

Le pompage-turbinage à petite échelle pour le stockage local d'énergie

Principe et cas d'étude

D'ici 2050, les nouvelles énergies renouvelables participeront au mix énergétique de la Suisse de manière massive avec une production d'électricité estimée à 12 TWh. Comment gérer leur volatilité ? Le pompage-turbinage représente 99 % de la capacité mondiale de stockage. Le pompage-turbinage à petite échelle serait-il une solution envisageable pour réguler localement une production aléatoire et intermittente ? Un cas d'étude concret sur la commune d'Arbaz/VS est considéré pour répondre à cette question.

Le pompage-turbinage

Une centrale de pompage-turbinage permet de stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle. Une installation est généralement composée d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur reliés par une ou plusieurs conduites hydrauliques et une centrale de pompage-turbinage. En mode pompage (figure 3a), l'énergie électrique du réseau est utilisée pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur afin de stocker l'énergie potentielle de l'eau. Pour générer l'énergie électrique qui sera injectée dans le réseau, l'énergie potentielle de l'eau ainsi stockée est utilisée en turbinant l'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur (figure 3b).

En quelques chiffres

Le rendement de ce type d'installation sur un cycle peut atteindre 75 à 80 %, ce qui signifie qu'un peu plus des trois quarts de l'énergie électrique utilisée en mode pompage sont récupérés lors du turbinage [3]. Le pompage-turbinage représente à ce jour 99% de la capacité de stockage massif connectée au réseau électrique dans le monde avec une puissance de plus de 100 GW et près de 400 ouvrages installés [4]. Le cycle de fonctionnement en mode pompe et en mode turbine est basé en partie sur le marché de l'électricité. En effet, lorsque

Shadya Gabathuler, Davide Pavanello, Cécile Münch

Les nouvelles énergies renouvelables, encouragées et subventionnées de manière significative depuis quelques années, représentent une part croissante du mix énergétique mondial. La production d'électricité renouvelable a atteint en 2012 plus de 4500 TWh dans le monde, franchissant le seuil des 20% de la production d'électricité mondiale. Depuis ces dix dernières années, la production a augmenté d'environ 1740 TWh entre 2002 et 2012, soit une croissance annuelle moyenne de 4,7% [1].

La part de la production d'électricité renouvelable d'origine solaire ou éolienne est fortement dépendante des conditions météorologiques, donc aléatoire et intermittente, ainsi que décorrélée a priori de la consommation. Ce constat pose la problématique actuelle des réseaux : comment gérer ces énergies pour éviter les problèmes de fluctuation de la tension et de congestion des lignes, tout en tenant compte de la variation des prix du marché ? L'une des solutions envisageables, le stockage d'énergie, est explorée dans cet article.

Solutions de stockage

Il existe aujourd'hui différentes solutions de stockage d'énergie, telles que les batteries (de différentes technologies), les supercondensateurs, l'air comprimé, le stockage thermique ou celui à production d'hydrogène, les volants d'inertie et le pompage-turbinage. Ces solutions sont adaptées à certaines applications et peuvent être classifiées selon les critères suivants :

- la capacité de stockage d'énergie ;
- la puissance maximale ;
- la plage de puissance ;
- le temps de décharge ;
- le temps de réaction ;
- le prix ;
- etc.

Les figures 1 et 2 représentent les différentes applications de stockage et les solutions envisageables en fonction de la puissance installée et du temps de décharge.

Bien que la gamme de solutions technologiques soit vaste, seule la filière de stockage par pompage-turbinage à grande échelle a atteint une véritable maturité à ce jour avec une durabilité inégalée.

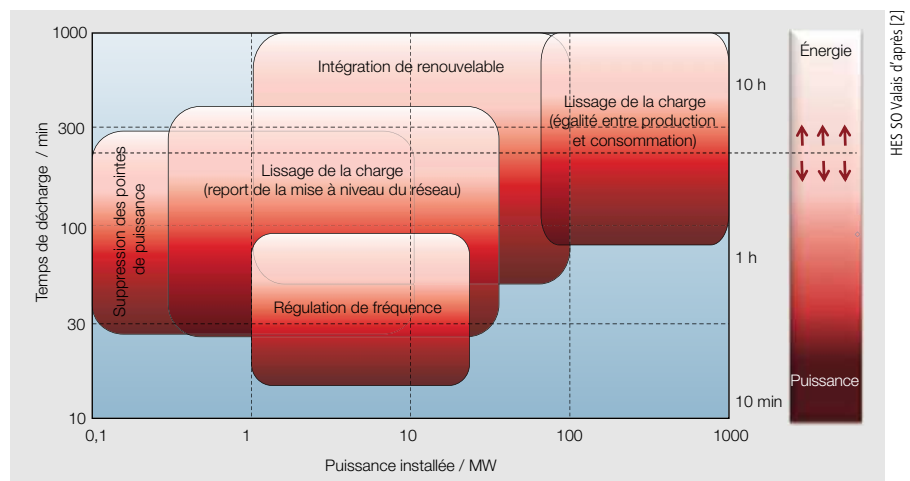


Figure 1 Différentes applications de stockage en fonction de la puissance requise et du temps de décharge (donné en minutes et en heures).

