Wirtschaftliche Risiken beim Ausbau der Wasserkraft

Autor(en): **Wiederkehr, Kurt**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 2

PDF erstellt am: **25.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856447

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Wirtschaftliche Risiken beim Ausbau der Wasserkraft

Eine aktuelle Auslegeordnung

Wasserkraft kann bei der künftigen Stromversorgung theoretisch eine gegenüber heute noch wichtigere Rolle übernehmen, insbesondere beim Ausgleich von fluktuierender Wind- und Solarproduktion. Allerdings stehen dem verschiedene Hindernisse entgegen, insbesondere auf dem Gebiet der Wirtschaftlichkeit. Der Artikel diskutiert diese Schwierigkeiten und beleuchtet, wie sich Kraftwerkbetreiber vor diesem Hintergrund verhalten können.

Kurt Wiederkehr

Die Zielsetzung der EU-Staaten, bis 2050 die Stromversorgung in der Grössenordnung von 80 % auf erneuerbare Energieträger abzustützen, hat zu einem bemerkenswerten Aufbau verschiedener Produktionsarten geführt. Insbesondere Wind- und Solarenergiekapazitäten, welche anders als Biomasse, Wasserkraft oder Geothermie bezüglich ihres Potenzials kaum durch natürliche oder technische Grenzen beschränkt sind, entwickelten sich in Europa sehr rasch. Trotz der nicht mehr sehr vollen Subventionskassen dürfte dieser Aufbau weitergehen, allenfalls in einem etwas ruhigeren Tempo.

Auch wenn sich die beiden Produktionsarten Sonne und Wind in einem gewissen Umfang ergänzen – Windkraft steht eher im Winter-, Sonnenenergie schwergewichtig im Sommerhalbjahr zur Verfügung –, so entsteht doch ein erheblicher Bedarf nach flexibel einsetzbarer Ausgleichsleistung und nach Speicherung von Überschussproduktion. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Alpenregion sind für diese Funktion hervorragend geeignet. Sie können in kürzester Zeit ihre Leistung massiv dem Bedarf anpassen: Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken, die in Bereitschaft eine gewisse Temperatur aufrechterhalten müssen, geht im Wartestatus keine Energie verloren, sie besitzen von sämtlichen grosstechnisch einsetzbaren Möglichkeiten den deutlich besten Wirkungsgrad und sind mit ihrer Produktion weitgehend CO_2-frei. Es verwundert deshalb nicht, dass in den Alpenländern der Begriff der «Batterie Europas» in Umlauf gebracht wurde und wieder vermehrt Wasserkraftprojekte entwickelt werden.

Technische Möglichkeiten sind vorhanden

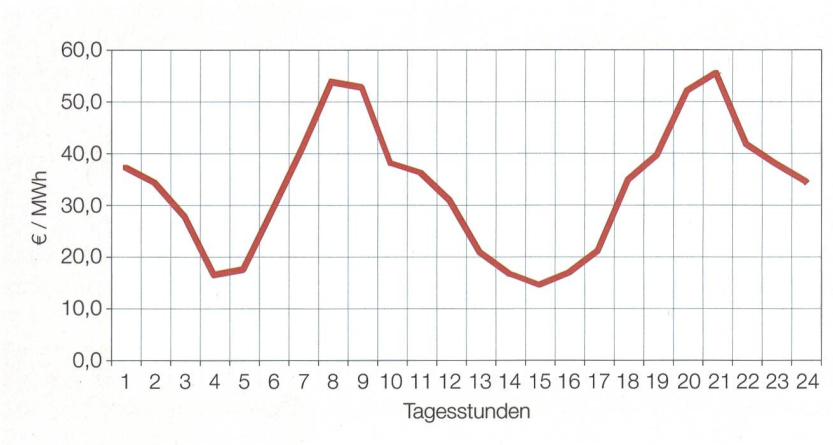
Die früheren Promotoren der Wasserkraftnutzung verstanden ihr Geschäft sehr wohl. Deshalb sind günstige Standorte bereits gut genutzt. Verhältnismässig günstige Potenziale können heute insbesondere durch Erneuerung und Erweiterung bestehender grösserer Anlagen erschlossen werden. Beispiel bildet etwa die Kraftwerksgruppe Mauvoisin.

