

# Essor des énergies renouvelables : un pilotage à haut risque

La montée en puissance de l'éolien et du solaire en France, alors que la demande ne suit pas à la même vitesse, pose de nombreux défis pour la gestion du réseau électrique, du parc nucléaire, mais aussi pour les finances publiques

**L**a France produit trop d'électricité, au risque de faire sauter la banque. À la mi-avril, le quotidien économique La Tribune lance l'alerte. Ce titre résume l'inquiétude qui s'est emparée, depuis des mois, d'une partie du monde énergétique et politique : alors qu'en 2024 le pays se mettait en ordre de bataille pour faire face à d'éventuelles coupures de courant, dans un contexte de défaillance du parc nucléaire, de flambée des prix de l'énergie et d'invasion russe en Ukraine, de plus en plus d'acteurs s'alarment aujourd'hui d'une situation de « surproduction ». Sur le banc des accusés : le solaire et l'éolien, qui fournissent de plus en plus d'énergie, alors que la consommation d'électricité n'augmente pas. Leur essor pourrait constituer une menace pour le réseau, les finances publiques et le parc nucléaire, et les appels à freiner – voire à stopper – leur développement se multiplient.

Quelques jours avant de quitter ses fonctions de patron d'EDF, Luc Rémond décrit ainsi, devant des sénateurs, le 22 avril, le « grand défi » posé par « l'écart croissant entre l'offre et la demande » d'électricité. « Il va nous falloir veiller, dans les toutes prochaines années, à ce que ce déséquilibre entre sources commandables [notamment le nucléaire] et sources intermittentes [les renouvelables] ne vienne pas grever la stabilité du système, soit sur le plan physique, soit sur le plan économique. C'est vraiment le plus grand défi auquel nous sommes confrontés », insiste-t-il.

## ADAPTER LES RÉGLES

Quelques jours plus tard, le 30 avril, dans Les Échos, la présidente de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Emmanuelle Wargon, appelle à ralentir le cadence du développement de l'éolien et du solaire, « car la demande a pris du retard ». En réponse à ces inquiétudes, le gouvernement a déjà révisé légèrement à la baisse les ambitions concernant le photovoltaïque dans le cadre des discussions sur la nouvelle feuille de route énergétique. La gigantesque panne électrique qu'ont connue l'Espagne et le Portugal, le 28 avril, a également ravivé les critiques à l'égard des renouvelables. Si les causes du « black-out » ne sont toujours pas connues, la forte production solaire a été rapidement pointée du doigt.

Dans ce contexte de faible consommation et de panne géante, et alors que le gouvernement semble naviguer à vue sur l'avenir de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les récents débats sur l'énergie menés au Parlement ont été l'occasion pour la droite et l'extrême droite de répéter toute leur opposition aux renouvelables. « Elles produisent quand le vent souffle, quand le soleil brille, mais pas quand la société en a besoin », a expliqué Maxime Amblard, député (Rassemblement national) de la Meuse, le 28 avril. Pour

compenser cela, il faut donc doubler ces installations par des centrales électriques pilotables et construire des systèmes de stockage massif. Cela mène à payer deux parcs de production électrique qui ne fonctionnent qu'à moitié et à augmenter le risque de black-out.

Quelles sont les conséquences concrètes du développement des renouvelables et du décalage entre l'offre et la demande ? Justifient-elles de revoir à la baisse les ambitions pour le solaire et l'éolien, alors que le pays est engagé dans une course contre la montre pour sortir des énergies fossiles, qui représentent encore 60 % de la consommation ? Pour Alexandre Joly, responsable du pôle énergie du cabinet de conseil Carbone 4, la « fronde anti-renouvelables » actuelle témoigne d'un « manque de clairvoyance ».

« Il faut se rappeler qu'en 2022 tout le monde criait à la sous-production. Le contexte géopolitique et les problèmes du parc nucléaire [de corrosion sous contrainte] nous ont montré qu'il fallait raisonner à long terme en matière d'énergie, et non pas à court terme. Or le cap, c'est électrifier, produire chez nous et décarboner. Pour cela, on peut peut-être modérer un peu le déploiement des renouvelables mais certainement pas l'arrêter », explique-t-il.

« Dans le débat public, différents problèmes se mélangent pour faire une grosse soupe, résumé de son côté Robin Girard, directeur de recherche à Mines ParisTech PSL, spécialiste de l'énergie et des systèmes électriques. Faire face à une surproduction n'est pas la même chose que gérer la stabilité du réseau. Les différents défis se posent à des échelles de temps différentes et tous ont des solutions connues, plus ou moins matées. Et la France est loin d'être confrontée à l'ensemble des difficultés ».

