMP calcule le coût marginal d'un kWh d'électricité (un kWh supplémentaire) produit par différentes sources à un horizon donné, par exemple en 2007 ou 2015 et dans des conditions de fonctionnement bien définies (base, semi base, pointe, etc.).

Un coût marginal ?

Dans le cas des turbines à cycle combiné à gaz ou des centrales à charbon, on dispose de très nombreuses références internationales de coûts d'investissement et de fonctionnement unitaires. C'est très différent pour le nucléaire. Tout d'abord, le marché est très restreint : il se réduit à quelques unités par an. Pour l'EPR c'est bien pire puisque ce réacteur n'existe encore que sur le papier. Pour calculer le coût du kWh en 2015, la DGEMP choisit donc de raisonner sur la construction de 10 tranches de façon à amortir les conséquences des aléas techniques et financiers du « démonstrateur ». Cette méthode présente un biais de taille : en effet 10 tranches d'EPR, ce sont 16 000 MWe à installer en France entre 2015 et 2025, ce qui n'est manifestement pas du domaine d'une opération « marginale » puisque c'est augmenter le parc de 20 %. De plus, l'analyse des scénarios de cadrage montre l'inutilité d'une telle mesure : le parc total ainsi obtenu serait surdimensionné et son taux réel d'utilisation 20 à 25 % plus faible que celui retenu dans l'étude de la DGEMP (93 %) et le surcoût du kWh de l'ordre de 30 %.

La deuxième critique porte sur la façon dont sont prises en compte les externalités d'environnement³. L'étude du Ministère de l'industrie combine deux méthodes d'analyse :

- Une évaluation « par l'aval » des coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production (par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO₂ de l'unité réalisée ou celles d'un accident nucléaire). Cette analyse ne prend cependant pas en compte les conséquences économiques d'une série de phénomènes à très long terme comme par exemple la stérilisation de surfaces agricoles, le déplacement de populations ou les pertes de production engendrées par un accident nucléaire. Elle ne rend donc que partiellement compte des coûts externes liés à la filière nucléaire.

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

2. Voir note Enerdata.

3. On nomme « externalités » une série de coûts qui sont imputables à l'activité décrite, mais pas intégrés dans les coûts de l'activité en question.

17 ter rue du Val
92190 Meudon
E-mail :
globalchance@wanadoo.fr

• Par contre, pour les émissions de gaz à effet de serre, son approche se fonde sur la mesure de la valeur de l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre les risques qui lui sont liés. Il s'agit là d'une évaluation « par l'amont ». Pour le CO₂, la DGEMP retient la méthode de prise en compte d'une mesure de précaution vis-à-vis de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (et non pas d'une mesure de réparation des dégâts éventuels), méthode justifiée par l'incertitude qui règne sur les conséquences économiques du réchauffement climatique. Mais, pour le nucléaire, contrairement à ce qui avait été tenté dans le rapport Charpin Dessus Pellat (CDP), aucune mesure de précaution de ce type n'est prise en compte par la DGEMP, ni vis-à-vis de l'accumulation des déchets à haute activité et longue durée de vie ni vis-à-vis de la prolifération. L'étude DGEMP fait donc en fait le pari implicite qu'il existe des solutions assez fiables sur les aspects déchets et prolifération de la filière pour ne pas mettre en œuvre le principe de précaution.

Des chiffres contestables

Les résultats affichés par la DGEMP sont évidemment aussi la conséquence des choix initiaux des coûts des différents postes de dépense de l'EPR. Là encore, on découvre de très gros écarts d'appréciation entre les coûts unitaires retenus par la DGEMP et le rapport CDP, en particulier sur deux points :

Les coûts d'investissement

La DGEMP propose un coût d'investissement 22 % inférieur à celui retenu par le rapport CDP, pour un même nombre de tranches construites (10). Ces nouvelles valeurs en provenance du constructeur AREVA se fondent sur des considérations qualitatives de progrès réalisés depuis quelques années sur le design du projet EPR, sans aucune référence aux coûts observés pour les dernières tranches construites en France. On peut s'interroger sur la fiabilité de tels coûts. Il est d'autre part très surprenant que ces coûts n'aient pas fait l'objet d'une comparaison critique avec les coûts de référence des centrales à eau pressurisée les plus récentes, sur la base des coûts observés du palier N4 ou des centrales 1 300 MWe qui pourraient fort bien, selon le résultat obtenu, être choisies pour renouveler le parc nucléaire en lieu et place de l'EPR.

