



Aménagement de Mörel étudié et testé expérimentalement pour le service primaire. Figure: HES-SO Valais

Améliorer la flexibilité des centrales alpines

Optimiser les petites et moyennes centrales grâce au stockage caché, aux prévisions et à l'hybridation

La transition énergétique suisse repose largement sur l'énergie hydraulique, pilier historique de l'approvisionnement en électricité national. Si les grandes centrales assurent déjà une part importante de la flexibilité du système, les petites et moyennes installations représentent encore un potentiel largement sous-exploité. En Suisse, la petite hydraulique produit environ 3,4 TWh d'électricité par an et dispose d'un potentiel supplémentaire estimé à 770 GWh [1]. Dans un contexte marqué par l'essor des productions photovoltaïque et éolienne, par nature intermittentes, il devient essentiel de répondre à la question suivante: «Comment rendre les centrales hydroélectriques, quelle que soit leur taille, plus flexibles afin de mieux intégrer ces énergies renouvelables au système électrique?»

Le projet SmallFlex Goms, financé par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), coordonné par le Hydro Alps Lab de la HES-SO Valais et mené en collaboration avec le WSL, l'ETH Zurich, la HEIG-VD, HDE, FMV et Alpiq, explore des solutions innovantes pour accroître la production hivernale ainsi que la capacité des petites et moyennes centrales alpines à fournir des services système. Ces solutions reposent sur la combinaison de prévisions hydrométéorologiques, de l'exploitation de stockages «cachés» – des volumes existants non utilisés pour la production hydroélectrique tels que celui du dessableur ou le volume supérieur des conduites forcées – et de l'hybridation avec le photovoltaïque et l'éolien.

Prévoir pour mieux piloter: débit d'apports, ensoleillement et vent

Dans la région de Goms (Conches), de nombreuses petites centrales hydroélectriques coexistent avec des sources d'énergie renouvelables intermittentes telles que l'éolien et le solaire. Or, l'intégration de ces dernières pose des défis en raison de la difficulté à prévoir leur production, ce qui complique l'équi-

librage permanent du réseau électrique. Combiner plusieurs sources d'énergie renouvelables permet toutefois de réduire ces fluctuations et de renforcer la décarbonation du système énergétique.

Dans le cadre du projet SmallFlex Goms, mené de 2022 à 2026, la flexibilité opérationnelle des petites et moyennes centrales hydroélectriques de la vallée de Goms (Haut-Valais) a été analysée grâce à un modèle hydrométéorologique avancé capable de gérer des prévisions à court terme et d'inclure l'impact de différents scénarios climatiques. Un outil configurable a notamment été développé pour estimer et comparer la production des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, photovoltaïques et éoliennes à très petite échelle.

Cette approche a été testée pendant plus d'un an sur quatre centrales, puis étendue à dix configurations incluant des sites virtuels afin d'évaluer le potentiel de nouvelles installations. Les résultats montrent que les prévisions des apports pour les centrales au fil de l'eau sont utiles à 70% pour la planification du jour suivant, contre à environ 50% pour le photovoltaïque et à moins de 30% pour l'éolien, dont l'incertitude réduit la valeur opérationnelle.

Les impacts futurs, étudiés selon les chaînes de scénarios climatiques CH2018 et hydrologiques Hydro-CH2018 du NCCS (National Centre for Climate Services) de la Confédération, révèlent une forte influence des changements hydrologiques sur le potentiel énergétique. À l'avenir, la production photovoltaïque augmentera en été et diminuera en

