

KLEINWASSERKRAFTWERKE MACHEN SICH FLEXIBEL

Strom dann produzieren, wenn er gute Erlöse bringt oder zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden kann – das war stets die Geschäftsidee von leistungsfähigen Speicherkraftwerken. Was bisher den Grossen vorbehalten war, wollen kleine Wasserkraftwerke in den Alpen nun nachahmen. Tatsächlich sind auch sie in der Lage, in gewissem Umfang Spitzenenergie und Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Das zeigt ein vom BFE unterstütztes Forschungsprojekt am Kleinwasserkraftwerk Gletsch-Oberwald. Das Projekt hat das ökonomische Potenzial eines flexiblen Betriebs untersucht, aber auch Auswirkungen auf die Flussökologie.



Die Entsanderkaverne des Kleinwasserkraftwerks Gletsch-Oberwald: Das Reservoir wird als Wasserspeicher genutzt; das erlaubt im Kraftwerk eine flexiblere Stromproduktion. Foto: FMV



Maschinenraum des Kleinwasserkraftwerks in Oberwald: Die Turbinen mit 2 x 7,5 MW Leistung sind auf die Maximalproduktion im Sommer ausgelegt. Zum Vergleich: Die fünf Windräder, die im Herbst 2020 auf dem Gotthard in Betrieb genommen wurden, haben eine Nennleistung von 5 x 2,35 MW. Foto: FMV

In der Schweiz gibt es über 1000 Kleinwasserkraftwerke, jedes mit einer jahresmittleren Bruttoleistung unter 10 MW. Zusammen beträgt die installierte Leistung stattliche 760 MW. Mit einer Jahresproduktion von 3'400 GWh/Jahr decken sie rund 5% des Schweizer Stromverbrauchs. Gemäss einer BFE-Schätzung aus dem Jahr 2019 lässt sich die Stromproduktion aus Kleinwasserkraft längerfristig um jährlich 110 bis 550 GWh steigern. Um dieses Potenzial zu realisieren, müssen neue Kraftwerke den Anforderungen an Landschaftsschutz und Gewässerökologie genügen, und sie müssen – natürlich – wirtschaftlich arbeiten. Letzteres wird begünstigt, wenn sie Strom zu Zeiten produzieren können, in denen er besonders gewinnbringend verkauft werden kann.

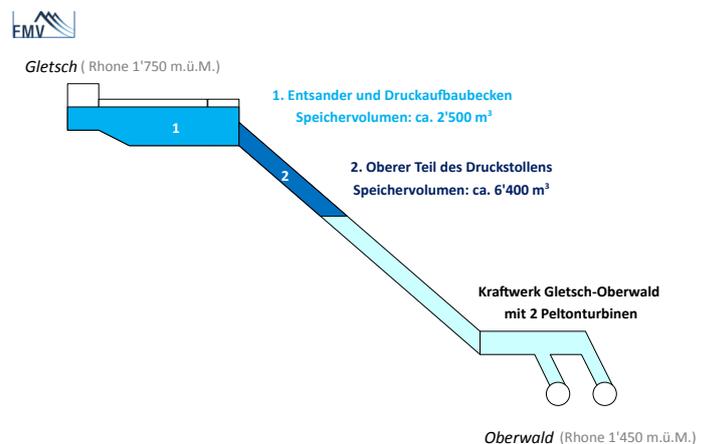
Ein flexibler Betrieb steht bei grossen Speicherkraftwerken seit jeher im Zentrum des Geschäftsmodells. Anders bei Kleinwasserkraftwerken ohne Speichersee: Sie produzieren in aller Regel durchgehend Bandenergie, so wie die Laufwasserkraftwerke an Schweizer Flüssen. Dabei haben auch Kleinwasserkraftwerke mitunter ein Flexibilitätspotenzial, das sich gezielt nutzen lässt, wie ein Forscherteam nun am Beispiel des Kraftwerks Gletsch-Oberwald belegt: Das Kraftwerk wurde mit entsprechenden Kompensationsmassnahmen (Revitalisierung der Rhone) erbaut und produziert seit der Inbetriebnahme Mitte 2018 jährlich rund 41 GWh Strom. Mit zwei Pelton-turbinen à 7,5 MW Nennleistung übersteigt die Anlage die Schwelle von 10 MW. Trotzdem wird sie der Kategorie der Kleinwasserkraftwerke zugerechnet, da die Durchschnitts-

leistung aufgrund der grossen saisonalen Schwankungen bei 4,7 MW liegt.