Le cycle du combustible

Les opérations de retraitement proprement dites sont évaluées uniquement sur la base d'indications fournies par l'industriel Cogema, à un coût deux fois moins élevé que dans le rapport CDP.

En résumé, l'analyse des méthodes de calcul, des paramètres pris en compte et des coûts unitaires proposés par l'étude DGEMP montre des biais systématiques, tous en faveur du nucléaire, qui décrédibilisent l'étude. C'est d'autant plus grave qu'aucune expertise indépendante ne semble considérée par le Ministère de l'industrie comme possible sous le prétexte du secret commercial.



Association des écologistes pour le nucléaire (AEPN)

55 rue Victor Hugo
78800 Houilles
Tél. : 01 30 86 00 33
Fax : 01 30 86 00 10
E-mail : AEPN@ecolo.org
www.ecolo.org

EPR : Coûts directs et indirects

Le prix d'une source d'énergie est un élément, mais n'est pas le seul critère à prendre en considération. Les critères environnementaux et de sûreté, ainsi que la stabilité des coûts futurs, la sécurité des approvisionnements, la capacité à répondre à la demande doivent être également considérés. Dans le contexte actuel de raréfaction des énergies fossiles et de grande volatilité des cours du pétrole, introduction progressive de taxes sur le CO₂, tous ces critères sont favorables au nucléaire et à la construction de l'EPR.

Avec une production électrique importante (1 600 MWe), fonctionnant en base (7 000 heures par an), une durée de vie allongée de 40 à 60 ans, des périodes d'intervention pour changement de combustible et maintenance réduites à 16 jours, l'EPR permet de répartir le coût d'investissement sur une durée plus longue et un nombre plus grand de kWh produits, d'où une meilleure rentabilité économique, avec une sûreté elle-même accrue (risque d'accident divisé par 10).

Les réacteurs actuels sont déjà tout à fait compétitifs puisque la France gagne de l'argent en exportant son électricité nucléaire dans la plupart des pays voisins (Espagne, Italie, Belgique, Grande-Bretagne, Suisse).

L'EPR fera cependant encore mieux que nos réacteurs actuels sur le plan économique, avec un rendement thermodynamique qui passe de 33 à 36-37 % (soit 10 % de mieux). La quantité d'uranium nécessaire pour produire la même quantité d'électricité avec un EPR est réduite de 15 % en augmentant le taux de combustion (burn-up), ce qui diminue d'autant le volume des déchets produits. La durée de construction du réacteur diminue également, ce qui réduit les intérêts intercalaires.

Comparativement au kWh produit par un EPR, la construction des éoliennes les plus modernes installées en France coûte par puissance produite environ deux fois plus cher. De plus, le vent ne souffle que de manière intermittente, pas forcément au moment où les citoyens ont besoin d'électricité. Il faut donc prévoir, pour chaque éolienne installée, la même puissance en capacité de secours. L'énergie éolienne raccordée au réseau est certainement propre, pour les quelques petits kWh qu'elle produit lorsque le vent veut bien souffler, mais elle ne fournit que de petites quantités d'énergie. Et surtout, elle n'est pas fiable, ni économique. Quelques % d'électricité éolienne dans la production nationale est certes envisageable, à grands frais et non sans impact sur les paysages, mais construire un EPR représente un coût bien moindre. On pourrait alors consacrer davantage de ressources aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables apportant un bénéfice réel, à la fois économique et écologique (pompes à chaleur, isolation des habitations et eau chaude solaire par exemple).

Le véritable concurrent de l'EPR, la seule énergie capable de rivaliser à ce niveau de puissance en polluant moins que le charbon, est en réalité le gaz. Les centrales à gaz les plus modernes, à cycle combiné, très performantes, sont certes moins chères à construire mais il faut ensuite acheter pendant des années, des quantités extrêmement importantes de gaz, dont le prix ne cesse de monter. Un rapport parlementaire de 2001¹ donne les chiffres suivants :

Comparaison des coûts du courant produit par l'EPR et une centrale à gaz (CCG) fonctionnant tous les deux en base. Ceci ne tient pas compte d'une éventuelle taxe sur le carbone qui pénaliserait encore davantage le gaz.

