

ÉLECTRICITÉ

QUE POURRAIT SIGNIFIER 50 % DE NUCLÉAIRE À 2035 POUR LE PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ?

Par Sébastien Timsit, manager, responsable du pôle énergie de Carbone 4, avec le concours d'Alain Grandjean, économiste, associé de Carbone 4

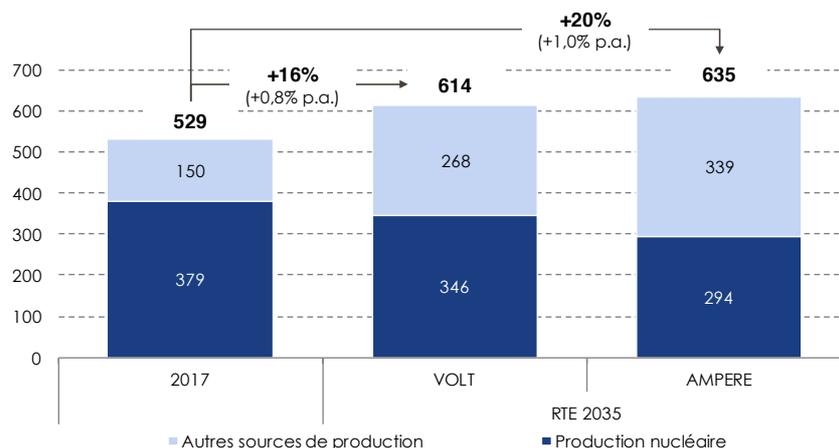
Par la voix du premier ministre, le gouvernement a annoncé le mercredi 5 septembre 2018, un engagement « *de constitution d'un mix énergétique à l'horizon de 2035 avec 50 % de nucléaire*¹ ». L'objet de cet article est de fournir quelques ordres de grandeur permettant d'illustrer un peu plus concrètement cette annonce si on considérait que l'horizon 2035 correspond à l'année 2035 précisément.

QUE POURRAIT REPRÉSENTER 50 % DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE EN 2035 EN VOLUME D'ÉLECTRICITÉ ET EN NOMBRE DE RÉACTEURS ?

D'après RTE, en 2017, la production nette en France s'élève à 529 TWh pour un parc installé de 130 installée d'environ 63 GW (répartie sur 58 réacteurs), et représentait donc environ 70 % de la production d'électricité totale.

RTE a publié un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France allant jusqu'à l'horizon 2035. Ce bilan contient quatre scénarios différents pour le système électrique. Le gouvernement avait choisi un peu plus tôt en 2018 de se concentrer sur deux scénarios pour l'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les scénarios AMPERE et VOLT².

Production d'électricité nucléaire et totale en 2017 et en 2035 selon les scénarios VOLT et AMPERE de RTE (TWh)



Ces deux scénarios conduisent à des productions électriques en France respectives de 635 TWh (AMPERE) et 614 TWh (VOLT) en 2035. Ces valeurs intègrent à la fois les consommations et les import-export d'électricité. Le graphe ci-dessus montre que la part de production nucléaire n'est pas égale à 50 %.

¹ Édouard Philippe annonce un objectif de 50 % de nucléaire « à l'horizon 2035 » - *Enerpresse* n°12153 du 7 septembre 2018.

² A quelle logique répond le choix des scénarios RTE retenus pour la PPE ? - SFEN, 21 mars 2018.

Si elle l'était¹, cela signifierait :

- 318 TWh en partant de la production totale d'AMPERE, soit + 8 % de production nucléaire par rapport aux 294 TWh de ce même scénario ;
- 307 TWh avec la production totale de VOLT, soit – 11 % de production nucléaire par rapport aux 346 TWh de ce même scénario.

