

# Une gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables variables pour une économie bas carbone

Par Alain BURTIN  
EDF R&D

Le changement climatique est une réalité et son origine anthropique est largement partagée au sein de la communauté scientifique. La lutte contre le changement climatique passe par la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. C'est un challenge pour le secteur électrique qui doit décarboner en profondeur sa production, aujourd'hui responsable de 40 % des émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde, mais aussi une opportunité avec des perspectives d'électrification renforcée des usages dans les transports, les bâtiments et l'industrie. La baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire élargit l'offre de production d'électricité décarbonée aux côtés des filières traditionnelles nucléaire et hydraulique. Nous abordons dans cet article les perspectives qu'offre une gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables pour décarboner en profondeur les mix électriques.

## Introduction

Le changement climatique est une réalité et son origine anthropique est largement partagée au sein de la communauté scientifique. Depuis 1990, le Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC) édite des synthèses sur le changement climatique basées sur des publications scientifiques et les résultats de simulations climatiques

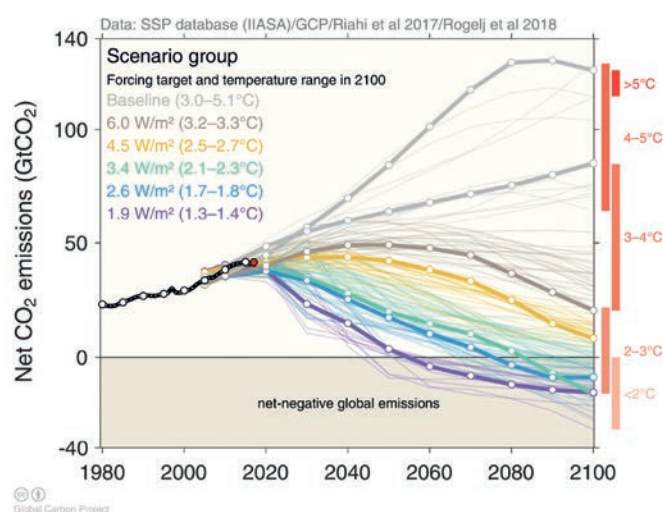


Figure 1 : Les différents scénarios élaborés par le GIEC dans son 5<sup>ème</sup> rapport.

coordonnées au niveau international par le Programme mondial de recherches sur le climat.

Pour les simulations qui ont servi de base au cinquième et dernier rapport d'évaluation en date, quatre trajectoires représentatives de concentration de gaz à effet de serre ont été proposées ; de celle qui conduit au plus grand déséquilibre et qui correspond à la poursuite de l'évolution actuelle (RCP 8.5), à celle qui vise à respecter la cible des 2°C de réchauffement global à la fin du siècle par rapport à la période pré-industrielle (RCP 2.6), en passant par des trajectoires intermédiaires (RCP 6.0 et RCP 4.5).

La lutte contre le changement climatique remet en cause le recours massif aux énergies fossiles pour la fourniture d'électricité au niveau mondial. L'objectif de limiter l'ampleur du réchauffement climatique constitue en revanche une opportunité de développement pour les sources d'énergies décarbonées que sont le nucléaire et les énergies renouvelables.

À ce titre, la baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire renforce les perspectives d'une décarbonation en profondeur de la production d'électricité en complément des sources traditionnelles, le nucléaire et l'hydraulique. Dans cet article, nous abordons les questions posées par la gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables variables au sein du système électrique.

## Un mix électrique mondial qui reste aujourd'hui fortement carboné

Le mix électrique mondial reste aujourd'hui dominé par les énergies fossiles (charbon, fioul et gaz), sur lesquelles reposent les deux tiers de la production d'électricité dans le monde. Le complément est assuré par le nucléaire (10 %) et les énergies renouvelables (à hauteur de 26 %, qui se décomposent ainsi : hydraulique : 16 %, éolien : 5 %, biomasse : 3 % et solaire : 2 %).