| Euros/MWh | EPR | 1 200 MWe Finlande | CCG | CCG Finlande |
|----------------|------|-----------------------|------|-----------------|
| Investissement | 17,1 | 19,9 | 5,6 | 7,0 |
| Exploitation | 4,8 | 7,2 | 3,1 | 1,5 |
| Combustible | 4,2 | 3,0 | 25,2 | 23,7 |
| R&D | 0,6 | | | |
| Total | 27,7 | 30,1 | 33,9 | 32,2 |

Le prix de l'énergie nucléaire est par définition stable et prédictible : il s'agit essentiellement du prix de construction de la centrale. Le prix du combustible (uranium) n'entre que pour 5 % dans le prix final du kWh électrique, contre 80 % pour le gaz. Bien sûr, il convient de prendre en compte également les coûts indirects, environnementaux et sanitaires, habituellement laissés de côté, pour chaque type d'énergie. L'étude européenne ExternE² a chiffré précisément ces coûts indirects en France pour chaque moyen de production d'électricité :

| Source d'énergie | Coût externe (en cts d'Euros par kWh) |
|------------------|---------------------------------------|
| Charbon | 7-10 cents |
| Pétrole | 8-11 cents |
| Gaz | 2-4 cents |
| Biomasse | 1 cent |
| Hydraulique | 1 cent |
| Nucléaire | 0.3 cents |
| Eolien | Jusqu'à 0.25 cents (selon les pays) |

Source : ExternE

1. Rapport OPECST 2001.

2. European Commission, Externe Study, www.externe.info - 25 mai 2005

On voit que la prise en compte des coûts externes ne fait que renforcer l'avantage compétitif de l'énergie nucléaire sur ses concurrents. L'industrie nucléaire civile a déjà, depuis plusieurs décennies (dès l'origine), pris en compte les coûts indirects que d'autres industries oublient parfois : le coût du retraitement et du stockage à long terme des déchets, ainsi que des provisions pour le démantèlement des centrales ou usines en fin de vie. 15 % du prix de construction sont ainsi mis de côté au fur et à mesure pour couvrir les frais de démantèlement le moment venu et sont inclus dans le prix du kWh nucléaire payé par le client.

L'avantage économique de l'EPR se trouve conforté également dans l'hypothèse (extrêmement vraisemblable) de l'introduction d'une taxe sur le CO₂ dans un proche avenir, pour lutter contre le réchauffement climatique. Il en va de même dans le cas (également très probable) d'une montée des prix des produits pétroliers et de l'épuisement progressif dans les prochaines décennies des réserves pétrolières et gazières. En comparaison, les réserves énergétiques en uranium sont beaucoup plus durables et mieux réparties sur la planète des pays amis (Australie, Canada...). À l'inverse, des tonnages extrêmement importants de pétrole et de gaz sont importés en totalité en provenance de pays fort peu démocratiques, particulièrement instables politiquement et qui ne sont pas nos amis.

L'EPR fournira une électricité propre à des prix prédictibles, stables et compétitifs, surtout s'il est intégré sur un site déjà en partie aménagé comme celui de Flamanville. Les prix des autres énergies (gaz et charbon notamment), outre qu'ils sont déjà plus onéreux, échappent quant à eux à notre contrôle et risquent de croître encore davantage dans les prochaines décennies.

Réseau « Sortir du nucléaire »



L'EPR : un flop financier

Ce que les antinucléaires clamaient depuis si longtemps a été enfin reconnu par le Ministre de l'industrie qui, dans une interview publiée le 2 janvier 2005 par un hebdomadaire dominical, a en effet avoué que « pendant des années, les français ont beaucoup contribué, par leurs impôts, au développement du parc nucléaire »

En effet, le nucléaire n'existe que grâce aux investissements publics indus. C'est aussi le cas de l'EPR vendu par la France à la Finlande : fin 2004, la Fédération européenne des énergies renouvelables (EREF) a déposé plainte auprès de la Commission européenne à Bruxelles du fait d'aides étatiques aussi substantielles qu'illégales.

Par ailleurs, comme les réacteurs actuels, l'EPR produira des déchets nucléaires et devra être démantelé en fin de vie. Or, et ce ne sont pas seulement les antinucléaires qui le disent mais aussi la Cour des comptes¹, l'argent provisionné à cet effet est notoirement insuffisant... voire inexistant : que penser d'EDF qui prétend avoir cet argent « de côté » alors qu'elle a au moins 40 milliards d'euros de déficit ?

