

Der Muttsee in den
Glerner Alpen. Bild: Axpo



Von der Wasserkraft zur Wasserkraft plus

Forschungsprojekte zur Hybridisierung der Wasserkraft

Benedikt Vogel

Ist von der Hybridisierung der Wasserkraft die Rede, geht es um die Kombination von Wasserkraft mit anderen Energietechnologien. Durch die Verbindung insbesondere mit Photovoltaik (PV), Windkraftwerken und Batteriespeichern entsteht eine «Wasserkraft plus», sagt Klaus Jorde, der beim BFE das Forschungsprogramm Wasserkraft leitet: «Die Zeit, als die Wasserkraft ausschliesslich für Leistung, Energie und Flexibilität geschätzt wurde, ist vorbei. Die Wasserkraft ist heute zusätzlich der Katalysator, welcher die Einbindung ständig wachsender Anteile von

Wind und Solarenergie überhaupt erst sinnvoll möglich macht. Um ihr volles Potenzial zu nutzen, muss sie zukünftig mit anderen Technologien zu leistungsfähigen hybriden Energiesystemen kombiniert werden.»

Zwei Quellen, eine Steuerung

Wasserkraft und Solarenergie lassen sich ganz einfach verbinden – indem man beispielsweise Staumauern mit Solarmodulen ausstattet. Beispiele sind die Albigna-Staumauer im Bergell (seit 2020), die Muttsee-Staumauer in den Glerner Alpen (seit 2022),

IN
KÜRZE



oder zwei Staumauern im Grimselgebiet (seit 2023). Bei einer anderen Spielart schwimmen PV-Module auf dem Stausee. Ein entsprechendes Projekt wurde 2019 mit BFE-Unterstützung auf dem Lac des Toules am Grossen St. Bernhard realisiert. In allen Fällen wird die bestehende Infrastruktur der Wasserkraftanlage genutzt, um alpinen Solarstrom ohne zusätzliche Eingriffe in die Natur zu produzieren.

In diesen Beispielen kann man Wasserkraft und Photovoltaik als hybride Technologien verstehen, dies im Sinne einer Kolokalisierung. Aber die Photovoltaik ist kaum steuerbar und verfügt über keine intrinsische Speicherkapazität, was die Möglichkeit einer wirklich integrierten Hybridnutzung einschränkt. «Anders sieht es aus, wenn man ein Wasserkraftwerk mit einer Batterie kombiniert und dabei Turbine und Batterie einer gemeinsamen Steuerung unterwirft. Damit entsteht ein Hybridkraftwerk, das die Energie in optimaler Abstimmung zwischen Batterie und Wasserturbinen bereitstellt und das eigenständig am Energiemarkt teilnehmen kann», sagt Elena Vagnoni. Die promovierte Maschinenbauingenieurin leitet die Forschung an der Technologieplattform Hydraulische Maschinen an der ETH Lausanne (EPFL).

Weniger Verschleiss, mehr Regelleistung

Elena Vagnoni erforscht seit mehreren Jahren, wie sich mit dem Einbezug von Batterien die Stromproduktion aus Wasserkraft optimieren lässt – dies in Zusammenarbeit mit Mario Paolone, EPFL-Professor und Direktor des Labors für verteilte elektrische Systeme. Im EU-Projekt Xflex Hydro richtete sich der Blick unter anderem auf das elsässische Laufwasserkraftwerk Vogelgrun. Dort wurde eine der vier Kaplan-Turbinen (35 MW Leistung) mit einer Batterie (650 kW Lade-/Entladeleistung) kombiniert, und die Forscher haben einen fortschrittlichen Steuerungsalgorithmus für das Hybridsystem entwickelt, um dessen Betrieb zu optimieren.