Sowohl aus ökologischen wie auch aus wirtschaftlichen Gründen ist bei der Nutzung von kleinen, noch ungenutzten Gewässern dagegen Zurückhaltung angezeigt. Allerdings widerspricht die gegenwärtige staatliche Förderpolitik der Schweiz mit ihrer Beschränkung der kostendeckenden Einspeisevergütung auf kleine und mittlere Anlagen mit einer Leistung von maximal 10 MW dieser Stossrichtung.

Eine mengenmässige Ausdehnung der Energieproduktion aus Wasserkraft ist zwar willkommen, die Möglichkeiten sind aber klar beschränkt. [1] Im Vordergrund steht somit die zeitliche Flexibilisierung. Hierzu können insbesondere zusätzliche, parallele Triebwassersysteme und Zentralen mit und ohne Pumpkapazität erstellt und die Speicherkapazitäten durch Vergrösserung von Ausgleichsbecken und die Erhöhung von Staumauern gesteigert werden. Längerfristig ergeben sich weitere Speichermöglichkeiten durch den Rückzug von Gletschern.

Kraftwerk Göschenen AG

Bild 1 Staudamm Göscheneralp: Die Erhöhung scheiterte, da keine Einigung über die Restwertvereinbarung am Konzessionsende zustande kam.



EEX

Bild 2 Strompreisverlauf an einem Septemberwerktag 2012: Relativ hohe Preise in den Morgen- und Abendstunden, am Mittag tiefe Preise durch eine grosse Solar- und gleichzeitig einsetzende Windstromproduktion.

Hohe Investitionen und Fragen zum Heimfall

Einem Ausbau der Wasserkraft steht eine Reihe von länger bekannten, aber auch von neueren Hemmnissen entgegen. Zu den länger bekannten Hemmnissen gehört die lange Planungs- und Bewilligungsphase, welche sich wegen der vielen tangierten Interessen über viele Jahre hinziehen kann. Die hohen Anfangsinvestitionen sind insbesondere dann hinderlich, wenn – wie heute – die Erlösperspektiven sehr unsicher sind. Vorschriften bezüglich Restwasser und rascher Abflussänderungen (Schwall) schränken die Wirtschaftlichkeit direkt ein. Engpässe in nationalen und internationalen Übertragungsnetzen verhindern zudem den optimalen Einsatz der Investitionen.

Das nahende Konzessionsende eines Grossteils der Anlagen kann umfangreiche Erneuerungen und Erweiterungen verhindern, da beim Auslaufen der Konzession das Eigentum an den Anlagen grundsätzlich an den Konzessionsgeber – Gemeinde und/oder Kanton – geht (sogenannter Heimfall).

So kommt beispielsweise die Erhöhung der Staumauer des Göscheneralpsees (Bild 1) nicht zustande, da sich die Kraftwerke Göschenen mit dem Kanton Uri und der Korporation Uri nicht auf eine ausreichende Restwertvereinbarung am Ende der Konzession einigen konnten. Die Kraftwerke Göschenen sahen sich deshalb nicht in der Lage, die Investitionen bis zum Ablauf der Wasserrechtskonzession im Jahr 2043 zu amortisieren. [2] Entscheidend für einen Ausbau ist somit, im Hinblick auf das Konzessionsende einen für alle Beteiligten akzeptablen Kompromiss zu schliessen.

Neuere Problemstellungen

Im Folgenden wird speziell auf neuere Entwicklungen bei der Wirtschaftlichkeit eingegangen.

Subventionierter Strom drängt auf den Markt

Die Rentabilität einer Wasserkraftinvestition wird von den Preisen auf dem internationalen Strommarkt bestimmt. Mit der Einspeisung grosser Mengen von stark subventioniertem Strom aus erneuerbaren Energieträgern entsteht ein Angebot, das unabhängig vom Marktpreis stets gestellt wird, selbst bei einem Preis von null. Man könnte diesbezüglich von einem «Gratisangebot» sprechen. Dieses Angebot drückt die Marktpreise auf ökonomisch verzerrende Weise. Unter anderem lösen sich die frühere, durch einen Tages-, Wochen- und Jahreszeitrhythmus geprägte Struktur der internationalen Marktpreise auf. So verkehren sich die Preisspitzen zur Mittagszeit bereits heute bei gleichzeitiger Fotovoltaik- und Windeinspeisung ins Gegenteil (Bild 2).