D'ailleurs, afin de préserver les bénéfices pour les actionnaires, il est prévu qu'EDF et AREVA se débarrassent définitivement de leurs obligations concernant le démantèlement (et les déchets ainsi générés) en payant à l'Etat une certaine somme, appelée « soultte ».

C'est déjà le cas concernant le site nucléaire de Marcoule (Gard). Bien sûr, les coûts réels seront en réalité 2 ou 3 ou 10 fois plus élevés, mais ce sera trop tard car ces soulttes sont dites « libératoires » : ce sera à l'Etat, c'est-à-dire aux citoyens, de payer une fois de plus.

Le nucléaire, et donc l'EPR, est en réalité une très mauvaise affaire financière (en plus d'être inacceptable pour l'environnement et la santé publique). Avec le même argent, il est possible de produire deux fois plus d'électricité en créant 5 fois plus d'emplois².

La France et de façon générale l'Union européenne feraient mieux de développer une véritable politique industrielle de l'énergie basée sur :

- les économies d'énergie et l'efficacité énergétique : diverses études officielles montrent qu'il est possible de consommer jusqu'à 50 % d'énergie en moins pour le même confort.
- le développement massif des énergies renouvelables, seules à même d'apporter une véritable indépendance énergétique et, par ailleurs, beaucoup moins vulnérables face aux aléas climatiques que le système « centrales nucléaires / lignes THT »

1. Rapport "Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs", janvier 2005.

2. Etude "Eole contre Pluton", 2004.

9 rue Dumenge
69317 Lyon cedex 04
Tél. : 04 78 28 29 22
Fax : 04 72 07 70 04
E-mail :
contact@sortirdunucleaire.fr
www.sortirdunucleaire.org



Sauvons le Climat

Le coût de l'EPR

Coûts directs (marchands, internes)

Les études de la DIDEME (Ministère de l'industrie)¹ ont montré que, sur la base de la construction de 10 exemplaires et d'un fonctionnement en base (plus de 7 000 h par an), l'EPR était très compétitif par rapport aux centrales à gaz à cycle combiné et aux centrales au charbon. Le coût de développement estimé à 800 millions d'euros par l'OPECST serait réparti sur les dix exemplaires construits, ce qui situe le risque financier pris par AREVA.

Pour d'autres types de fonctionnement que la base la compétitivité du nucléaire par rapport au gaz est moins assurée, comme on peut le voir sur le Tableau 1. Remarquons que pour un coût faible du gaz de 10 €/MWh la compétitivité du nucléaire n'est assurée que pour un fonctionnement de 8 000 h par an. Pour un coût de 25 €/MWh le nucléaire est compétitif même pour un fonctionnement de 2 500 h par an, soit en semi-base. On voit à quel point les décisions d'investissement prises en faveur du gaz sur la base de sa compétitivité peuvent être aléatoires.

Tableau 1.

| | Investissement | Fonctionnement | Combustible | R&D | Total |
|-------------------|----------------|----------------|-------------|-----|-------|
| Nucléaire 8 000 h | 19 | 4 | 6 | 0,6 | 31 |
| Gaz 8 000 h | 7 | 3 | 17-42 | | 27-52 |
| Nucléaire 4 000 h | 38 | 9 | 6 | 0,6 | 54 |
| Gaz 4 000 h | 14 | 6 | 17-42 | | 37-62 |
| Nucléaire 2 000 h | 75 | 17 | 6 | 0,6 | 101 |
| Gaz 2 000 h | 28 | 12 | 20-50 | | 61-91 |

Coûts (HT) en €/MWh pour des centrales fonctionnant dans trois hypothèses de fonctionnement. Le taux d'actualisation est de 8 %. Le prix du gaz naturel est supposé compris entre 10 et 25 €/MWh et le rendement des centrales à gaz de 60 %. Le prix actuel (avril 2005) du gaz est d'environ 20 à 30 €/MWh. Les coûts d'investissement sont supposés de 1,9 G€/GWe et 0,55 G€/GWe pour le nucléaire et le gaz respectivement. Les chiffres sont arrondis à l'unité.

1. Etude « Coûts de référence », 2003.

Dans les calculs auxquels nous venons de faire référence il s'agit d'optimiser le choix économique pour un investissement correspondant à une seule installation. En réalité il s'agit, bien plus souvent, d'optimiser les choix relatifs à un parc de production. Par exemple, si la meilleure façon de financer un parc en croissance rapide est le recours à l'emprunt, la meilleure façon de simplement renouveler le parc est l'autofinancement. Dans ce cas la technique du taux d'actualisation perd de sa pertinence.

