

Eva Joly : Arrêter l'exploitation du nucléaire civil en 20 ans

18 novembre 2011



Le coût de l'arrêt du nucléaire civil en 20 ans est estimé à 220 milliards d'euros d'ici à 2030. Ce montant comprend les surcoûts de production (recours à des énergies plus chères) et les surcoûts systémiques liés aux investissements nécessaires à la transition et à la maîtrise de la demande d'électricité. Cette estimation ne se limite pas au seul impact budgétaire produit par la mesure. Elle ne prend toutefois pas en compte certains effets économiques, tels que les coûts de restructuration de la filière, ou encore ceux liés à l'arrêt de l'activité de retraitement des déchets.

LA PROPOSITION

Mettre fin à l'exploitation du nucléaire civil en vingt ans. Les constructions de nouvelles centrales seront interrompues, ce qui inclut l'arrêt des chantiers EPR. Les centrales et les installations les plus anciennes et les plus dangereuses, celles qui nécessitent les investissements les plus lourds, seront elles aussi fermées sans délai. Les centrales les plus récentes iront au terme de leur exploitation (30 ans). Les 50 000 emplois de la filière seront conservés jusqu'à la fin de cette industrie et de son démantèlement, soit 70 ans au total.

LE CHIFFRAGE

NOS ESTIMATIONS

Montant cumulé à l'horizon 2030 : – 220 Mds€

LA PRECISION DU CHIFFRAGE

Indice de précision du chiffrage : 3/5

Le chiffrage de cette mesure est moyennement fiable faute d'informations suffisantes. Pour établir les estimations, des hypothèses fortes ont dû être prises. Il serait bien que le candidat précise sa mesure.

En savoir plus sur l'appréciation du niveau de précision

LES SOURCES

- *Charges de service public de l'électricité, investissements dans les réseaux électriques et gazier*, Commission de régulation de l'énergie
- *Rapport de la programmation pluriannuelle des investissements*, Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, juin 2009
- *Rapport sur la maîtrise de la pointe électrique*, avril 2010
- *Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010, 2011*
- *Rapport de la Commission sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique*, mars 2011
- *Plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique*, juin 2011
- Comptes du logement, mars 2011
- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
- *Projected costs of generating electricity*, Agence internationale de l'énergie, 2010
- www.impots.gouv.fr
- Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE

LE COMMENTAIRE DU CHIFFRAGE

Nos estimations reposent sur les travaux de prospective énergétique à long terme de RTE (Réseau de transport d'électricité), qui fournissent des hypothèses de répartition de la production et de la consommation énergétique par source d'énergie selon différents scénarios (voir *infra*).

Afin de parvenir à un mix énergétique n'incluant plus d'énergie d'origine nucléaire, il convient de réaliser un effort supplémentaire par rapport aux mesures issues du Grenelle de l'environnement et donc au tendanciel (scénario de référence) en matière d'économies d'énergie et de production d'énergies renouvelables.

Pour chiffrer l'impact financier de la mesure, on fait l'hypothèse qu'un tel système énergétique est atteint en 2030.

Synthèse

On considère ainsi un système électrique en 2030 où le parc nucléaire de 65 GW est remplacé par des énergies renouvelables et 40 GW de centrales à gaz, avec une réduction de la demande de 25 TWh par rapport à un scénario tendanciel. Un tel système a été modélisé par RTE dans son bilan prévisionnel publié en juillet 2011. L'estimation médiane du coût de cette transition s'élève à environ 220 milliards d'euros sur la période 2011-2030.

La moitié de cette somme correspond à un surcoût de production d'une énergie plus onéreuse estimé de façon prudente (recours à davantage d'énergies renouvelables et de gaz notamment) tout en prenant en compte des économies générées par la fermeture du parc nucléaire à hauteur des coûts opérationnels du parc historique décrits dans le rapport de la Commission sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

L'autre moitié correspond à des surcoûts systémiques qui comprennent à la fois le surcroît de dépenses destinées à réduire la demande d'énergie et les investissements de réseau qui accompagnent nécessairement le développement massif d'énergies renouvelables et de nouvelles centrales à gaz permettant de produire une énergie de remplacement.

