

NUCLÉAIRE Une feuille de route pour ouvrir une vraie alternative

Source : Alain Grandjean

Nous reprenons ci-après un document rédigé par Alain Grandjean, économiste, associé cofondateur de Carbone4, intitulé : « Stop ou encore ? Une feuille de route pour ouvrir une vraie alternative dans le nucléaire ».

1. Les orientations de la politique énergétique sont clarifiées et partagées, mais la question du nucléaire reste pendante

La loi de 2015 pour la transition énergétique et une croissance verte (LTECV) est une base pertinente pour notre politique énergétique ; il faut maintenant la mettre en œuvre. Elle énonce des finalités (lutte contre le changement climatique, sécurité d'approvisionnement, coût de l'énergie) et des objectifs (en premier lieu : réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2030, sur le chemin du facteur 4 en 2050, réduire de 30 % la consommation d'énergie fossile primaire et de 20 % la consommation finale, toutes énergies confondues, entre 2012 et 2030).

Pour bien parler d'électricité (24 % de l'énergie finale en 2012), il faut d'abord noter que réduire la consommation d'énergie fossile (65 % de l'énergie finale) est la clé de la transition énergétique. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui jalonne et précise à moyen terme (2023) la mise en œuvre de la LTECV, a fait l'objet d'un décret de novembre 2016. Elle fixe des cibles pour 2023 (- 23 % de pétrole, - 16 % de gaz, - 15 % de consommation dans les bâtiments par rapport à 2012 ...), mais le contenu opératoire associé est moins précis. Remplacer des hydrocarbures par de l'électricité est en tous cas un levier précieux, à condition évidemment de garder un mix de production électrique quasi-exempt de sources fossiles.

L'un des objectifs de la LTECV a suscité et suscite encore beaucoup de débats : c'est la diminution à 50 % de la place du nucléaire dans la production électrique à l'horizon 2025, associée à l'accroissement des renouvelables. Il exprime la volonté de diversifier progressivement un mix de production électrique trop lié à une technologie, tout en maintenant l'atout d'une proportion très faible de sources fossiles¹. Nous verrons cependant que la date de 2025 est trop rapprochée. Par ailleurs, alors que l'EPR accumule difficultés, surcoûts et retards, il faut aborder de façon ouverte et lucide la question du nucléaire neuf.

2. À mi-2017, où en sommes-nous ?

Le processus d'arrêt de la centrale de Fessenheim (2 tranches de 900 MW) est enclenché. Un protocole d'indemnisation d'EDF par l'État a été signé qui prévoit un versement initial de 400 M€ environ, plus un

¹ Cette faible part des sources fossiles dans le mix électrique (moins de 10 %) explique en bonne partie pourquoi les émissions de gaz à effet de serre sont de 6 tonnes (en équivalent CO₂) par habitant et par an en France contre 10 en Allemagne.

NUCLÉAIRE

complément indexé sur l'écart entre les futurs prix de marché de l'électricité et les coûts qu'aurait encourus EDF en cas de prolongation de l'exploitation. Ce que l'État versera au total pourrait être double ou triple du versement initial. La date d'arrêt est, quant à elle, calée sur la mise en service de la nouvelle centrale EPR (1 650 MW) de Flamanville (ce qui répondra à une disposition de la LTECV : ne pas dépasser 63 GW de puissance nucléaire). Cette date de mise en service de Flamanville devrait intervenir au mieux, si aucun problème nouveau ne se dresse sur ce chantier qui en a connu beaucoup, en 2020¹.

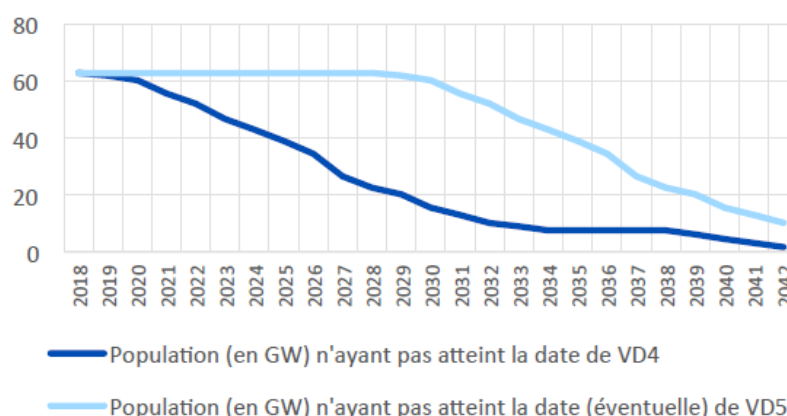
Le contenu de la PPE sur le nucléaire reste évasif : il est évoqué, à titre indicatif, une production nucléaire qui, en 2023, devrait être inférieure de 10 à 65 TWh à celle actuelle (qui est de l'ordre de 400 TWh).