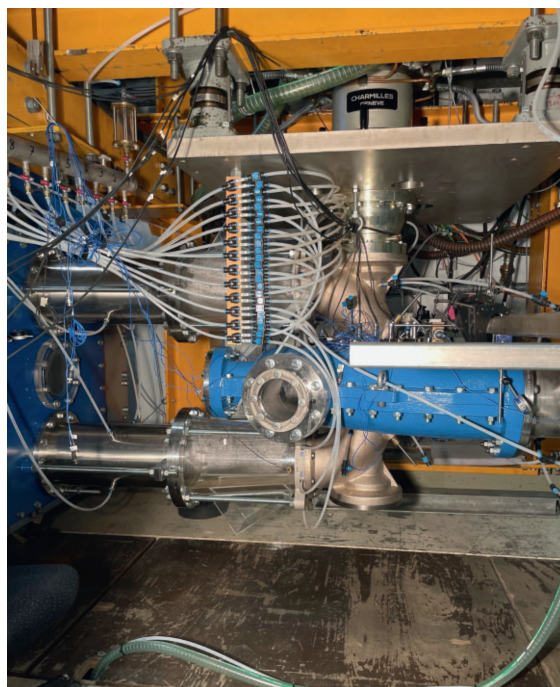
Die vorgeschlagene Lösung basiert auf einer mehrstufigen Regelungsstrategie zur Steuerung des Wasserdurchflusses im Kraftwerk. Sie zielt darauf ab, die Turbinen nahe ihrem Punkt des optimalen Wirkungsgrads zu halten und gleichzeitig den Verschleiss der Komponenten zu minimieren. Das Demonstrationsprojekt hat mehrere Vorteile der Hybridlösung aufgezeigt: Der Beitrag des Kraftwerks zu den Systemdienstleistungen, insbesondere zur Primärregelleistung, wurde beibehalten und verbessert, der Verschleiss der Turbinen dank eines flexiblen Betriebs reduziert.

Ein ähnliches Hybridkonzept untersuchte das gleiche Forscherteam im Projekt HydroLEAP, das aus dem P+D-Programm des BFE unterstützt wurde. Dort wurde mit numerischer Simulation und einem Laboraufbau abgeschätzt, was der Einbau einer Batterie im Oberwalliser Laufwasserkraftwerk

Ernen (32 MW) bringen würde. «Mit einer relativ kleinen Batterie (5% der Gesamtleistung des Kraftwerks) konnten wir die dem Stromnetz zugeführte Regelleistung verdoppeln im Vergleich zu dem, was das Kraftwerk derzeit leisten kann», fasst Elena Vagnoni ein Hauptergebnis der Studie zusammen. «Dies gelang, ohne die verschleissbedingte Lebensdauer der Anlage zu verringern, ohne Mehrkosten für den Unterhalt und ohne Zusatzrisiken für die elektromechanischen Kraftwerkkomponenten. Zu berücksichtigen sind allerdings die Investitionskosten für die Batterie.»

«Virtuelle» Kraftwerke am Strommarkt

Wasserkraft erlaubt seit jeher eine flexible Stromproduktion. Das gilt für Speicherkraftwerke, die das Potenzial eines Stausees nutzen können, in besonderem Mass. Um die schwankende Produktion von Solar- und Windkraftwerken auszugleichen, müssen heute neue Flexibilitätspotenziale erschlossen werden, in geringerem Mass bei Laufwasserkraftwerken wie dem Kraftwerk Ernen, besonders aber bei Speicherkraftwerken. Ein Lösungsansatz sind «virtuelle Kraftwerke». Hierbei handelt es sich in der Regel um kleinere Wasserkraftwerke, die mit einer Batterie und Solar- und/oder Windkraftwerken kombiniert werden. Dabei besteht zwischen den verschiedenen Energiequellen keine direkte physische Verbindung, aber eine gemeinsame Steuerung. Kleinere Wasserkraftwerke erlangen durch diese Form der Hybridisierung eine Grösse, die es erlaubt, hochwertige Dienste am Strommarkt anbieten zu können.



Laboraufbau an der EPFL, mit dem untersucht wurde, welchen Nutzen der Einbau einer Batterie im Oberwalliser Laufwasserkraftwerk Ernen bringen würde.

Bild: EPFL



Der Griessee unweit des Nufenenpasses.

Bild: Shutterstock

In einem breit abgestützten Forschungsprojekt mit dem Kürzel SmallFlex Goms wird dieses Konzept seit 2022 im Oberwallis an 19 Kraftwerken mit bis zu 30 MW Leistung untersucht. «Eine zentrale Herausforderung bestand darin, die zu erwartende Stromproduktion unter Einbezug von schwankender Sonneneinstrahlung, Windaufkommen und Pegelständen möglichst verlässlich vorherzusagen, um gegenüber dem Strommarkt belastbare Produktionszusagen machen zu können», sagt Cécile Münch-Alligné, Professorin am Walliser Arm der Westschweizer Fachhochschule, die das Projekt koordiniert hat.