A l'horizon 2030, une estimation basse à hauteur de 154 milliards d'euros correspond à un prix du gaz faible en 2030 et à une estimation plus basse des investissements de réseau et de maîtrise de la demande. Un estimation haute s'élevant à 324 milliards d'euros correspond au chiffrage d'un scénario de développement quasi-exclusif d'énergies renouvelables en lieu et place des centrales à gaz.

Ces dernières dépenses sont diffuses et ne portent pas uniquement sur le budget de l'Etat : elles peuvent se traduire dans le prix de l'électricité acquittés *in fine* par les ménages et les entreprises ou encore se retrouver dans des dépenses de rénovation thermique des bâtiments à la charge des mêmes ménages ou entreprises. Le présent chiffrage ne se réduit donc pas à une évaluation de l'impact budgétaire de cette mesure. Il intègre également des conséquences d'ordre économique. Par conséquent, il convient de ne pas le comparer aux déficits publics, mais plutôt aux dépenses consacrées chaque année à la consommation d'électricité et aux investissements sur le réseau, les unités de production et en matière de maîtrise de l'énergie.

En revanche, ne sont pas pris en compte dans le chiffrage :

- les impacts sociaux et économiques globaux liés à la réduction d'activité de la filière industrielle nucléaire (restructuration de la filière) et aux impacts symétriques liés au développement des énergies renouvelables ;
- les impacts sur l'économie d'une hausse du prix de l'électricité (perte d'un avantage compétitif pour l'industrie, ponction de pouvoir d'achat pour financer la transition énergétique, manque à gagner pour le commerce extérieur, etc.) ;
- l'impact d'une hypothèse d'arrêt de la filière de retraitement.

Avant de commenter le chiffrage, deux remarques nous semblent particulièrement importantes :

- compte tenu de son périmètre non exclusivement budgétaire, le chiffrage de cette mesure ne sera pas intégrée dans le calcul du coût total du programme du candidat concernée ;
- ce chiffrage est susceptible d'être affiné au gré des précisions qui pourront être apportées dans le cadre du débat public.

Les modalités de chiffrage

Le parc électrique tel que nous le considérons à l'horizon 2030 correspond à celui prévu dans le scénario « nucléaire bas 2030 » de Réseau de transport d'électricité (RTE) – voir *infra*, moyennant le remplacement de 40 GW de nucléaire restants dans le scénario de RTE par l'équivalent en cycle combiné gaz.

Le chiffrage est fondé sur l'écart entre le coût de ce mix énergétique et le scénario de référence pour 2030, auquel s'ajoutent des coûts de transition.

L'utilisation des données publiques présentées dans les modèles de RTE permet de prendre en compte les investissements nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ainsi que la contribution des interconnexions qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables sur des régions très étendues.

Les principales hypothèses sont les suivantes :

- un prix du CO² à 50 € la tonne en 2030 ;
- un prix du gaz à 30 € par MWh en 2030 ;
- des coûts opérationnels du nucléaire issus du rapport de la commission sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- des coûts complets de production des énergies renouvelables issus des constatations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) concernant les charges de service public ou des travaux de l'Agence internationale de l'énergie ;
- un taux d'actualisation de 4% par an et des données en euros 2011.

Le chiffrage repose sur la différence entre deux modélisations du système électrique en 2030. Pour chacun des moyens de production, on suppose que la différence évolue linéairement entre 2011 (où elle est nulle) et 2030. La progression des prix du gaz ou du CO₂ est considérée comme linéaire également. Un chiffrage est effectué sur chacune des années.

Le projet d'EELV mériterait d'être précisé quant à l'échéancier de l'arrêt du nucléaire, notamment durant le quinquennat, au mix de remplacement en 2030 et à l'atteinte des objectifs climatiques.

Au total, le chiffrage de la mesure proposée par EELV conduit à mettre en évidence :

- l'importance des investissements de réseau qui seraient nécessaires. L'exemple allemand rend cette question très concrète [1] ;
- le coût des économies d'énergie : il est souvent dit que l'énergie la moins chère est celle qu'on ne consomme pas, mais on ne peut faire abstraction des investissements qui permettent cette économie (ex. en matière de logement, de réseaux électriques intelligents, etc.).