La nécessité politique et industrielle d'être plus opératoire sur la question nucléaire est toujours devant nous. Elle devra être traduite dans la prochaine PPE qui doit être édictée en 2018, couvrant la période 2018-2028. Entre programmation donnant de la visibilité à tous les acteurs et gestion stratégique des incertitudes (efficacité énergétique et évolution de la consommation, performance et acceptabilité des différentes technologies, notamment renouvelables), il faut maintenant placer le curseur.

3. Paysage technique et économique des filières de production d'électricité

Le parc nucléaire en service se compose de 58 tranches, dont 54 ont été mises en service de façon concentrée dans le temps (34 tranches 900 MW entre 1978 et 1986, 20 tranches 1 300 MW entre 1985 et 1992) et 4 à une date un peu plus tardive (4 tranches 1500 MW entre 1997 et 2002). La chronologie d'un arrêt aux âges de 40 ou 50 ans (plus précisément : à la date prévue pour les quatrièmes et cinquièmes visites décennales (VD4 et VD5), souvent postérieure d'un à trois ans) est figurée ci-dessous. À noter que 50 % de nucléaire dans la production d'électricité correspond approximativement à 40 GW en fonctionnement².

Figure 1 : cumul (exprimé en GW) des tranches n'ayant pas encore atteint leur 4^{ème} ou 5^{ème} visite décennale³



- Le coût de fonctionnement est de l'ordre de 35 €/MWh, y compris les dotations aux provisions pour démantèlement et gestion des déchets, y compris les dépenses de jouvence et d'élévation du niveau de sûreté (dites de grand carénage) qui représentent environ 10 €/MWh. Ce coût est inférieur de quelque 50 €/MWh au coût de développement des renouvelables (voir infra).

¹ La date « de démarrage » annoncée par EDF, fin 2018, correspondra au mieux à un premier chargement de combustible en réacteur. Dix-huit mois de tests et de montée progressive à pleine puissance étant un minimum, la date de mi-2020 semble réellement une date au plus tôt pour la mise en service proprement dite.

² Chiffre très indicatif, car il interagit avec la demande d'électricité et le solde des échanges avec les pays voisins.

³ Les 2 tranches de Fessenheim (dont l'arrêt est prévu) sont exclues, la tranche EPR de Flamanville 3 est incluse.

NUCLÉAIRE

- Une revue de sûreté est attendue pour fin 2018 : l'Autorité de sûreté nucléaire exprimera son analyse et ses exigences quant au prolongement au-delà de 40 ans des tranches 900 MW. Il ne s'agira toutefois que d'un avis générique. Les opérations tranche par tranche commenceront en 2020 ; c'est à l'issue de celles-ci que l'ASN donnera ou non les autorisations pour continuer 10 ans. Quelques tranches pourraient voir leur prolongation sujette à des contraintes techniques dirimantes, mais vu d'aujourd'hui c'est une assertion statistique et non nominative. A contrario, une grande partie du parc pourrait durer jusqu'à l'âge de 50, voire 60 ans.

S'agissant du nucléaire neuf, l'EPR développé par la filière française est le sujet de doutes techniques et économiques. On est loin de disposer aujourd'hui d'un modèle à coût et délai de construction maîtrisés.

- L'EPR de Flamanville, lancé en 2006 sur un devis de 3,3 mds€ pour une mise en service en 2012, est aujourd'hui évalué par EDF à plus de 10 mds€ (hors intérêts financiers liés aux dépenses immobilisées), avec une mise en service qui interviendra au mieux en 2020. Ces éléments suffisent à placer l'estimation d'un coût de revient au-delà de 120 €/MWh.
- Les deux EPR d'Hinkley Point ont été décidés mi-2016 après un vif débat jusqu'au sein d'EDF (démission du directeur financier, opposition des syndicats, vote tendu en conseil d'administration...), au prix d'une garantie du gouvernement britannique de 110 €/MWh pendant 35 ans, tout en laissant EDF exposée à des risques importants. Au moment de la décision, le coût de construction était estimé à 20 mds€ et la durée à 6 ans. Le 3 juillet 2017, EDF annonce déjà une révision du coût de construction à + 1,7 md€ et un risque de 15 mois de retard qui entraînerait 0,7 md€ de surcoût additionnel.
- La compétitivité future demande de réduire d'un facteur 2 le coût de construction, ce qui ne s'obtiendra pas via de simples « optimisations » d'un modèle EPR restant basé sur une puissance unitaire de 1 650 à 1 700 MW.