Zusatzerlös dank Batterien

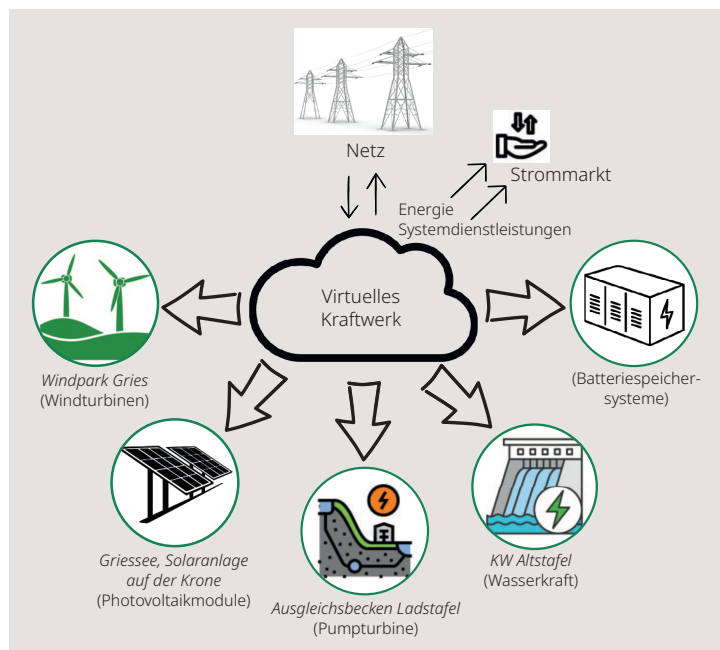
Beispielhaft sei hier eine Fallstudie für das Kraftwerk Aegina-Altstafel am Nufenenpass dargestellt. Dieses Kraftwerk stellt mit einer Francis-Turbine 9,2 MW Leistung bereit, indem es das Wasser eines 18 Mio. Kubikmeter grossen Speichersees nutzt. Im Rahmen von SmallFlex Goms wurde dieses Kraftwerk gedanklich mit einem Windkraftwerk (10 MW), einer Solarstromanlage (9 MW) und einer Batterie unterschiedlicher Grösse zu einem virtuellen Kraftwerk verbunden. Die Forscherinnen und Forscher berechneten, welche Erlöse dieses Kraftwerk mit verschiedenen Dienstleistungen am Strommarkt erzielen könnte.

Fazit: Mit der Bereitstellung von Regelleistung für Swissgrid kann das virtuelle Kraftwerk einen zusätzlichen Gewinn von 2 bis 6% erwirt-

schaften, je nach Grösse der Batterie und der Situation auf dem Strommarkt. «Der starke Preisrückgang bei Batterien in den letzten Jahren ermöglicht nun eine deutlich kürzere Amortisationszeit als zuvor», sagt Mokhtar Bozorg, der als Professor der Hochschule für Wirtschaft und Ingenieurwissenschaften des Kantons Waadt an SmallFlex Goms mitgewirkt hat. Noch höher liegt der Zusatzlös, wenn das virtuelle Kraftwerk genutzt wird, um Strafzahlungen zu vermeiden, die Eigentümer von Solar- und Windkraftwerken am Strommarkt auf Ebene der Bilanzgruppen bezahlen, sofern sie weniger (oder mehr) Strom liefern als vorausgesagt.

Die Hybridisierung kleiner Speicherkraftwerke mit Batterie und Solar- und/oder Windkraftwerken ist laut Mokhtar Bozorg nicht nur finanziell interessant.

Der TechnologiemiX erlaube auch eine stärkere Flexibilisierung der Stromproduktion: «Batterien, die auf die Grösse des Wasserkraftwerks abgestimmt sind, können für einen täglichen Lade- und Entladezyklus genutzt werden. Diese tägliche Flexibilität wird dann ergänzt durch die saisonale Flexibilität, die sich aus dem Speichersee ergibt. Die Kraftwerkbetreiber können mit virtuellen Kraftwerken tägliche wie saisonale Preisschwankungen optimal ausnutzen», betont Bozorg.



Das virtuelle Kraftwerk Aegina-Altstafel umfasst das bestehende Speicherkraftwerk und einen bestehenden Windpark. Die Solaranlage und die Batterie bestehen nicht real, sondern wurden für die Berechnungen modelliert.

Bild: HEIG-VD

Batterie dämpft Schwallabflüsse

Die Hybridisierung der Wasserkraft durch Batterien verspricht auch einen ökologischen Nutzen. So die Hypothese, welche ein Forscherteam der ETH Zürich und der Westschweizer Fachhochschule gegenwärtig im Forschungsprojekt STORE untersucht. Im Zentrum steht die Frage, wie in Flüssen unterhalb von Speicherkraftwerken starke, ökologisch nachteilige Schwankungen der Pegelstände (Schwall-Sunk) vermieden werden können, wie sie durch stark schwankende Turbinenleistungen entstehen. Um die Auswirkungen von Schwall-Sunk-Erscheinungen zu reduzieren, kann das turbinierete Wasser beispielsweise in Ausgleichsbecken geleitet werden, bevor es zurück ins Flussbett gelangt. Eine Alternative dazu bietet der Einsatz von Batterien: Das schnelle und ökologisch problematische Hoch- und Herunterfahren der Turbinen kann mit Hilfe der Batterien deutlich abgemildert werden.