Le contenu CO<sub>2</sub> de l'électricité produite dans le monde est ainsi de l'ordre de 500 g/kWh, sachant que les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales au charbon représentent, à elles seules, 30 % des émissions globales. Si l'on considère les dix principaux pays en termes de production d'électricité, l'Inde et la Chine se distinguent par un mix électrique très fortement carboné en raison de sa dominante charbon ; à l'autre extrémité, la France bénéficie d'un atout spécifique avec un mix électrique nucléaire et renouvelable déjà très largement décarboné (~ 50 g/kWh).

## La baisse des coûts des filières éolienne et photovoltaïque constitue une opportunité pour décarboner les systèmes électriques

Les filières photovoltaïque, de l'éolien terrestre et *off-shore* <sup>(1)</sup> sont aujourd'hui matures et compétitives, elles se développent à un rythme soutenu avec près de 100 GW solaire et 60 GW éolien mis en service chaque année au niveau mondial. Au global, la montée en puissance de ces filières s'accompagne d'un ralentissement des mises

(1) Pour ce qui concerne les champs éoliens *off-shore* situés dans les zones de faible profondeur qui atteignent des niveaux de prix comparables aux champs terrestres. Les technologies éoliennes flottantes restent aujourd'hui émergentes.

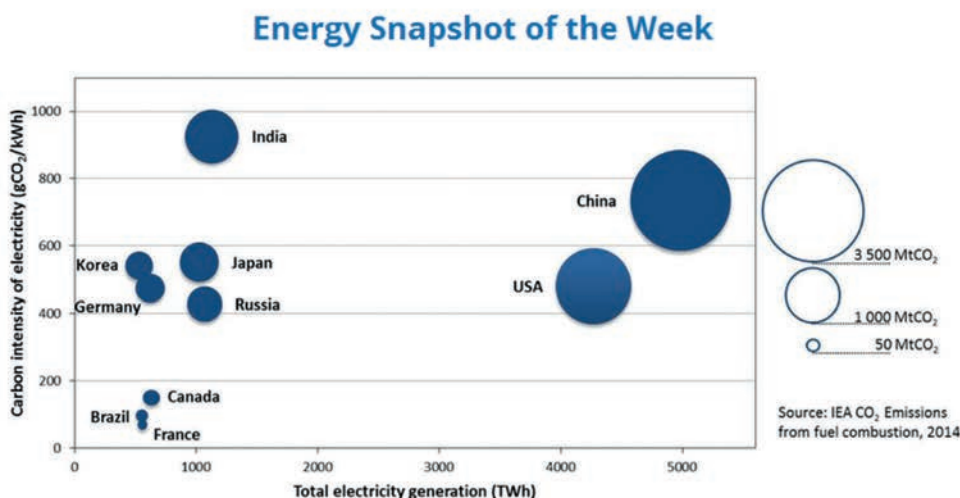
en service de nouvelles centrales au charbon (50 GW en 2018) et d'une accélération des fermetures de capacités charbon existantes (30 GW).

L'AIE a élaboré un scénario en rupture, le scénario Sustainable Development Scenario (SDS), qui vise à atteindre trois objectifs : assurer un accès universel à l'énergie, réduire les impacts de la pollution de l'air sur la santé et lutter contre le changement climatique en se positionnant sur une trajectoire de décarbonation compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Ce scénario, qui intègre des hypothèses d'un développement soutenu de l'accès à l'électricité dans les pays émergents, d'amélioration de l'efficacité énergétique et de l'essor des usages performants de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, hydrogène vert...), s'appuie sur une hypothèse de décarbonation en profondeur de la production d'électricité.

Ce scénario ambitieux fait ainsi appel à l'ensemble des filières décarbonées : il suppose un doublement des productions nucléaire et hydraulique actuelles, ainsi qu'un développement massif – doublement du rythme actuel – de l'éolien et du photovoltaïque. À l'horizon 2040, ce scénario conduirait, pour un coût maîtrisé, à un mix décarboné à près de 80 %, comportant 40 % d'EnR variables et se rapprochant de 100 gCO<sub>2</sub>/kWh.