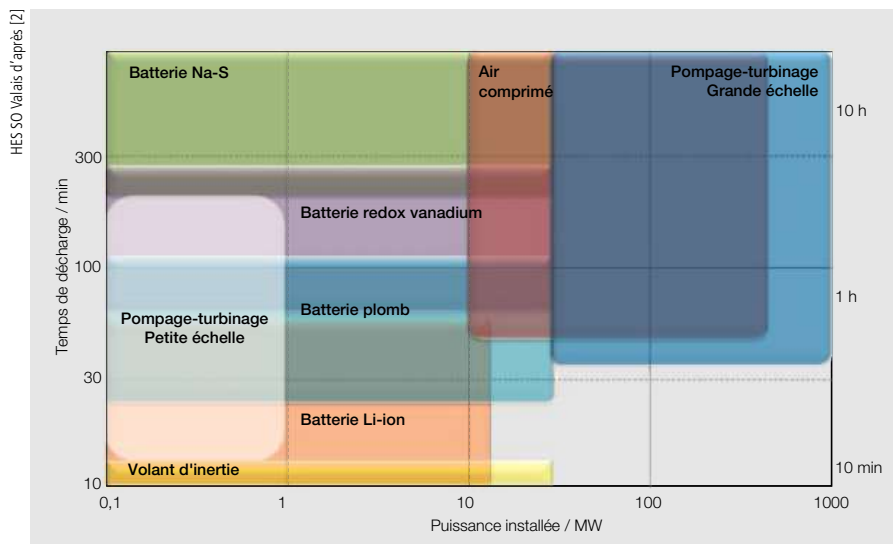


Figure 2 Différentes solutions de stockage en fonction de la puissance requise et du temps de décharge.

la demande est plus grande que la production, les prix augmentent et les centrales turbinent l'eau disponible. À l'inverse, lorsque que les prix sont bas, la centrale fonctionne en mode pompage.

En Suisse, avec ses 20 ouvrages de plus de 1 MW en situation d'exploitation normale, le pompage-turbinage contribue à hauteur d'environ 10% à la puissance hydraulique installée, soit une puissance avoisinant les 2500 MW (figure 4). Trois grands projets sont en cours de construction ou en transformation : Linthal dans le canton de Glaris (1000 MW), Nant de Drance en Valais (900 MW) et Hongrin-Léman dans le canton de Vaud (augmentation de la puissance de 240 MW à 480 MW). Ces installations permettront d'augmenter la puissance installée de pompage-turbinage en 2020 à près de 4700 MW (figure 4).

Solutions techniques

Trois solutions techniques sont envisageables pour ces installations (figure 5).

Les groupes séparés

Le choix des groupes séparés consiste à prévoir un groupe turbine-générateur et un groupe pompe-moteur utilisant les mêmes réservoirs et/ou éventuellement les mêmes conduites pour leur mode de fonctionnement respectif. Les deux groupes peuvent se situer dans le même centrale, dans le cas de Châtelard II (VS) ou bien, comme dans le cas des centrales de Zermeigern (Mattmark, VS), dans deux centrales différentes.

Le groupe ternaire

Un groupe ternaire regroupe une turbine, une pompe et un moteur-générateur sur le même arbre mécanique. Ce choix a été fait pour l'aménagement de FMHL+ (Force Motrice Hongrin-Léman) en installant une turbine de type Pelton accouplée à une pompe centrifuge à 4 étages.

Le groupe réversible

Un groupe réversible est, quant à lui, constitué d'une pompe-turbine réversible accouplée à un moteur-générateur. Les

machines qui seront installées dans les centrales de Nant de Drance et de Linthal sont des pompes-turbines Francis à vitesse variable. La première machine de ce type a été installée à Grimsel 2.

Avantages des diverses solutions techniques

Le choix d'une architecture séparée ne se pose que lorsqu'on modifie une centrale hydroélectrique existante dans laquelle on ajoute une ou plusieurs unités de pompage. L'avantage réside dans le fait de n'avoir à dimensionner que le groupe de pompage et ceci pour son meilleur point de fonctionnement, le groupe de turbinage étant existant. Cependant cette architecture n'est plus utilisée car, lors d'une modification ou réhabilitation d'une centrale hydroélectrique, les groupes hydrauliques existants sont souvent remplacés par des machines récentes et plus performantes.

En effet, dans les nouveaux projets, les principales architectures utilisées sont l'architecture ternaire ou réversible. L'avantage d'une solution ternaire est de pouvoir dimensionner la turbine et la pompe pour leur meilleur point de fonctionnement et ainsi profiter de meilleur rendement dans chacun des deux modes de fonctionnement. Néanmoins le coût de ce type d'installation est plus élevé qu'une solution réversible.

Cette dernière est plus compacte et plus intéressante financièrement que les deux autres. De plus, le fonctionnement « à vitesse variable » apporte d'importants avantages :

- En mode turbine, le rendement d'opération à charge partielle est meilleur et les limites opérationnelles sont plus étendues, ce qui permet d'avoir une plus grande puissance à basse chute.
- En mode pompe, la vitesse variable permet d'avoir une opération adaptée à la puissance d'entrée à chacune des chutes.

