

S'ENGAGER DANS UNE IMPASSE OU FONCER DANS LE MUR

Concernant le secteur électrique, les scénarios privilégiés par le gouvernement sont ceux prolongeant la vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans car, d'après les études publiées par RTE à l'automne dernier, ils réduisent les émissions de CO2 de ce secteur. Une telle prolongation va nécessiter des investissements énormes dont le coût sera probablement supporté par les ménages, les entreprises non électro-intensives et les collectivités. Plutôt que de prolonger sur 20 ans le modèle actuel d'EDF non viable à long terme, ne devrait-on pas mobiliser de tels montants pour réduire et décarboner les consommations énergétiques de ces acteurs dans un monde où le prix du carbone va être de plus en plus cher.

--

Philippe Laville au sein d'ESPER est consultant en énergétique après avoir été 30 ans salarié dans des sociétés d'ingénierie et acteur dans le milieu associatif dans le domaine de l'énergie .

Le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans : une fausse bonne idée sur un plan économique

Pour décarboner la production d'électricité en France, l'idée de prolonger la vie des centrales nucléaires au-delà des 40 ans prévus initialement semble couler de source. Pourtant nous montrons ci-après que cette solution est une mauvaise idée d'un point de vue économique.

Le bilan prévisionnel 2017 de RTE est censé modéliser les différentes options à prendre dans le cadre du débat sur la PPE. Il présente plusieurs scénarios dont deux, « Ampère » et « Volt », ont la faveur du gouvernement.

Ces scénarii prévoient une augmentation de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40ans. Cette augmentation de la durée de vie des centrales nucléaires présente des implications en termes économique et financier qu'il est nécessaire d'évaluer pour pouvoir la comparer à d'autres scénarii :

La surcapacité va réduire le taux d'utilisation du parc nucléaire. En 2015, le parc nucléaire français fonctionnait à équivalent pleine puissance environ 6 700h sur les 8 760 heures de l'année. Dans le scénario Ampère, RTE a prévu qu'il fonctionnerait à peine plus de 6000h. Les coûts d'OPEX hors combustible vont s'en trouver renchérir d'autant et passeront de 21 à 23,5 €/MWh. En rajoutant à cela un coût de combustible de 7 €/MWh, les OPEX total du parc seront d'environ 30,5 €/MWh.

Le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans : une fausse bonne idée sur un plan économique

Prolonger la vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans nécessite des investissements très importants : l'agrément de l'Agence de la Sûreté Nucléaire (ASN) pour prolonger l'autorisation d'exploiter jusqu'à 50 ans nécessite de réaliser un grand carénage pour être aux normes de sûreté post Fukushima qui va se traduire par une forte augmentation du coût de production de l'électricité pendant la durée d'amortissement de ces investissements. En respectant les règles de l'art communes à l'ingénieur et au banquier, à savoir :

Coût d'investissement : les estimations du coût du grand carénage varient de 800 M€ côté EDF jusqu'à 1500 M€ pour les experts internationaux rejoints par la Cours des Comptes. Les récents exemples des EPR finlandais de Flamanville ont montré que les coûts de ces installations avaient été largement sous-estimés. Ainsi, quand il y a incertitude, les règles de l'art veulent que l'on prenne la valeur la plus élevée, donc 1500 M€ ;

Durée d'amortissement : les règles de l'art veulent qu'elle ne puisse pas être supérieure à la durée de vie supposée de l'investissement. Or, l'agrément d'exploitation sera donné pour 10 ans supplémentaires. Donc il faut prendre une durée d'observation économique de 10 ans ;

Autres hypothèses : coût moyen pondéré des ressources en capital : 1,5%. On considère ici qu'EDF emprunte l'intégralité du coût des travaux à des taux bas.

Le coût d'investissement par MWh est de 38 €/MWh. Si on rajoute à cela 7 Euros pour financer la fin de vie du cycle nucléaire, le coût complet (incluant les OPEX évaluées à 30,5€ ci-dessus) pendant la période d'amortissement sera égal à environ 75 €/MWh.