Il serait, en tous cas, souhaitable qu'EDF précise son plan de financement de l'EPR.

Coûts indirects ou coûts externes

Ces coûts quantifient sur le plan économique les atteintes portées aux personnes (accidents, mortalité, maladies des travailleurs et de la population en général) ainsi que les atteintes à l'environnement (pollution chimique, gaz à effet de serre...).

L'étude la plus complète a été faite pour la Commission européenne sous la désignation «ExternE»¹. Un tableau résumant les résultats de cette étude est donné dans la contribution de l'AEPN à ce débat et nous y renvoyons. L'étude montre que le nucléaire entre dans les sources d'énergies ayant les coûts externes les plus bas. La prise en compte des coûts externes renforcerait donc encore sa compétitivité vis-à-vis du gaz et du charbon.

Financement de la recherche sur l'énergie nucléaire

On entend souvent dire que de considérables fonds publics seraient affectés à la recherche sur les réacteurs nucléaires, correspondant à un coût caché des dits réacteurs et, donc, de l'EPR. Bien entendu EDF et AREVA poursuivent leurs propres programmes de recherche financés sur leurs fonds propres. Les fonds publics sont, essentiellement, dépensés dans le cadre du budget du CEA. Il est instructif de considérer quelques ordres de grandeurs des chiffres en cause. L'EDF produit annuellement environ 500 milliards de kWh à un prix de revient « sortie centrale » de 0,03 € par kWh. Le prix de revient total de la production électrique est donc de l'ordre de 15 milliards d'euros.

En 2005 le CEA² dépensera environ 353 millions d'euros sur les programmes liés à l'énergie nucléaire, dont 200 millions d'euros sur des programmes d'amélioration des REP et du cycle du combustible associé. Par ailleurs ses partenaires nucléaires ont versé au CEA 185 millions d'euros en 2003, dont 100 millions d'euros affectés aux dépenses de recherche sur les REP. On voit ainsi que la subvention de recherche publique affectée à l'amélioration des REP représente moins de 0,7 % du coût de production de l'électricité produite par EDF.

1. Etude ExternE.

2. Chiffres fournis obligamment par la direction des programmes du CEA.



Association pour la promotion du site de Flamanville (PROFLAM)

Chambre de Commerce de Cherbourg Cotentin
Bld de l'Atlantique
50100 Cherbourg-Octeville

Contribution au niveau des coûts

La question du coût de l'EPR est à rapporter au bénéfice économique sur le plan national comme sur le plan territorial.

Plusieurs arguments essentiels sont à prendre en compte :

- Le coût de l'électricité produite par un réacteur de type EPR est très peu sensible à la variation du prix du combustible, dans la mesure où celui-ci représente une faible part du coût total (15 %) au contraire du gaz pour le cycle combiné (74 %). Ainsi une variation de 10 % du prix de l'uranium naturel induit une variation de moins de 0,5 % du coût du MWh, alors qu'une variation de 10 % du prix du gaz induit une variation de plus de 6 % du même indicateur. Autrement dit, la sensibilité du MWh nucléaire au coût du combustible est 12 fois plus faible que celle du MWh gaz¹.

Ainsi, à l'heure où GDF souhaite augmenter ses tarifs de 10 % pour les particuliers, la stabilité économique apportée par le prix de l'électricité issue du nucléaire améliore la lisibilité de tout entrepreneur sur son compte d'exploitation.

- Si l'impact économique ne suffit pas à lui seul à justifier un investissement, il importe de souligner l'effet très largement positif du secteur nucléaire de la Manche sur l'emploi et les finances publiques locales.

Depuis de nombreuses années, ce secteur a contribué, par le biais des taxes foncières et professionnelles, au développement remarquable d'une région entière en créant de nombreux emplois directs et indirects, et en assurant une activité économique locale qui n'aurait pas été aussi importante dans le cas contraire.

De façon induite et malgré ce niveau d'investissement public élevé, il faut également noter que les taux d'imposition appliqués aux entreprises autres ainsi qu'aux ménages sont restés inférieurs à la moyenne nationale.

1. Rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs.

Société française d'énergie nucléaire (SFEN)



Le nucléaire permet de produire une électricité à des coûts raisonnables. Ce n'est pas par hasard que les consommateurs français bénéficient, depuis la mise en œuvre du programme nucléaire, d'un courant bon marché, moins cher que la moyenne des tarifs pratiqués en Europe. Les évaluations concernant l'EPR, établies en France et en Finlande, confirment nettement la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres sources d'énergie (nous renvoyons, sur ces différents points, aux précisions apportées par les Administrations ainsi que par AREVA et par l'AEPN, figurant dans ce même chapitre). Voici, brièvement rapportés, quelques uns des principaux avantages d'ordre économique liés à l'utilisation du nucléaire en France :

67 rue Blomet

75015 Paris

Tél. : 01 53 58 32 10

Fax : 01 53 58 32 11

E-mail : sfen@sfen.fr

www.sfen.org

Le nucléaire garantit des coûts de l'électricité modérés et stables sur le long terme

En effet, le coût de la matière première utilisée, l'uranium, n'intervient que pour une très faible part, environ 6 % aujourd'hui, dans le coût de revient total. Ainsi, même en cas de très forte augmentation du coût de l'uranium, l'incidence sur le coût total du kilowattheure reste très limitée. Ce n'est pas le cas avec les combustibles fossiles puisque le prix du charbon, du pétrole ou du gaz, représente de 60 % à 80 % du coût de revient du kilowattheure. Toute augmentation du prix de ces combustibles a une forte incidence sur le coût de l'électricité ainsi produite. Au contraire, le coût du kilowattheure nucléaire est intrinsèquement stable, indépendant des aléas des marchés. C'est un avantage essentiel pour la France que d'avoir maîtrise et visibilité à long terme sur les conditions économiques de sa production d'électricité.

Le nucléaire va augmenter sa compétitivité par rapport aux énergies fossiles

Les années à venir vont être marquées par la hausse des prix du pétrole et du gaz. Par ailleurs, les taxations sur les émissions de CO₂ (afin de lutter contre le réchauffement climatique), vont renchérir d'autant les coûts de revient de l'électricité « fossile ». L'avantage économique du nucléaire s'en trouvera d'autant plus durablement renforcé.

Les exportations « nucléaires » rapportent chaque année des milliards d'euros

La France exporte de l'électricité en Europe et des équipements et services nucléaires dans le monde entier pour des montants de l'ordre de 5 à 6 milliards d'euros par an. Ces exportations soutiennent des dizaines de milliers d'emplois et constituent un des plus importants postes bénéficiaires de notre balance commerciale.

Le nucléaire permet la réalisation d'importantes économies sur les importations, devenues inutiles, de combustibles fossiles

Les sommes ainsi économisées sont de l'ordre de 25 à 30 milliards d'euros chaque année (représentant le coût du pétrole ou du gaz nécessaire pour produire une quantité d'électricité équivalente à celle que fournit le parc nucléaire). Sans le nucléaire, c'est une somme équivalant à la construction de 10 EPR qu'EDF devrait déboursier chaque année pour fournir le pays en électricité ! Un véritable transfert de richesse hors du territoire national qui détruirait l'équilibre de notre balance commerciale restauré en partie grâce au nucléaire.

Le nucléaire est un facteur de localisation des emplois

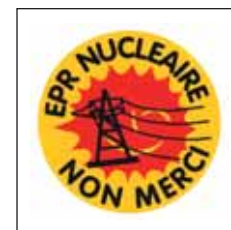
Le nucléaire représente aujourd'hui en France 100 000 emplois directs et plusieurs dizaines de milliers d'emplois induits. Mises à part les sommes mobilisées pour la fourniture des centrales en uranium, environ 95 % des dépenses effectuées dans le cadre du programme demeurent à l'intérieur du pays, alimentant l'activité économique nationale et l'emploi.

Le nucléaire rapporte à l'Etat plus qu'il ne lui coûte

L'idée selon laquelle le programme nucléaire ne se développerait que grâce à des subventions de l'Etat – donc du contribuable – est fautive. L'Etat a participé pour moins de 10 % à l'investissement total, par l'intermédiaire de dotations à EDF qui ont pris fin en 1982. Le reste du programme a été – et continue d'être – entièrement financé par les acteurs du projet (EDF, AREVA).