Le coût de développement de l'éolien et du photovoltaïque est de l'ordre de 85 €/MWh, en tenant compte des coûts d'insertion d'une production intermittente dans le système électrique, à l'horizon des choix de la prochaine PPE (soit la décennie 2020).

- Cet horizon de la prochaine PPE correspondra à un mix électrique dans lequel la place des renouvelables intermittents est de 15 % (en retenant comme borne inférieure le scénario « ENR bas » de la PPE 2016 pour 2023) à 20 % ou à peine davantage (scénario « nouveau mix » de RTE 2014, avec 50 % de nucléaire et 22 % d'éolien photovoltaïque en 2030).
- Le coût du MWh produit a significativement baissé en quelques années, et ce mouvement devrait se poursuivre : des ordres de grandeurs typiques pour 2020- 2025 sont de 80-90 €/MWh pour l'éolien en mer, environ 60 €/MWh pour l'éolien terrestre et 50 €/MWh pour le photovoltaïque en centrales au sol (moyen dominant dans les perspectives de développement du solaire).
- Il faut cependant y ajouter les coûts associés au renforcement du réseau (en transport et surtout en distribution, car il faut accueillir une production plus décentralisée) et aux moyens de « back-up » capables de pallier l'absence de production éolienne ou solaire pendant les périodes de pointe. Ces coûts croissent avec le caractère décentralisé et intermittent des filières (un peu plus de 5 €/MWh pour l'éolien en mer, environ 20 €/MWh pour l'éolien terrestre et 40 €/MWh pour le PV au sol).
- Au total, on peut retenir les ordres de grandeur de 90 €/MWh pour l'éolien en mer, 80 pour l'éolien terrestre et 90 pour le photovoltaïque. D'où la moyenne d'environ 85 €/MWh.
- Insistons ici sur le fait qu'à cet horizon et une pénétration des ENR non pilotables nettement inférieure à 25 % de la production, le gestionnaire de réseau RTE n'aura pas de difficulté à assurer l'équilibre offre-demande même pendant la pointe hivernale et ce même avec, au

NUCLÉAIRE

niveau français comme européen, une baisse des capacités installées en centrales au charbon (donc avec une baisse des émissions de CO₂).

- À un horizon plus lointain, une pénétration plus forte des renouvelables est possible, mais les coûts d'insertion deviennent plus élevés, le progrès des technologies (de production, de stockage, de pilotage de la demande) pouvant toutefois les contrebalancer. Les estimations deviennent plus incertaines. C'est pour cela qu'il est nécessaire de se garder des options.

Les centrales à combustible fossile pourraient être moins chères ... et c'est un problème.

- Les centrales au charbon devraient sortir du paysage à horizon 2022-23, mais le gaz pose question. En supposant à la fois un renchérissement de 50 % du prix du gaz par rapport aux 16 €/MWh d'aujourd'hui et une montée à 30 €/tonne du prix du CO₂ (actuellement figé à 5-10 €/tonne dans le marché européen des permis d'émission)¹, le coût complet de production d'un cycle combiné à gaz, pour une production d'électricité en base, est de l'ordre de 70 €/MWh.
- Or il est souhaitable d'éviter un développement substantiel de telles centrales, car cela créerait pour une trentaine d'années un effet de « lock-in » donc un asservissement probable à la consommation de gaz, compromettant durablement la politique climatique.
- Dès lors il serait alors nécessaire d'envisager des scénarios de hausse du prix du CO₂ pour l'électricité à des niveaux de l'ordre de 50 euros la tonne.

4. Les 50 % de nucléaire en 2025 ne sont pas réalistes, pas plus que le maintien sine die de 63 GW

Réduire la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en 2025, ce qui revient à déclasser environ 22 GW, n'est pas réaliste. On y parvient certes en arrêtant toutes les tranches au moment de leur quatrième visite décennale (*voir figure 1*), mais :

- aucune solution acceptable ne permet de remplacer les 140 TWh de production effacée en 2025. La figure 2 montre l'évolution du mix de production qui en résulte. Le développement des ENR est pourtant calé sur le scénario haut de la PPE (ce qui appelle quelque 60 mds€ d'investissement, et fait passer la production des ENR électriques (hors hydraulique)² de 37 à plus de 120 TWh de 2016 à 2025 alors qu'elle est passée de 8 à 37 TWh entre 2007 et 2016 et qu'elle n'a progressé, ces deux dernières années, que de 3 à 4 TWh par an). Néanmoins, la production fossile doit doubler (que ce soit via de nouvelles centrales à gaz en France, ou *via* des importations qui seraient de fait alimentées par du charbon ou du gaz des pays voisins), et de même les émissions de CO₂ ;
- la mise à l'arrêt dès 2018 de quatre tranches par an se heurterait à un total état d'impréparation industrielle et sociale, pour EDF, pour les sous-traitants et pour les territoires concernés.

