Steigende Kosten, sinkende Preise

Autor(en): **Piot, Michel**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **106 (2015)**

Heft 2

PDF erstellt am: **24.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856592

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

Steigende Kosten, sinkende Preise

Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke

Die Schweizer Stromproduktion wird zu rund 55 % durch Wasserkraftwerke abgedeckt, viele sind als Partnerwerke organisiert. Die wirtschaftliche Analyse der Wasserkraftwerke auf Stufe Partneraktionär zeigt, dass die Gestehungskosten in der Tendenz weiter steigen, während die Erträge in den vergangenen Jahren eingebrochen sind und sich mittelfristig nicht erholen dürften. Damit schreiben viele Wasserkraftwerke Verluste, und es wird für die Unternehmen zunehmend schwierig, die finanziellen Mittel für die notwendigen Investitionen in den Substanzerhalt zu erwirtschaften.

Michel Piot

Die Wasserkraft ist seit jeher die wichtigste Stromquelle der Schweiz. Im Jahr 2013 wurden knapp 40 TWh produziert, was rund 58 % der Schweizer Landeserzeugung entspricht; 26 % aus Laufwasser- und 32 % aus Speicherkraftwerken.

Ertragseinbruch der Schweizer Wasserkraft

Die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft hat in den letzten Jahren stark gelitten. Während die Kostenseite in der Tendenz steigend ist, haben sich die am Markt erzielbaren Erträge massiv verringert. Vier Gründe können angefügt werden:

- Die Wirtschaftskrise in Europa hat zu einem erheblichen Überangebot an Strom geführt.
- Die massiven Subventionen in erneuerbare Energien mit Einspeisevorrang und geringen variablen Kosten führen zu einer zusätzlichen Senkung des Grosshandelspreises (sogenannter Merit-order-Effekt).
- Der Zerfall des europäischen CO_2-Zertifikatepreises hat eine starke Abflachung der Merit-order-Kurve bewirkt.
- Der Rückgang des Wechselkurses von Euro zu Schweizer Franken von 1,6 CHF/EUR auf 1,0 CHF/EUR führt währungsbedingt zu wesentlich geringeren Erträgen in der Heimwährung.

Wasserkraft und Energiestrategie 2050

In der Energiestrategie 2050 des Bundesrates wird bei der Wasserkraft ein Ausbau von 4,5 TWh unterstellt – bei Grosswasserkraft 1,4 TWh durch Neubauten, 1,5 TWh durch Aus- und Umbauten sowie Erneuerungen und bei Kleinwasserkraft 1,6 TWh. [1] In der politischen Diskussion geht dabei vergessen, dass vor allem die bestehende Wasserkraft äusserst kostenintensiv ist. So rechnet der Bund bei der Wasserkraft total mit Kosten von 160 Mrd. CHF bis 2050, davon alleine beim Bestand mit 135 Mrd. CHF. Von den geschätzten 65 Mrd. CHF Investitionen fallen fast 50 Mrd. CHF für die bestehende Wasserkraft an. Es stellt sich aus heutiger Sicht