Présentation détaillée des modalités de chiffrage :

Le coût à l'horizon 2030

Le chiffrage de la mesure proposée par EELV pose les difficultés suivantes :

- L'abandon du nucléaire civil en 20 ans, soit d'ici 2030, nécessite la mise en service de nouveaux moyens de production dont la nature n'est pas détaillée. L'objectif de 100% d'énergies renouvelables d'ici 2050 et de mise en place d'un plan d'efficacité énergétique ne donne qu'une indication très imprécise sur le parc de production en 2030, et notamment sur le parc thermique classique (gaz, charbon) qui sera nécessaire sur cette période ; cette donnée est déterminante pour chiffrer le coût de production de l'énergie de remplacement.
- Une évolution radicale du système électrique est par nature extrêmement difficile à chiffrer sur des horizons de temps longs. Si le coût de production peut être facilement estimé, ce n'est pas le cas du coût des indispensables investissements dans le réseau qui accompagnent la transition d'un parc de production centralisé vers un parc de production décentralisé [2].
- Etant donné qu'il n'existe aucune solution de stockage d'électricité qui soit économiquement acceptable ou déployable à grande échelle, l'introduction d'une grande proportion d'énergies intermittentes nécessite l'installation de moyens pour pallier par exemple la baisse de la production éolienne et solaire en période de forte demande d'énergie. Il faut donc tenir compte d'un besoin d'investissement dans des moyens de production palliatifs, qui ne seraient activés qu'en cas de besoin et qui seraient peu utilisés et peu rentables. On peut théoriquement aussi répondre à cette question par un important renforcement des interconnexions permettant une mutualisation à l'échelle européenne.
- Le coût des économies d'énergies, qui résultent de la mobilisation de gisements diffus par de multiples moyens (information, incitation fiscale, réglementation), est très délicat à chiffrer, et représente des investissements très importants, notamment dans le logement.

Pour ces raisons, l'évaluation fine du coût d'un mix électrique sans nucléaire en 2030, préparant un mix entièrement renouvelable et donc fortement intermittent à l'horizon 2050, nécessiterait une modélisation heure par heure du système électrique français en prenant en compte la répartition des moyens sur le territoire et les besoins territoriaux et les interconnexions.

Pour contourner ces difficultés, nous avons repris les travaux de prospective énergétique à long terme (2030) présentée dans le bilan prévisionnel de RTE (juillet 2011) et nous avons chiffré la différence de coût entre la vision « référence » et la variante « nucléaire bas » [3] :

- La vision « référence » correspond à un scénario tendanciel intégrant les orientations politiques actuelles [4] ainsi que les tendances observées sur la demande, le développement des énergies renouvelables ou la mise en service de moyens de production classiques : ce scénario constitue notre scénario de référence. Le parc historique est ici exploité dans son intégralité jusqu'en 2030.
- La variante « nucléaire bas » est fondée sur l'hypothèse d'un déclassement soutenu du parc nucléaire, dont la puissance installée passe de 65 GW à 40 GW, d'un fort développement des énergies renouvelables et d'une maîtrise de la demande renforcée. Pour le chiffrage de la sortie du nucléaire, nous avons considéré que l'on remplacerait le parc de 40 GW de nucléaire par des moyens de production thermique classiques avant d'aller vers presque 100 % d'ENR en 2050.

Y est ajoutée une évaluation des surcoûts correspondants aux investissements de réseau et aux investissements supplémentaires de maîtrise de la demande, sous la forme d'investissements annuels, en prenant l'hypothèse que ceux-ci sont doublés par rapport à leur rythme actuel.

Pour ce qui concerne les mesures de développement des réseaux, des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande, aucune indication précise n'est disponible concernant le prochain quinquennat. En ligne avec les hypothèses prises pour le chiffrage à long terme, on peut estimer que l'effort consenti par le gouvernement actuel pour la transition énergétique pourrait être doublé à court terme. Cela représenterait un surcoût pour les réseaux électriques de 1,2 Mds€ par an [5], un surcoût de 800 M€ par an dans les infrastructures gazières [6], et un surcoût de 5 Mds€ en faveur des renouvelables et de la maîtrise de la demande [7], sous forme de taxes sur l'électricité ou d'aides budgétaires. Au total, cela représenterait un surcoût annuel de l'ordre de 7 Mds€ par an avec une période de transition sollicitant fortement les moyens de production au gaz.