## Production des EnR variables et gestion de l'équilibre offre-demande

L'électricité ne se stocke pas : à chaque instant, la consommation et la production d'électricité doivent être équilibrées à l'échelle du système électrique. Pour cela, il est nécessaire de disposer en permanence de leviers de flexibilité (réserves à la hausse ou à la baisse sur les groupes de production en marche, moyens de production en *back-up* ou effacements de consommation), afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité aux bornes du réseau, de faire face aux aléas et



Carbon emissions from electricity generation for the top ten producers (2012)

Figure 2 : Émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité des principaux pays.

d'assurer la continuité de la fourniture avec une qualité de service adéquate.

C'est le pilotage des moyens de production conventionnels thermiques à flamme, hydrauliques gravitaires, ou encore des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui permet d'assurer l'essentiel de la gestion de l'équilibre offre-demande dans la plupart des systèmes électriques. Ils sont en effet programmables à l'échelle de la journée, pilotables à la hausse ou à la baisse dans la limite de leurs performances techniques (durée de démarrage, puissance minimale, gradients de variation de la charge, capacité à contribuer au réglage de fréquence et de tension...).

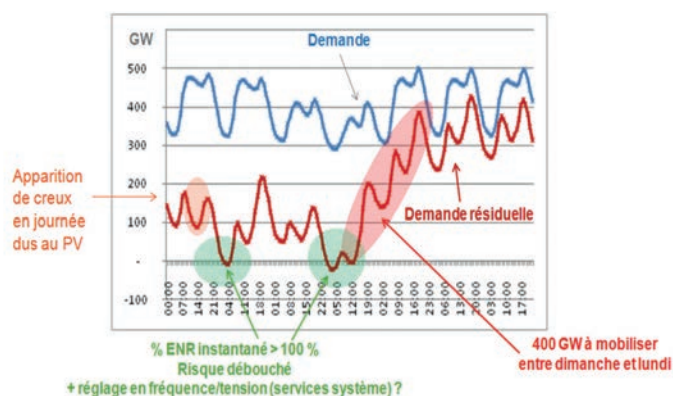


Figure 3 : Gestion de l'équilibre offre-demande à l'horizon journalier.

L'enjeu de la gestion de l'équilibre offre-demande dans un système reposant sur le développement de la production éolienne et PV se déplace du suivi de charge (voir la Figure 3 ci-dessus – Courbe bleue) vers la compensation de la variabilité de la production ENR variable (voir la Figure 3 – Courbe rouge). Le profil d'appel aux moyens conventionnels est ainsi beaucoup plus chahuté et donc moins régulier, ce qui exige une plus grande sollicitation des flexibilités qu'offrent les centrales de production classiques (notamment pour les centrales thermiques à flamme appelées en *back-up*). La possibilité de piloter la production éolienne et PV (écrêtement de production, contribution aux services système) devient nécessaire pour assurer la sécurité de l'exploitation du système dans les situations où l'essentiel de la production est assurée par les EnR variables<sup>(2)</sup>.

Au-delà des enjeux de flexibilité liés à la gestion dynamique de l'équilibre offre-demande, les études<sup>(3)</sup> menées sur le système électrique européen pour y intégrer 50 % d'EnR à l'horizon 2030 montrent qu'il est nécessaire d'adapter le fonctionnement du système électrique (gestion des congestions, pilotage de la fréquence et de la tension, plans de protection, puissances de court-circuit, *black-start*...) afin d'assurer sa résilience. En particulier, avec moins de machines tournantes connectées aux ré-

seaux, le développement des EnR variables s'accompagne d'une baisse de l'inertie<sup>(4)</sup> : il sera dès lors nécessaire de disposer de moyens plus rapides de réglage des fréquences (par exemple, des batteries) et/ou assurant la fourniture d'énergie cinétique pour limiter la baisse de l'inertie<sup>(5)</sup>.