Autor

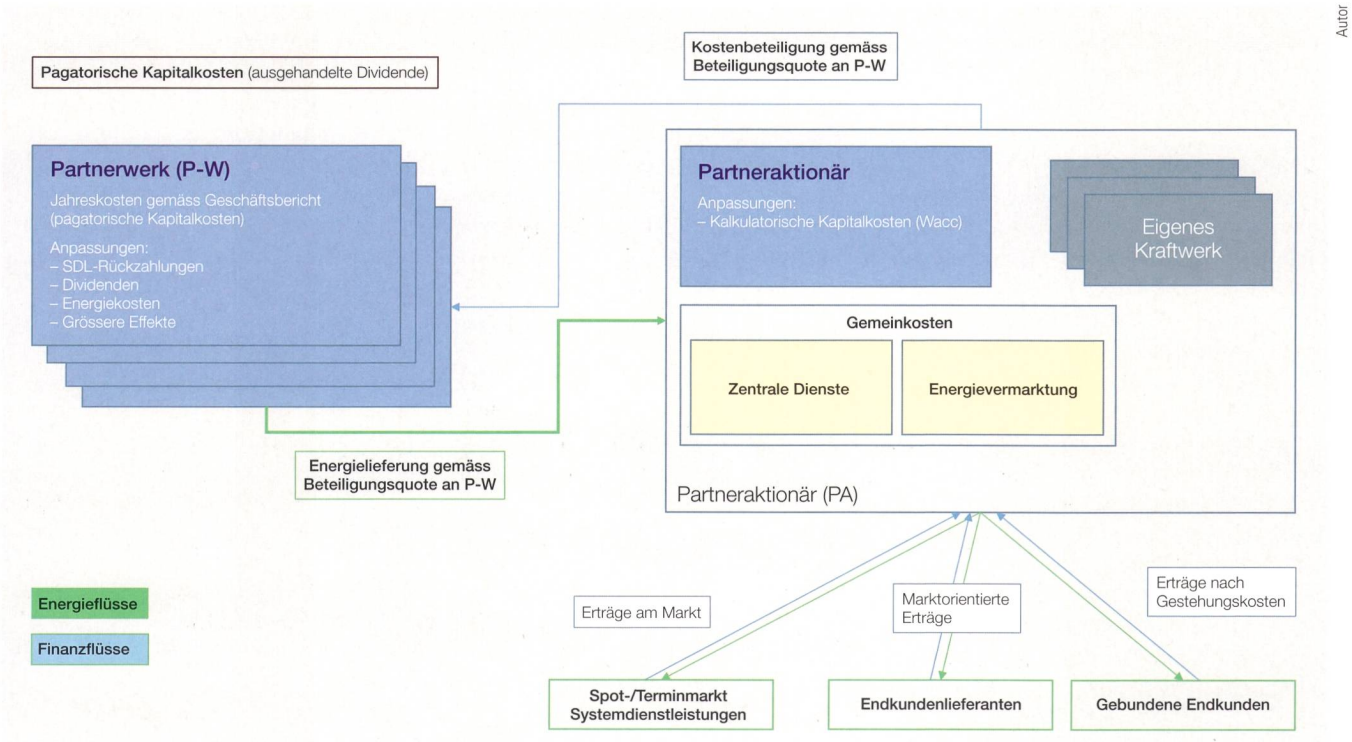

Bild 1 Funktionsweise des Partnerwerkes und Ertragsmöglichkeiten des Partneraktionärs.

Kosten Partneraktionär		Erträge Partneraktionär
Partnerwerk	**Partneraktionär**	
Jahreskosten gemäss Geschäftsbericht		
+ SDL-Rückzahlungen		
– Dividende	+ Eigenkapitalkosten	
– branchenübliche Energiekosten	+ marktkonforme Energiekosten + individuelle Kosten für Zubringerpumpen	
+ grössere Effekte		
	+ Gemeinkosten	
		Erträge am Spotmarkt
		Erträge am SDL-Markt

Gewinn = ∑ Erträge – ∑ Kosten

Tabelle 1 Kosten- und Ertragskomponenten bei Partnerwerken und -aktionären. Gestehungskosten errechnen sich jeweils als Division der Kosten durch die entsprechende Jahresproduktion.

die Frage, ob die bestehenden Wasserkraftwerke in der Lage sind, genügend Reserven bilden zu können, um diese Investitionen finanzieren zu können.

Wirtschaftlichkeit bestehender Wasserkraftwerke

Im August 2014 hat das Bundesamt für Energie (BFE) einen Bericht zuhanden der Kommission für Umwelt, Energie und Raumplanung des Nationalrates (Urek-N) zur Rentabilität der bestehenden Wasserkraft erstellt. [2] Die darin ausgewiesenen Gestehungskosten fallen systematisch zu tief aus und zwar hauptsächlich aus zwei Gründen:

- Bei vielen Kraftwerken handelt es sich um sogenannte Partnerwerke, deren Gestehungskosten nach dem pagatorischen Ansatz [3] bestimmt werden.
- Kosten, die beim Partneraktionär für die zentralen Dienste und die Energievermarktung anfallen, wurden nicht berücksichtigt.

Partnerwerk

In der Schweiz sind rund 80 Wasserkraftunternehmen als Partnerwerke organisiert. [4] Dies sind Aktiengesellschaften, bei denen die Partner Aktionäre sind. Der einzige Zweck dieser Partnerwerke ist die Erzeugung von Strom und die Abgabe an die Partneraktionäre entsprechend ihrer finanziellen Beteiligungsquote. Im Gegenzug übernehmen die Partneraktionäre anteilsmässig die Jahreskosten des Partnerwerkes (Bild 1). Somit trägt das Partnerwerk keine unternehmerischen Risiken resultierend aus der Stromerzeugung oder dem Stromhandel. [5] In den Jahreskosten der Partnerwerke ist oft eine an das Aktienkapital gekoppelte Dividende eingeschlossen. Der Sinn der Pflichtdividende besteht darin, einen Teil des Gewinns aus dem Verkauf der durch ein Partnerwerk erzeugten Elektrizität bei ebendiesem anfallen zu lassen und damit an dessen Standort der Steuerpflicht zuzuführen. Für die Partneraktionäre bestünde ansonsten die Möglichkeit, zwecks Steueroptimierung den Partnerwerken keinen Gewinn zuzugestehen. [3]