RÉSUMÉ

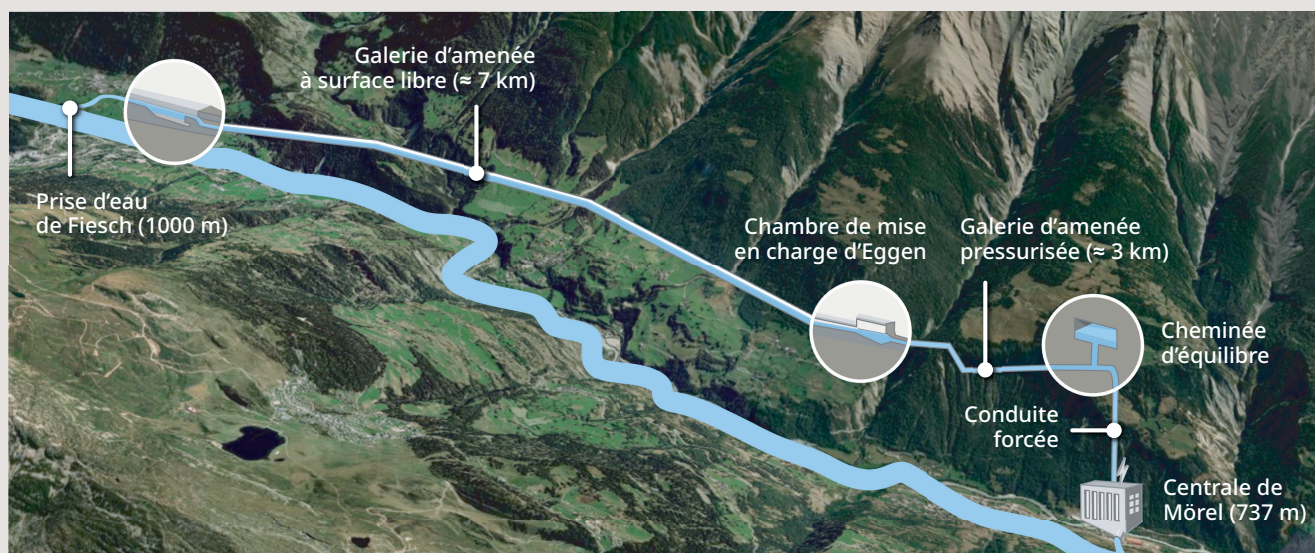


Figure 1 Schéma de l'aménagement de Mörel.

Figure: ETHZ VAW

hiver, tandis que la production des centrales au fil de l'eau suivra la tendance inverse, confirmant la nécessité de stratégies flexibles. Des combinaisons solaire-stockage-éolien apparaissent essentielles pour optimiser l'hybridation énergétique. Lorsque le stockage d'eau est possible, l'hybridation hydraulique-solaire montre un fort potentiel, et les centrales de pompage turbinage restent particulièrement adaptées pour renforcer la flexibilité du système.

Exploiter un stockage « caché » dans les centrales au fil de l'eau

Le précédent projet SmallFlex, soutenu par l'OFEN sur la période 2017-2021, a permis d'étudier le potentiel de flexibilité de la centrale hydroélectrique de Gletsch-Oberwald, mise en service fin 2017 [2]. Propriété de FMV, cette centrale au fil de l'eau est équipée de deux groupes Pelton de 7,5 MW reliés à la chambre de mise en charge par une conduite forcée d'un diamètre de 2,8 m et d'une pente de 13,2%.

Une série d'études concernant le risque d'entraînement d'air, les transitoires hydrauliques et les pertes de rendement par effet falaise ont permis de

définir un volume de stockage « caché » correspondant au tiers amont de la conduite forcée de 4050 m³, soit environ 2,5 MWh. Une campagne expérimentale a permis de valider la possibilité d'exploiter ce volume caché sans mettre en péril l'aménagement ni impacter les habitats aquatiques en aval de la centrale. FMV a estimé que l'exploitation de ce volume permettrait une augmentation de la production hivernale de 130%, une diminution du nombre d'arrêts et de démarrages ainsi qu'un gain financier de 30 kCHF par an, notamment grâce à la fourniture de services système.

Identifier le potentiel de flexibilité à l'échelle régionale

Les résultats positifs obtenus sur la centrale de Gletsch-Oberwald ont ouvert la porte à une étude plus large du potentiel caché de la vallée de Goms, réalisée dans le cadre du projet SmallFlex Goms. Un classement de ce potentiel a été établi à partir de l'inventaire de l'ensemble des centrales situées entre les sources du Rhône et Brig, en considérant le volume « caché » disponible, le pic de puissance envisageable, l'énergie produite pendant le pic de