Allerdings wird es immer Knappheitssituationen geben, auch wenn diese nicht mehr regelmässig, sondern je nach Sonnen- und insbesondere Windvorkommen auftreten. Wie häufig diese Situationen entstehen, wie hoch die Marktpreise während Spitzenzeiten sein werden und welche Differenzen sich zwischen hohen und tiefen Preisen (wesentlich für einen wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicheranlagen) ergeben, ist je nach getroffenen Annahmen sehr unterschiedlich.

Gaskraftwerke als Konkurrenz

Eine weitere Unsicherheit entsteht der Wasserkraft durch möglicherweise tiefe Gaspreise, welche zu einem europaweit verstärkten Bau von Gaskombikraftwerken führen würden. Diese sind genügend flexibel, um Schwankungen der Solar- und Windproduktion zu kompensieren, und weisen bezüglich Anfangsinvestitionen und Erstellungsdauer sehr vorteilhafte Eigenschaften auf. Letztere liegt bei entsprechenden planerischen Rahmenbedingungen bei zwei bis drei Jahren, die Anfangsinvestitionen pro kW installierte Leistung betragen selbst im Vergleich mit günstigen Pumpspeicheranlagen die Hälfte oder weniger.

Dass fossile Energieträger, nicht zuletzt auch Erdgas, in den nächsten Jahrzehnten auf jeden Fall deutlich teurer werden, gehört zwar zu den üblichen Rahmenbedingungen von Energieperspektiven, ist aber deswegen noch lange nicht sicher. Neue Fördermethoden machen zusätzliche Erdgasmengen nutzbar und haben etwa in den USA ein ausserordentlich tiefes Preisniveau entstehen lassen. Damit wird die Stromproduktion in Gaskombikraftwerken sehr kostengünstig, was dazu führt, dass die Marktpreise nicht mehr jenes absolute Niveau und jene Schwankungsbreite erreichen, welche für die langfristige Rentabilität von grossen Investitionen in (Pump-) Speicherkraftwerke nötig sind.

Subventionierung von Reserveleistung

Selbst wenn die Erdgaspreise nicht wie oben geschildert sinken, kann die Wasserkraft nicht automatisch vom Bedarf nach flexibler Produktion profitieren. Dass die unregelmässige Solar- und Windproduktion ohne genügende Reserveleistung zu Versorgungszusammenbrüchen führen kann, beunruhigt die Politik. Ob in dieser Situation auf den Markt vertraut werden soll, der bei zunehmenden Knappheitssituationen und entsprechend hohen Preisen Kraftwerksleistung in irgendeiner Form bereitstellen wird, oder ob man mit Subventionen den Bau von Anlagen anstossen und so allfälliges Zuspätkommen des Marktes vermeiden will, wird im Moment heftig diskutiert.

Die ins Auge gefassten Kapazitätsmärkte, welche durch Zahlungen in irgendeiner Form die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen sicherstellen sollen, könnten die Lage für den

Résumé

Les risques économiques liés à l'extension de l'hydraulique

Bilan de la situation actuelle

Dans le futur approvisionnement en électricité, l'hydraulique pourrait revêtir un rôle encore plus important qu'à l'heure actuelle. Dans ce contexte, la flexibilisation de la production joue un rôle essentiel.

Toutefois les investissements nécessaires se heurtent à divers obstacles: pour commencer, les phases de planification et d'autorisation sont longues et les investissements initiaux élevés. De plus, les engorgements du réseau de transport ainsi que les directives concernant les eaux résiduelles et le débit maximal autorisé réduisent la rentabilité. Certaines grandes rénovations et extensions sont abandonnées parce qu'au moment de l'expiration de la concession d'utilisation des ressources hydrauliques, la propriété de l'installation passe à la commune et/ou au canton. En outre, l'électricité subventionnée produite à partir de sources renouvelables fait pression sur les prix et diminue la rentabilité des installations hydrauliques conventionnelles. Dans le domaine de la production flexible d'électricité, l'hydraulique se voit menacée par la concurrence des centrales à gaz, notamment si les prix du gaz sont bas comme c'est actuellement le cas aux Etats-Unis.

Il est toutefois conseillé de réfléchir à des changements et des extensions des centrales à accumulation et à pompage-turbinage notamment en vue des travaux de rénovation à venir. Le but premier devrait être d'augmenter sans investissements majeurs la flexibilité et la capacité d'accumulation des installations, et ce, pour des périodes pouvant aller de l'heure au mois.