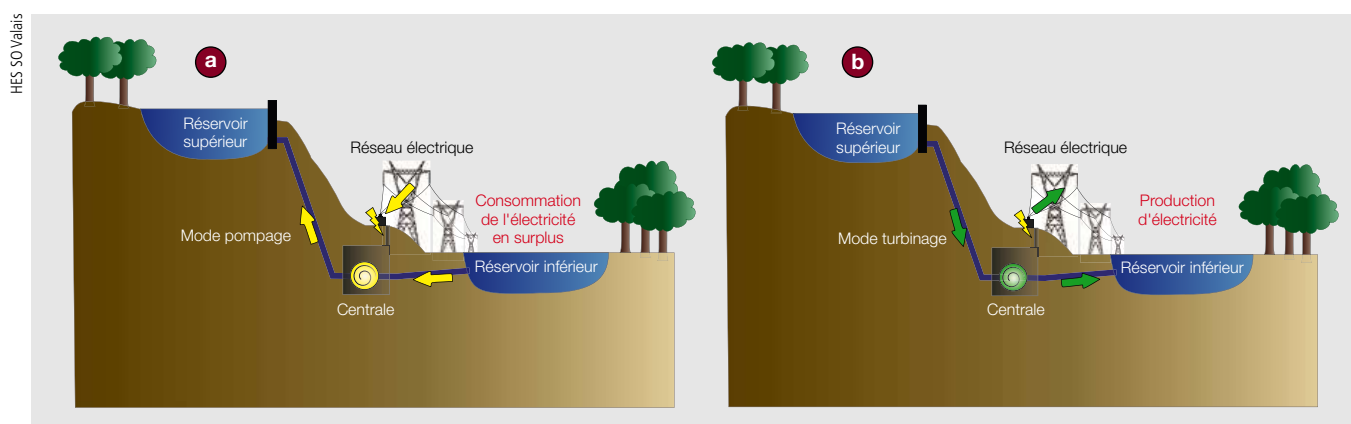


Figure 3 Principe du pompage-turbinage : en mode pompage (a) et en mode turbinage (b).

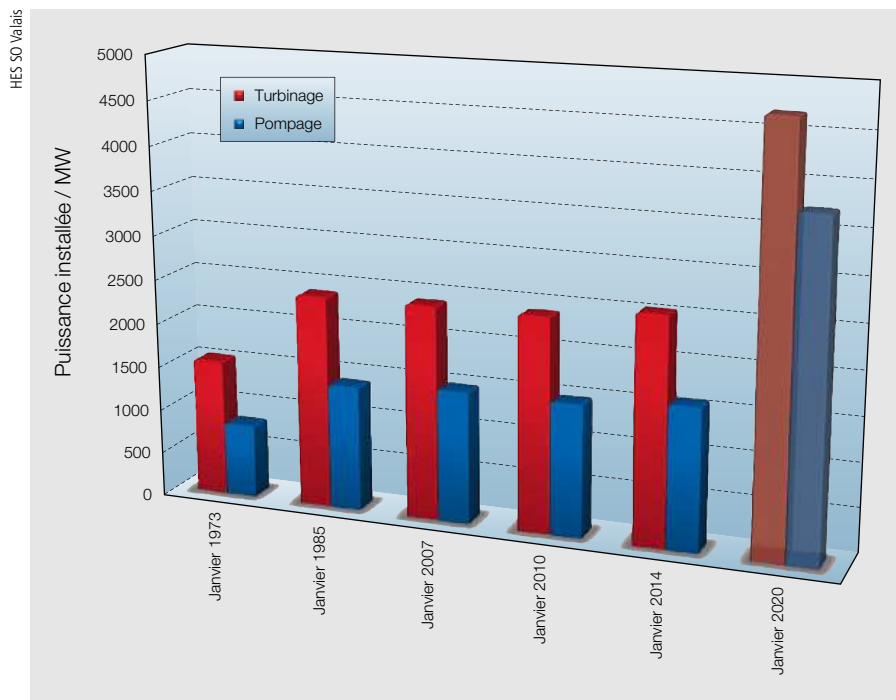


Figure 4 Statistique de l'évolution de la puissance installée en turbinage et en pompage en Suisse depuis 1973 jusqu'en 2020 (ont été considérés dans la statistique les ouvrages utilisant les mêmes réservoirs et/ou les mêmes conduites pour les deux modes de fonctionnement) [5].

Cependant, un groupe réversible nécessite un équipement additionnel pour fournir le couple de démarrage nécessaire au fonctionnement en mode pompe [6].

Le pompage-turbinage à petite échelle

Pouvoir stocker localement l'énergie volatile produite à petite échelle par des éoliennes ou des panneaux solaires permettrait d'éviter les pointes de productions causant des problèmes de maintien de la tension dans les lignes électriques. En effet, les réseaux de distribution basse tension (BT) et moyenne tension (MT) sont plus vulnérables à un apport supplémentaire massif de productions aléatoires que le réseau de transport. Des dépassements du niveau de tension en bout ou sur des tronçons de ligne électrique sont des problèmes de plus en plus fréquents pour les distributeurs d'énergie. La possibilité de stocker l'énergie par pompage-turbinage à petite échelle offre une alternative intéressante aux solutions de stockage par batterie, qui peut devenir avantageuse lorsque les conditions hydrologiques et environnementales sont favorables.

On parle de pompage-turbinage à petite échelle pour des centrales de petite puissance (inférieure à 1 MW) avec un temps de décharge de l'ordre de la minute à quelques heures, voir **figure 2**.

Présentation générale du projet

Le projet « Station de transfert d'énergie par pompage et turbinage à Arbaz : étude de l'installation, de l'intégration et de la gestion optimale du réseau » a été financé par le programme « The Ark Energy » de la fondation The Ark. Mené par la HES-SO Valais (Haute école spécialisée de Suisse occidentale du Valais) en collaboration avec l'EPFL, le CREM (Centre de recherches énergétiques et municipales) et Cimark, avec le soutien du distributeur d'énergie local (ESR, Energie Sion Région) et de la commune d'Arbaz, l'objectif de ce projet pluridisciplinaire était d'étudier l'installation d'une station de transfert d'énergie par pompage-turbinage sur la commune d'Arbaz, ainsi que son intégration au réseau de distribution électrique de moyenne tension.