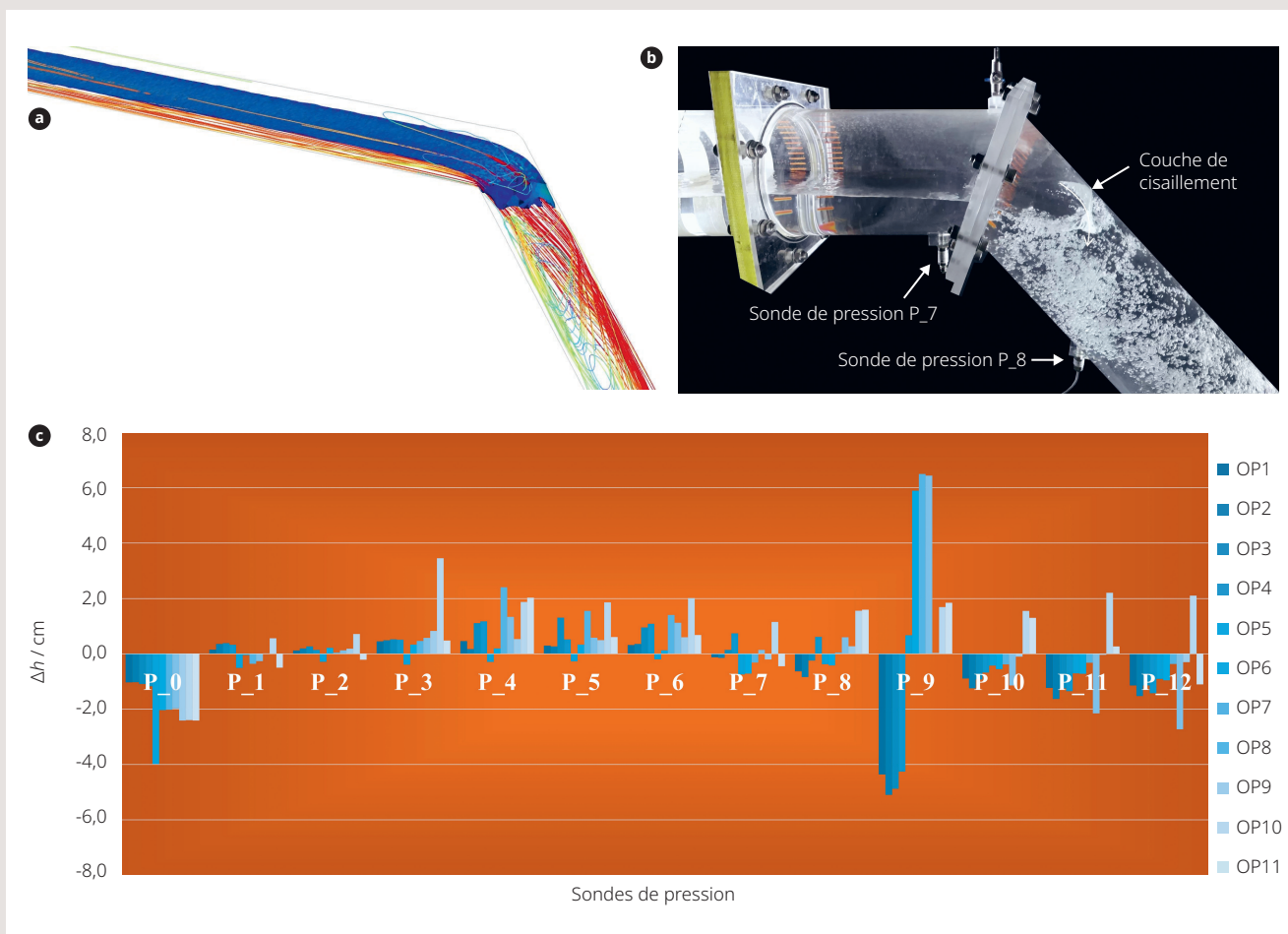


Figure 2 Étude réalisée pour l'aménagement de Mörel. **a)** Visualisation obtenue par simulations de la surface libre pour le point de fonctionnement OP8. **b)** Visualisation de la surface libre pour le point de fonctionnement OP8 à l'échelle modèle. **c)** Écarts de pression en centimètres de colonne d'eau entre les mesures et les simulations pour les 12 sondes de pression (P) et les 11 points de fonctionnement (OP) étudiés à l'échelle modèle.