Mn

Ausbau der Wasserkraft weiter verschlechtern. Neue Gaskombikraftwerke mit ihren bereits tiefen Anfangsinvestitionen würden durch die Subventionierung weitgehend risikolos, während die kapitalintensiven Wasserkraftwerke weiterhin ein hohes Risiko aufweisen würden.

Und was nun?

Die vielen Unsicherheiten werden in den nächsten Jahren nicht einfach verschwinden. Es lohnt sich aber insbesondere im Hinblick auf ohnehin kommende Erneuerungsarbeiten trotzdem, sich frühzeitig Gedanken über weitergehende Veränderungen und Ausbauten zu machen. Ziel müsste dabei vor allem sein, ohne massive Investitionen die Flexibilität und Speicherfähigkeit der Anlagen im Stunden- bis Monatsbereich zu steigern.

Abzuklären ist im Hinblick auf die Flexibilisierung auf jeden Fall, ob sich die an vielen Orten vorhandene «Zwangsproduktion» reduzieren lässt. Ein nicht unerheblicher Teil hiervon dürfte darauf zurückzuführen sein, dass Wasser, das den Turbinen unterhalb der Saisonspeicher zufliesst, nicht zurückgehalten oder in die Saisonspeicher hochgepumpt werden kann. Eine Schätzung basierend auf Daten der Produktion von Speicherkraftwerken an Sonntagen ergibt, dass diese «Zwangsproduktion» über mehrere Sommermonate im Durchschnitt gegen 1500 MW, im Winter im Bereich von 500 bis 1000 MW Leistung beträgt.

Die Vergrösserung von Zwischenspeichern und/oder der Einbau von Pumpkapazität ohne wesentliche Veränderung der Triebwasserleitungen könnten Lösungen darstellen. In einigen Fällen dürfte die Vergrösserung oder gar der Neubau von Saisonspeichern interessant sein, Letzteres vor allem bei Möglichkeiten, die sich aus dem Gletscherrückzug ergeben.

Auf jeden Fall kann aber eine optimale Weiterentwicklung der Wasserkraftnutzung nur gelingen, wenn frühzeitig alle interessierten und betroffenen Kreise – heutige Betreiber, Konzessionsgeber, Naturschutz und Behörden – einbezogen werden.

Referenzen

[1] Bundesamt für Energie: Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Juni 2012.

[2] Centralschweizerische Kraftwerke AG: Keine Erhöhung des Staudamms in der Göscheneralp, Medienmitteilung vom 6. Juli 2011.

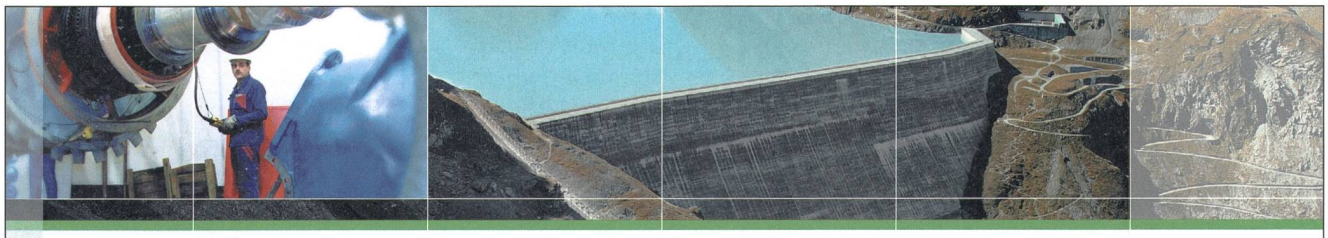
Angaben zum Autor

Kurt Wiederkehr ist Energiewirtschaftler beim Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 5001 Aarau
kurt.wiederkehr@strom.ch

Die Ausführungen stützen sich unter anderem auf Referate der VSE-Tagung «Wie weiter mit der Wasserkraft?» vom November 2012.

Anzeige



DIE BERGE VERTRAUEN UNS IHR WASSER AN
WIR TRAGEN DAZU SORGE

Entdecken Sie unsere Leistungen auf **www.hydro-exploitation.ch/leistungen**

HYDRO EXPLOITATION

HYDRO Exploitation SA | CP 750 | CH-1951 Sion | tel. +41 (0)27 328 44 11 | **www.hydro-exploitation.ch**