Le pays est bien face à une situation qui n'est pas optimale : pour l'instant, l'électrification ne décolore pas, en raison notamment d'un manque de soutien public. Le transfert des usages du fossile vers l'électricité (passer d'une voiture thermique à un véhicule électrique, du chauffage au gaz à une pompe à chaleur, installer des hauts fourneaux électriques dans le secteur de l'industrie...) est considéré comme l'une des solutions les plus efficaces pour se débarrasser du pétrole et du gaz. Comme partout en Europe et dans le monde, le gouvernement et les experts misent donc sur une forte hausse des capacités de production d'électricité dans la prochaine décennie, hausse censée répondre à une hausse de la demande.

Mais en France le déséquilibre entre l'offre et la demande a tendance à croître. À la mi-avril, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE a été contraint de rappeler à différents opérateurs leurs obligations en termes d'équilibre du système. « Les situations d'abandon de production qui se multiplient posent des questions de coordination



pour l'équilibrage à court terme, confirme Olivier Houvenagel, directeur de l'économie du système électrique chez RTE. Nous travaillons à adapter les règles de fonctionnement. » La loi dite « Ddadue » (dispositifs d'adaptation au droit de l'Union européenne), adoptée le 30 avril, prévoit par exemple que toutes les installations d'une certaine capacité, dont les parcs solaires ou éoliens, participent au « mécanisme d'ajustement » qui permet d'ajuster l'offre à la demande en temps réel.

Signe que le sujet est une source de préoccupation, le gestionnaire RTE travaille également, dans le cadre de son bilan prévisionnel prévu pour la fin d'année, à un nouveau scénario fondé sur une hypothèse de consommation qui resterait basse, et qui conduirait la France à rater ses objectifs climatiques et de réindustrialisation.

**METTRE SUR PAUSE LE DÉPLOIEMENT DES RENOUVELABLES AURAIT DES CONSÉQUENCES POUR TOUTE LA FILIÈRE, ET IL FAUDRAIT ENSUITE DES ANNÉES POUR LA RELANCER**

Sur le plan économique, le symptôme le plus visible de ce déséquilibre est celui des prix négatifs. Liés en général à une surabondance d'électricité, ils surviennent de plus en plus fréquemment. En 2024, ils ont représenté 359 heures (4 % du temps), soit le double de l'année précédente, et les pertes liées à ces prix ont atteint 80 millions d'euros au premier semestre 2024, selon la CRE. De janvier à avril, selon RTE, le nombre d'heures concernées est stable par rapport à 2024.

Dans un avis sur le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, l'Académie des sciences prévoit que l'« excès de production intermittente non pilotable » entrainera « une volatilité accrue des prix de l'électricité, avec des périodes de plus en plus fréquentes de prix très élevés et de prix négatifs ».

Si ce phénomène devrait s'accroître avec le développement de renouvelables, des leviers peuvent être activés pour y faire face. Il s'agit notamment de mécanismes permettant de « déplacer » la demande, pour que la recharge des véhicules électriques ou le débranchement des chauffe-eau se fassent en milieu de journée, quand l'offre d'électricité est abondante. Pour inciter les Français à faire tourner leurs machines lorsque les panneaux solaires produisent, la CRE prépare ainsi une réforme du tarif « heures pleines/heures creuses », conçu pour répondre au fonctionnement du parc nucléaire. Des moyens de stockage tels que les batteries peuvent aussi être mis en place.

« Les prix négatifs ne sont pas une surprise et des solutions existent pour y répondre », affirme Laurent Nèry, le directeur des analyses de marché d'Énergie, premier producteur éolien et solaire du pays. Ils sont le symptôme d'une situation où l'on manque de flexibilité, cela renforce l'idée qu'il faut investir dans ces moyens ».

« Les prix négatifs sont surtout un problème pour les producteurs, qui vendent à perte, mais ce n'est pas difficile à régler, ajoute Robin Girard. Et produire plus que l'on consomme est globalement positif : vendre de l'électricité à nos voisins est bon pour notre balance commerciale et ça devrait faire baisser les prix de l'électricité, ce dont on a besoin pour électrifier. » En 2024, la vente d'électricité a rapporté 5 milliards d'euros à la France, qui a importé pour environ 64 milliards d'euros de pétrole et de gaz.