La différence entre la production électrique totale en 2017 et les scénarios de RTE AMPERE et VOLT conduit à un écart de 63 TWh pour le scénario AMPERE et à 72 TWh pour le scénario VOLT. En considérant que le facteur de charge moyen du parc nucléaire est celui de 2017 (69 %)² et que les réacteurs déclassés sont les plus anciens (puissance nominale d'environ 900 MW), on aboutirait à 11 ou 13 réacteurs en moins par rapport à aujourd'hui (5,4 TWh/an de production) soit une baisse comprise entre 10 et 12 GW de capacité.

Pour rappel, les scénarios de RTE conduisent respectivement à :

- 16 réacteurs en moins pour le scénario AMPERE (- 14,5 GW par rapport à aujourd'hui) – les autres capacités dites « pilotables »³ sont globalement stables à leur niveau actuel à 2035 à l'exception des capacités charbon et fioul lourd qui disparaissent avant 2025 ;
- 9 réacteurs en moins pour VOLT (- 8 GW) – le constat sur les capacités pilotables est similaire à celui d'AMPERE avec cette fois-ci une décroissance des centrales à cogénérations entre 2016 et 2035.

Rappelons également que ces deux scénarios s'appuient par ailleurs sur des développements importants :

- des véhicules électriques : 8,3 millions de véhicules dans VOLT, 15,6 millions pour AMPERE contre ~ 100-150 000 véhicules à ce jour en France ;
- des rénovations : 500 000/an dans VOLT, 700 000/an pour AMPERE contre quelques dizaines de milliers par an en France actuellement ;
- des énergies renouvelables : 116 GW dans VOLT (dont 86 GW de solaire et d'éolien) et 149 GW dans AMPERE (dont 115 GW de solaire et d'éolien), contre 48 GW fin 2017 (dont 21 GW de solaire et d'éolien).

Ces éléments ont un impact très significatif sur la structure et le niveau de consommation électrique et sont donc critiques pour le système électrique tel qu'il est présenté par RTE dans ces scénarios.

Si par ailleurs il était finalement décidé de limiter le déclassé des réacteurs, en se rapprochant du scénario nucléaire de VOLT par exemple (9 réacteurs en moins), cela signifierait que la production électrique serait alors plutôt de l'ordre de 660 TWh en 2035 (contre environ 625 TWh de moyenne pour les scénarios VOLT et AMPERE), soit une augmentation de 25% par rapport à 2017.

¹ Nous faisons ici un raisonnement simplifié consistant à faire une extrapolation, les scénarios de RTE étant fondés, pour leur part sur un travail de modélisation technico-économique très approfondi intégrant notamment les prix de marché de gros à terme, la gestion des interconnexions, l'évolution du coût des différentes technologies de production ainsi que de nombreuses configurations de production et de demande électrique.

² Les facteurs de charge moyens annuels du parc nucléaire étaient respectivement de 76 % en 2015 et de 70 % en 2016. Ceux des scénarios AMPERE et VOLT sont respectivement, 69 % et 72 %. En fonction de la décision de maintenir ou non en activité une part du parc ayant un âge supérieur à 40 ans, le facteur de charge annuel moyen du parc non déclassé est sensiblement influencé. Plus le nombre de réacteurs maintenus est important plus ce taux moyen est faible. Le grand carénage (i.e. la rénovation du parc nucléaire) pourra également dégrader le facteur de charge moyen du parc du fait d'une indisponibilité des réacteurs pendant les travaux. Enfin la croissance de la production d'électricité non facilement pilotable (le solaire et l'éolien) peut également conduire à la baisse du facteur de charge de moyens plus pilotables, si ces dernières capacités sont maintenues mais que les volumes de production décroissent.

³ Turbines à combustion, centrales au fioul lourd, cycles combinés gaz, centrales au charbon, centrales nucléaires, centrales hydrauliques, effacements, bioénergies.