In einer aktuellen Studie des Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) im Auftrag des BFE [3] werden die Gestehungskosten von 60 Wasserkraftunternehmen bestimmt. Ausgehend von den auf dem pagatorischen Ansatz beruhenden Gestehungskosten aus den Geschäftsberichten, wird in der Folge der Ansatz der kalkulatorischen Kapitalverzinsung propagiert, da bei diesem die Eigenkapitalverzinsung den Opportunitätskosten des investierten Eigenkapitals entspricht. Nicht berücksichtigt in der Studie des CEPE sind die Kosten, die beim Partneraktionär anfallen.

Datengrundlage Swisselectric

Um die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke der Swisselectric-Unternehmen beurteilen zu können, wurden für die Jahre 2011–2013 beziehungsweise die hydrologischen Jahre 2010/2011–2012/2013 sowohl die Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär als auch die Erträge bestimmt.

Als Datengrundlage dienen 13 Laufwasserkraftwerke mit einer durchschnittlichen Jahresproduktion über die Jahre 2011–2013 von 3,1 TWh und 20 Speicher-/Pumpspeicherkraftwerke mit 11,3 TWh. Damit deckt die Stichprobe mehr als ein Drittel der gesamtschweizerischen Produktion aus Wasserkraft ab.

Da bei Wasserkraftwerken die Fixkosten den grössten Kostenblock bilden, hat die teilweise stark schwankende Produktion einen erheblichen unmittelbaren Effekt auf die jährlichen Gestehungskosten. Aus der Elektrizitätsstatistik des BFE geht hervor, dass der Winter 2012/2013 deutlich über und der Sommer 2011 deutlich unter der Produktionserwartung lag. Mit einer Durchschnittsbildung über einen längeren Zeitraum könnten diese mehrheitlich witterungsbedingten Schwankungen unter Annahme konstanter Produktionserwartung reduziert werden. Allerdings hätte dies zur Folge, dass die gemittelten Gestehungskosten Erträgen aus Einzeljahren gegenübergestellt würden, was methodisch zu vermeiden ist.

Analyse der Kostenkomponenten

Um vergleichbare Gestehungskosten der verschiedenen Wasserkraftwerke auf Stufe Partneraktionär zu erhalten, wurden ausgehend von den in den Geschäftsberichten der Partnerwerke ausgewiesenen Jahreskosten einzelne Korrekturen vorgenommen (Tabelle 1).

Kosten für Systemdienstleistungen

Die im Jahr 2008 in der Stromversorgungsverordnung eingeführte Beteiligung der grossen Kraftwerke an den allgemeinen Systemdienstleistungskosten (SDL-Kosten) war gesetzes- und verfassungswi-

Angaben in Rp./kWh	Gestehungskosten Partnerwerk	Korrektur Systemdienstleistungen	Korrektur Dividende	Korrektur Energiekosten	Korrektur grössere Effekte	Gemeinkosten	Eigenkapitalkosten Partneraktionär	Gestehungskosten Partneraktionär	Erträge Spotmarkt	Erträge Spotmarkt und SDL	Gewinn
Laufwasserkraftwerke	4.89	0.03	-0.25	---	---	0.80	0.46	5.93	5.35	5.43	-0.50
Speicherkraftwerke	6.29	0.09	-0.36	0.27	0.12	0.80	1.02	8.22	7.14	7.92	-0.30

Tabelle 2 Kosten- und Ertragskomponenten in Rp./kWh der einzelnen Kraftwerkstypen als mengengewichteter Durchschnitt über die Jahre 2011–2013.

drig. Deshalb wurden die von einzelnen Kraftwerksbetreibern bereits einbezahlten Beträge meist im Jahr 2012/2013 zurückbezahlt und als ausserordentlicher Ertrag verbucht. Diese Aufwandsminderung ist zu den effektiv ausgewiesenen Jahreskosten zu addieren.