La surcapacité de production à faible coût marginal comme le nucléaire ou les énergies renouvelables flux, qui se traduit par un solde exportateur en forte accroissement dans le futur pour atteindre 150 TWh dans le cas du scénario Ampère contre 70 en 2015 va réduire le prix de l'électricité sur le marché spot. Ce prix fluctue fortement au cours des années en fonction de l'hydraulicité et du nombre d'heures de fonctionnement du parc nucléaire. Par exemple, en 2014, année de bonne hydraulicité et où le parc nucléaire a fonctionné correctement à environ 6700h, le prix spot moyen de l'électricité en France est descendu en dessous des 35€/MWh. Par contre en 2017, année de très mauvaise hydraulicité et où le parc nucléaire a fonctionné à peine 6000h, le prix spot moyen français est remonté à 45 €/MWh car le recours au thermique à combustible fossile a été accru et représentait 10,3% du mix l'année dernière contre 4,8% en 2014. Le fait que le prix de l'électricité baisse n'est pas un problème en soit sauf que paradoxalement, la plupart des ménages français, ceux qui bénéficient du tarif réglementé et qui sont encore la grande majorité, ont vu leur facture d'électricité augmenter alors que le prix spot baissait.

Pourquoi ? Parce que si le tarif réglementé est resté identique quelques soient les variations du prix du spot ces dernières années, les Charges du Service Public de l'Energie (CSPE) quant à elles varient et, quand le prix du spot diminue, augmentent à cause de l'accroissement de l'écart entre le prix du spot et le prix auquel sont rémunérés les énergies renouvelables sous contrat d'obligation d'achat comme l'éolien ou le PV. En cas de surcapacité durable, si on décidait que la prolongation de la vie des centrales au-delà de 40 ans est la règle, le prix du spot serait certainement durablement ramené à moins de 35 €/MWh. Pour qu'EDF puisse amortir son investissement de grand carénage, il faudra alors mettre en place une « charge grand carénage » en plus de la CSPE. Si on reprend le scénario Ampère qui prévoit le déclassement de 18 réacteurs en 2035 et que l'on se place en 2025 avec un déclassement au prorata temporis, c'est-à-dire de 7 réacteurs y-compris les 2 réacteurs de Fessenheim, alors le grand carénage aura été réalisé sur

19 réacteurs qui auront atteint 40 ans de vie à cette date-là. Avec une production de ces 19 réacteurs d'un peu plus de 100 TWh, la « charge grand carénage » serait alors de 4 Milliards d'Euros par an. Cette charge est à comparer à celle de la CSPE qui est en 2018 est de 8 Milliards d'Euros auxquels il faudra rajouter environ 3 Milliards d'Euros¹ pour tenir compte de l'accroissement des énergies renouvelables d'ici la date de 2025.

Ce scénario reviendrait donc à un doublement des charges de service public de l'énergie qui est actuellement de 22,5 €/MWh Hors Taxes (HT). Or cette taxe est principalement supportée par les ménages, les entreprises non électro-intensives, les collectivités et les administrations. La charge pour les entreprises électro-intensives est plafonnée de manière à ne pas les pénaliser par rapport à leurs concurrentes étrangères.

De plus, elle n'améliore même pas la situation économique d'EDF puisque qu'elle endette fortement l'entreprise et réduit ses marges sur certains segments de clientèle comme ses ventes à l'export. En fait, c'est le consommateur français qui va payer la réduction des émissions de CO2 de nos voisins plutôt que de consacrer cet argent à l'investissement dans la réduction et la décarbonation de sa propre consommation d'énergie.

Ainsi la création d'un fonds indépendant chargé de gérer les provisions prévues pour le démantèlement des installations nucléaires est une solution plus efficace pour la transition énergétique et pour les finances d'EDF

¹ D'après le scénario Ohm on aurait en 2025 :

- 28 TWh de PV contre 9 en 2017. Avec un prix moyen du PV de 60 €/MWh sur 20 ans cela fait une charge supplémentaire de 500 M€
- 66 TWh d'éolien terrestre contre 24 en 2017. Avec un prix moyen de l'éolien terrestre de 60 €/MWh cela fait une charge supplémentaire de 1000 M€
- 16 TWh d'éolien en mer contre 0 en 2017. Le prix garanti pour les 3 premiers GW est en train

- d'être renégocié actuellement. En supposant que les parties se mettent d'accord sur un prix de 135 €/MWh et que les 2 GW supplémentaires se fassent à un prix de 80 €/MWh en moyenne sur 20 ans, alors la charge supplémentaire serait de 1250 M€
- 13 TWh de bioénergie contre 9 en 2017. Avec un prix moyen de 100 €/MWh sur 20 ans cela fait une charge supplémentaire de 260 M€