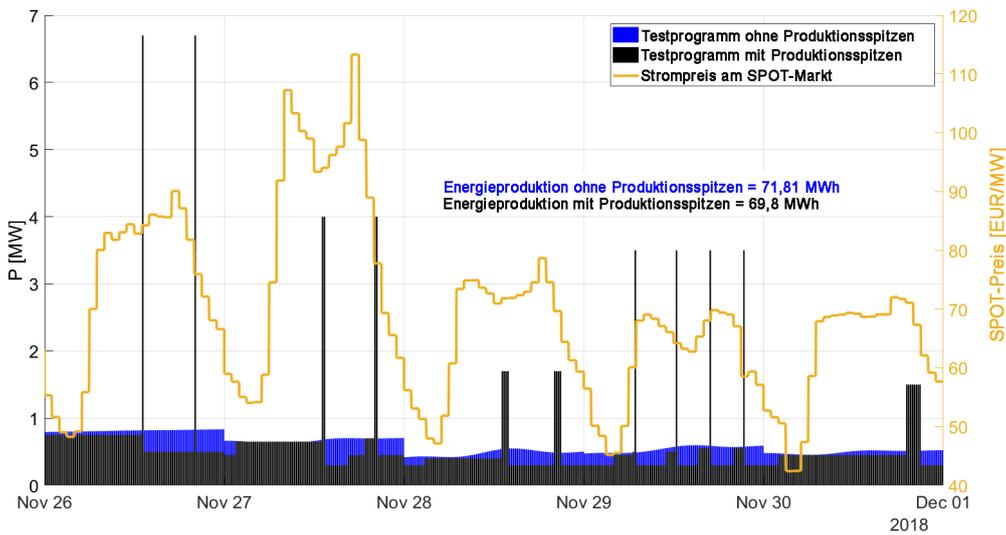
Zwei Speichervolumina

Das Kraftwerk Gletsch-Oberwald verstromt hauptsächlich das Wasser des Rhonegletschers. Da es keinen Speichersee hat, hängt die Produktion direkt von der Ergiebigkeit des Zuflusses ab. In den Sommermonaten stehen 5'000 bis 15'000 l/s als nutzbare Wassermenge zur Verfügung, in den Wintermonaten deutlich weniger als 500 l/s. Um dem stark schwankenden Volumenstrom gerecht zu werden, lassen sich die sechs Düsen jeder Pelton-turbine individuell öffnen. So lässt sich die Durchflussmenge des Kraftwerks in der Bandbreite zwischen 145 l/s und 5'800 l/s regeln.

Nun wäre es allerdings falsch zu glauben, das Kraftwerk könne immer nur so viel Wasser verstromen, wie aktuell zufließt. Die Anlage verfügt nämlich über zwei Volumina, die sich als Speicher nutzen lassen: einerseits die Entsander-Felskaverne (inkl. Druckaufbaubecken), die der Reduktion des Feinststoffanteils dient, andererseits der obere Teil des Druckstollens, der von der Wasserfassung in Gletsch zum Kraftwerk in Oberwald führt (Höhendifferenz 288 m). Dank dieser Speichervolumina lässt sich das Kleinwasserkraftwerk flexibel betreiben, also zu Zeiten, in denen sich auf dem Strommarkt hoch vergütete Spitzenenergie absetzen lässt. Denkbar ist ausserdem, das Speichervolumen zu nutzen, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid Regelleistung vorzuhalten. Diese wird benötigt, um im Stromnetz Angebot und Nachfrage im Lot zu halten.