Cependant, un statu quo (63 GW, ou à peine moins) prolongé par inaction jusqu'en 2030, puis 2035 ... n'est pas satisfaisant à plusieurs égards et met en impasse notre politique énergétique.

- Il faudra apprendre à anticiper et gérer la fin de vie d'un appareil aussi lourd. Cinquante tranches ont été construites en douze ans, il s'est mis en place un tissu industriel au niveau national et local (autour de 19 sites de production), qui emploie, directement ou indirectement, près de 200 000 personnes. Organiser les arrêts d'exploitation, préparer les reconversions humaines et

¹ Il est possible d'envisager pour l'Europe de l'Ouest une hausse du prix du CO₂, pour la production d'électricité, organisée en complément du dispositif ETS par un club de pays volontaires à commencer par la France et l'Allemagne.

² Dont la production en année moyenne varie très peu, autour de 63 TWh par an, et ne peut plus guère être accrue.

NUCLÉAIRE

économiques, lancer les travaux de démantèlement ... ne pourra pas se faire au même rythme. Prolonger toutes les tranches, ou presque toutes, jusqu'à 50 années de durée de vie semble techniquement possible, mais une « falaise » d'arrêts pourrait se présenter à partir de 2030 et elle ferait des dégâts. Commencer le repli, à un rythme maîtrisé et anticipé, est donc souhaitable dans la décennie 2020. Cela permettra de plus à EDF de préparer au mieux les arbitrages entre arrêter certaines tranches et en prolonger d'autres.

- À l'horizon de l'actuelle PPE (2023), il serait encore possible de faire coexister un parc nucléaire de 63 GW et un parc éolien - photovoltaïque accru selon les ambitions programmées. En effet, les capacités d'interconnexion avec les pays voisins, y compris l'accroissement prévu par RTE, permettent d'exporter physiquement un fort excédent d'offre sur la demande française, tandis que, d'un point de vue économique¹, il y a toujours intérêt à préférer une production à coût variable nul (ENR) ou très faible (nucléaire) à une production issue d'un combustible fossile ; il en résulterait un solde exportateur élevé, plus de 20 % de la consommation française (alors qu'il est de 65 TWh en 2015-2016, soit près de 15 % de la consommation). Les limites du système seraient cependant atteintes et un développement continué des renouvelables, vers l'objectif de la LTECV pour 2030², pouvant bénéficier des gains de productivité de ces filières, serait alors brimé par une offre nucléaire excessive, les capacités ne trouvant plus de débouché.
- Enfin, nous ne sommes pas seuls en Europe. Nombre d'acteurs affirment, à juste titre, que le moteur du marché de court terme ne suffira pas à faire progresser une Europe de l'énergie, et que bâtir une meilleure architecture passe par une visibilité à long terme que doivent réciproquement se donner les États-membres. Un engagement de réduction du nucléaire (pas nécessairement massif, mais tangible et crédible) peut de plus être la contrepartie de coopérations gagnantes avec l'Allemagne en particulier, notamment pour discuter de la réduction de la place du charbon et du lignite, encore prépondérante outre-Rhin, et pour faciliter une proposition franco-allemande améliorant les instruments de la politique climatique européenne, en premier lieu le très peu efficace marché des permis d'émission de CO₂.

Face à la perspective de réduire la production du parc nucléaire, l'argument du faible coût est réel, mais doit être mesuré pour être bien apprécié. Nous avons chiffré à environ 50 €/MWh l'écart entre le coût du nucléaire existant et celui du développement de renouvelables. Si cet écart porte sur le tiers de l'actuelle production nucléaire, l'effet sera de + 16 à 17 €/MWh sur la facture du consommateur. Cela représente environ 10 % du prix de l'électricité pour un ménage³ et + 35 % pour un industriel fort consommateur : des chiffres non négligeables, mais pas insupportables non plus si la hausse est graduelle. De plus, même sans réduction programmée du nucléaire, il faudra à terme payer pour le développement des moyens neufs que requiert l'arrivée en obsolescence technique ou environnementale d'une grande partie des parcs européens ; ce terme n'est pas demain, en raison du suréquipement actuel, mais plutôt vers 2025-2030.

