

Les parcs de batteries, indispensables de route de l'électricité renouvelable

Ils poussent (ou vont pousser) comme des champignons un peu partout dans le pays. Les parcs de batteries offrent au réseau une flexibilité à meilleur prix que les centrales au gaz. Le développement de la production renouvelable intermittente va décupler les besoins de stockage de l'électricité.

Gaz et batteries sont complémentaires

Les parcs de batteries pourraient-ils pousser les centrales au gaz définitivement en dehors du marché ? David Zenner n'y croit pas. « Il faudra toujours de tout », assure le responsable des relations commerciales d'Elia. « Quand il n'y a ni soleil ni vent, on a besoin de capacités de back-up : ce sera du thermique. » « Une batterie stocke de l'énergie et en consomme, elle a un rendement qui est inférieur à 100 % », rappelle de son côté Quentin Renoy. « Une centrale au gaz produit de l'énergie. Les batteries ont une autonomie limitée, elles doivent cyclier régulièrement. Une centrale au gaz est tout à fait capable de produire de l'électricité non-stop. Quand on aura des événements de quelques jours – et ça arrivera – avec relativement peu de production solaire en hiver et pas de vent, quoi qu'il arrive, on aura besoin de centrales au gaz pour arriver à stabiliser le système. On ne peut pas considérer que ce sont des technologies concurrentes, elles sont complémentaires et elles ont leur place dans le mix. Certains services seront mieux rendus avec une batterie, de manière plus compétitive que les centrales au gaz. Mais il y a toujours des services nécessaires au mix énergétique qui seront rendus par les centrales au gaz. »

Rappelons que si quatre parcs de batteries ont déjà été retenus dans le cadre du CRM, le mécanisme de subsides mis en place dans le cadre de la sortie partielle du nucléaire, deux nouvelles centrales au gaz (celle de Luminus à Seraing et celle d'Engie aux Awirs) vont également sortir de terre. Et en toutes hypothèses, les centrales au gaz restent indispensables au système électrique belge : en 2022, elles ont généré 27 % du courant produit en Belgique. B.P.

BERNARD PADOAN

Ce lundi de Pentecôte, la Belgique a battu un record de production d'électricité d'énergie renouvelable. Une combinaison – plutôt rare – de vent et de soleil a poussé les éoliennes et les panneaux photovoltaïques jusqu'à une pointe de puissance de plus de 8.300 MW à la mi-journée, équivalente à elle seule à la demande de courant du pays à ce moment-là. Un « événement » salué par la ministre fédérale de l'Énergie, Tinne Van der Straeten (Groen), pour qui ce record nous a donné « un aperçu de notre avenir en matière d'énergie verte ».

Mais la ministre a dans le même temps déploré le fait qu'il a fallu mettre à l'arrêt certains parcs éoliens offshore en mer du Nord, parce qu'il y avait tout simplement trop d'électricité produite et qu'elle ne pouvait être absorbée en totalité par la consommation des ménages et des industriels et les exportations vers les pays voisins via les interconnexions. « L'éolien offshore a de nouveau dû être réduit du fait qu'il y avait trop d'autres capacités qui ne peuvent pas être déconnectées », a déploré la ministre – elle ne vise personne, suivez son regard du côté des centrales nucléaires. Et Tinne Van der Straeten d'insister sur la nécessité de développer davantage de capacités flexibles, notamment des parcs de batteries qui peuvent stocker « l'énergie verte lorsqu'il y a un surplus » et la restituer « lorsqu'il y a une demande ».

Une vision du marché que la ministre n'est visiblement pas la seule à partager, si l'on en juge par les nombreuses annonces tombées ces dernières semaines concernant des (futurs) parcs de batteries qui pourraient voir le jour dans le pays : inauguration d'une installation de 25 MW, construite par le groupe japonais Nippon Koei et le fonds d'investissement allemand Aquila Capital, à Ruïen ; démarrage des travaux du parc de Centrica Business Solution à Ostende (24 MW) ; dépôts de demandes de permis par TotalEnergies pour un projet à Anvers (25 MW) et par Engie pour trois autres (80 MW à Drogenbos, 100 MW à Kallo et 200 MW à Vilvorde) ; lancement d'un projet de 50 MW par Eneco à Ville-sur-Haine... Des projets qui viennent s'ajouter à une liste déjà longue : 200 MW par RWE à Dilsen-Stokkem, 100 MW par la coopérative anversoise Storm à Zeebrugge, etc.

Des chiffres très importants

« Aujourd'hui, il y a 150 MW de parcs de batteries installés et connectés à notre réseau », explique David Zenner, responsable des relations clientèles chez Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique belge haute tension. « Dans le pipeline des projets en cours de réalisation ou qui vont démarrer très prochainement, il y a entre 750 et 800 MW. Et dans une troisième catégorie, il y a entre 1,5 et 4 GW de projets qui en sont soit au stade de l'étude de faisabilité, soit de l'étude d'ingénierie. » Et même si tous les dossiers dans cette dernière catégorie n'aboutiront pas forcément – notamment parce que certains promoteurs soumettent des demandes pour le même parc à des localisations différentes pour multiplier les chances d'aboutir –, ce ne sont pas moins « des chiffres très importants, sachant que la pointe de consommation est de l'ordre de 12 GW », constate David Zenner.