Les enjeux de résilience du système électrique nécessitent d'anticiper en amont du temps réel : à l'horizon journalier pour optimiser les programmes de production, à l'horizon annuel pour la maintenance des équipements et la gestion des stocks et approvisionnement en combustible, à l'horizon de plusieurs années pour la définition des codes réseaux, le développement des systèmes d'information, et celui des capacités et des infrastructures de réseaux afin de disposer des capacités et des leviers de pilotage nécessaires tant du côté de l'offre que de celui de la demande.

La maîtrise du développement du système et de son coût passe par une coordination des acteurs et une programmation efficace afin de maîtriser un système d'une complexité croissante et inciter les différents acteurs à investir.

## Manœuvrabilité du nucléaire et besoin de flexibilité du système électrique

Le parc nucléaire existant en France a été développé autour des années 1980 en réponse à la crise du pétrole, sa part est devenue majoritaire dans le mix électrique français pour se stabiliser autour de 75 % de la production annuelle. La gestion du parc nucléaire français s'est inscrite très tôt dans le contexte du système électrique européen interconnecté avec le développement de contrats long terme d'exportation vers les pays voisins. La mise en place du marché de gros européen au début des années 2000 est venue renforcer la coordination au sein de ce système électrique et développer les échanges à court terme.

Le parc nucléaire, au regard de sa compétitivité dans l'ordre de mérite de l'appel des moyens de production, figure dans la base européenne. Cela ne signifie pas pour autant qu'il n'est pas flexible et manœuvrant. Tout d'abord, l'optimisation de la programmation de la maintenance du parc nucléaire au cours de l'année permet de moduler la capacité disponible du parc nucléaire entre l'hiver et l'été, dernière période où la demande d'électricité est plus faible (40 GW en été contre 60 GW en hiver). Ensuite, le nucléaire, en France, à la différence d'autres pays où la part du nucléaire est souvent inférieure à 30 %, a été conçu pour contribuer au réglage de fréquence et au suivi de charge journalier, par exemple en modulant sa production en creux de nuit. Le parc nucléaire français est ainsi très flexible : un réacteur peut varier de 100 à 20 % de puissance en une demi-heure, et remonter aussi vite après un palier d'au moins deux heures, et ce deux fois

(4) Du fait de la connexion des centrales éoliennes et PV aux réseaux via une interface électronique de puissance.

(5) Par exemple, en écrétant de façon préventive la production EnR fatale, et ce en imposant le fonctionnement de groupes conventionnels (nucléaires, thermiques à flamme) afin de bénéficier de l'inertie de ces machines tournantes.

(2) Avec 40 % d'EnR variables dans l'étude 60 % EnR, le taux instantané de production EnR variable peut dépasser 100 %.

(3) Voir le projet EU-SysFlex.

par jour<sup>(6)</sup>. À l'échelle du parc, cette capacité de modulation a été assez peu mobilisée depuis les années 1980, la politique menée en faveur de la recharge en heures creuses des chauffe-eaux à accumulation ayant permis de réduire notablement le besoin d'une modulation journalière en France.

Le développement des EnR variables tend aujourd'hui à davantage solliciter la capacité de modulation du parc nucléaire, sur un nombre d'heures qui reste cependant limité au cours de l'année. Le parc EDF est en capacité de répondre à cet enjeu. EDF a par ailleurs mené des études aux horizons 2020–2030, qui montrent que les capacités de flexibilité du parc installé sont suffisantes pour faire face aux besoins de flexibilité dans les scénarios envisagés, sans surcoûts significatifs sur l'exploitation du parc, avec une hypothèse de deux réacteurs nucléaires manœuvrant pour trois couplés.