Dans un premier temps, le potentiel hydroélectrique a été évalué et les différents éléments hydroélectriques prédi-

mentionnés. L'étude d'une centrale entre deux réservoirs existants dont la fonction première n'était pas le stockage d'énergie a nécessité de réfléchir au fonctionnement multiusage de ces réservoirs. De plus, le réseau de distribution électrique locale de moyenne tension a été modélisé afin d'évaluer la capacité de la centrale de pompage-turbinage à petite échelle à réguler le réseau en présence d'une production photovoltaïque grandissante dans la région.

Le site et son potentiel

Le site pilote d'Arbaz a été identifié en 2012 [7]. Il se situe en Valais, entre 1280 et 1330 mètres d'altitude. Il est composé de trois réservoirs artificiels qui constituent les réserves d'eau d'irrigation des surfaces agricoles de la commune.

Le potentiel du site a été évalué à partir des différentes informations collectées sur les volumes d'eau et l'altitude des deux étangs supérieurs, l'étang du bas n'ayant pas été retenu pour l'étude en raison d'un volume trop faible. Le potentiel est estimé à environ 250 kWh en considérant l'utilisation de 90% du volume du plus petit des deux réservoirs. Les 10% du volume restant sont nécessaires pour préserver la faune et la flore des étangs, ainsi que pour éviter l'entraînement d'air dans les conduites.

Le réseau électrique MT de cette commune est déjà actif dans la production de nouvelles énergies renouvelables car il intègre une centrale photovoltaïque d'une puissance de 120 kW et une mini-centrale hydraulique de 600 kW. Ces deux installations produisent environ 140 MWh/an et 2 GWh/an respectivement.

Arbaz est donc un site idéal pour l'évaluation des avantages liés à l'utilisation des systèmes de stockage hydraulique à petite échelle, pour contrôler indirectement des systèmes de génération distribuée, fournir le support réseau pour le contrôle optimal de la tension et gérer l'écrêtement de la demande d'énergie de pointe.

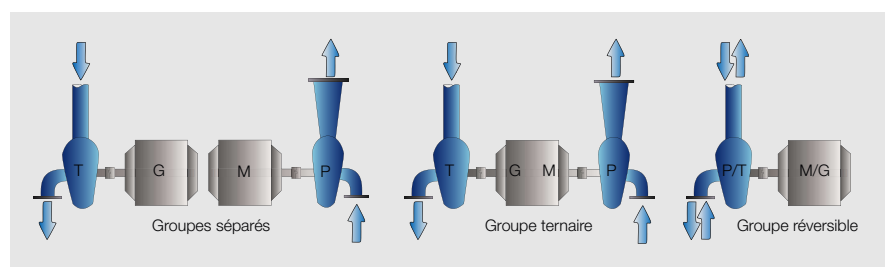


Figure 5 Différentes architectures de groupes de pompage-turbinage.

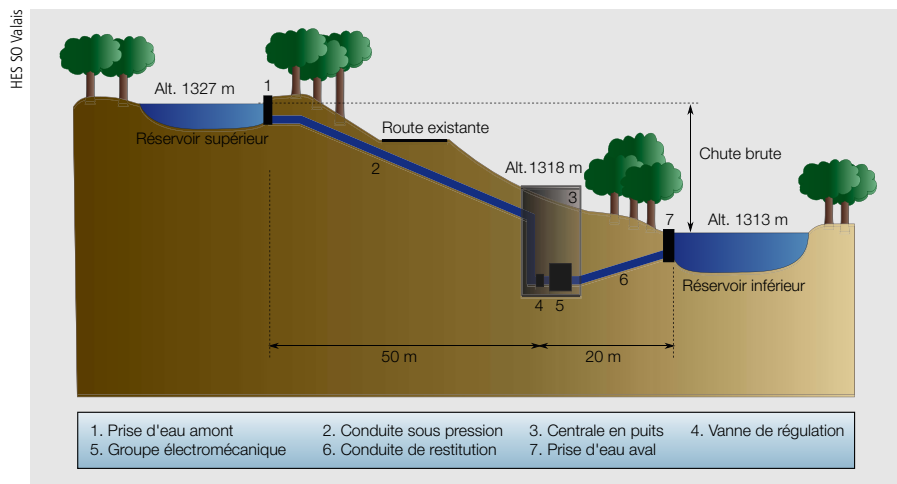


Figure 6 Profil en long de la microcentrale de pompage-turbinage.

Dimensionnement

L'aménagement de pompage-turbinage à petite échelle considéré dans cette étude comprend deux prises d'eau au niveau des réservoirs, une vanne de sécurité pour chaque prise d'eau, une conduite forcée, la centrale, une vanne de régulation et un groupe réversible accouplé à un moteur-générateur contrôlé par une électronique de puissance (figure 6).