Proposition 1 : définir un schéma réaliste de réduction de la dépendance au nucléaire

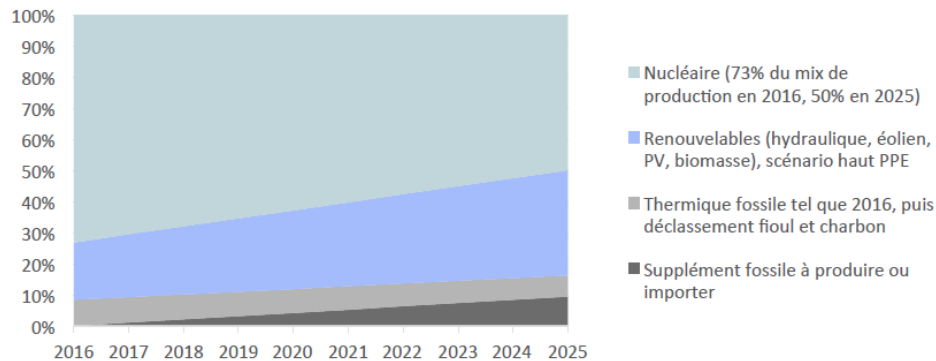
- Programmer l'arrêt de 2 à 4 tranches durant le quinquennat (en sus de Fessenheim), EDF pouvant décider quelles tranches au vu des dossiers de VD4 et en maximisant les dépenses évitées.
- Fixer un schéma de 1 à 2 tranches arrêtées par an entre 2023 et 2030, la trajectoire haute ou basse pouvant résulter des informations acquises dans les années à venir (coûts, demande d'électricité, ...).
- Une part de 50 % de nucléaire dans le mix est ainsi atteinte en 2030 ou un peu après 2035.

¹ C'est le « *merit order* », qui commande d'appeler à chaque instant les moyens de production disponibles par ordre croissant de coût variable.

² Soit une production électrique renouvelable égale à 40 % de la consommation, et un peu plus de 20 % d'éolien et PV dans le mix de production.

³ En 2017, un ménage qui se fournit au tarif réglementé de vente (option heures pleines – heures creuses) paie en moyenne 161 €/MWh, décomposés en 50 pour la production d'énergie, 10 pour la commercialisation, 42 pour le réseau, 34 de taxes spécifiques et 25 de TVA.

NUCLÉAIRE

Figure 2 : évolution du mix de production électrique sous l'hypothèse « 50 % de nucléaire en 2025 »

5. Faut-il remplacer des tranches arrêtées par du nucléaire neuf ?

La précipitation est périlleuse

À court terme, il n'y a ni offre satisfaisante, ni besoin avéré. Par court terme, on entend un projet de nouvelle tranche nucléaire qui serait lancé sans délai, avec une décision d'investissement en 2020 et une mise en service en 2030 : c'est un calendrier au plus tôt.

- Le modèle disponible à court terme est un EPR dont la conception ne pourra guère être modifiée. Aucune assurance d'un coût de revient inférieur à 100 €/MWh et une maîtrise technique non prouvée (comme en témoigne le problème de qualité métallurgique des cuves) font douter de la qualité de l'offre.
- Entre développement des renouvelables - devenus moins chers que l'EPR, coût de l'intermittence compris - et efficacité énergétique, le besoin d'une addition de capacité neuve n'est pas probable. On ne peut certes l'exclure, mais il suffirait alors de décaler un peu la date d'arrêt d'une ou deux tranches existantes. Un préavis de 3-4 ans (et non un chantier de 10 ans) suffit, et il en coûte 35 €/MWh plutôt que 100.

Le risque de regretter demain de n'avoir pas engagé du nucléaire neuf aujourd'hui est donc à peu près nul. On entend souvent deux arguments en faveur de l'engagement d'une série « lente » d'EPR en France, par exemple une tranche tous les deux ans entre 2020 et 2030 :

- Ce serait vital pour la filière industrielle. Mais avec un programme de « grand carénage » d'une cinquantaine de milliards, avec la construction en cours de six tranches EPR (3 dont EDF est maître d'œuvre¹, 3 où EDF et AREVA sont associés²), avec des opérations de démantèlement qui devraient commencer à flux régulier en 2020, la crainte du carnet de commande vide semble excessive.
- L'effet de série permettrait le saut de compétitivité, l'atteinte d'un coût de revient de l'ordre de 70 €/MWh, inférieur à celui des renouvelables. Force est de constater qu'il s'agit là d'un postulat non étayé en regard des faits observés à ce jour.

Le risque de regretter demain d'avoir pris des engagements irréversibles qui se terminent en coûts échoués, c'est-à-dire payés in fine par le contribuable ou le consommateur, se chiffre en dizaines de milliards. Cette fuite en avant peut conduire EDF à des arbitrages de ressources au détriment de la maintenance du parc existant, conduire l'État à des renflouements devenus obligés au détriment du financement des leviers de la transition énergétique, et conduire EDF à une faillite ou une restructuration douloureuse.