L'exemple du parc nucléaire français met bien en évidence la complémentarité entre elles des différentes sources de production décarbonées pour assurer la fourniture d'une énergie décarbonée, mais aussi pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande et au bon fonctionnement du système électrique.

La diversification du mix permet de bénéficier du foisonnement entre les différentes sources d'énergies renouvelables et entre les différents usages de l'électricité. Elle permet également de bénéficier des services rendus par les moyens de production conventionnels (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme et STEP) en termes d'inertie, de contribution au suivi de charge et aux services système, ainsi qu'en termes de fourniture de capacité de *back-up* dans les situations de faible production d'EnR.

(6) Une baisse de charge se réalise en insérant partiellement des grappes de commandes neutrophages dans le cœur. Par rapport au *design* initial des réacteurs à eau pressurisée, la principale modification a consisté à ajuster le type des grappes et leur position dans le cœur en fonction de la puissance. La variation de charge doit s'opérer à l'intérieur d'un domaine de fonctionnement qui garantit qu'à tout moment les limites sont respectées. Notamment, des crédits de temps ou d'énergie à basse charge sont définis et sont suivis quotidiennement : tant que le crédit est positif, le jeu entre la gaine des crayons de combustible et les pastilles d'uranium est non nul et le profil de flux reste homogène. Dans le dernier tiers du cycle, entre deux arrêts pour rechargement, l'amplitude de variation possible du cœur se réduit du fait des limitations affectant la gestion du bore utilisé pour compenser les variations de teneur en xénon dans le cœur, associées aux variations de charge.

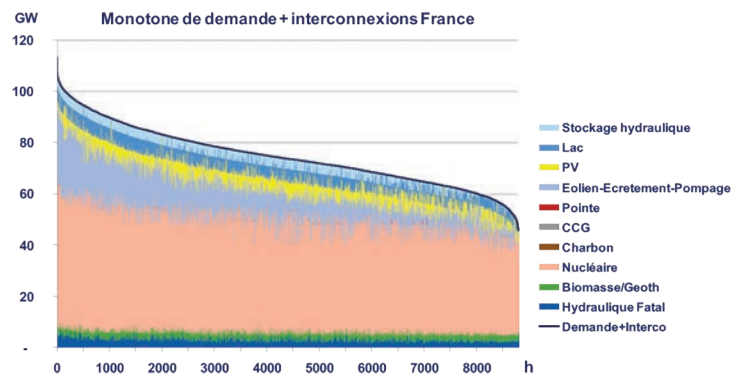


Figure 4 : Production nucléaire de la France dans le scénario 60 % EnR.

## Conclusion

Dans le contexte de la lutte contre le changement climatique, un des principaux enjeux concerne la décarbonation d'une production d'électricité aujourd'hui très dépendante de l'utilisation des énergies fossiles, la production des centrales au charbon représentant, à elle seule, 30 % des émissions mondiales. La baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire constitue une opportunité de décarboner en profondeur les mix électriques, en élargissant l'offre de production d'électricité décarbonée aux côtés des filières traditionnelles que sont le nucléaire et l'hydraulique. Le développement de ces sources de production variables et aléatoires nécessite d'adapter en profondeur le fonctionnement des systèmes électriques. Et leur intégration dans un mix électrique diversifié leur permet de bénéficier des synergies avec les moyens de production conventionnels nucléaires et hydrauliques, tout en limitant le rôle des centrales fossiles en matière de fourniture de *back-up*.

## Références

- AIE (2017), "World Energy Outlook 2017", Paris, Éditions OCDE.
- BURTIN A. & SILVA V. (2015), *Technical and Economic Analysis of the European System with 60% RES*, Bruxelles, Sustainable Development Week, June, EDF Technical Report.
- FEUTRY S. (2017), « Production renouvelable et nucléaire : deux énergies complémentaires », Paris, *La Revue générale nucléaire*, janvier-février.
- EU-SysFlex.com, *Meet the needs of the system with more than 50% of renewable energy sources*, European Union's Horizon 2020 research and innovation program.