Diese (nicht massstabsgetreue) Darstellung zeigt die Bereiche, die als Speicher für den flexiblen Kraftwerkbetrieb genutzt werden können: das Entsanderbecken und das Druckaufbaubecken sowie der obere Teil des Druckstollens. Grafik: SmallFLEX, bearbeitet C. Münch/HES-SO Valais-Wallis.



Während der ersten Messkampagne im November 2018 wurden elf Produktionsspitzen zwischen 15 Minuten und zwei Stunden realisiert. Diese wurden unter anderem so terminiert, dass der Strom hauptsächlich in Perioden mit hohen Marktpreisen (gelbe Kurve) erzeugt wurde. In diesen Zeiträumen generierte das Kraftwerk eine Leistung, die ein Vielfaches der Normleistung betrug. Blau eingezeichnet zum Vergleich: die Leistung des Kraftwerks ohne Produktionsspitzen. Grafik: SmallFLEX/bearbeitet B. Vogel

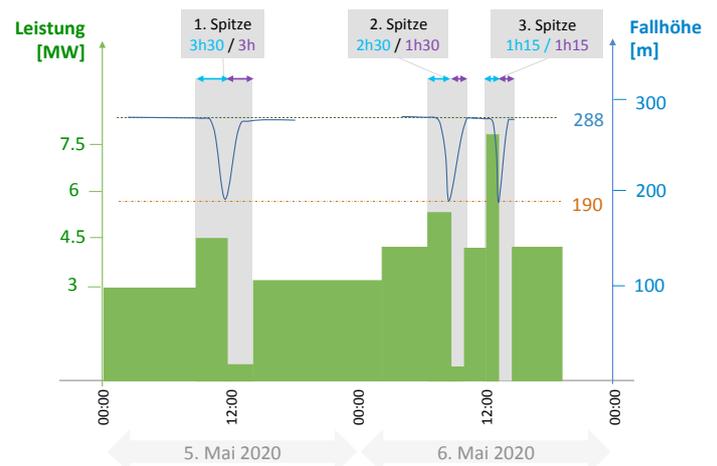
Spitzenenergie und Regelleistung

Ein interdisziplinäres Forscherteam unter der Leitung der Fachhochschule Westschweiz (HES-SO) Valais-Wallis hat nun im Rahmen eines BFE-Forschungsprojekts («SmallFLEX») das Potenzial eines flexiblen Betriebs untersucht. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler führten im November 2018 und im Mai 2020 zwei Messkampagnen durch. Unter Ausschöpfung des verfügbaren Speichervolumens – evaluiert durch das Wasserbaulabor der Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) und das Team der HES-SO Valais-Wallis – wurden 15 Minuten bis gut 3,5 Stunden lange Produktionsmaxima (Schwälle, engl. Hydropeaks) realisiert. In der ersten Messkampagne wurde allein das Speichervolumen der Entsanderkaverne und der Druckaufbaukammer (2'500 m³) genutzt, in der zweiten Messkampagne zusätzlich das oberste Drittel des Druckstollens (6'400 m³), womit insgesamt 8'900 m³ Speichervolumen zu Verfügung standen.

Eine zentrale Erkenntnis der Tests: Das Kraftwerk ist grundsätzlich in der Lage, Spitzenenergie zu produzieren bzw. Regelleistung gegenüber Swissgrid zur Verfügung zu stellen. Um dies zu tun, steht gemäss Berechnungen der FMV (Sitzen), Besitzerin des Wasserkraftwerks, ein nutzbares Speichervolumen von 6'180 m³ zur Verfügung (entspricht ca. 4,0 MWh Strom). Das ist weniger als die theoretisch verfügbaren 8'900 m³. Der Grund für diese Einschränkung: Wenn der Druckstollen bis unter eine Fallhöhe von 210 m entleert wird, treten an der Turbine unwillkommene Effekte auf (siehe Textbox S. 4). Die FMV wird den Druckstollen im flexiblen Betrieb unter Zurechnung einer Sicherheitsmarge bis maximal zu einer Fallhöhe von 230 m nutzen. Das entspricht einem