¹ Flamanville 3 et les deux tranches de Hinkley Point C.

² Olkiluoto 3 (Finlande), engagée deux ans avant Flamanville et dont la mise en service est loin d'être en vue, et les deux tranches de Taishan (Chine).

NUCLÉAIRE

La situation financière d'EDF est devenue fragile, surtout en regard des engagements récemment pris (absorption de l'activité réacteurs d'Areva, Hinkley Point ...)¹. La priorité consiste certainement à sécuriser le financement du grand carénage du parc existant (environ 50 mds€ sur 10 ans), notamment en réformant le dispositif d'« accès régulé à l'énergie nucléaire historique » (ARENH) issu de la loi NOME de 2010². Ce dispositif n'assure pas de ressources suffisantes à EDF pour ce programme d'investissements, malgré l'indiscutable intérêt économique de celui-ci.

Il est souhaitable de se donner le temps de mettre au point un nouveau modèle susceptible d'être compétitif. Viser 2035 comme date-repère pour une éventuelle mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire ne peut pas compromettre l'équilibre offre-demande.

- Cela laisse cinq bonnes années pour explorer et concevoir le meilleur modèle possible. Le programme sera chargé pour la R&D et l'ingénierie d'EDF et d'AREVA, mais demande des dépenses raisonnables en capital : évaluation des pistes (dont les petits réacteurs modulaires), coopérations avec d'autres industriels, participation à la réalisation de démonstrateurs ... Le terrain du « réapprentissage » de la filière française ne peut se limiter à la France ; il passera sans doute par la Chine, où se construisent la moitié des réacteurs neufs dans le monde. Rappelons-nous qu'EDF a procédé à une telle « gymnastique nucléaire »³ dans les années 1960, qui lui a permis d'imposer le choix compétitif du réacteur à eau pressurisée sous licence Westinghouse.
- On sera ainsi en mesure de décider le moment venu, vers 2025, en fonction des performances attendues du nouveau nucléaire, comme des renouvelables et du stockage (dont la perspective de pouvoir intégrer un taux très élevé de production intermittente), comme de l'efficacité énergétique, sans oublier les souhaits des citoyens, de lancer ou non du nucléaire neuf en France. Si c'est oui, on n'aura pas de regret à avoir temporisé. Si c'est non, on aura évité une décision trop précoce qui risque de réenclencher un « engrenage » industriel pour de nombreuses années.

En parallèle, la question de la stratégie de recyclage du combustible devra être posée. Elle se base aujourd'hui sur l'hypothèse implicite de la permanence des 75 % de nucléaire dans le mix électrique, d'un remplacement des tranches 900 MW, aptes à consommer le plutonium issu du retraitement (combustible « MOx ») par des EPR qui en seraient également capables, et sur la possibilité de réutiliser un jour le MOx irradié. Ces hypothèses ne semblent plus valides ; les longues constantes de temps de l'industrie du cycle du combustible invitent à en tirer les conséquences sans tarder.

Proposition 2 : définir un agenda raisonné pour un éventuel recours futur au nucléaire neuf en France

- Aucun engagement d'une nouvelle tranche nucléaire en France durant le quinquennat.
- Lancer, en se donnant cinq ans, un programme de R&D et d'ingénierie pour concevoir un modèle de réacteur donnant une perspective solide de compétitivité en France et à l'international.
- Fixer le principe qu'un engagement ultérieur ne sera accepté que dans la mesure où la part du nucléaire dans le mix ne dépassera pas 50 % au moment attendu de la mise en service.

¹ En quelques chiffres : la dette financière nette s'élève (fin 2016) à 37,4 mds€, soit 2,3 fois l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) ; un recensement plus complet des obligations à rembourser, notamment les quelque 10 mds€ de titres hybrides émis depuis quelques années, donne cependant un ratio plus proche de 4. L'augmentation de capital de 2016, 4 Md€ dont 3 apportés par l'État, n'est pas une solution récurrente. Remarquons enfin que la valeur de marché d'EDF (au cours du 04.07.2017), 26,5 Md€, est de l'ordre du coût d'investissement de Hinkley Point.

² La loi NOME pose le principe d'une couverture des coûts du parc existant, assortie d'une rémunération raisonnable des investissements passés non encore amortis (ce qui donne un prix administré de 42 €/MWh), mais l'ARENH permet de fait à tout fournisseur de choisir entre le prix administré et celui du marché. Conséquence : EDF est sûre d'encaisser le minimum des deux, ce qui prive de visibilité et exclut la couverture dans la durée.