Il est à noter que la décision de déclassement est ici une hypothèse de travail. La décision industrielle de procéder à la fin de l'exploitation d'un réacteur est en réalité beaucoup plus complexe et dépend de nombreux paramètres que nous n'analysons pas ici (prix à terme de gros de l'électricité et de la capacité, coûts de la rénovation des réacteurs, facteurs socio-politiques, équilibre du réseau et sécurité d'approvisionnement, etc.).

A titre d'illustration, si on supposait qu'aucun réacteur n'était fermé d'ici 2035, le facteur de charge moyen annuel du parc nucléaire serait alors de 56% en conservant la production totale du scénario VOLT et de 58 % dans le scénario AMPERE.

QUE SIGNIFIE CET OBJECTIF PAR RAPPORT À LA TRAJECTOIRE DE RENOVATION DES REACTEURS ?

Les réacteurs font l'objet d'une visite de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) tous les 10 ans (visites décennales), qui avec les décisions qui suivent de la part d'EDF et de l'État, peut conduire ou non au prolongement pour 10 ans de l'exploitation des réacteurs, moyennant des investissements de rénovation pour ces derniers. Ces derniers peuvent être significatifs et n'auraient pas de sens économique si les réacteurs devaient être arrêtés peu de temps après.

La quatrième visite décennale, qui pourrait le cas échéant mener à un éventuel prolongement de la durée de vie de 40 à 50 ans des réacteurs, aura lieu pour tous les réacteurs entre 2018 (Fessenheim 1 et 2) et 2042 (Civaux 1 et 2). Si on se restreint aux centrales d'une puissance d'environ 900 MW (34 réacteurs, essentiellement les plus anciens), les visites s'échelonnent entre 2018 et 2028 (Chinon B4).

Ainsi avec les conclusions de la première partie (reposant sur l'hypothèse d'un facteur de charge à 70 % et d'évolutions de la demande et de la production renouvelable électrique, etc.), cela signifierait qu'approximativement le tiers de ces réacteurs pourraient faire l'objet d'un déclassement d'ici à 2035. Rappelons ici qu'un facteur de charge du parc nucléaire plus faible pourrait réduire significativement cette proportion (*cf. note 2 page 10*).

Il y a ensuite plusieurs rythmes envisageables pour procéder aux fermetures :

- En considérant que les réacteurs passent dans la globalité la quatrième visite décennale, il serait théoriquement possible de commencer à procéder à des fermetures à partir de 2029 (première visite décennale n°5, réacteurs de Bugey de 2 à 4). Ce type de trajectoire ferait intégralement reposer la responsabilité de clôture effective des réacteurs sur le prochain quinquennat et surtout sur celui d'après.
- Il peut également être imaginé des scénarios intermédiaires où quelques fermetures pourraient avoir lieu avant la visite décennale n°4. Cela permettrait de démontrer au grand public la capacité industrielle de démantèlement des réacteurs, d'échelonner les investissements et ainsi d'éviter l'effet souvent évoqué de « falaise » d'investissement lorsqu'on évoque le grand carénage.

Ainsi, si les conditions sur la demande (en particulier sur la rénovation), la mobilité électrique et le développement des énergies renouvelables électriques sont respectées et dans l'hypothèse où le facteur de charge serait stable à 70 %, 11 à 13 réacteurs nucléaires pourraient être déclassés d'ici à 2035 selon des trajectoires différentes.

L'évolution du facteur de charge au cours du temps est néanmoins difficile à prévoir et nécessite des études complémentaires. Globalement, cet objectif montre en particulier la nécessité de s'assurer de la visibilité et de la réussite sur l'ensemble des chantiers de la transition énergétique qui sont en réalité liés entre eux.

Evolution de la capacité nucléaire installée dont l'âge est inférieur à 40 ans (bleu foncé) et à 50 ans (bleu clair) (2015-2035 - GW)

Le graphique ci-dessous présente une fermeture des deux réacteurs de Fessenheim ainsi que la mise en exploitation de l'EPR de Flamanville en 2019. Il n'intègre pas de constructions supplémentaires de réacteurs nucléaires.