Concernant l'effort de recherche et développement, il est autofinancé à AREVA et à EDF. L'aide directe de l'Etat prend principalement la forme d'une subvention annuelle au Commissariat à l'énergie atomique. Cette subvention est de l'ordre de 440 millions d'euros (référence année 2000) s'inscrivant dans une somme totale d'environ 760 millions d'euros consacrée annuellement par le CEA à la recherche nucléaire civile. Cette somme est inférieure de moitié aux recettes que l'Etat et les collectivités locales reçoivent chaque année de la part de l'industrie nucléaire, sous forme d'impôts sur les bénéfices et de taxes : ces recettes ont été de 1 450 millions d'euros pour cette même année 2000. Le nucléaire rapporte donc à l'Etat bien plus qu'il ne lui coûte. Il est une source de recettes pour la collectivité publique.

Collectif régional « L'EPR non merci, ni ailleurs, ni ici »



Combien coûtera cet EPR inutile et dangereux ? Qui va payer ?

« Trois milliards d'euros le réacteur EPR si 10 sont construits derrière, mais si aucun autre ne l'est, on ne sait où l'on va », nous a-t-il été dit, fin juillet 2004, au Ministère de l'industrie.

EDF a-t-elle les moyens d'en construire 10 ? EDF annonce publiquement ses bénéfices, mais pas son endettement et ses difficultés à venir :

- 35 à 41 milliards d'euros selon les audits ; ces estimations ont d'ailleurs été jugées floues selon la Cour des comptes¹. Plus de la moitié de ces montants est due à l'investissement des années 1970 et 1980 et le reste est le résultat de l'achat, à l'étranger, de plus d'une trentaine de sociétés privées.
- Le changement de statut de l'entreprise, mais non de celui des personnels en place, exige environ 9 milliards de soule pour payer les retraites.
- Trois milliards et plus pour construire l'EPR.

Avec le changement de statut et la construction de l'EPR, EDF va se retrouver avec un trou d'environ 50 milliards d'euros au moins. On comprend pourquoi EDF préférerait voir autorisé par le Gouvernement l'allongement de la durée de vie de ses réacteurs de 30 à 40 ans plutôt que d'avoir à trouver des financements pour un EPR inutile, tout cela pour en faire une vitrine commerciale pour AREVA, Framatome et Siemens. Enel, entreprise italienne d'électricité, pourrait s'engager à 10 % (et non à 25 souhaités) dans le projet EPR. Quels avantages va-t-on offrir à des entreprises pour participer à l'investissement ou entrer dans le capital ? En l'occurrence, pour l'achat de l'électricité de la vallée du Rhône. Qui va encore payer ? Le consommateur individuel ou le contribuable français, ou les deux ?

Sous-évaluation des coûts :

EDF avoue un coût du kWh qui ne correspond nullement à la réalité.

- Le coût de la recherche a été pris par l'État donc par le contribuable et non par le consommateur, a reconnu le Ministre de l'industrie.
- EDF s'est fait rappeler à l'ordre par l'Union européenne parce qu'elle n'est pas assurée pour les risques d'accidents.

1. Rapport Cour des comptes sur EDF, 2005.

Coordination :
c/o CRILAN
Didier Anger
10 route d'Étang
Val 50340 Les Pieux
Hague-Sud

- Le coût du démantèlement est sous-évalué : des syndicats affirment même qu'une bonne partie des réserves prévues à ce propos ont servi à acheter 31 sociétés à l'étranger y compris en Argentine avec le succès économique que l'on sait. Comment d'ailleurs calculer le coût du démantèlement pour un réacteur dont la durée de vie serait de 40 ans ou plus et dont le démantèlement s'effectuerait à 30 voire 50 ans ? Aucun économiste sérieux ne sait calculer à 20 ans.

- À plus forte raison, le coût de la gestion des combustibles irradiés avec ou sans retraitement, compte tenu d'une durée de vie qui n'est pas à la mesure de la durée de vie humaine. La Cour des comptes a déjà attiré l'attention sur la sous estimation des coûts du démantèlement et de la gestion des déchets².

- À combien évalue-t-on le surcoût de la sortie d'électricité de Flamanville vers les Quintes Laval sud : environ 200 km en direct et plus en passant par Domloup-Rennes ?

Le coût supplémentaire de ce couloir est actuellement estimé par RTE de 180 à 220 millions d'euros par rapport au projet de Penly déjà équipé. Il aurait été pris en charge, selon les déclarations à la presse de son président, par le Conseil général de la Manche, contrairement à la loi française sur les exonérations de taxe professionnelle et à la réglementation européenne sur les distorsions de concurrence.

