



Cahiers d'acteurs dans le cadre du Débat Public pour la Programmation Pluriannuelle de l'Energie

Veillez trouver ci-après les contributions de VALOREM aux Cahiers d'acteurs dans le cadre du Débat Public pour la Programmation Pluriannuelle de l'Energie. Ces contributions, contraintes par le format imposé, ont été scindées en deux documents

1. Le cahier d'acteur VALOREM Les résultats du scénario « Watt renforcé par les EnR » qui est présenté dans ce cahier sont basés sur un modèle de prévision partant de la réalité de la production et de la consommation électrique de 2012 où on a adapté la production de l'éolien, pour tenir compte des évolutions technologiques, flexibilisé celle du solaire PV et fait évoluer la consommation électrique dans le sens d'une plus grande efficacité et flexibilité.

2. Le cahier d'acteur du cabinet de conseil Esper, dirigé par Philippe LAVILLE, ami de Jean-Yves GRANDIDIER à qui il a demandé de participer à sa contribution. Ce cahier détaille et fait la démonstration sur le nucléaire des chiffres présentés dans le cahier d'acteurs VALOREM.

DÉBAT PUBLIC PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

DU 19 MARS AU 30 JUIN 2018



VALOREM est un opérateur indépendant en énergies vertes dont le siège social est à Bègles en Gironde. Pionnier de l'éolien en France depuis 1994, le groupe compte aujourd'hui 200 collaborateurs. Adoptant une approche multi-énergies renouvelables, VALOREM se distingue par sa capacité à s'adapter aux spécificités de chaque territoire, à accompagner les acteurs locaux et à partager les bénéfices des énergies renouvelables avec les habitants et les collectivités. Aujourd'hui VALOREM développe des projets en France, en Europe, en Afrique et aux Caraïbes.

CAHIER D'ACTEUR

CAHIER D'ACTEUR
N°1 Juin 2018

Transition énergétique : un manque d'ambition qui va nous coûter très cher

Face à l'urgence du réchauffement climatique, nos sociétés n'ont d'autre choix que de limiter drastiquement leurs émissions de gaz à effet de serre (G.E.S). Depuis la loi de transition énergétique, la France est déjà très engagée dans ce processus.

Concernant la production d'électricité, le gouvernement actuel confirme ce volontarisme en choisissant parmi les scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE, ceux baissant la part des centrales thermiques à flamme émettrices de CO₂ dans le mix électrique, soit les scénarios « Ampère » et « Volt ». Seul problème, ces scénarios prolongent la durée de vie des réacteurs nucléaires d'au moins 10 ans, pour la porter à 50 ans minimum.

Or, pour pourvoir aux exigences de sécurité renforcées après le terrible accident de Fukushima, la prolongation de 10 ans des centrales nucléaires va nécessairement entraîner des investissements considérables. **Plutôt que de perpétuer le modèle actuel non viable à long terme, ne devrait-on pas mobiliser de tels montants pour produire une électricité propre et sûre tout en décarbonant notre production ? Pourquoi un tel manque d'ambition pour la transition énergétique nationale ?**

LES SCENARIOS « AMPERE » ET « VOLT » : DES CONTRESENS ECONOMIQUES

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 principalement parce qu'ils réduisent la production thermique émettrice de CO₂ de 8 % actuellement à 4 % en 2035, date d'horizon de ces scénarios. Il y a pourtant des choses à dire sur ce choix.

Le nucléaire, un luxe financé par les consommateurs

La prolongation de nos centrales nucléaires va avoir de lourdes conséquences. Il est donc pour le moins nécessaire d'évaluer le coût d'une telle décision afin de pouvoir la comparer à d'autres hypothèses.

Depuis l'accident survenu à Fukushima au Japon en mars 2011, les normes de sûreté du parc nucléaire ont été fortement renforcées par l'ASN (Agence de la Sûreté Nucléaire). Les futures autorisations de prolongation de l'exploitation des centrales vont donc entraîner la réalisation d'un « grand carénage » censé garantir leur sécurité. Ces travaux titanesques vont provoquer une forte augmentation du coût de production de l'électricité pendant la durée d'amortissement de ces investissements.