Le résultat est un surcoût actualisé à 4 % par an sur la période 2012-2030 de 220 Mds€ [8], qui correspond à un surcoût annuel en 2030 de 30 Mds€. Compte tenu du remplacement d'une grande partie de la production par des moyens thermiques, les émissions annuelles de CO₂ se montent à 115 Mt par an, contre 15 Mt dans le scénario de référence de RTE, soit 100 Mt supplémentaires [9]. Ceci ne correspond pas à l'engagement climatique figurant dans l'extrait du projet d'EELV, mais le surcoût prend en compte la valorisation de ce CO₂ à 50 €/t. Le développement supplémentaire d'ENR en remplacement du gaz représenterait quoi qu'il en soit un surcoût encore plus important, tant en termes de coût de production que de réseau. Un chiffrage très indicatif à 324 Mds€ actualisés en 2011 est proposé, ne prenant pas en compte l'équilibrage des réseaux.

Compte tenu du caractère de long terme de la mesure proposée, dont la mise en œuvre s'étalerait sur un grand nombre d'années, il était impératif de réaliser un chiffrage à cet horizon.

Le surcoût lié à l'anticipation des opérations de démantèlement qui sont conduites avant la fin de vie des centrales n'est pas inclus dans notre chiffrage : d'une part les ordres de grandeur des surcoûts induits par un démantèlement précoces sont faibles : la fermeture d'une centrale ne fait qu'anticiper de quelques années une charge inéluctable, le coût n'est donc que celui de l'anticipation du démantèlement et non de la totalité du démantèlement ; d'autre part, les charges de démantèlement sont déjà comptablement provisionnées par les exploitants.

Ainsi, dans les deux scénarios, les charges de démantèlement sont payées intégralement : dans un cas, le démantèlement est effectué en moyenne en 2035 ; dans l'autre, il y a un surcoût lié à l'anticipation de la dépense avec un démantèlement immédiat. En faisant l'hypothèse d'un coût total du démantèlement des installations nucléaires de production d'électricité de l'ordre de 20 Mds€ à décaisser en moyenne en 2035, leur décaissement en moyenne en 2025 représente un surcoût actualisé en 2011 de 3,7 Mds€ environ. Cette anticipation est donc marginale dans le chiffrage à long terme et n'y a donc pas été intégrée explicitement..

Le coût sur le prochain quinquennat est impossible à déterminer faute d'un échéancier sur la fermeture des centrales nucléaires

Le coût sur la durée du prochain quinquennat est lié à la mise à l'arrêt de réacteurs d'ici 2017 et à des investissements supplémentaires pour les économies d'énergie. Il faudrait, pour le déterminer de manière précise, disposer d'un échéancier des fermetures de centrales, des puissances concernées et du mix de remplacement (permettant de déterminer les investissements de remplacement nécessaires et les surcoûts de production).

[1] Par exemple, l'Agence allemande de l'énergie projette 4000 km de lignes à haute tension d'ici 2025 (http://www.mm-erneuerbare-energien.de/smart_grid/articles/310811/)

[2] « Les opérateurs d'éoliennes en Allemagne sont de plus en plus souvent contraints de les mettre à l'arrêt en raison des insuffisances du réseau électrique du pays, selon une étude de la fédération allemande de l'énergie éolienne (BWE) » – AFP, dépêche du 31 octobre 2011.

[3] [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France](#), édition 2011, RTE.

[4] Notamment l'[arrêté du 15 décembre 2009](#) *relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité* fixant les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020, mais aussi les mesures d'efficacité énergétique décidées depuis le Grenelle.

[5] <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/investissements>

[6] <http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/investissements>

[7] Voir par exemple <http://www.actu-environnement.com/ae/news/consommation-electrique-france-14040.php4>

[8] Tous les chiffrages sont exprimés en euros 2011.

[9] Pour mémoire, les émissions totales de CO₂ de la France, tous secteurs confondus, ont été de 320 Mt en 2008.