Figure: HES-SO Valais et ETHZ VAW

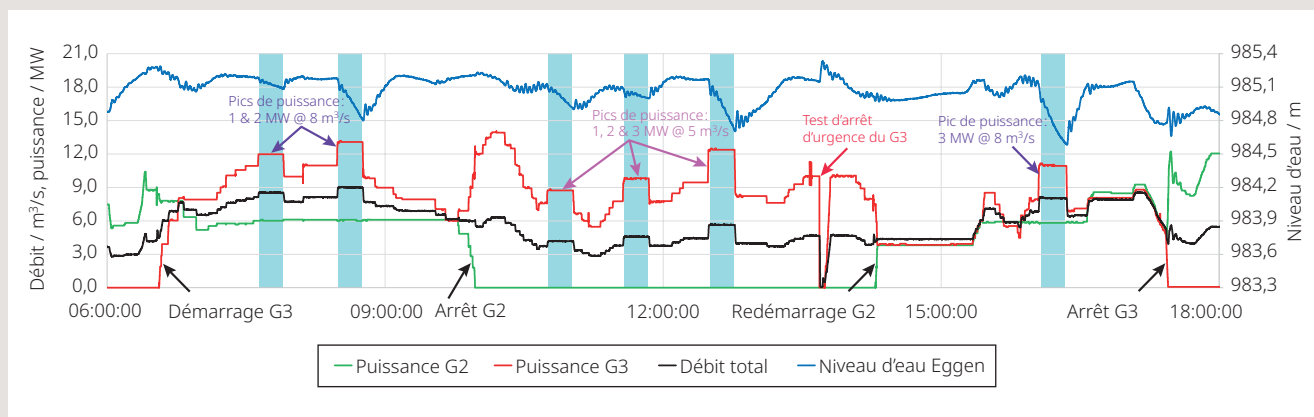


Figure 3 Historique des variations de débit, de puissance et du niveau d'eau (altitude en mètre sur mer) durant la journée de tests de réglage primaire avec dénoyage menée à la centrale de Mörel, le 10 mars 2026.

Figure: HES-SO Valais

production et le risque d'entraînement d'air. Les centrales de Mörel et de Merezzenbach sont arrivées en tête de ce classement. Ces deux centrales au fil de l'eau se différencient par le type de machine et leur puissance installée : trois turbines Francis de 17 MW pour la centrale de Mörel contre une turbine Pelton de 1,9 MW pour la centrale de Merezzenbach.

Des simulations aux essais sur site

Avant de mener des essais sur site, des études numériques et expérimentales ont été réalisées. Les régimes transitoires, correspondant à l'exploitation du volume caché par augmentation de la puissance, ont été étudiés pour les deux centrales à l'aide de modèles 1D réalisés avec le logiciel Simsén. Pour la centrale de Mörel, le modèle inclut la galerie d'amenée à surface libre, la chambre de mise en charge, la galerie d'amenée pressurisée, la cheminée d'équilibre, la conduite forcée, les turbines ainsi que les ouvrages aval (figure 1), et a été validé à partir de données issues d'essais sur site.

Un régulateur de turbine de type PID permet de simuler les services système tels que la régulation primaire en imposant une déviation de fréquence selon les gabarits de Swissgrid. Ces simulations permettent de déterminer les contraintes en termes de volume nécessaire pour garantir une régulation de puissance donnée. Des simulations 3D de l'écoulement ont également été réalisées pour la cheminée d'équilibre de la centrale de Merezzenbach ainsi que pour la chambre de mise en charge d'Eggen de l'aménagement de Mörel (figures 2a et 2b) afin d'évaluer le risque d'entraînement d'air lors des phases de dénoyage (c'est-à-dire lorsque des zones de l'ouvrage sont partiellement remplies d'air) correspondant aux pics de puissance.

Pour la centrale de Merezzenbach, les résultats prédisent, entre autres, la formation d'un tourbillon au niveau de la surface libre, ce qui suggère qu'un entraînement d'air ne peut être totalement exclu lorsque le dénoyage atteint la jonction entre la conduite forcée et la cheminée d'équilibre. Concernant la centrale de Mörel, les simulations numériques indiquent un risque d'entraînement d'air lorsque le niveau atteint l'entrée de la galerie d'amenée pressurisée. Les écarts entre les pressions mesurées à l'échelle modèle par l'ETH Zurich [3] et simulées sont présentés sur la figure 2c pour chacune des 12 sondes ainsi que pour les 11 points de fonctionnement. L'analyse détaillée des résultats expérimentaux a permis de définir un niveau minimal de dénoyage de la chambre de mise en charge à respecter lors des essais sur site. Ces résultats ont également permis d'estimer plus précisément la puissance disponible pour le réglage primaire.