Speichervolumen von 6'180 m³. Eine zweite Erkenntnis aus den Testläufen: Wenn der Druckstollen nicht mehr ganz gefüllt ist, sinkt auch die Turbinenleistung, weil die beiden Pelton-turbinen in dieser Situation nicht mehr unter Auslegungsbedingungen (Fallhöhe 288 m) arbeiten, wie die numerischen Simulationen der HES-SO Valais-Wallis und der PowerVision Engineering (PVE) zeigen. Die FMV veranschlagen die maximal erzeugbare Leistung im flexiblen Betrieb auf 2 x 5 MW = 10 MW.

«Das sind Grössenordnungen, die es erlauben, interessante Dienstleistungen am Schweizer Strommarkt anzubieten»,

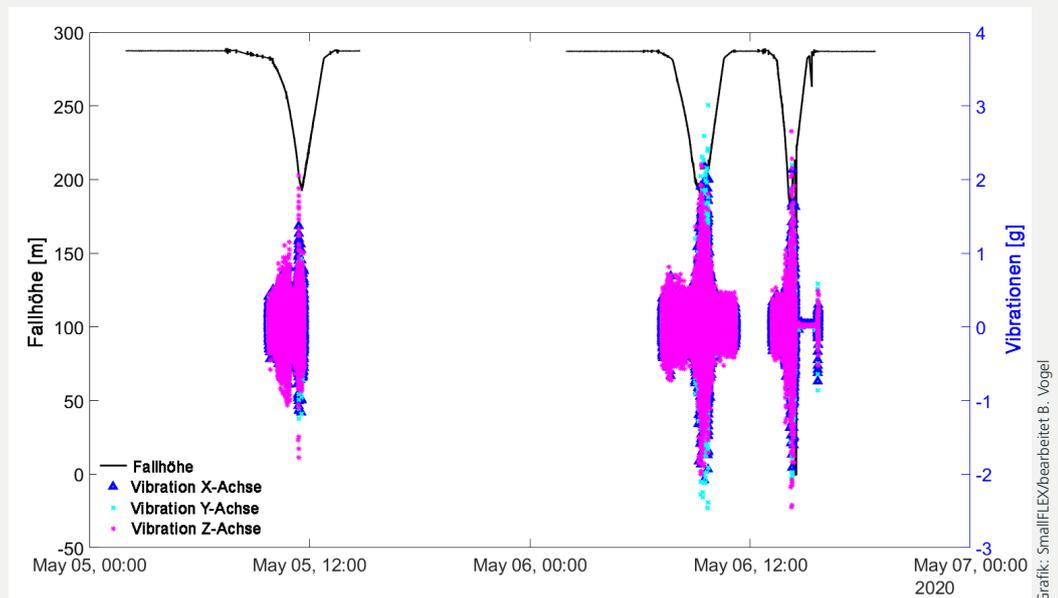


In der zweiten Testkampagne wurde das gesamte identifizierte Speichervolumen für die Produktion von Spitzenenergie genutzt. An zwei Tagen wurden drei Produktionsspitzen erzeugt, um verschiedene Geschwindigkeiten der Niveauabsenkung und der Befüllung im Druckstollen zu testen und die geringstmögliche Fallhöhe für den sicheren Betrieb der Turbinen zu bewerten. Grafik: SmallFLEX, bearbeitet C. Münch/HES-SO Valais-Wallis

MATERIALERMÜDUNG DER PELTONTURBINE BEGRENZEN

Das Team der HES-SO Valais-Wallis hat sich insbesondere mit der Frage befasst, wie sich eine Verminderung der Fallhöhe auf die Turbine auswirkt. Wenn man einen Teil des Druckstollens als Speicher nutzt, führt das dazu, dass dieser in gewissen Betriebsphasen nicht mehr bis oben mit Wasser gefüllt ist. Das vermindert die kinetische Energie am Turbinenlaufrad. Die Wasserstrahlen treffen mit reduzierter Geschwindigkeit auf die Schaufeln des Turbinenlaufrades und können dort im

ungünstigen Fall Vibrationen auslösen. Kraftwerk-Betreiber wollen Vibrationen vermeiden, weil diese den Wirkungsgrad der Turbine vermindern und die Materialermüdung beschleunigen, was Kosten für Ersatzinvestitionen verursacht.