Les estimations du coût du grand carénage varient de 56,4 milliards d'euros jusqu'en 2025 du côté d'EDF à 100 milliards d'euros pour la Cour des comptes jusqu'en 2030 (investissement et exploitation – parc nucléaire actuel). Les récents exemples des EPR finlandais et de Flamanville ont montré que les coûts de ces installations avaient été largement sous-estimés. En toute logique quand il y a incertitude, les règles de l'art exigent que l'on utilise la valeur la plus élevée, donc ici 100 milliards d'euros.

Comment financer le grand carénage ?

Les surcapacités de production générées par la prolongation de nos centrales nucléaires vont induire une baisse du prix de gros de l'électricité. Pour qu'EDF puisse amortir ses investissements de grand carénage, l'Etat devra mettre en place une charge spécifique en plus de la CSPE¹. Si l'on reprend le scénario « Ampère », et que l'on se place en 2025 avec une prolongation au *prorata temporis*, le grand carénage aura alors été réalisé sur 19 réacteurs qui auront atteint 40 ans de vie. Avec une production d'un peu plus de 100 TWh, pour un prix moyen de l'électricité sur le marché spot de 35 €/MWh, la « charge grand carénage » serait de 4

milliards d'euros par an. Cette charge est à comparer à celle de la CSPE de 8 milliards d'euros pour l'année 2018 auxquels il faudra rajouter environ 3 milliards d'euros pour soutenir l'accroissement des énergies renouvelables d'ici à 2025.

Ce scénario reviendrait à un doublement des charges de service public de l'énergie, actuellement de 22,5 €/MWh hors taxes. Or cette taxe est principalement supportée par les ménages, les entreprises, les collectivités et les administrations.

Ainsi, la prolongation des centrales au-delà des 40 ans est loin d'améliorer la situation économique d'EDF, déjà compliquée. Elle l'endette davantage. Elle réduit les marges de ses ventes sur le marché, en particulier à l'export.

Alors, n'y aurait-il pas un autre scénario qui permettrait de réduire nos émissions de CO₂ et d'assurer notre indépendance énergétique à un coût abordable pour tous ?

RENFORCER LE SCENARIO « WATT » AVEC LES ENR

VALOREM propose de renforcer le scénario « Watt » de RTE en actant le fonctionnement d'une partie du parc nucléaire jusqu'à 2035 (réacteurs de moins de 40 ans soit 8 GW), en intensifiant la part des EnR dans le mix électrique, en rénovant le bâti et en utilisant les surplus d'électricité aux périodes bien ventées ou ensoleillées pour décarboner la mobilité et fabriquer de l'hydrogène pour l'industrie.

Améliorer notre efficacité énergétique

- Diviser par 2 la sensibilité thermique du bâti, pour éviter le rejet de 10 millions de tonnes de CO₂, réduire la consommation de 50 TWh et l'appel à la pointe de presque 30 GW. Pour cela, des mesures incitatives devront être mises en place pour tous :

¹ Contribution au Service Public de l'électricité

augmenter le plafond et la durée du prêt à taux zéro (PTZ) pour les programmes de rénovation, augmenter le crédit d'impôt pour les chauffe-eau thermodynamiques, adapter la loi sur le règlement des difficultés liées au surendettement des particuliers et des familles (Loi Neiertz), augmenter le plafond d'endettement au regard des dépenses d'énergies et de la mobilité contrainte.

- Lancer un plan de rénovation des logements chauffés au fioul en les isolant et les électrifiant grâce au couple toiture photovoltaïque + chauffage thermodynamique avec ballon de stockage. Cela se traduirait par une augmentation de la consommation d'électricité de 20 TWh mais une réduction d'émission de CO₂ de 24 millions de tonnes.

Augmenter la flexibilité du système électrique français

Avec l'entrée massive des énergies flux comme l'éolien et le solaire dans le mix électrique, il est nécessaire de modifier notre système pour qu'il soit plus flexible et plus intelligent. Ce *smart grid* devra à la fois assurer la sécurité d'approvisionnement au moment des pointes de consommation et trouver un débouché aux surplus de production.