Dividende und Eigenkapitalkosten

Die bei Partnerwerken ausgehandelte Dividende entspricht in der Regel nicht den kalkulatorischen Eigenkapitalkosten aus Sicht des Partneraktionärs. Deshalb werden einerseits die Dividenden von den Jahreskosten subtrahiert und andererseits die kalkulatorischen Eigenkapitalkosten, basierend auf einem Zinssatz von 7,97 %, dazu addiert. [6]

Energiekosten

Für den Betrieb bewirtschaftbarer Speicherpumpen fallen Energiekosten an, die in den Geschäftsberichten der Partnerwerke meist auf branchenüblichen 45 CHF/MWh basieren. Diese wurden in den Berechnungen durch marktbasierte Kosten korrigiert. Im Weiteren werden Zubringerpumpen teilweise durch einen einzelnen Partneraktionär betrieben. Diese Kosten fallen nicht beim Partnerwerk, sondern beim Partneraktionär an und werden ebenfalls bei den Energiekosten dazugerechnet.

Ausserordentliche Effekte

Grössere jährliche ausserordentliche Effekte – definiert als Einfluss, der grösser als 0,1 Rp./kWh ist – wurden als weiterer Korrekturfaktor berücksichtigt. Typischerweise handelt es sich um aktivierte Bauzinsen oder einmalige Erträge aus Anlagenveräusserungen.

Gemeinkosten

Die Gemeinkosten beinhalten Kosten für die zentralen Dienste und die Energievermarktung beim Partneraktionär.

Analyse der Ertragskomponenten

Erträge können grundsätzlich auf zwei Arten erzielt werden: einerseits aus dem Verkauf von Energie am Markt, andererseits über Verträge mit Endkundenlieferanten oder den Verkauf direkt an Endkunden.

Erträge am Markt

Für die Bestimmung der jährlichen Erträge in der Periode 2011–2013 wurden die Produktionsprofile der einzelnen Kraftwerke mit dem Schweizer Spotpreisindex Swissix bewertet. Im Weiteren wurden Erträge, die durch Anbieten von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen aus einem Pool von Kraftwerken angefallen sind, den einzelnen Kraftwerken zugeordnet.

Die Abschätzung künftiger Erträge ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden:

- Für die Schweizer Preiszone existiert kein Terminmarkt.
- Die Wasserkraftwerke produzieren nicht entlang eines Standardproduktes.
- Die erwarteten Erträge aus dem Anbieten von Systemdienstleistungen sind schwer abschätzbar.

Erträge über Endkundenlieferanten und Endkunden

Partneraktionäre können den Strom auch Endkundenlieferanten, zum Beispiel Stadt- oder Kantonswerken, verkaufen oder gegebenenfalls an gebundene Endkunden, das heisst Kunden mit einem Verbrauch kleiner als 100 MWh pro Jahr; bei letzteren zu Gestehungskosten. Während sich die Verträge des Partneraktionärs mit Endkundenlieferanten