Enfin, deux systèmes d'acquisition ont été déployés dans les centrales de Merezzenbach et de Mörel afin d'évaluer l'influence du dénoyage partiel sur le fonctionnement des machines. Les



Figure 4 Vue de la chambre de mise en charge d'Eggen à l'aide du système de visualisation déployé pour les tests.

Figure: HES-SO Valais

signaux de plusieurs capteurs (vibration, bruit, débit, pression, vitesse de rotation, position des organes hydrauliques de réglage) ont été enregistrés (figure 3). Chaque centrale a fait l'objet d'une journée de tests dédiée incluant des régimes stationnaires, transitoires, et des démarrages et arrêts pour caractériser les machines. Pour la centrale de Mörel, les tests comprenaient trois augmentations de puissance (pics de puissance) de 1, 2 et 3 MW pour deux débits d'apport, ainsi qu'un arrêt d'urgence du groupe 3 (G3). Deux caméras avec vision nocturne ont permis de surveiller en temps réel le niveau d'eau dans la chambre d'Éggen (figure 4).

Conditions techniques de mise en œuvre

L'exploitation du volume « caché », principalement dans la partie supérieure de la conduite forcée, est fortement limitée par le risque d'entraînement d'air en aval, qui a potentiellement deux conséquences dramatiques. La première en exploitation « normale », car l'air étant compressible, il aura tendance

à se détendre au niveau de la sortie de la roue d'une turbine Francis ou bien au niveau de la buse de l'injecteur d'une turbine Pelton, causant des vibrations et des fluctuations de pression pouvant provoquer des dommages mécaniques conséquents. La deuxième, en cas d'arrêt d'urgence, peut provoquer un effet de « blow back », c'est-à-dire une détente soudaine d'air au niveau de la chambre de mise en charge, avec là aussi le risque de détruire une partie du génie civil.

Pour l'aménagement de Mörel, les simulations de régulation primaire pour des variations de fréquence de ± 200 mHz, conformes aux critères de Swissgrid, indiquent que le volume d'eau de la chambre de mise en charge est suffisant pour des sauts de puissance de 1 à 3 MW durant 900 s avec une seule turbine en fonctionnement. En revanche, pour deux turbines en fonctionnement, une régulation de 4 à 6 MW semble conduire à un niveau critique dans la chambre de mise en charge avec un risque d'entraînement d'air. Le nouveau volume de

stockage disponible ne permet pas de couvrir l'ensemble des services système de l'aménagement, mais admet un service de régulation primaire efficace avec une seule turbine en exploitation.

Améliorer le suivi en direct grâce à un jumeau numérique

Le monitoring continu des régimes transitoires et le suivi des tests sur site constituent une vraie valeur ajoutée pour garantir la sécurité d'exploitation, valider les modèles et optimiser les paramètres de fonctionnement, tout en réduisant les contraintes sur l'aménagement. Dans ce contexte, le système de jumeau numérique Hydro-Clone, basé sur un modèle hydraulique, est capable de simuler en temps réel le comportement transitoire d'une centrale hydroélectrique à partir des données mesurées par le système Scada. Ce suivi en temps réel permet de détecter d'éventuelles anomalies et d'accéder à des grandeurs difficilement mesurables directement grâce à des capteurs virtuels. Son déploiement à la centrale de Mörel a contribué à renforcer le suivi en direct des tests sur site, et à soutenir l'évaluation de la flexibilité et de la performance de l'aménagement.

La campagne expérimentale menée à Mörel a permis de valider la possibilité d'effectuer des pics de puissance de 1 à 3 MW sans risque

