

L'approvisionnement électrique risque de se tendre en 2022-23

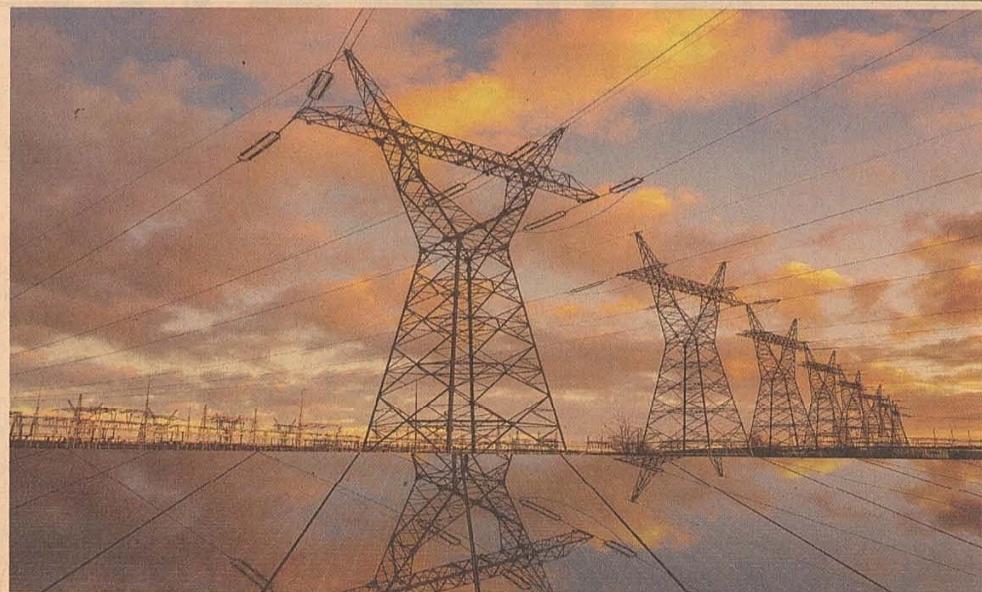
La fermeture des réacteurs de Fessenheim et de centrales à charbon pèsera sur la production.

CYRILLE PLUYETTE [@CyrillePluyette](#)

ÉNERGIE Pas d'inquiétude pour cet hiver : l'approvisionnement en électricité devrait être assuré, à condition que les températures ne tombent pas sous les normales de saison, souligne RTE, le gestionnaire du réseau à haute tension. Mais des risques apparaîtront en

2022-2023, où une « vigilance » sera de mise, selon la filiale d'EDF à 50,1 %. En cette période charnière, la « soudure » s'annonce plus compliquée que prévu, entre l'arrêt de plusieurs installations et le démarrage des nouvelles censées prendre le relais. « C'est le moment où les enjeux sont maximums », résume Thomas Veyrenc, directeur de la stratégie et perspective de RTE. Côté baisse de capacités, la France a programmé l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin) dès 2020. Cette mesure très symbolique, promise par l'ancien président François Hollande, s'inscrit dans le projet du gouvernement de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2035 (contre près de 72 % l'an dernier). L'exécutif prévoit également la fin des quatre dernières centrales à charbon, pour des raisons environnementales, d'ici à 2022, comme s'y était engagé Emmanuel Macron.

L'ennui, c'est que, parallèlement, l'EPR de Flamanville (Manche) a subi un énième retard en rai-



Selon RTE, pour l'hiver 2019-2020, l'approvisionnement en électricité « devrait être assuré », sur la base des températures de saison. MIKE MAREEN/STOCK.ADOBE.COM

son de problèmes de soudure, et sa mise en service est désormais prévue, au plus tôt, en 2023, dans l'hypothèse où la solution retenue pour les réparations - des robots téléopérés - est approuvée par l'Autorité de sûreté nucléaire. « Une forte incertitude demeure sur l'échéance où l'EPR produira en régime pérenne », insiste RTE, qui précise que la disponibilité du réacteur normand sera de toute façon « dégradée » les premières années de fonctionnement. Bref, durant cette période, l'ensemble des moyens ajoutés, et notamment les énergies renouvelables, « ne suffit pas à compenser les fermetures » en l'absence de l'EPR. De fait, les premiers parcs d'éoliennes offshore ne tourneront pas avant 2022. Et pour ne rien arranger, nos voisins européens se sont eux aussi engagés dans la fermeture

de centrales à charbon et de réacteurs nucléaires, ce qui pèsera sur notre approvisionnement.

Leviers exceptionnels

Parmi les réponses possibles, RTE préconise d'étaler davantage l'extinction du charbon, via « le maintien en disponibilité ou la conversion de la biomasse » (issue du bois, des végétaux et des déchets agricoles) de la totalité ou de la moitié de la centrale fossile d'EDF à Cordemais (Loire-Atlantique), tant que l'EPR n'est pas en service. La région de l'ouest, moins interconnectée que d'autres et ne disposant pas de centrale nucléaire, fait l'objet d'une attention particulière. Autre piste d'amélioration, RTE recommande la maîtrise de la consommation et « l'optimisation du placement et de la durée » des arrêts de réacteurs nu-

cléaires pour maintenance, particulièrement nombreux en 2022-23. L'opérateur, qui constate un allongement de ces procédures, déplore qu'elles se déroulent parfois l'hiver. Si aucune solution n'est trouvée, RTE pourrait être contraint de recourir plus souvent à des leviers exceptionnels (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés pour cela ; diminution de la tension sur le réseau ; coupures ciblées).

Mais une fois passée cette période délicate, la situation devrait ensuite s'améliorer à horizon 2023-2025, du fait notamment de la montée en puissance des énergies renouvelables. Et ce, « même si l'EPR de Flamanville est repoussé de manière plus lointaine », précise Thomas Veyrenc, qui a déjà intégré cette éventualité. ■

EDF solde son aventure nucléaire aux États-Unis

EDF achève son désengagement dans le nucléaire américain. Le groupe énergétique a annoncé mercredi qu'il céderait ses 49,99% au sein de sa coentreprise CENG formée avec Exelon, en vertu des accords passés avec ce groupe en 2014. Cette

année-là, EDF avait délégué à Exelon l'exploitation des cinq réacteurs nucléaires de CENG aux États-Unis. L'entreprise française a indiqué que la vente de ces titres s'inscrivait dans son programme de cessions d'actifs non stratégiques. Leur prix n'a pas encore été déterminé.