



Outre-Manche, des batteries protègent le pays d'un black-out « à l'espagnole »

Elsa Bembaron
Oxford

La City londonienne est connue pour les prouesses de ses banquiers et leur capacité à inventer des produits financiers complexes. Elle l'est moins pour la créativité du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Et pourtant. Ici, les développeurs de batteries stationnaires disposent d'une palette d'opportunités bien plus large pour offrir leurs services et dégager des revenus. « Le marché britannique a dix ou quinze ans d'avance sur celui du continent », résume Matthieu Hue, directeur général d'EDF Powers Solutions au Royaume-Uni et en Irlande.

« Les batteries de stockage jouent un rôle vital dans la transition énergétique britannique », soulignait en juin John Twomey, directeur client et développement réseau de National Grid Electricity Transmission, le gestionnaire du réseau britannique. Et pour cause. Les énergies renouvelables, le solaire et surtout l'éolien, fournissent au pays plus du tiers de son électricité, pratiquement à égalité avec les centrales à gaz. Le nucléaire ne représente que 14% d'un mix énergétique complété par l'utilisation de biogaz, la valorisation énergétique des déchets, l'hydraulique... Pour répondre à la fois à l'intermittence de la production des renouvelables et aux variations de la demande aux différents moments de la journée, le pays dispose de deux leviers : ses centrales à gaz et ses batteries. Aujourd'hui 6 gigawatts (GW) de stockage sur batteries sont installés, avec un objectif de 23 à 27 GW en 2030. « Ici le débat porte sur un sujet : comment atteindre la neutralité carbone à moindre coût. La bataille se joue entre le pétrole et le gaz, contre les renouvelables », ajoute Matthieu Hue.

Maintenir la fréquence du réseau

Pour garantir la compétitivité des seconds, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité britannique à

ouvert de nouveaux marchés aux opérateurs de parcs de batteries. En effet, les producteurs d'électricité sont rémunérés pour l'énergie qu'ils fournissent, mais aussi pour mettre à disposition des gestionnaires de réseaux des capacités de production supplémentaires activables en cas de pic de consommation, ou pour baisser leur production si nécessaire, activer des mécanismes pour que le courant soit à la bonne fréquence... Ces services sont traditionnellement rendus par les centrales à gaz, hydroélectriques ou nucléaires, et désormais aussi par les batteries.

« Les batteries apportent des réponses plus rapides et plus précises au réseau que les centrales à gaz », souligne Matthew Boulton, directeur solaire et stockage d'EDF Power Solutions UK. Les Britanniques ont même développé un système de rémunération pour les batteries qui peuvent générer de « l'inertie synthétique ». Le point est un peu technique. Pour comprendre l'intérêt de la proposition, il faut faire un détour par l'Espagne. Le 23 avril, le pays était plongé dans le noir. Si les causes du black-out n'ont pas encore été dévoilées par les autorités espagnoles, les énergies renouvelables ont rapidement été pointées du doigt et, avec elles, l'absence de « machines tournantes » : les grosses turbines des centrales à gaz ou nucléaires, qui continuent de tourner sur leur lancée, même en cas d'arrêt de l'alimentation. Contrairement aux panneaux solaires qui stoppent net en cas de soucis. Or, l'inertie des machines tournantes aide à maintenir la fréquence du réseau à plus ou moins 50 Hertz. Une variation de fréquence conduit à des coupures de courant. D'où l'intérêt de mobiliser des batteries pour maintenir la fréquence du réseau et éviter les coûts colossaux induits par des coupures massives de courant !

Si les Espagnols avaient eu un tel service, ils auraient peut-être évité le black-out. Conscient de cet atout, le gestionnaire du réseau britannique étudie depuis 2019 la possibilité de faire appel à des bat-

teries pour des « black-start », c'est-à-dire la remise en route de moyens de production d'électricité quand tout est arrêté. L'avantage d'une telle solution est, certes, d'apporter un revenu supplémentaire aux opérateurs de solutions de stockage d'électricité, mais surtout de réduire la dépendance du réseau aux centrales à gaz.

Le marché britannique permet aux développeurs d'optimiser leurs actifs. Conséquence : ils investissent sur leurs fonds propres, sans subventions publiques, à la différence de ce qui se passe en France, par exemple. Ainsi, les parcs de stockage d'EDF Power Solutions tirent l'essentiel de leurs revenus de l'électricité qu'ils revendent (environ à 84%), le solde provenant des services rendus au réseau. Au final, tout ceci nécessite un savoir-faire qui fait aussi office de barrière à l'entrée sur le marché. Les équipes françaises d'EDF Powers Solutions regardent attentivement les développements outre-Manche, conscientes qu'une partie de l'avenir du marché français pourrait y ressembler.

Fort des particularités du marché britannique, EDF Power Solutions innove aussi dans la façon de commercialiser l'électricité de ses batteries. À Oxford, ses capacités de stockage sont directement reliées à des bornes de recharges de véhicules électriques, pour alimenter des voitures, mais aussi les bus de la ville. La filiale d'EDF a directement financé les 7 kilomètres de câbles électriques qui relient son installation aux bornes électriques de prestataires comme Fastned ou Tesla. « Sans les batteries, nous n'aurions jamais pu fournir ce service. Grâce à elles, nous avons la puissance et le câble nécessaires à l'alimentation des stations », explique la responsable du site. Trois ans après leur installation, les bornes reliées aux batteries d'EDF ont fourni suffisamment d'électricité pour parcourir environ 15 millions de kilomètres. ■