Les mesures envisagées sont les suivantes :

- Stocker l'électricité dans les usages au quotidien et décaler les heures creuses à la mi-journée, quand l'énergie solaire est à sa pleine puissance : eau chaude sanitaire, réfrigérateurs avec liquide à changement de phase.

- Piloter la recharge et la décharge de véhicules électriques sur le réseau : 15 millions de véhicules dont 3 pour soutenir le réseau en fin de journée en consommation de pointe. La conversion de la moitié du parc de véhicules particuliers entraînerait une réduction des émissions de CO₂ du secteur de la mobilité de 40 millions de tonnes.

- Aux heures de consommation de pointe, favoriser l'hydroélectricité (5 GW de STEP supplémentaires), la production d'électricité à partir de biogaz (1 GW), les centrales thermiques reconverties avec l'utilisation de biocombustibles (6 GW).

- Pour des centrales thermiques à bilan CO₂ neutre : reconvertir les centrales thermiques à charbon en centrales d'appoint à base de biocombustibles comme celle de Cordemais (44).

- Fabriquer de l'hydrogène pour l'industrie par électrolyse de l'eau avec les surplus de production, c'est-à-dire au moment où les prix sont les plus bas, évitant ainsi l'émission de 10 millions de tonnes de CO₂.

En revanche, le taux d'utilisation des centrales nucléaires de moins de 40 ans doit absolument se rapprocher des 100 % et atteindre 7500 h à équivalent pleine puissance. En effet, le nucléaire reste une énergie de base et même si la modulation des centrales est une prouesse française – il faut pour cela rendre hommage aux ingénieurs d'EDF - elle les fragilise et réduit leur durée de vie.

Accélérer le développement des énergies renouvelables

Pour réduire le recours aux centrales thermiques à flamme émettrices de CO₂ et assurer une énergie durable à des prix compétitifs, il faut accélérer le développement des énergies renouvelables.

- L'éolien terrestre, pilier des énergies flux avec des vents décorrélés, doit pouvoir installer de nouvelles turbines, de grande dimension et plus toitées. **Il faut pour cela assouplir le cadre légal** : lever les contraintes spatiales et supprimer un niveau de juridiction pour le traitement des contentieux. L'éolien terrestre, accompagné de l'offshore, doit être développé pour 4 GW/an.

- Le solaire photovoltaïque doit briller du Nord au Sud pour 5 GW/an de photovoltaïque écologique sur 0,3 % de la superficie de la France. Nos régions n'étant pas égales devant l'ensoleillement, il faut régionaliser les tarifs pour assurer la rentabilité de tous les projets solaires utiles au mix électrique. Cela nécessite une révision du cahier des charges de la CRE : autorisation de défrichement et d'installation sur les terres à faible valeur agronomique en contrepartie d'un usage multifonctionnel de l'espace et respectueux du patrimoine naturel.