«Erste Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Kombination einer Batterie und einem kleiner dimensionierten Ausgleichsbecken besonders wirtschaftliche Lösungen ermöglicht», sagt Korina Konstantina Drakaki, die als Forschungsingenieurin am STORE-Projekt arbeitet. Dank Batterie-Einsatz unter-

liegt die momentane Turbinenleistung geringeren Schwankungen, was den Verschleiss vermindert. Darüber hinaus können Speicher und Batterie durch die kombinierte Nutzung kleiner dimensioniert werden. So profitiert der Speicher von der Batterie, da für seine Installation weniger Platz benötigt wird, und die Batterie profitiert vom Speicher, da sowohl ihre Grösse als auch die Investitionskosten reduziert werden. Dank der Batterie können Regelleistung und andere Systemdienstleistungen angeboten werden. Das Forschungsprojekt läuft noch bis Ende 2027.

Links

- > EU-Projekt Xflex Hydro: www.xflexhydro.com
- > BFE-Projekt HydroLEAP (P+D-Projekt): www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47437
- > BFE-Projekt SmallFlex Goms: www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=51853; ein Fachartikel zum Vorgängerprojekt SmallFlex ist abrufbar unter: pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10422
- > Innosuisse-Projekt STORE: flagship-store.ch

Autor

- Dr. Benedikt Vogel** ist Wissenschaftsjournalist.
- > Dr. Vogel Kommunikation, 10437 Berlin, Deutschland
 - > vogel@vogel-komm.ch

Auskünfte erteilt Klaus Jorde (klaus.jorde@kjconsult.net), externer Leiter des BFE-Forschungsprogramms Wasserkraft.

Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Wasserkraft finden Sie unter www.bfe.admin.ch/ec-wasser.

De l'hydroélectricité à l'hydroélectricité plus

Projets d'hybridation de l'énergie hydraulique

Afin de compenser les fluctuations de production des parcs photovoltaïques et éoliens, il devient nécessaire d'exploiter de nouveaux potentiels de flexibilité, notamment dans le domaine des centrales à accumulation. Les «centrales virtuelles» constituent l'une des approches possibles. Il s'agit là généralement de petites centrales hydroélectriques combinées à une batterie ainsi qu'à des parcs photovoltaïques et/ou éoliens. Il n'y a pas de connexion physique directe entre les différentes sources d'énergie, mais un système de commande commun. Grâce à cette forme d'hybridation, les petites centrales hydroélectriques atteignent une taille qui leur permet d'offrir de précieux services sur le marché de l'électricité.

Dans le cadre du projet de recherche SmallFlex Goms, ce concept est étudié depuis 2022 dans le Haut-Valais sur 19 centrales d'une puissance maximale de 30 MW. L'un des principaux défis consistait à prévoir la production d'électricité attendue de manière aussi fiable que possible en tenant compte des fluctuations de l'ensoleillement, du vent et du niveau des eaux, afin de pouvoir prendre des enga-

gements de production fiables vis-à-vis du marché de l'électricité. En fournissant de la puissance de réglage à Swissgrid, une centrale virtuelle reposant sur la centrale d'Aegina-Altstapel peut, par exemple, générer un revenu supplémentaire de 2 à 6%, selon la taille de la batterie et la situation sur le marché de l'électricité. La forte baisse des prix des batteries observée ces dernières années permet en outre d'accélérer l'amortissement.

L'hybridation de l'énergie hydraulique avec des batteries promet également un bénéfice écologique. Telle est l'hypothèse qu'une équipe de chercheurs de l'ETH Zurich et de la HES-SO (Haute école spécialisée de Suisse occidentale) examine dans le cadre du projet de recherche STORE, qui se poursuivra jusqu'en 2027. La question centrale consiste à savoir comment éviter les fortes fluctuations de niveau d'eau, néfastes d'un point de vue écologique, dans les cours d'eau en aval des centrales à accumulation dont la puissance des turbines varie fortement. Là aussi, les démarrages et arrêts rapides de ces dernières peuvent être considérablement atténués grâce à l'utilisation de batteries.