Comme les réservoirs du site ont été conçus pour l'irrigation, les ouvrages de captage et de mise en charge sont à créer entièrement. Au départ de la conduite sous pression, une prise d'eau est dimensionnée sur les berges du réservoir amont. La centrale abritant les équipements de production et les organes de commande est une centrale en puits afin de récupérer une hauteur de chute maximale et de garantir une hauteur d'eau minimale à l'aval d'environ 3 m, ce qui permet d'éviter l'apparition de cavitation. À la sortie de la centrale, une conduite restitue l'eau au réservoir aval où une deuxième prise

d'eau est prévue. Sur chaque prise d'eau, une vanne de sécurité/service permet d'isoler la machine hydraulique en cas de maintenance. Une vanne de type batardeau est choisie pour ce type d'utilisation. Dans la centrale, en amont du groupe électromécanique, une vanne de réglage sert à réguler le débit fourni à la turbine. Une vanne de type papillon est choisie pour cette application.

Une pompe-turbine a été sélectionnée pour équiper la centrale de pompage-turbinage. Les caractéristiques techniques de la machine ont été adaptées au site ; le point nominal correspond à une puissance de 500 kW pour une chute de 14,1 m et un débit nominal de 3,73 m³/s. Pour compléter le groupe électromécanique, la pompe-turbine est accouplée à un moteur-générateur synchrone commandé par une électronique de puissance à vitesse variable. Ceci permet d'optimiser le fonctionnement de la machine en fonction de la puissance à soutirer ou à apporter au réseau de distribution.

À quel prix ?

Le coût d'investissement incluant le génie civil, les conduites, l'électromécanique, la centrale, les vannes, les prises d'eau, la route d'accès et l'installation du chantier, a été estimé (figure 7). Cependant plusieurs facteurs peuvent l'influencer fortement, tels que le raccordement électrique (transformateur, cellule de coupure, distance du réseau existant), le type de terrain rencontré, la zone à laquelle est affecté le terrain ou l'existence de réservoirs, de conduites ou d'un local qui pourraient être réutilisés.

Les coûts des différents éléments sont basés sur des sources diverses [8-10] ou sur des valeurs d'expérience (tableau). Le coût des conduites est calculé à partir du coût du matériel (tuyaux et éléments auxiliaires) et des travaux incluant l'excavation, le transport, la pose, le remblayage et l'ensemencement. Le coût du groupe électromécanique comprend la pompe-turbine, le moteur-générateur, le tableau de commande et le système de sécurité et alarme, les travaux d'installation, les tests et la mise en service. Le coût de construction de la centrale dépend de la taille des machines et des installations annexes, ainsi que de la situation du terrain. Dans le coût de la centrale sont inclus les travaux d'excavation, de maçonnerie, de remblayage, ainsi que le coût de la conduite interne à la centrale et les percements nécessaires au passage des conduites.

La connexion au réseau électrique est indispensable. Son coût englobe ceux de la cellule de coupure, du transformateur et de la ligne de raccordement au réseau. Ce dernier dépend d'un coût fixe de connexion et de celui de la pose du câble, qui inclut le prix de la fouille et le prix du câble électrique.

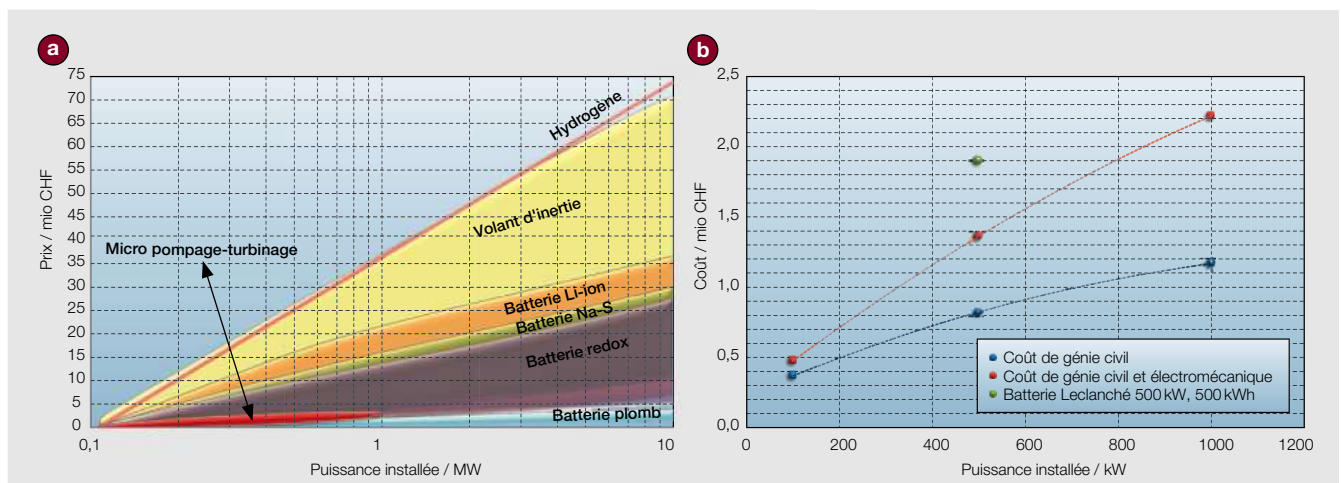


Figure 7 Comparaison des coûts d'investissement des différentes solutions de stockage à petite échelle d'une puissance inférieure à 10 MW (a) et coûts de la centrale de pompage-turbinage d'Arbaz pour 100 kW, 500 kW et 1 MW en comparaison avec une autre solution de stockage de 500 kW (b).

