

Des lacs d'accumulation pour réussir le tournant énergétique



La Stratégie énergétique 2050 prévoit de remplacer l'énergie nucléaire par du courant photovoltaïque et éolien. Face à cela: le défi de couvrir les besoins hivernaux d'une part et l'augmentation des fluctuations de production à court terme d'autre part. La force hydraulique dispose d'un atout de taille pour garantir l'approvisionnement de demain, à savoir la capacité d'accumulation.

Le courant manquant en raison de l'abandon du nucléaire en Suisse devra, selon la loi sur l'énergie, être remplacé sur une base annuelle par les énergies renouvelables comme le photovoltaïque, l'éolien, la biomasse et la géothermie. Le photovoltaïque, dont la production est nettement réduite pendant les mois d'hiver et nulle la nuit, vient en tête en termes de production. La consommation d'électricité augmentant toutefois de 55 % pendant le semestre d'hiver par rapport au semestre d'été et le développement du photovoltaïque et de l'éolien entraînant des fluctuations d'injection plus importantes imputables aux conditions météorologiques, les besoins en capacités de stockage ne cessent d'augmenter. Ce sera le cas aussi bien sur une base mensuelle et saisonnière (transfert saisonnier) que sur une base d'heures et de minutes (transfert jour-nuit et stabilité du réseau). La force hydraulique offre les capacités de stockage nécessaires.

Transfert saisonnier

Les lacs d'accumulation suisses servent en premier lieu à recueillir les apports d'eau naturels en été pour produire l'électricité nécessaire en hiver, pro-

duit appelé transfert saisonnier. Le volume actuel des lacs d'accumulation permet de produire près de 9 TWh d'électricité, ce qui représente 30 % de la consommation en Suisse pendant les mois d'hiver.

Le plus grand lac d'accumulation du pays est le lac des Dix dans le canton du Valais, avec un volume de 400 millions de m³, ce qui correspond à un contenu énergétique de 1.5 TWh. La production s'élève en moyenne à 2.2 TWh, dont environ 70 % pendant le semestre d'hiver. Au cours d'une année type, le contenu du lac est donc turbiné 1.5 fois. Cela montre que le volume du lac de retenue est moins important que les quantités d'eau accumulées pendant les mois d'été. Pour des raisons économiques et en tenant compte des facteurs hydrologiques, l'exploitant opte ainsi pour une optimisation du volume disponible via un transfert saisonnier.

En Suisse, la consommation finale pour les mois de décembre à février s'élève à 5.5 TWh par mois. Une estimation¹ montre que le développement des énergies renouvelables et la réduction de la

¹ M. Piot: Bedeutung der Speicher und Pumpspeicherkraftwerke für die Energiestrategie 2050 der Schweiz, «Eau énergie air» 4/2014. Baden.



consommation d'électricité d'ici 2050 préconisés par la stratégie énergétique seront synonymes de 3 TWh supplémentaires pour le semestre d'hiver. Les importations, les centrales combinées à gaz ou des solutions de stockage saisonnier devront permettre de couvrir cette différence annoncée. L'agrandissement des lacs d'accumulation actuels et l'aménagement de nouveaux lacs de retenue dans les zones de recul de glaciers sont d'autres options de stockage saisonnier envisagées. Les dernières estimations^{2 3} montrent que

- la surélévation de 5 à 20 % de 29 murs de barrage permettrait de créer un volume de retenue supplémentaire et de transférer de l'été à l'hiver entre 1.7 et 2.8 TWh;
- l'aménagement de nouveaux lacs d'accumulation dans les 20 sites périglaciaires les plus adaptés serait synonyme d'un réservoir d'énergie supplémentaire d'environ 1.8 de TWh.

L'acceptabilité sociale pour ces projets et la volonté d'investir dépendront de chaque cas; l'impact sur l'environnement ainsi que les coûts sont en principe nettement moins importants que pour de nouvelles constructions. Parmi les possibilités «indigènes», l'acceptation devrait être plus grande que pour la construction de centrales combinées à gaz.

Transfert jour-nuit et stabilité du réseau

Outre le fait que le photovoltaïque ne permet pas une production efficace aux premières et aux dernières heures du jour, un changement à court terme du rayonnement solaire peut en quelques minutes influencer la production pour plusieurs heures. Des technologies de stockage performantes et ultraflexibles sont nécessaires pour assurer les transferts jour-nuit et heures-minutes. Les centrales de pompage-turbinage sont à l'heure actuelle la technologie la plus efficace pour répondre à ce besoin. Elles comprennent un bassin supérieur et un bassin inférieur reliés entre eux par des turbines et des pompes (voir la fiche d'information «Le pompage-turbinage pour

garantir la stabilité du réseau»). A l'exception de la centrale de Hongrin-Léman, où le lac Léman fait office de bassin inférieur, les bassins sont généralement de taille moins importante que les lacs de retenue servant aux transferts saisonniers. La quantité d'énergie accumulée est donc inférieure à celle des centrales d'accumulation. La capacité d'énergie utile maximale de l'ensemble des centrales de pompage-turbinage suisses après la mise en service progressive de la centrale de Nant de Drance est estimée à 240 GWh à partir de 2020.