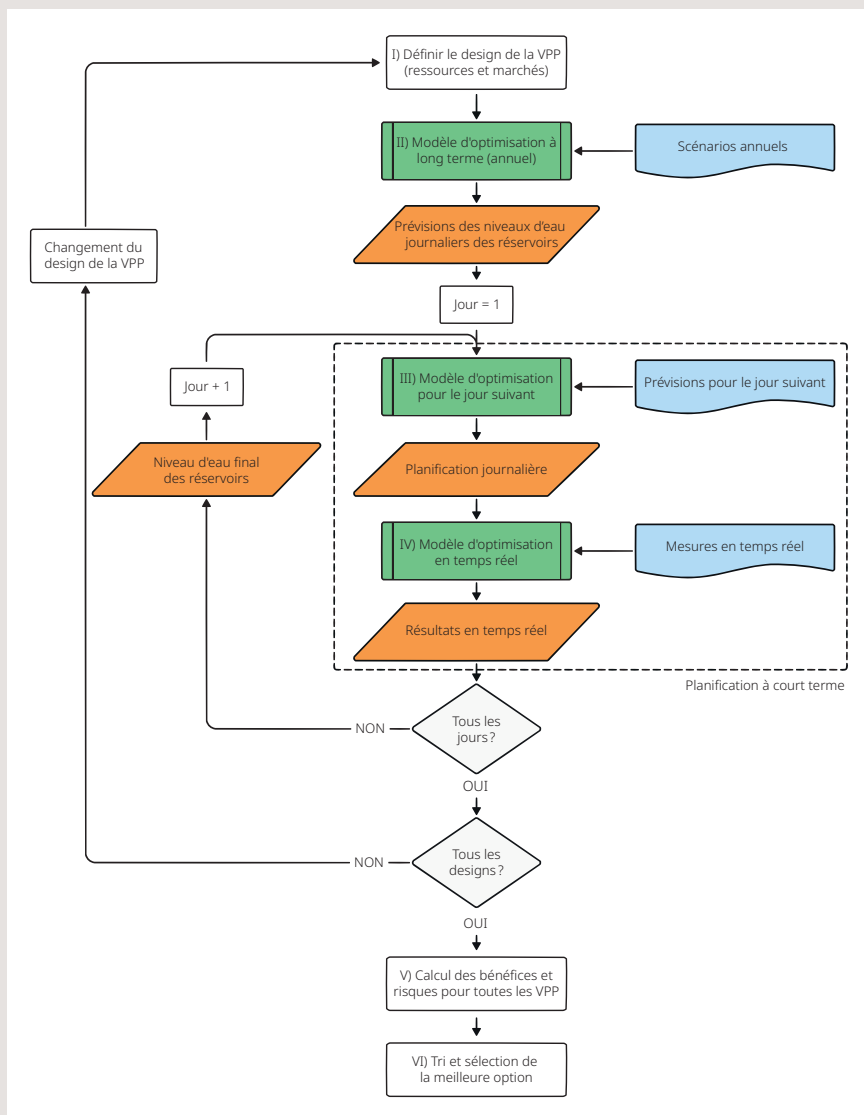


Figure 5 Processus d'optimisation en trois étapes pour la conception de la centrale virtuelle (VPP).

Figure: HEIG-VD

d'entraînement d'air, sous certaines conditions de maîtrise du débit d'apport. Les résultats obtenus permettront à FMV de qualifier dans un futur proche l'un des groupes de la centrale pour le réglage primaire.

Au-delà des aspects techniques, les analyses montrent que la valorisation de cette flexibilité reste étroitement liée aux contraintes d'exploitation des centrales au fil de l'eau et aux conditions de marché. Dans ce contexte, la mutualisation des flexibilités et leur intégration dans des approches de type centrale virtuelle apparaissent comme des leviers clés pour en améliorer la rentabilité et l'accès aux services système.

Vers une centrale virtuelle hybride

L'augmentation de la flexibilité des centrales hydrauliques au fil de l'eau permet d'améliorer sensiblement les revenus tout en contribuant aux services système pour le réglage du réseau. En particulier durant les périodes hivernales, lorsque les centrales ne fonctionnent pas à pleine puissance, la valorisation des flexibilités «cachées» permet d'optimiser l'exploitation et d'augmenter les revenus jusqu'à environ 1%.

La mise en commun («pool») de plusieurs petites installations constitue un levier essentiel pour agréger et commercialiser conjointement ces flexibilités, souvent limitées individuellement. Cette approche

Die Flexibilität von alpinen Kraftwerken erhöhen

Optimierung kleiner und mittlerer Wasserkraftwerke durch «verborgene» Speicherung, Prognosen und Hybridisierung

Vor dem Hintergrund des Booms bei der Solarstrom- und Windenergieerzeugung wird es nötig, Wasserkraftwerke flexibler zu gestalten, um diese erneuerbaren Energien besser in das Stromnetz zu integrieren. Das Projekt SmallFlex Goms untersucht innovative Lösungen zur Steigerung der Winterproduktion sowie der Fähigkeit kleiner und mittlerer alpiner Wasserkraftwerke, Systemdienstleistungen zu erbringen. Diese Lösungen basieren auf der Kombination von hydrometeorologischen Prognosen, der Nutzung von «verborgenen» Speichern (vorhandene Volumina, die nicht für die Wasserkraftproduktion genutzt werden, wie z. B. das Volumen des Entsanderbeckens oder das obere Volumen der Druckleitungen) sowie der Hybridisierung mit Photovoltaik und Windkraft.