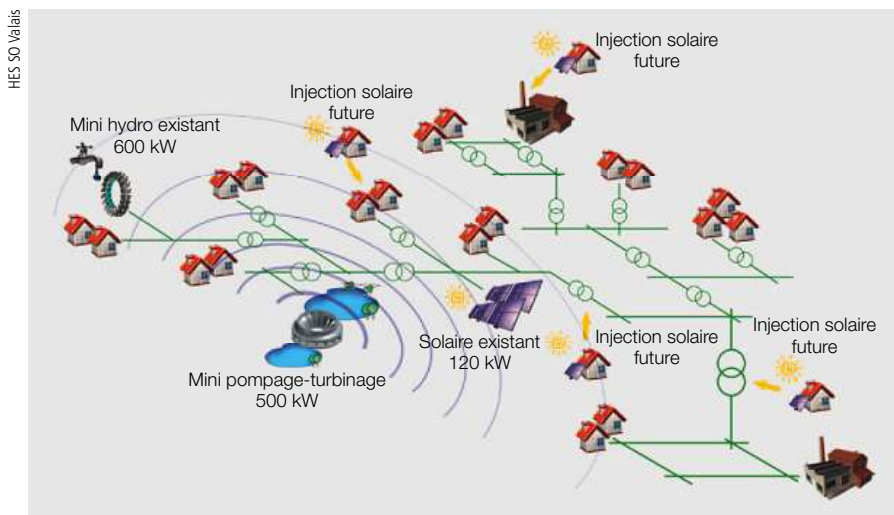


Figure 8 Schéma de l'intégration d'une petite station de pompage-turbine sur un réseau moyenne tension intégrant des énergies volatiles.

Impact sur le réseau

L'intérêt au niveau électrique de la présente étude réside dans la possibilité qu'une micro-installation de pompage-turbine puisse offrir au réseau des services système, terme sous lequel on entend différentes prestations, telles que, entre autres, le maintien du niveau de la tension et la gestion de la congestion des lignes.

Pour évaluer le potentiel de régulation de l'installation, le réseau MT du site a été modélisé à partir des informations fournies par l'ESR avec l'accord de la commune: l'architecture a été reproduite et simplifiée à partir de ces données. De plus, les profils de production de la centrale existante de micro-pompage-turbine sur le réseau d'eau potable et de la centrale photovoltaïque ont été utilisés afin de modéliser les apports de production sur le réseau. Des profils de consommation ont été mesurés avec l'aide de l'ESR sur différentes stations transformatrices de ce réseau. À partir de ce modèle et des profils de charge et de consommation, des simulations ont été réalisées avec une approche « load flow » (flux de charge) probabiliste afin d'évaluer la capacité du réseau à absorber les fluctuations de consommation et de production.

Des scénarios d'injection massive de production solaire sur le réseau MT au niveau de stations transformatrices situées à proximité de sites potentiels ont été considérés. La capacité de régulation de la station de pompage-turbine à petite échelle a été évaluée pour ces différents scénarios, en particulier son rayon d'action. Les résultats de cette étude ont montré que le rayon d'action de la centrale de pompage-turbine

dépend fortement de l'architecture du réseau et de la puissance de la machine. Dans ce cas d'étude, le rayon d'action est d'une dizaine de kilomètres.

Le temps de réaction de la pompe/turbine a été simulé avec le logiciel Simsen [11] pour une machine de 500 kW prenant en compte les caractéristiques hydrauliques, mécaniques et électriques de la machine, ainsi que son intégration sur le réseau (figure 8). Les simulations ont montré que la pompe/turbine réagit de manière suffisamment réactive pour pouvoir absorber des fluctuations de production solaire; les temps de réaction sont inférieurs à la minute pour ce cas d'étude.

Intégration dans la politique locale et environnementale

En parallèle aux questions techniques relatives à la réalisation de la centrale et son influence sur le réseau, une étude

préliminaire a été réalisée sur l'utilisation multusage des étangs d'Arbaz. L'irrigation et la pêche ont été identifiées comme étant les contraintes principales.

Les étangs d'Arbaz sont des étangs artificiels construits en 1980 afin de servir de réserve d'eau d'irrigation pour les terrains agricoles de la commune. La principale source d'alimentation en eau des étangs est le bisse de Taillaz. Le débit de crue de ce dernier est de 150 l/s et celui d'étiage de l'ordre de 45 l/s. Différents scénarios devront être considérés afin d'évaluer la possibilité de continuer à utiliser les étangs pour l'irrigation une fois la station de pompage-turbine en fonctionnement, en particulier en été.

Concernant la pêche, les étangs sont loués à une société de pêche sous contrat d'affermage avec le Service cantonal de la chasse, de la pêche et de la faune. Au printemps, la société de pêche introduit de jeunes truites dans l'un des étangs et durant l'été, des permis de pêche sont vendus aux particuliers. Cette activité attire de nombreuses personnes autour de ce point d'eau. Une étude de l'impact du pompage-turbine sur la qualité de l'eau serait nécessaire, en particulier sur la température de l'eau des étangs, et ce, non seulement pour la pêche, mais aussi pour la faune et la flore naturelle de la zone.

Un dernier point a été souligné pendant cette étude préliminaire: les contraintes liées au plan d'affectation des zones. Les étangs cibles se trouvent en zone de protection de la nature et à l'est, entre les deux étangs, se trouve une zone de constructions et d'installations publiques A. Si la construction de la centrale était envisagée, une modification de plan d'affectation de zone devrait être sollicitée.