## RETOURS D'EXPÉRIENCE DES PAYS VOISINS

Parmi les autres inquiétudes liées à l'essor des renouvelables figure la crainte que le nucléaire soit moins utilisé et donc moins rentable, puisque l'éolien et le solaire sont appelés en priorité sur le réseau. Pour pallier leur variabilité, les réacteurs pourraient aussi devoir « modular » davantage, c'est-à-dire faire varier leur puissance pour répondre aux besoins. Selon un rapport publié en janvier par l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection du groupe EDF, l'Amiral Jean Casabianca, alors qu'une douzaine de réacteurs modulent sur une journée auparavant, environ la moitié du parc nucléaire en service (qui comprend 57 réacteurs) peut désormais être concernée. « La modulation s'est transformée en contrainte » qui a « forcément un impact sur la machine », écrit-il, ces variations de puissance n'étant « jamais anodines sur la sûreté ».

Interrogée, EDF affirme que le volume de modulation a « significativement augmenté en 2024 », avec un doublement des chiffres par rapport à la moyenne des années précédentes. « Le parc nucléaire a toujours modulé pour adapter la production à la demande d'électricité, mais ce qui change aujourd'hui c'est la fréquence et le volume de cette modulation », précise l'entreprise. Elle ajoute que, si aucune conséquence directe sur le fonctionnement du parc n'a jusqu'ici été identifiée



Site agrivoltaïque à Amanca, en Meurthe-et-Moselle, en octobre 2022.  
PATRICK HERTZOG/AGF

fiée, une étude a été lancée pour analyser « les impacts et les conséquences potentielles sur les hommes et les matériels » d'une hausse de la modulation.

Plus largement, le black-out espagnol a fait resurgir les inquiétudes quant à la stabilité du réseau. De fait, l'intégration croissante de sources d'énergie variables et décentralisées implique des transformations profondes. Des enjeux, bien identifiés, qui concernent toute l'Europe. En France, RTE a présenté un plan d'investissement massif pour renforcer et adapter les infrastructures. « Il n'y a plus de débat scientifique sur le fait qu'il existe des solutions pour assurer la stabilité du système aux différentes échelles de temps », rappelle Robin Girard. La France peut par ailleurs bénéficier des retours d'expérience de ses voisins, puisqu'elle est l'un des pays européens où la part des renouvelables dans le mix électrique est la plus faible (27 % en 2023, contre 89 % au Danemark, 76 % au Portugal, 54 % en Allemagne...).

Si l'intégration des énergies renouvelables pose un certain nombre de défis techniques et technologiques, mettre sur pause leur déploiement, à rebours de ce que font les autres pays, aurait des conséquences pour toute la filière, et il faudrait ensuite des années pour la relancer. A moyen et long terme, même si la décarbonation n'avait pas lieu, il faudrait produire de l'électricité pour répondre à de nouveaux usages et remplacer le parc nucléaire actuel. « Pour être prêts à faire face à l'augmentation de la consommation électrique, l'augmentation de la capacité renouvelable est nécessaire, quitte à assumer une surproduction temporaire, insiste l'ONG Réseau Action Climat. Mieux, cette situation fait baisser les prix et doit encourager l'électrification, sans explosion des usages superflus. »

« Décarboner notre énergie n'est pas uniquement un enjeu climatique, rappelle aussi en mars Thomas Veyrenc, le directeur général de l'économie et de la stratégie de RTE. Electrifier est tout simplement un moyen de produire l'énergie sur notre sol et de renforcer notre souveraineté » en dépendant moins de pays tels que la Russie et les États-Unis, auxquels la France achète son gaz et son pétrole. ■

FERRINE MOUTERDE

## En Espagne, débats autour du poids des énergies vertes

La mégapanne d'électricité du 28 avril suscite la controverse sur l'importance des renouvelables dans le mix énergétique

MADRID - correspondante

À u milieu des oliveraies andalouses, des pâturages d'Estremadure ou des plateaux désertiques de Castille-La Manche, des milliers de fermes solaires ont poussé comme des champignons sur le territoire espagnol ces six dernières années. En 2018, l'Espagne ne comptait que 4,7 gigawatts (GW) de puissance installée d'énergie photovoltaïque (3,6 % du mix électrique). En 2024, le pays disposait de 33 GW, lui permettant de couvrir 17 % de la demande d'électricité.

Longtemps paralysés par les effets de la crise économique de 2009 et le manque de volonté politique du précédent gouvernement conservateur de Mariano Rajoy (2011-2018), les investissements dans le parc photovoltaïque ont bondi avec l'arrivée au pouvoir du socialiste Pedro Sanchez, dans un contexte de retour de la croissance.