³ L'expression est de Marcel Boiteux. L'acquisition de connaissances dans différentes filières, la construction du petit réacteur de Chooz A puis l'association à la centrale belge de Tihange, le grèvement d'un constructeur (FRAMATOME), la qualité des évaluations économiques ... ont permis, à l'heure du choix engageant, de faire accepter aux pouvoirs publics la solution américaine et l'abandon de la filière nationale gaz-graphite du CEA.

NUCLÉAIRE

6. Conclusion

Une telle feuille de route peut donner à EDF et au tissu industriel de la filière nucléaire la visibilité et les moyens d'exercer les missions associées :

- Organisation du « grand carénage », visibilité de son financement, dimensionnement du cycle du combustible, gestion des compétences dans la durée.
- Acquisition de l'expérience pour se donner les meilleures chances de disposer, au milieu des années 2020, d'un modèle compétitif de nouveau nucléaire, sans prendre trop tôt des engagements financiers risqués dont EDF n'a pas les moyens.

En ménageant les enjeux économiques et industriels, en tirant parti sans se mettre en impasse de l'atout du parc nucléaire existant, en évitant une irréversibilité, les deux propositions ci-dessus ouvrent les deux options qui pourraient concilier la plupart des acteurs de la transition énergétique : continuer un choix nucléaire, devenu moins massif, via une nouvelle génération de centrales dont les performances sont reconnues ou bien se mettre en mesure de sortir du nucléaire au rythme et au profit de solutions qui se révéleraient préférables.

Annexe - Coût de production tout compris de moyens ENR neufs

Les évaluations ci-dessous ne prétendent pas fournir des coûts de référence documentés de façon précise, mais seulement à exposer un ordre de grandeur du coût de développement des ENR électriques (éolien et photovoltaïque) en France. Nous ne considérons pas les coûts actuels, mais plutôt ceux qu'on peut attendre dans 5-6 ans, à la fin de la période couverte par la PPE, c'est-à-dire 2023. Cet horizon est doublement justifié : d'une part, les développements d'ENR programmés dans la PPE vont d'aujourd'hui à 2023 ; d'autre part, c'est bien à ce moment que les premières décisions opératoires quant au chemin vers les 50 % de nucléaire devront avoir été prises.

Ainsi, il est pris en compte, dans les différentes filières, une poursuite de l'effet d'apprentissage qui réduit tendanciellement les coûts d'investissement (typiquement 2 % par an, davantage pour l'éolien en mer qui gagnera en maturité industrielle) et améliore les performances techniques¹. Les paramètres du tableau ci-dessous sont cohérents avec les perspectives retenues par divers acteurs.

Les productions éolienne et solaire sont intermittentes ; elles rendent au système électrique un service de moins bonne qualité qu'une production thermique. Pour en rendre compte, leur coût de revient intrinsèque a été majoré, sur la base du coût des moyens de pointe qu'il faut ajouter aux ENR (« back-up ») pour restaurer une garantie de puissance lors des situations tendues, où la production renouvelable est statistiquement peu présente. De plus, le raccordement au réseau de l'éolien terrestre, et encore davantage du solaire, est plus coûteux que celui des grandes centrales, car il occasionne notamment des frais de renforcement du réseau de distribution. Ces coûts ont été estimés sur la base d'indications exprimées par ENEDIS et RTE. Cette évaluation du coût de l'intermittence, qui nous permet de livrer des ordres de grandeurs en €/MWh « tout compris », est une approche dont il faut rappeler le cadre de validité : celui du système électrique français à l'horizon de la PPE, qui comporte une part d'ENR intermittentes de 15 à 16 % en 2023, selon les objectifs de développements programmés.

Avec un ratio plus grand, approchant les 25 %, d'autres difficultés peuvent apparaître qui diminuent la valeur pour le système d'un MWh éolien ou solaire : amples variations de la puissance délivrée qui obligent à développer des moyens de flexibilité, ou encore phénomène de « cannibalisation » du photovoltaïque². Une modélisation d'ensemble du système est alors requise pour apprécier la valeur économique du kW d'ENR qu'on installe - et la notion est plus complexe qu'un simple coût ;

¹ C'est la raison des écarts entre les coûts de production livrés ici et ceux publiés dans l'étude de l'ADEME (2016) « Coûts des énergies renouvelables ».

² La production s'accumule lors des après-midi d'été : à un certain niveau de puissance PV installée, le kW supplémentaire n'apporte plus grand-chose au système qui est déjà saturé en production renouvelable. Toutefois, avec un peu moins de 5 % de PV dans le mix en 2023, ce problème n'apparaît pas encore significativement.

NUCLÉAIRE

elle dépend par exemple du coût de développement des moyens thermiques, de la structure de la demande, etc¹. Le coût d'insertion des renouvelables s'accroît alors, mais, comme l'horizon concerné est plus lointain, il faut également considérer le progrès possible dans les leviers d'insertion (batteries, pilotage de la demande) et dans les technologies ENR elles-mêmes.