Partie de l'ouvrage	En fonction de:	Coût
Prise d'eau	Diamètre de la conduite Ø et profondeur du réservoir	$2 \times (\text{Ø} + 1) \times (\text{profondeur} \times 380 \text{ CHF/m}^2 + 190 \text{ CHF/m})$
Conduite PE	Diamètre de la conduite Ø et longueur L	$L \times \text{Ø} \times (\text{Ø} \times 612 \text{ CHF/m}^3 + 180,5 \text{ CHF/m}^2) + 18\,000 \text{ CHF}$
Vanne de sécurité / maintenance	Diamètre de la conduite Ø et profondeur du réservoir	$(\text{Ø} + 1) \times (2000 \text{ CHF/m} + \text{profondeur} \times 70 \text{ CHF/m}^2)$
Vanne de réglage	Surface	22 500 CHF/m ²
Grille	Surface	4000 CHF/m ²
Groupe électromécanique	Puissance	1 CHF/W
Centrale	Dimensions de la centrale H x L x l et diamètre de la conduite Ø	$H \times L \times l \times 200 \text{ CHF/m}^3 + L \times l \times 318 \text{ CHF/m}^2 + H \times (L + l) \times 420 \text{ CHF/m}^2 + 0,79 \times \text{Ø} \times \text{Ø} \times (H \times 780 \text{ CHF/m}^3 + 10\,600 \text{ CHF/m}^2) + 8230 \text{ CHF}$
Route d'accès	Distance	150 CHF/m
Raccordement au réseau électrique	Puissance P et distance au réseau L	$P \times 25 \text{ CHF/kW} + L \times 160 \text{ CHF/m} + 40\,000 \text{ CHF}$

Tableau Tableau d'estimation du prix « génie civil » et « électromécanique » d'une microcentrale de pompage-turbine.

Conclusions et perspectives

Cette première étude sur la possibilité d'utiliser le pompage-turbinage à petite échelle comme service système du réseau moyenne tension a révélé le potentiel économique intéressant de cette solution de stockage. Afin de pouvoir généraliser ce premier résultat, cette thématique a été intégrée au SCCER-FURIES (Swiss competence center in energy research – Future Swiss electrical infrastructure) mis en place par la Confédération pour promouvoir les innovations favorisant la mise en œuvre de la Stratégie 2050.

Un guide de mise en place d'une centrale de pompage-turbinage intégrant les différents critères liés au potentiel hydro-électrique, à l'impact sur l'environnement, ainsi qu'à l'intégration de ce type de stockage sur le réseau de distribution électrique sera réalisé dans ce cadre afin de permettre l'évaluation d'autres sites et d'identifier un site pilote adapté. De plus, un état de l'art exhaustif sur les turbomachines de petite puissance adaptées à ce type d'exploitation est en cours avec pour objectif le développement de nouvelles technologies.

Références

- [1] Observ'ER, EDF, Fondation Énergies pour le Monde: La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Quinzième inventaire, 2013. www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap01-Fr.pdf.
- [2] C. Mahieux, S. Linder: The reality of large-scale storage solutions in today's and tomorrow's future European energy system. ABB Group, Power-gen Europe, Vienne, juin 2013. pennwell.websds.net/2013/vienna/rewe/slides-hows/T3S403-slides.pdf.
- [3] Association des entreprises électriques suisses (VES-AES): Rôle des centrales de pompage-turbinage dans l'approvisionnement en électricité. Aarau, 2013. www.electricite.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Basiswissen-Dokumente/27_Centrales_de_pompage_turbinage_fr.pdf.
- [4] Enea Consulting: Le stockage d'énergie: enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation. 2012. www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/ENEA-Consulting-Le-Stockage-dEnergie.pdf.
- [5] OFEN: Statistique suisse de l'électricité 2013. Office fédéral de l'énergie, Berne, 2014.
- [6] F. Avellan: Evolution des groupes de pompage-turbinage. Bulletin SEV/VSE 2/2012, 2012.

Zusammenfassung

Kleine Pumpspeicherwerke als lokale

Energiespeicher

Funktionsprinzip und Fallstudie

Schätzungen zufolge wird der Anteil der erneuerbaren Energien am schweizerischen Strommix bis zum Jahr 2050 rund 12 TWh betragen. Wären kleine Pumpspeicherwerke eine mögliche Lösung, um die volatile Stromproduktion lokal zu speichern und zu regeln und damit Leistungsspitzen zu vermeiden, die unerwünschte Netzspannungsschwankungen verursachen?

Um diese Frage zu beantworten, wurde am Pilotstandort Arbaz (Kanton Wallis) eine Studie durchgeführt. In Arbaz hat es Reservoirs, die zur Bewässerung der landwirtschaftlichen Flächen der Gemeinde genutzt werden. Da bereits ein Solarkraftwerk mit einer Leistung von 120 kW und ein Kleinwasserkraftwerk mit 600 kW in das örtliche Mittelspannungsnetz eingebunden sind, gilt Arbaz als idealer Standort, um die Vorteile des Einsatzes eines Pumpspeichersystems zu beurteilen.

Zunächst wurde das örtliche Wasserkraftpotenzial evaluiert (250 kWh) und die einzelnen Wasserkraft-Komponenten vordimensioniert. Dann wurden die Investitionskosten inklusive Tiefbau, Rohrleitungen, Elektromechanik, Kraftwerk, Schieber, Ein-/Auslaufbauwerken, Zufahrtsstrasse, Baustelleneinrichtung und Anschluss an das Stromnetz geschätzt. Die Regelungskapazität des kleinen Pumpspeicherwerkes wurde schliesslich für verschiedene Szenarien bewertet. Die Studie hat gezeigt, dass der Aktionsradius der Pilotanlage etwa 12 km betrug. Die Simulationen zeigten ferner, dass die Pumpturbine schnell genug reagiert (Reaktionszeit unter einer Minute), um Solarstrom-Leistungsschwankungen auszugleichen. Kleine Pumpspeicherwerke sind daher eine interessante Speicher- und Regelungslösung, und dies nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

CHe

www.bulletin-online.ch/uploads/media/07_1202_Avellan_01.pdf.