- À combien évalue-t-on le coût supplémentaire dû aux pertes en lignes d'électricité sur une si longue distance ? À combien estime-t-on le coût supplémentaire d'une production d'électricité produite par la chaleur, qui ne récupère pas celle-ci, et gaspille plus de 65 % de l'énergie produite dans la mer, y provoquant prolifération d'algues et mousses de Dielette au cap du Rozel ?

Mieux vaut une production décentralisée de chaleur et d'électricité à proximité des consommateurs et qui ne serait pas payée et supportée par le contribuable.

2. Rapport Cour des comptes sur le démantèlement et les déchets, 2005.

négaWatt

Bilans économiques et sociaux

Le projet d'EPR est souvent présenté comme une opportunité en termes d'activité économique et d'emploi. Pourtant, comparé aux impacts économiques et sociaux considérables d'un scénario négaWatt appliqué à notre pays, cette affirmation ne tient pas.

Une économie relancée

Outre des gains importants d'efficacité pour toutes les entreprises consommatrices d'énergie, le scénario négaWatt offre des opportunités de développement, notamment pour les PME-PMI dans des secteurs aussi variés que le bâtiment (construction économe et plus encore réhabilitation de l'existant), la fabrication de composants et de matériaux, les études technico-économiques, les services énergétiques ou la maintenance. Mieux : si elles peuvent s'appuyer sur un marché domestique crédible pour exporter leurs savoir-faire et leurs produits « négaWatts », nos entreprises auront de bonnes chances de figurer parmi les gagnants de la course mondiale à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Un bon exemple à cet égard est celui de l'industrie éolienne d'un pays aussi petit que le Danemark, premier exportateur mondial depuis plus de 20 ans.

Des emplois nombreux et variés

Les bénéfices sociaux d'un scénario énergétique négaWatt sont considérables.

Tout d'abord il permet de très nombreuses créations d'emplois : un programme de réhabilitation des logements existants est susceptible de créer l'équivalent de 300 000 emplois permanents à temps plein dès les premières années de son lancement. 5 à 10 000 autres pourraient être créés dans le conseil et l'étude technique en maîtrise de l'énergie, gagés sur les économies financières générées. En ce qui concerne les énergies renouvelables, si l'on se réfère aux expériences étrangères, l'éolien à lui seul fournirait 40 000 emplois en 2010, plus de 100 000 en 2030 et plus de 200 000 en 2050, le photovoltaïque respectivement 25 000, 40 000 et 150 000, même en tenant compte des gains de productivité prévisibles. Quant à l'exploitation de la biomasse, elle permettrait de maintenir au moins partiellement en activité une part importante de nos agriculteurs alors que la réforme de la PAC est vécue comme une menace sur l'emploi agricole. Elle créerait par rapport à la situation d'aujourd'hui 10 000 emplois nouveaux en 2010, 45 000 en 2030 et 150 000 en 2050. Au total, l'hypothèse de 500 000 emplois directs en 2030 et 1 000 000 en 2050 semble raisonnable.



22 boulevard Foch
34140 Mèze
E-mail :
contact@negawatt.org
www.negawatt.org

Des emplois qualifiés et pérennes

Au-delà de la quantité, il faut aussi regarder la qualité de ces nouveaux emplois. Pour la plupart non-délocalisables car liés à un territoire ou pour le moins à des débouchés régionaux ou nationaux, leur contribution au développement local et à l'aménagement du territoire serait considérable. S'agissant souvent d'emplois à faible contenu en capital, leur pérennité serait assurée dans de bonnes conditions. De plus, ils offriraient une très grande diversité en termes de niveau de connaissance, de qualification et de contenu d'activité, autant d'éléments de solidarité et de complémentarité propres à renforcer la cohésion sociale.

Enfin, les conditions de vie de tous seraient améliorées, à commencer par celles des plus pauvres d'entre nos concitoyens : réduire les besoins d'énergie pour se chauffer, s'éclairer et se déplacer, c'est aussi contribuer à n'avoir pas que la survie quotidienne comme ligne d'horizon.

La mise en service d'une filière énergétique telle que l'EPR devrait être subordonnée à une réflexion sur la durabilité et la qualité des emplois créés par rapport à un scénario fondé sur la maîtrise de la demande et les renouvelables.