

sables compagnons lable



Le parc de batteries de Corsica Sole mis en service en décembre 2022 à Deux-Acres a une puissance de 50 W et peut délivrer de l'électricité pendant deux heures (100 MWh). Il utilise 40 batteries lithium-ion « MegaPack » de Tesla et a représenté un investissement de 33 millions d'euros. © D.R.

flexibilité à l'horizon 2025-2030 afin de permettre la transition énergétique. Toutes les ressources seront les bienvenues ». D'autant, rappelle Pierre Bayart, que les réseaux électriques de l'Europe du Nord-Ouest sont largement interconnectés, formant une vaste « plaque de cuivre » qui démultiplie les besoins.

« On voit de la place pour un certain volume, et les premiers auront le plus de chance d'avoir des projets rentables », constate Quentin Renoy. « Quand un projet de stockage arrive sur le marché, il a tendance à stabiliser le prix et diminuer la rentabilité des projets suivants. C'est important d'être là rapidement. » Quant au risque de saturation, le spécialiste d'Engie le tempère. « Ça dépend de toute une série de facteurs, notamment l'accroissement de l'électrification de l'industrie – ce sont généralement des charges dites « baseload », relativement peu flexibles pendant une grande partie de la journée. La vitesse de développement du renouvelable va évidemment être un autre élément important. Il faut également voir à quel rythme le réseau électrique va être développé, de manière à permettre les transferts d'énergie à travers les différents points du réseau. C'est aussi une contrainte à tenir à l'œil. » Une certitude pour Quentin Renoy, c'est que l'accroissement des capacités de stockage « va diminuer la volatilité des prix ». Au risque de « trop » lisser les prix et d'impacter la rentabilité des parcs ? « Il va falloir trouver un équilibre complexe, qui dépendra de la production intermittente, de la production pilotable et de la demande », conclut-il.

La plus grande batterie du pays... c'est Coo



Les travaux sur le bassin inférieur (ci-contre) et l'un des deux bassins supérieurs de la station de pompage-turbinage de Coo ont permis d'augmenter le volume de stockage d'eau de 450.000 m³. © BARSE RUDY.

Depuis sa mise en service dans les années 70, la station de pompage-turbinage d'Engie à Coo est la plus grande batterie du pays. Quand l'électricité est abondante, elle pompe l'eau du bassin inférieur de 10 millions de m³ vers les deux bassins supé-

rieurs situés 250 m plus haut. Ensuite, l'eau peut redescendre à travers deux conduites forcées pour faire tourner six turbines qui font tourner des alternateurs pour produire de l'électricité. La centrale de Coo affiche une puissance de 1.080 MW – soit l'équi-

valent d'un réacteur nucléaire – et peut produire du courant pendant six heures (soit 6.000 MWh). Elle peut être sollicitée en deux minutes par le réseau et effectue environ 10.000 démarrages par an. Engie a entrepris d'importants travaux d'agrandissement du bassin inférieur et d'un des deux bassins supérieurs, pour augmenter le volume de stockage utile de 450.000 m³. Trois turbines seront également remplacées. D'ici 2025, la puissance totale de la centrale passera à 1.159 MW et sa capacité de production à 6.450 MWh. Un chantier qui s'élève à 67 millions d'euros pour Engie, que l'énergéticien justifie par le développement des énergies renouvelables et l'accroissement des besoins de flexibilité du réseau.

B.P.

Corsica Sole « Le stockage sera nécessaire pour gérer des excès d'énergie et les redistribuer plus tard »

ENTRETIEN

B.P.

Jean-Gabriel Steinmetz est directeur Nouveaux Marchés de Corsica Sole. La société corse a construit un parc de batteries de 50 MW (100 MWh) à Deux-Acres, présenté au moment de son inauguration en décembre de l'année dernière comme le plus grand d'Europe continentale. Fondée en 2009 pour la production d'électricité solaire sur l'île de Beauté, Corsica Sole est active depuis 2015 dans le stockage d'électricité.

Comment Corsica Sole est-elle arrivée en Belgique ?

En 2020, nous avons été contactés par InnoVent, un développeur qui est actif dans le nord de la France et en Belgique. Il avait une difficulté à concrétiser ce projet à Deux-Acres. Nous avions l'expertise et l'assise financière pour le faire. C'est une belle opportunité qui s'est offerte à nous parce qu'il suffit de regarder les fondamentaux du système électrique : on va vers une très forte quantité d'électricité renouvelable sur le réseau européen, et cela va de pair avec un besoin extrêmement prégnant de flexibilité.