Eine Untersuchung des verborgenen Potentials aller Kraftwerke zwischen den Quellen der Rhone und Brig ergab, dass die Laufwasserkraftwerke Mörel und Merezbach das grösste Potenzial aufweisen. Anschliessend wurden Simulationen und Modellversuche durchgeführt, um die Übergangszustände dieser beiden Kraftwerke zu untersuchen, um das Risiko eines Luftetrtritts während der Entleerungsphasen zu bewerten und um ein Mindestentleerungsniveau festzulegen, das bei den Vor-Ort-Versuchen eingehalten werden muss. Dann wurden zwei Erfassungssysteme mit mehreren Sensoren vor Ort installiert, und diese Kraftwerke wurden Tests unterzogen, die stationäre und transiente Betriebszustände sowie An- und Abschaltvorgänge umfassten, um

die Maschinen zu charakterisieren. Für die Anlage in Mörel zeigen die Simulationen der Primärregelung für Frequenzschwankungen von ± 200 mHz, die den Kriterien von Swissgrid entsprechen, dass das Wasservolumen der Druckaufbaukammer für Leistungssprünge von 1 bis 3 MW über 900 s beim Betrieb einer einzigen Turbine ausreicht. Werden hingegen zwei Turbinen betrieben, scheint eine Regelung von 4 bis 6 MW zu einem kritischen Füllstand in der Druckaufbaukammer zu führen, bei dem das Risiko eines Luftetrtritts, der grosse mechanische Schäden verursachen kann, hoch ist.

Die Zusammenführung von kleinen und mittleren Wasserkraftwerken, PV-Anlagen, Windkraftanlagen und Batteriespeichersystemen in einem virtuellen Kraftwerk ermöglicht es zudem, die Flexibilität von Wasserkraft und Batterien zu kombinieren und gleichzeitig Schwankungen der Solar- und Windenergieproduktion auszugleichen. Ein Teil des Projekts widmete sich daher der optimalen Konzeption und Dimensionierung verschiedener virtueller Kraftwerke (VPP), die jeweils einem spezifischen Anlagenportfolio entsprechen. Unter den Ergebnissen, die mithilfe eines dreistufigen Optimierungsproblems erzielt wurden, zeigte sich, dass die Integration einer Pumpe die Rentabilität des VPP dank der Möglichkeiten der Energiearbitrage deutlich erhöht, oder auch, dass ein auf das Kraftwerk Aegina-Altstafel ausgerichtetes VPP seine Erträge je nach Marktbedingungen und installierter Speicherkapazität um 2 bis 6% steigern kann.

facilite l'accès aux marchés de services système et améliore la rentabilité globale des petits aménagements.

Par ailleurs, le regroupement de petites et moyennes centrales hydrauliques, d'installations photovoltaïques, d'éoliennes et de systèmes de stockage par batterie offre des avantages supplémentaires. Il permet notamment de combiner la flexibilité de l'hydroélectricité avec celle des batteries tout en compensant des déséquilibres de production photovoltaïque/éolienne, réduisant ainsi les pénalités au niveau du groupe-bilan.

La conception et le dimensionnement optimaux de la centrale virtuelle (VPP) ont été réalisés dans une approche collaborative par les partenaires du projet. Pour chaque variante de conception, correspondant à un portefeuille d'actifs donné, un problème d'optimisation à trois niveaux est formulé afin de déterminer la planification optimale des ressources contrôlables sur différents horizons temporels (figure 5). L'étape « à long terme » fixe les niveaux annuels des réservoirs pour maximiser les revenus « pour le jour suivant (day-ahead) » tout en limitant les déversements. L'étape « day-ahead » planifie l'exploitation des actifs heure par heure, en respectant les contraintes issues de l'étape supérieure et en pénalisant les écarts. Enfin, l'étape « en temps réel » ajuste les niveaux des réservoirs en fonction des débits observés, vérifie les limites opérationnelles et réduit les déséquilibres de production.