- [7] N. Crettenand: The facilitation of mini and small hydropower in Switzerland: shaping the institutional framework. EPFL, Thèse no 5356, 2012. infoscience.epfl.ch/record/176337/files/EPFL_TH5356.pdf.
- [8] M. Andaroodi, A. Schleiss: Standardization of civil engineering works of small high-head hydropower plants and development of an optimization tool. Communication 26, LCH, EPFL, Lausanne, 2006. infoscience.epfl.ch/record/116175/files/Comm_LCH_26.pdf.
- [9] J.-L. Boillat, M. Bieri, P. Sirvent, J. Dubois, A. Schleiss: Turbeau: turbinage des eaux potables. Communication 44, LCH, EPFL, Lausanne, 2010. infoscience.epfl.ch/record/162258/files/Comm_LCH_44.pdf?version=1.
- [10] B. Ogayar, P.G. Vidal: Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydropower plant. Renewable Energy, Vol. 34, no 1, pp. 6-13, 2009.
- [11] SIMSEN – Simulation software for the analysis of power networks, adjustable speed drives and hydraulic systems. LME, EPFL, Lausanne. Disponible sous: simsen.epfl.ch/.

Auteurs

Shadya Gabathuler est ingénieure diplômée BSc en systèmes industriels de la Haute école d'ingénierie de la HES-SO Valais, orientation « power & control ».

Depuis octobre 2013, elle est assistante scientifique dans l'équipe de recherche en hydraulique du Prof. Münch à la HES-SO Valais. Elle travaille sur les projets expérimentaux dans le domaine des turbomachines hydrauliques.

HES-SO Valais, 1950 Sion, shadya.gabathuler@hevs.ch

Prof. **Davide Pavanello** est ingénieur en électronique de l'École polytechnique de Turin, Italie. Il a ensuite obtenu le titre de docteur en électricité de l'EPFL dans le domaine des perturbations électromagnétiques associées aux décharges orageuses. Depuis 2011, il est professeur de réseaux électriques à la HES-SO Valais.

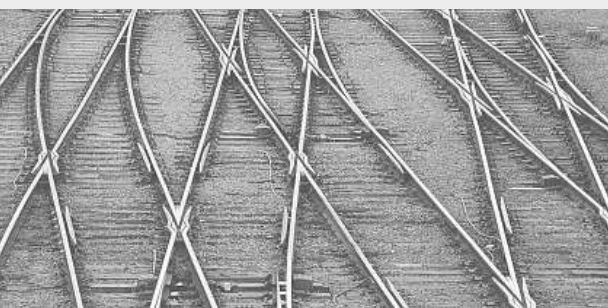
HES-SO Valais, 1950 Sion, davide.pavanello@hevs.ch

Prof. **Cécile Münch** est ingénieure en hydraulique et mécanique de l'Institut national polytechnique de Grenoble (INPG) et a obtenu le titre de docteur de l'INPG dans le domaine de la simulation numérique de la turbulence. Professeur à la HES-SO Valais en énergie hydraulique depuis 2010, elle est en charge d'une équipe de recherche spécialisée dans les turbomachines, en particulier pour la petite hydraulique.

HES-SO Valais, 1950 Sion, cecile.muench@hevs.ch

Les auteurs souhaitent remercier les laboratoires de l'EPFL LMH du Prof. Avellan et DESL du Prof. Paolone, le CREM et Cimark pour leur collaboration dans le cadre de ce projet, la fondation The Ark pour son financement, ainsi que l'ESR et la commune d'Arbaz pour leur support et leur soutien.

Lösungen zur sicheren Energieversorgung



Von der Konzeption über die Planung bis hin zur Realisierung unterstützen wir Sie bei Revisionen und Neuprojekten.

Bewährte Elemente verbunden mit neuesten Technologien gewährleisten optimale Nutzung aller Ressourcen und höchste Effizienz.

Kraftwerke • Unterwerke • Bahnstromanlagen



Energiesysteme und Anlagentechnik AG
Mühlentalstrasse 136 | CH-8201 Schaffhausen
Tel. +41 52 630 20 00 | Fax +41 52 630 20 10

www.esatec.ch

Executive CAS im Energiebereich



Flexibel

- 7 Module Teil- oder Vollzeit
- Starttermin und Dauer des Studiums frei wählbar
- Optimale work-life Balance

Von Praktiker zu Praktiker

- Top-Aktuelle Praxisbeispiele
- Gelerntes direkt umsetzen
- Internationale Experten aus der Branche

Praktische Informationen

- Kurssprache - Englisch
- Kursort - Universität Freiburg
- Programmgebühr - CHF 9'800.-

**UNIVERSITY OF FRIBOURG
FACULTY OF ECONOMICS & SOCIAL SCIENCES**

iimt - international institute of management in technology - Bd de Pérolles 90 - CH-1700 Fribourg
Phone +41 26 300 84 30 - Fax +41 26 300 97 94 - e-mail iimt@unifr.ch - www.iimt.ch