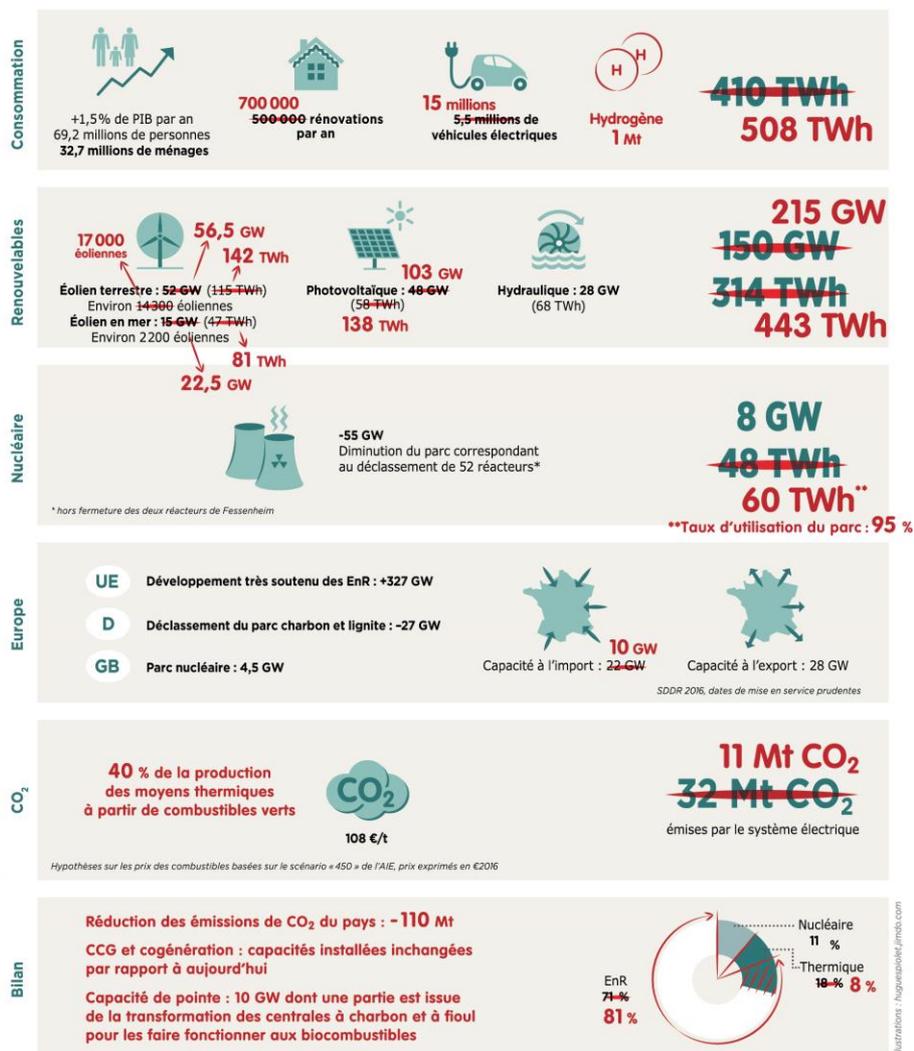
- Une simple augmentation de 5 ans de la durée des prix garantis et des emprunts, réduirait le niveau des tarifs de 5 à 7 €/MWh.

Ainsi dans ce scénario, le coût de la CSPE à la charge des ménages, entreprises et collectivités pourrait être de 2,6 milliards d'euros en 2025, soit beaucoup moins que le scénario pro-nucléaire « Ampère » de RTE (7 milliards d'euros). S'agissant d'EDF, ce scénario Watt renforcé avec les EnR, lui permettrait de mieux rentabiliser sa production nucléaire et d'investir dans le développement de son propre parc d'énergies renouvelables.

SCÉNARIO VALOREM WATT renforcé par les EnR

Un déclassé automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035 selon RTE



SOYONS REALISTES, FAISONS L'IMPOSSIBLE

La transition énergétique représente une opportunité historique pour nos institutions, notre économie et nos concitoyens. Elle est une occasion unique « d'évoluer » notre rapport centralisé à l'énergie, d'y ajouter de la transparence et de mieux associer les Français pour une société plus juste et respectueuse de l'environnement.

Alors soyons ambitieux, associons les citoyens dans une démarche financière participative pour chaque nouveau permis de construire et partageons cette nouvelle rente avec les habitants du territoire.

Améliorons encore la cohabitation entre production d'énergies vertes et biodiversité pour une recolonisation des milieux naturels par les espèces.

Profitons des nombreux chantiers d'énergies renouvelables pour développer des dispositifs de retour à l'emploi innovants.

Soyons réalistes, sortons vraiment du nucléaire, cette industrie court-termiste dont les déchets auront des conséquences irréversibles à très très long terme.

Enfin, faisons l'impossible en opérant une véritable transition énergétique populaire, respectueuse de l'environnement, créatrice de richesses et de lien social.



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 .

CAHIER D'ACTEUR

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 nucléaire 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 renchérissés 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€