Les résultats d'optimisation sont sensibles aux prix et aux conditions du marché de l'électricité. L'intégration d'une pompe améliore significativement la rentabilité de la VPP grâce aux possibilités d'arbitrage énergétique. Même en l'absence de batterie, la turbine permet déjà de réduire fortement les volumes de déséquilibre. L'ajout d'une batterie de petite capacité renforce encore cet effet, tandis qu'une batterie de plus grande taille oriente la stratégie vers la participation aux marchés de services système de Swissgrid. À titre d'exemple, une VPP centrée sur la centrale d'Aegina-Altstafel peut augmenter ses revenus de 2 à 6% selon la capacité de stockage installée et les conditions de marché.

Conclusion

Le projet SmallFlex Goms montre que les petites et moyennes centrales alpines au fil de l'eau peuvent jouer un rôle bien plus stratégique dans la transition énergétique qu'on ne le suppose souvent. En valorisant des volumes de stockage existants, en maîtrisant les limites hydrauliques et en s'appuyant sur des prévisions fiables, il est possible d'augmenter la

flexibilité et la production hivernale sans infrastructures lourdes supplémentaires. L'intégration dans des centrales virtuelles (VPP) combinant hydraulique, solaire, éolien, stockage et pompage ouvre de nouvelles perspectives économiques tout en contribuant à la stabilité du réseau. Ces résultats, obtenus dans la région de Goms, sont transposables à de nombreuses vallées alpines. Le projet SmallFlex Goms pose ainsi les bases d'un déploiement progressif, au service de la sécurité d'approvisionnement et d'un système électrique suisse plus résilient et à faible impact.

Liens

- > [Projet Aramis SI/502535 «SmallFlex Goms»:](http://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=51853&Sprache=fr-CH)
- > [Projet Aramis SI/501636 «SmallFlex»:](http://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40717)

Références

- [1] «Potentiel hydroélectrique de la Suisse – Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050», rapport de l'OFEN, août 2019.
- [2] B. Vogel, «Les petites centrales deviennent flexibles», Bulletin SEV/VSE 5/2021, p. 57-60, 2021.
- [3] C. Streule, A. Lais, R. M. Boes, C. Münch-Alligné, «Flexible Run-of-River Hydropower by Using Unconventional Storage Volumes in Headrace Tunnels and Penstocks – Limitations due to Air Entrainment», Proc. Hydro 2025 conference, Thessaloniki, Greece, October 22–24, 2025.

Auteurs

Jean Decaix est chercheur au sein du Hydro Alps Lab de la HES-SO Valais.
> HES-SO Valais/Wallis, 1950 Sion
> jean.decaix@hevs.ch

Massimiliano Zappa est chercheur au sein du groupe Prévisions hydrologiques de l'Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage WSL.
> WSL, 8903 Birmensdorf
> massimiliano.zappa@wsl.ch

Jérémy Schmid est ingénieur de projet chez Hydropower Dynamics Engineering SA.
> Hydropower Dynamics Engineering SA, 1025 St-Sulpice
> jeremy.schmid@hdynamics.ch

Clara Streule est chercheuse au Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW) de l'ETH Zurich.
> ETH Zurich, 8093 Zurich
> streule@vaw.baug.ethz.ch

Luca Tomasini est assistant de recherche à la Haute école d'ingénierie et de gestion du canton de Vaud (HEIG-VD).
> HEIG-VD, 1400 Yverdon-les-Bains
> luca.tomasini@heig-vd.ch

Bernard Valluy est responsable Innovation chez Alpiq.
> Alpiq, 1003 Lausanne
> bernard.valluy@alpiq.com

Florent Gauye est chef de projet chez FMV (Forces Motrices Valaisannes).
> FMV, 1951 Sion
> florent.gauye@fmv.ch

Cécile Münch-Alligné est professeure HES et coordinatrice du Hydro Alps Lab de la HES-SO Valais.
> cecile.muench@hevs.ch

Les auteurs remercient les partenaires du projet, en particulier Vlad Hasmatuchi, Charly-Loup Lecointre et Audrey Wesoly (HES-SO Valais), Claire Bussard, Mathieu Dreyer et Christophe Nicolet (HDE), Ruben Wisskott (WSL), Adriano Lais et Robert Boes (ETHZ VAW), Mokhtar Bozorg (HEIG-VD), Alireza Zobeiri (FMV), Jonathan Droxler (Alpiq), ainsi qu'Hydro Exploitation et EnAlpin pour leur support technique dans les centrales et l'OFEN pour le soutien financier du projet.