Die SmallFLEX-Forscher wollten nun wissen, wie stark der Druckstollen entleert werden kann, ohne dass am Turbinenlaufrad Vibrationen auftreten. Sie entleerten den Druckstollen in Versuchen von 287.5 Metern (voller Zustand) bis auf eine Fallhöhe von 185 Metern. Für das Monitoring dieser Versuche wurde unter anderem das von PVE entwickelte Überwachungssystem HydroClone® herangezogen. Die Versuche zeigten, dass unwillkommene Effekte auftreten, wenn der Druckstollen bis auf eine Fallhöhe weniger als 210 m entleert wird. Die Forscher der Fachhochschule Westschweiz und des Wasserbaulabors der EPFL führten zudem verschiedene Simulationen durch, mit denen sie untersuchten, wie sich eine Variation der Fallhöhe (zwischen 287.5 und 185 m) auf die Strahlqualität und auf das an das Laufrad übertragene Drehmoment auswirkt. BV

sagt Projektkoordinatorin Prof. Cécile Münch-Alligné, Wasserkraftexpertin der HES-SO Valais-Wallis. Nach Auskunft des Forscherteams sind die Ergebnisse auf 175 Schweizer Kraftwerke im Leistungsbereich 1 bis 30 MW übertragbar, die ebenfalls mit Peltonturbinen ausgestattet sind. «Die flexible Produktion könnte auch in Regionen mit vielen Photovoltaik-Anlagen eingesetzt werden, um kurzzeitige Einbrüche der Solarstromproduktion auszugleichen», sagt die Walliser Forscherin.

Regelleistung ja, Spitzenenergie nein

Das Energieunternehmen FMV wollte im Rahmen des SmallFLEX-Projekts erfahren, welche Nutzungen des Speichervolumens finanziell und betrieblich interessant sind. Im Vordergrund steht für die FMV das Anbieten von Regelleistung:

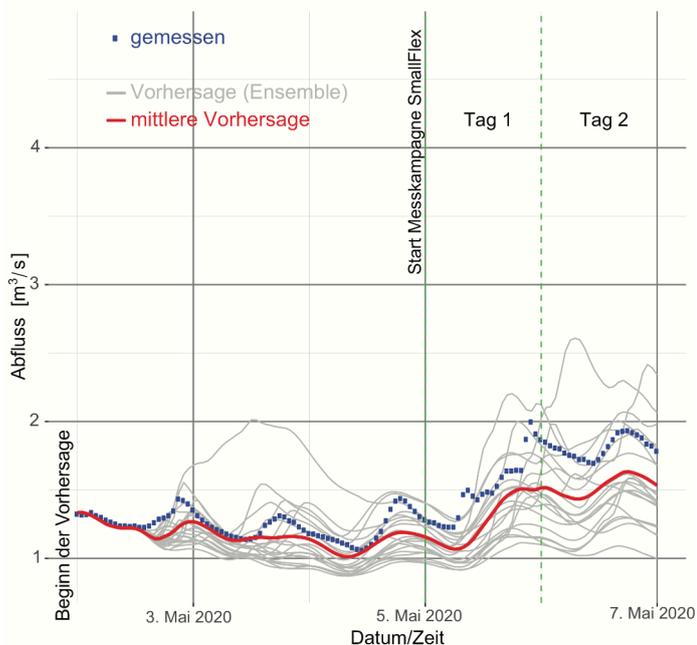
«Dank des Speichers können wir praktisch das ganze Jahr Regelleistung für das Schweizer Netz von bis zu 1,5 MW vorhalten», sagt Steve Crettenand, der das Projekt für FMV begleitet hat. FMV werde die Regelleistung des Kraftwerks in einen Pool einbringen, an dem mehrere Anbieter von Regelleistung beteiligt sind. Weniger attraktiv ist für das Unternehmen die Produktion von Spitzenenergie: In den Wintermonaten ist diese Produktionsweise nicht möglich, in den Sommermonaten mit grossen Wassermengen nicht lohnend. In den Monaten mit mittelgrossen Zuflüssen (April/Mai und Oktober/November) wäre die Produktion von Spitzenenergie möglich, laut Crettenand aber kaum sinnvoll, da das verfügbare Speichervolumen mit ca. 4,0 MWh relativ gering sei. Gegen die Produktion von Spitzenenergie spricht ferner, dass die Effizienz der Peltonturbinen sinkt, wenn der Druckstollen nicht