L'Espagne est devenue le deuxième pays d'Europe en production d'électricité solaire, avec 59 térawattheures (TWh), derrière l'Allemagne, et le septième au monde. Les installations géantes se sont multipliées, comme la ferme solaire Francisco Pizarro, du groupe Iberdrola, qui s'étend sur 1300 hectares en Estremadure. Avec 1,5 million de panneaux solaires et une capacité de 553 mégawatts (MW), elle faisait figure de plus grande centrale photovoltaïque d'Europe, jusqu'à l'ouverture d'une ferme solaire de 600 MW en Saxe (Allemagne) en 2024.

En 2024, les énergies renouvelables ont représenté 56,8 % de la consommation d'électricité du royaume (23,2 % d'origine éolienne, 17 % d'origine photovoltaïque et 13,3 % d'origine hydroélectrique), vingt points de plus qu'en 2018. Leur croissance est telle que le gouvernement a revu à la hausse les ambitions du Plan national intégré énergie-climat (Pniec) 2021-2030 en septembre 2024. Son objectif n'est plus d'atteindre 74 % d'énergie renouvelable dans le mix électrique en 2030, mais 81 %.

Jusqu'à la panne d'électricité du 28 avril, ce développement tous azimuts ne provoquait guère de controverses, si ce n'est chez l'extrême droite climatocseptique et parmi des communautés rurales affectées. Bien qu'aucune cause n'ait encore été établie, le black-out a changé la donne, notamment après la révélation d'un rapport de la Commission nationale des marchés et de la concurrence (CNMC) daté de 2023.

Deux ans avant la panne, ce rapport soulignait que « les tensions élevées sur le réseau pourraient provoquer le découplage intensif d'installations connectées à ce-

lui-ci ». Le gendarme espagnol de la concurrence fondait ses conclusions sur un rapport du gestionnaire du réseau électrique, Red Elctrica de España (REE), révélant que les heures où la tension dépassait des valeurs normales avaient triplé depuis 2021, et qu'il ne disposait pas d'outils suffisants pour éviter qu'elles n'atteignent des valeurs très élevées. Une situation qui s'est aggravée du fait de « la baisse de la demande, en particulier Industrielle, durant les heures creuses » et « l'augmentation considérable dans le mix énergétique des renouvelables ».

### Trop de risques pris

La panne a ainsi enflammé le débat. La sortie du nucléaire, prévue pour 2035, est présentée comme irresponsable par l'opposition de droite, alors qu'elle fournit encore près de 19 % de l'électricité. Renforcé par la polémique, le Foro Nuclear, le lobby du secteur, s'est montré confiant ces derniers jours quant à la possibilité de parvenir à un accord avec le gouvernement pour prolonger la durée de vie des centrales existantes.

Certains experts ont estimé que REE a pris trop de risques : au moment de la panne, près de 80 % du mix électrique dépendait des énergies solaires et éoliennes, intermittentes. « Le mix énergétique avait peut-être trop peu d'énergies qui fonctionnent par turbine, contrôlent la fréquence, la tension, et génèrent de l'inertie et de la stabilité », estime Jorge Sanz, ex-président de la Commission d'experts pour la transition énergétique.

D'autres failles ont été mises en évidence, à commencer par le retard pris dans l'installation de batteries de stockage, afin de minimiser les effets de l'intermittence : elles ne représentent encore que 3,3 GW, alors que le Pniec prévoit 22,5 GW en 2030. Ou encore le manque d'interconnexions avec la France, qui permettrait de mieux absorber les oscillations de tensions, selon des experts. « Toutes les centrales photovoltaïques construites depuis 2019, c'est-à-dire l'immense majorité, disposent d'onduleurs qui aident à stabiliser la tension, mais nous attendons encore que la CNMC fixe les configurations techniques pour les mettre en fonctionnement », rappelle aussi José Donoso, directeur général de l'Union photovoltaïque.

Sur la défensive, mardi 20 mai, le ministre de la transition écologique espagnole, Sara Aagesen, a voulu dédouaner sa politique énergétique de toute responsabilité dans la panne. « Nous savons clairement que ce n'est pas un problème de [manque de] production ou de taille des réseaux », a-t-elle déclaré. Dans la soirée, l'Association des entreprises d'énergie électrique a publié un communiqué pour demander que l'enquête sur l'origine de la panne se penche sur « les variations extrêmes et généralisées de tension sur le réseau durant la matinée du 28 avril », des 10 heures, « et les jours précédents ». Selon ses graphiques, deux sous-stations électriques en Andalousie et en Estremadure se sont déconnectées au moment de la panne à la suite de pics de tension très élevés. ■

SANDRINE MOREL

EN 2024,  
LES ÉNERGIES  
RENOUVELABLES  
ONT REPRÉSENTÉ  
56,8 % DE LA  
CONSOMMATION  
D'ÉLECTRICITÉ