À l'heure actuelle, les batteries restent principalement cantonnées dans des tâches d'équilibrage du réseau. À chaque heure, chaque minute, chaque seconde, Elia doit s'assurer que la demande d'électricité correspond bien à une production équivalente – en provenance des centrales nucléaires et au gaz, des éoliennes, du solaire, etc. Mais



même les prévisions les plus précises se révèlent rarement exactes au kilowatt – disons plutôt au mégawatt – près. Elia fait donc constamment appel au marché pour « faire l'appoint » : des clients industriels sont sollicités pour consommer un peu plus ou un peu moins (on parle de « gestion de la demande »), et des unités de production pour adapter leur production. Des interventions qui sont évidemment rémunérées, Elia facturant un tarif de déséquilibre aux fournisseurs d'électricité dont les prévisions se sont révélées erronées.

Jusqu'ici, Elia avait essentiellement recours aux centrales au gaz, qui sont « pilotables » – elles peuvent plus facilement produire « à la demande » les MW manquants pour équilibrer le réseau. Une fonction qui, désormais, peut en partie être assumée via les batteries. « Les parcs actuellement raccordés participent tous les jours à ce que l'on appelle les services auxiliaires, soit nos produits de réserve primaire et secondaire », explique David Zenner. « La réserve primaire demande un temps de réaction instantané, la secondaire de sept minutes et demie. » Outre la rapidité de la réponse des batteries, celles-ci permettent également de limiter les émissions supplémentaires de CO₂ des centrales au gaz qui seraient à défaut sollicitées pour ces services.

Elles sont également moins chères à activer que le gaz, dont les prix ont battu des records l'an dernier – même s'ils se sont quasiment repliés à leur niveau d'avant la guerre en Ukraine depuis. « Grâce à ces nouvelles technologies, on arrive à limiter les augmentations »,

confirme David Zenner. « Si on doit continuer à payer des centrales à gaz à 400 euros/MW pour qu'elles tournent pour stabiliser le réseau, ou des industriels pour ne pas consommer, ça va coûter les yeux de la tête pour quelque chose qui ne fait que détruire de la valeur économique », ajoute Pierre Bayart, directeur général de BSTOR, la société qui a codéveloppé le parc de batteries ESTOR-Lux à Bastogne (10MW) et qui travaille à plusieurs projets pour un total de 150 MW en 2025. « Les batteries permettent de maintenir les coûts de la transition sous contrôle. »

« Un petit marché »

Au total, les réserves primaire et secondaire pèsent environ 200 MW. Si on y ajoute la réserve tertiaire, utilisée en cas de déséquilibre substantiel, on parle d'un besoin d'à peu près 1 GW. « Cela reste un petit marché », reconnaît David Zenner. Marché qui pourrait être rapidement saturé si tous les projets sont à terme mis en service. « Si on y met 4 GW, les prix vont être très faibles », poursuit le responsable d'Elia. Au détriment de la rentabilité de ces parcs. Qui devront aller chercher des revenus ailleurs. Notamment en proposant des services directement aux fournisseurs d'électricité, qui sont responsables de l'équilibre de leur propre portefeuille commercial. « Elia intervient quand le déséquilibre est déjà là », explique Pierre Bayart. « L'objectif est de contenir les déséquilibres au niveau des périmètres de chaque responsable. Ils ont des besoins énormes de capacité flexible pour stabiliser leur offre et leur de-

mande. »

Une deuxième poche

« La deuxième poche de revenus, c'est vraiment sur le marché de l'énergie qu'on va la trouver : charger de l'électricité quand elle est bon marché et la vendre quand elle est chère », ajoute Quentin Renoy, Business Developer Batteries chez Engie. Avec l'accroissement de la production renouvelable, qui est par définition intermittente, cette fonction de flexibilité est appelée à croître. Le tout dans un contexte, rappelons-le, où la Belgique ne conservera plus que deux réacteurs nucléaires en service d'ici 2025. « Elle permettra de faire face à l'intermittence et la volatilité des prix dans les marchés journaliers et infrajournaliers », confirme David Zenner. « Passer les pointes du soir et les creux pendant les temps de midi, ce sont des besoins qu'on voit émerger. Des batteries de deux ou quatre heures sont un moyen assez intéressant pour lisser ces pointes. »

« Pour l'heure, on ne parle de prix négatifs que seulement quelques week-ends par an », tempère toutefois Pierre Bayart. « Ce n'est pas encore là-dessus qu'on peut monter un business model qui contribue à l'adéquation, c'est-à-dire stocker de l'énergie pendant les creux de demande et les pics de production renouvelable pour la réinjecter plus tard. Pour nous, remplacer les centrales au gaz pour l'équilibrage reste encore un modèle économique plus stable et qu'on peut fournir 365 jours par an. » Mais d'ajouter aussitôt qu'il y a « consensus sur le fait qu'il faudra quelques GW de