mehr ganz gefüllt ist (siehe oben). So erzielt Spitzenenergie zwar einen guten Preis, aber die Produktionsmenge sinkt, was unter dem Strich den Ertrag schmälert.

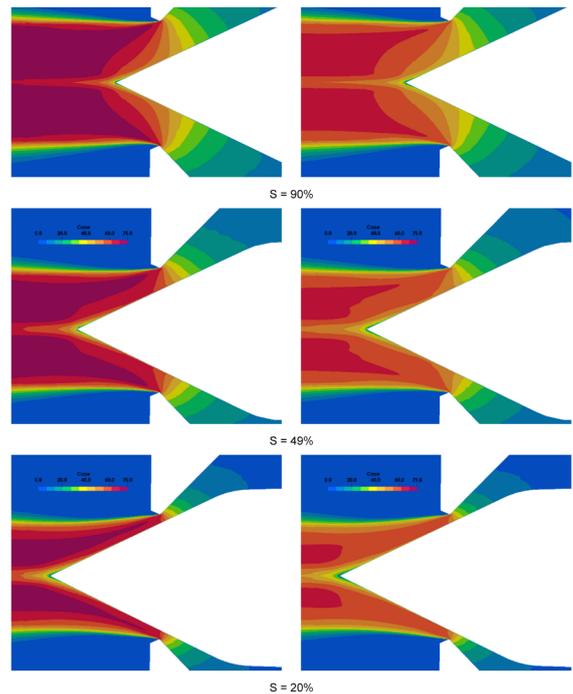
Lohnend ist hingegen die Nutzung des Speichervolumens in der Winterperiode (Januar bis März). In diesen wasserarmen Monaten reicht die Wassermenge, die dem Fluss entnommen werden darf, oft nicht zum Betrieb des Kraftwerks. In solchen Momenten hilft das Wasser aus dem Speicher, um die für die Turbinierung minimal erforderliche Wassermenge (145 l/s) zu erreichen. «Dank des Speichers kann das Kraftwerk über längere Zeiträume kontinuierlich Strom produzieren; es kommt seltener zu Produktionsunterbrüchen mit Abschalten und Wiederanfahen der Turbinen. Damit können wir die Produktion in den drei Wintermonaten steigern, nämlich von 200 auf über 500 MWh», sagt Steve Crettenand und ergänzt: «Das ist im Sinn der Energiestrategie 2050.» Den finanziellen Gewinn aufgrund der flexiblen Betriebsweise schätzt FMV auf rund 30'000 EUR pro Jahr.

Zuflussprognosen für flexiblen Betrieb

Der flexible Betrieb eines Kraftwerks setzt voraus, dass für die Produktionsspitzen jeweils eine hinreichende Wassermenge zur Verfügung steht. Das Kraftwerk Gletsch-Oberwald be-



Vorhersage vom 2. Mai 2020 für die Wassermenge der Rhone während der SmallFLEX-Messkampagne (gemessen in m^3/s). Die grauen Linien sind einzelne Vorhersagen des Abflusses mit unterschiedlichen Annahmen, die rote Linie zeigt die mittlere Fünftages-Vorhersage, die blaue Linie die tatsächlichen Werte. Grafik: Konrad Bogner, WSL