Dans ce contexte et cet horizon de la PPE, et considérant que les trois filières ci-dessous se partagent l'essentiel des objectifs de développement, l'éolien terrestre ayant la plus grande part, on retiendra un ordre de grandeur de 85 €/MWh.

Paramètres (valeurs monétaires en euros 2016)	Éolien terrestre*	Éolien maritime	Solaire PV**
Coûts d'investissement (€/kW)	1 200	2 800 ^A	850
Coûts d'exploitation (€/kW/an)	55	80	25
Production (kWh/kW installé = heures-équivalent)	2 300 ^B	3 750	1 500 ^C
Durée de vie (années)	25	25	30
Taux d'actualisation	5 % ^D	7 % ^E	5 %
Coût de revient intrinsèque (€/MWh)	61	85	54
Puissance garantie ^F / puissance installée	10 %	20 %	0 %
Coût de « back-up » (€/MWh) ^G	11	6	19
Coût de raccord / renforcement réseau (€/MWh) ^H	7	1	14
Coût de revient total (€/MWh)	79	92	87

*Les paramètres correspondent à la technologie dite de première génération. Des turbines plus grandes, un peu plus chères (1 300 €/kW) mais capables d'une production électrique plus élevée pour un même gisement de vent, devraient être mises en service d'ici 2025 : le coût de revient évalué ici pourrait s'en trouver minoré.

** Grande ferme de panneaux photovoltaïques au sol, avec trackers. Considéré comme moyen de référence, car c'est la principale technologie prévue dans les développements programmés dans la PPE, loin devant les panneaux en toiture.

A. Y compris le réseau spécifique pour collecter l'énergie et l'amener à la terre.

B. Soit une vitesse de vent entre 7 et 7,5 m/s, représentative de sites français assez bien ventés, sans plus.

C. Moyenne France (Aix-en-Provence : 1 700 ; Lille : 1 100), légèrement surpondérée vers le sud.

D. Sous l'hypothèse d'un contrat long terme de vente de l'énergie, on applique un taux d'actualisation à peine supérieur au taux moyen retenu par France Stratégie.

E. Même hypothèse, mais le taux est majoré pour tenir compte d'un risque industriel plus grand.

F. Puissance minimale sur laquelle on peut statistiquement compter lors des pointes du système électrique.

G. On compte comme coût de back-up la différence entre le taux de la ligne précédente et celui d'un moyen thermique (95 %), exprimée en kW et valorisée au prix attendu de la capacité (30 €/kW, ce qui semble majorant puisque le prix révélé par le mécanisme de capacité en 2017 est de 10 €/kW), ce coût étant enfin rapporté au nombre de MWh produits par kW installé.

H. Pour le réseau de distribution, investissement de 80 €/kW (pour une ferme éolienne d'une douzaine de MW), de zéro pour l'éolien maritime, de 120 €/kW pour une ferme PV de quelques MW (d'après ENEDIS) ; pour le réseau de transport, investissement d'environ 50 €/kW (d'après le chiffrage RTE de 1 md€ à investir en réponse aux 19 GW d'ENR qui étaient prévus à l'horizon 2020). Ces coûts sont convertis en annuité (ce qui revient à diviser par dix) puis rapportés à l'énergie produite par kW installé dans chaque filière.

¹ Citons en exemple deux travaux approfondis publiés en 2016 : l'étude « 60 % ENR » de la R&D d'EDF (2016), qui étudie un système électrique européen dans lequel la proportion d'ENR atteindrait 60 %, dont 40 % d'éolien et solaire ; l'étude « 100 % d'ENR en France » de l'ADEME, qui, sous des hypothèses encore plus prospectives, suppose un système électrique français entièrement renouvelable.

Président / Directeur de la publication : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale :** Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **Directrice éditoriale adjointe :** Muriel de Vericourt (01 77 92 99 57) - **Rédacteur en chef :** Philippe Rodrigues (01 79 06 71 78) - **Rédacteurs :** Christelle Deschaseaux (01 79 06 71 75) Stéphanie Frank (01 79 06 71 73) - Thomas Chemin (01 79 06 71 81) - Louise Rozès Moscovenko (01 79 06 71 77) - **Assistante :** Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80) Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com - **Principal actionnaire :** INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823 **Siège social :** 10 place du général de Gaulle, BP20156, 92186 Antony Cedex - **N° ISSN :** 0153-9442 **Numéro de commission paritaire :** 0420 T 79611 - **Impression :** AB Printed - 6 rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal :** à parution.