La nouvelle centrale de pompage-turbinage de Limmern dans le canton de Glaris affiche une puissance de 1000 MW et dispose d'une capacité d'accumulation permettant une production de 35 GWh. En pleine puissance, le bassin supérieur (Muttsee), d'un volume utile de 23 millions de m³, est vidé en près de 35 heures.

Si l'énergie potentielle de l'eau stockée dans le bassin supérieur et du volume d'eau utile du bassin inférieur est relativement peu élevée, les nouvelles centrales de pompage-turbinage Limmern et Nant de Drance disposent de turbines et de pompes très puissantes pouvant passer du pompage au turbinage et inversement en quelques minutes. C'est pour cette raison que ces installations se prêtent particulièrement au transfert temporaire et permettent de stabiliser les réseaux. Ces estimations montrent toutefois aussi les limites de ces installations: en raison de leur faible capacité de retenue, elles ne contribuent pas de manière substantielle au transfert saisonnier; en été, quand les injections de courant photovoltaïque sur le réseau sont les plus importantes, elles ne sont pas en mesure d'utiliser les kilowattheures excédentaires sur plusieurs jours, étant donné que les bassins supérieurs sont remplis pendant la journée et que la demande en électricité n'est pas assez importante la nuit pour les vider à des fins de production le jour suivant.

² A. Leimgruber et al.: Storage hydropower potential from dam heightening in Switzerland. SCCERSoE Annual Conference 2018.

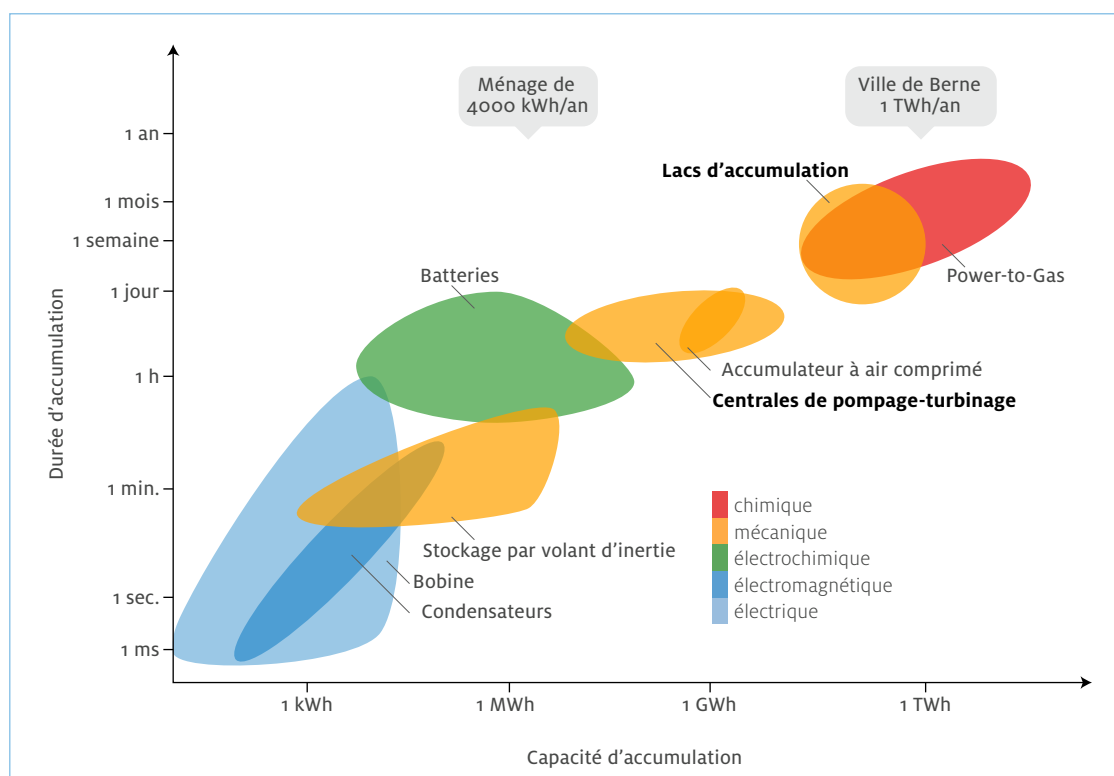
³ Ehrbar et al: Wasserkraftpotenzial in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz, «Eau énergie air» 4/2019, Baden.

⁴ Frontier Economics: Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen. 2011.

Des technologies de stockage alternatives

Les travaux de recherche se multiplient au vu des besoins futurs en capacités de stockage. Outre les différences en matière de capacité et de durée de stockage (voir schéma), les différentes technologies affichent des degrés de maturité variables. Pour le transfert saisonnier, seuls les lacs d'accumulation alpins et la technologie Power-to-Gas semblent appro-

priés dans un futur proche. Pour les accumulateurs de courte durée, les batteries et les accumulateurs à air comprimé pourraient représenter une solution. Les batteries au lithium présentent notamment une densité énergétique élevée ainsi qu'un bon rendement. Leur coût est toutefois encore très élevé. Par rapport aux centrales de pompage-turbinage, elles affichent en outre une durée de vie nettement inférieure.



Les différents types de stockage par rapport à la capacité et à la durée d'accumulation.

(Source [retravaillée]: M. Sterner: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Springer Verlag 2017)