Numerische Simulation des Strahls (Fließrichtung von rechts nach links) am Ausgang des Injektors der Pelton-turbine für verschiedene Nadelöffnungen mit einer Fallhöhe von 287 m (links) bzw. 215 m (rechts). Der Einfluss der Fallhöhe auf die Qualität des Strahls ist minimal, doch die Geschwindigkeit nimmt ab. Grafik : J. Decaix, HES-SO Wallis

zieht das Wasser von der Rhone. Ein Team der Eidgenössischen Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (WSL) hat im Rahmen des SmallFLEX-Projekts ein Vorhersagesystem für die Wasserzufuhr des Flusses entwickelt, dies in Zusammenarbeit mit MeteoSchweiz.

Die Ergebnisse zeigen: Das System erlaubt Prognosen bis zu zwölf Stunden mit sehr hoher Genauigkeit. Für einen Vorhersagezeitraum von drei Tagen beträgt der Fehler nur +/- 1000 l/s. «Wir können den Zeitraum für das Auffüllen des verfügbaren Speichers auf drei Tage hinaus auf ca. zehn Minuten Genauigkeit voraussagen, das ist eine akzeptable Grössenordnung», sagt WSL-Forscher Dr. Manfred Stähli. Mit der erzielten Prognosegenauigkeit lasse sich ein flexibler Betrieb des Kraftwerks auf fünf bis sechs Tage hinaus planen, sagt der Wissenschaftler.

Auswirkungen auf das Ökosystem

Die durch den flexiblen Betrieb erzeugten Schwälle haben Auswirkungen auf das Ökosystem der Rhone. Ein wichtiger und vielfältiger Teil des Ökosystems sind Insektenlarven (Ma-



Die Rhone mit Sunk (links) und Schwall (rechts): Der Schwall im Zuge einer Produktionsspitze lässt die Rhone unterhalb des Kraftwerks ansteigen – und schwemmt einen Teil der im Fluss lebenden Insektenlarven weg. Foto: Claire Aksamit, Eawag

kroinvertebraten), die am Grund des Flussbetts leben und als Nahrungsquelle z.B. für Fische und Spinnen dienen. Im Rahmen des BFE-Projektes ging ein Team des Wasserforschungsinstituts des ETH-Bereichs (Eawag) der Frage nach, in welchem Mass diese wirbellosen Tiere durch die Schwälle weggeschwemmt werden. Zu diesem Zweck erzeugte das Kraftwerk während zwei Wochen experimentelle Schwälle von 15 Minuten Dauer mit immer kürzeren Erholungszeiten (acht Tage bis hin zu einem einzigen Tag).

«Die Anzahl der Makroinvertebraten, die mit der Strömung weggeschwemmt werden, ist während der Schwälle stark erhöht, aber die Artengemeinschaft erreichte bei unseren Beobachtungen nach den Schwällen innerhalb eines Tages wieder den Ausgangszustand, vermutlich dank dem naturnahen Zustand des Oberlaufes», fasst Eawag-Forscher Dr. Martin Schmid ein Hauptergebnis der Studie zusammen. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler haben allerdings festgestellt, dass die Häufigkeit mancher Arten im Verlauf des Experiments abnahm. Häufige Schwälle bei regelmässigem flexiblem Betrieb der Anlage könnten demnach längerfristig dem Ökosystem Schaden zufügen. Daher raten die Eawag-Experten, im Falle einer Einführung des flexiblen Betriebs die Entwicklung des Ökosystems über mehrere Jahre zu überwachen.

➤ **Schlussbericht** zum Projekt «Demonstrator eines flexiblen Kleinwasserkraftwerks» (engl. Demonstrator for flexible Small Hydropower Plant/SmallFLEX) unter: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=40717>



Mit solchen Netzen erfassen Eawag-Forscher die Zahl der weggeschwemmten Insektenlarven. Foto: Claire Aksamit, Eawag

➤ **Auskünfte** zu dem Projekt erteilt Dr.-Ing. Klaus Jorde (klaus.jorde@atjkconsult.net), 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.