Quelle expérience avez-vous développée en Corse ?

La Corse étant un tout petit territoire, on y a atteint avant le continent les limites du système, c'est-à-dire ces moments où on ne sait plus gérer le surplus d'électricité qui arrive sur le réseau et qui n'est pas consommé. En 2015, on a mis en route la première centrale solaire avec stockage, avec pour but de lisser la production et de la rendre complètement maîtrisée. On doit annoncer 24 heures à l'avance au gestionnaire de réseau ce que la centrale va produire et, grâce au stockage, le jour J on réalise le programme quels que soient les aléas de la météo. On a une centrale qui n'est plus intermittente, mais programmable.

Cela préfigure en quelque sorte le système électrique de demain ?

Oui, sur le continent, on n'en est pas encore à l'équation « Je charge à midi et je décharge le soir ». En revanche, en Corse, les systèmes font véritablement ça : ils se chargent au pic solaire ou la nuit quand il y a essentiellement l'hydraulique qui peut fonctionner, et puis le soir, à la pointe, ils délivrent tout ce qu'ils peuvent. Demain, le système électrique aura besoin de flexibilité, qui sera apportée par deux éléments clés : le stockage – de toute nature – et des moyens de production flexibles. Le stockage sera nécessaire pour savoir gérer des excès d'énergie à un moment et les redistribuer plus tard à différentes échéances temporelles.

A Deux-Acres, vous avez une fonction

B.P.

différente...

La centrale est active sur plusieurs marchés à différents moments de la journée. Aujourd'hui, ce qui fonctionne bien, là où les stockages sont attendus, c'est essentiellement sur les services de gestion des déséquilibres, qui sont liés à la volatilité des prix et de la prévision.

Il y a beaucoup de projets qui sont annoncés. Il y a de la place pour tout le monde ?

On peut se dire que les premiers arrivés vont pouvoir capter le plus de valeur et progressivement, la valeur va décroître. Un service sur lequel on a construit énormément de stockages en Europe et au Royaume-Uni, c'est la réserve primaire de fréquence. Ça, c'est un marché « fini », c'est-à-dire qu'il y a une quantité de réserve primaire définie sur l'Europe. Une fois qu'on atteint cette quantité, il n'y a plus besoin de personne d'autre. Et très clairement, plus il y a des batteries qui s'installent, plus le prix de cette réserve va décroître, parce qu'il y aura plus de compétition entre les acteurs. Mais le système va s'autoréguler. Demain, il y a aura beaucoup de variabilité, si bien qu'il faudra du stockage pour capter cette variabilité et rendre les choses plus linéaires. Mais c'est parce qu'il y a de la variabilité que les stockages peuvent se rémunérer. Or plus il y aura du stockage, moins il y aura de variabilité. On arrivera à une situation avec un parc de stockage installé sur toute l'Europe qui aura amené les prix au plus bas possible pour qu'ils demeurent rentables, mais il n'y aura plus de possibilité d'ajouter d'autres capacités de stockage, sauf si un jour il y a une technologie de rupture qui apparaît. Mais on aura atteint un optimum. Les technologies vont s'améliorer le plus possible pour baisser les coûts d'installation, comme on l'a vécu dans le solaire. Mais à un moment, on arrivera à des coûts incompressibles, et donc une variabilité des prix qui devra demeurer pour que les stockages puissants fassent leur travail.



Sur le continent, on n'en est pas encore à l'équation « Je charge à midi et je décharge le soir »

»

Les parcs de batteries sont vertueux en termes d'émissions de gaz à effet de serre ?

On peut le voir comme ça, avec un service de stockage qui peut être compétitif par rapport aux centrales thermiques. Il y a eu une époque où le prix du gaz était tellement bas, les producteurs thermiques préféraient proposer leurs services en étant peu rémunérés plutôt que de ne pas faire tourner tout leurs centrales. Mais aujourd'hui, effectivement les prix du combustible gaz sont plus élevés et donc les offres des centrales au gaz sont plus élevées. Et effectivement, chaque mégawatt-heure qu'on restitue au système et qui aura été produit à un moment où il n'était pas cher, donc en général renouvelable, c'est un mégawatt-heure qui n'aura pas à être produit par des moyens thermiques.