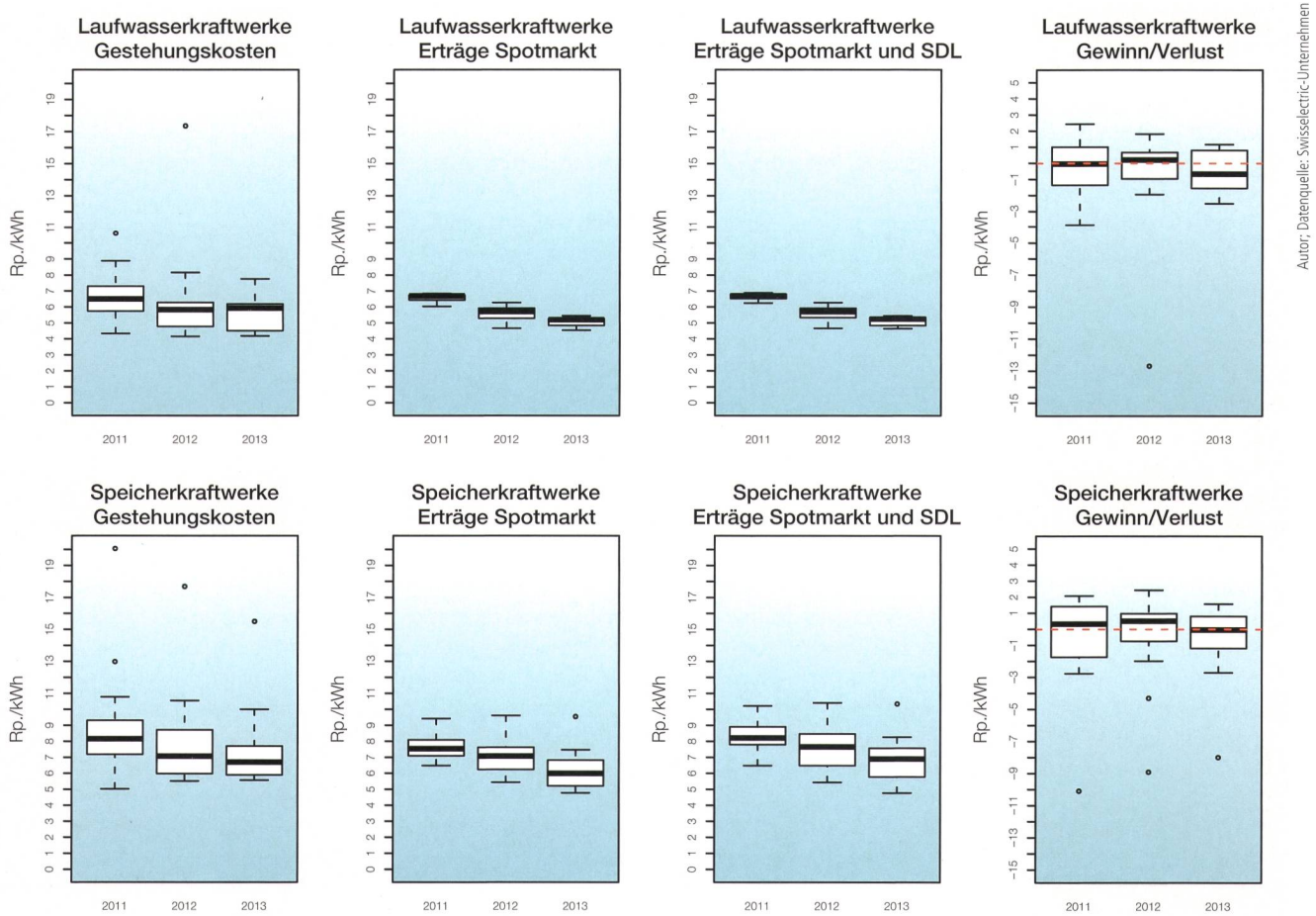

Bild 2 Kosten, Erträge sowie Gewinn-/Verlustausweis unterteilt nach Laufwasser- und Speicherkraftwerken.

an einem europäischen Terminmarktpreis orientieren und somit vor allem kurzfristige Preisschwankungsrisiken verringern, ist der Anteil der gebundenen Endkunden bei Swisselectric-Unternehmen insgesamt klein, sodass nur wenig Energie über die Gestehungskostenregelung abgesetzt werden kann. Folgerichtig wurden deshalb die Erträge ausschliesslich über den Verkauf am Markt bestimmt.

Resultate

Tabelle 2 zeigt die mengengewichteten Durchschnitte über die Jahre 2011–2013 für die verschiedenen Korrekturfaktoren, unterteilt nach den Kraftwerkstypen Laufwasser- und Speicherkraftwerke. Daraus lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Die Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär liegen im Durchschnitt bei Laufwasserkraftwerken rund 20 % höher als die ausgewiesenen Gestehungskosten im Geschäftsbericht des Partnerwerkes, bei den Speicherkraftwerken sind es rund 30 %.
- Sowohl Laufwasser- als auch Speicherkraftwerke verzeichnen in der Periode 2011–2013 mengengewichtet insgesamt Verluste. Diese fallen bei Speicherkraftwerken trotz bedeutend höherer Gestehungskosten dank ihrer Flexibilität und der Möglichkeit, höhere Zusatzerträge beim Anbieten von Systemdienstleistungen zu generieren, geringer aus als bei Laufwasserkraftwerken.

Aus der Differenz zwischen den jährlichen Erträgen und den jährlichen Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär kann der Gewinn der einzelnen Kraftwerke aus Sicht des Partneraktionärs bestimmt werden **(Bild 2)**. Folgende Resultate sind erwähnenswert:

- Die Erträge aus dem Spotmarkt sind zwischen 2011 und 2013 stark gesunken.
- Die Erträge aus dem Anbieten von Systemdienstleistungen konnten etwas gesteigert werden.
- Die Gestehungskosten in den Jahren 2012 und 2013 sind aufgrund guter hydrologischer Jahre tiefer als 2011.
- Die Mehrheit der Kraftwerke verzeichnete im Jahr 2013 Verluste und die verbleibenden Gewinne fallen gering aus.

Schlussfolgerungen und Ausblick

In den Jahren 2011–2013 ist der Marktpreis von 71 CHF/MWh auf 55 CHF/MWh gefallen, im Jahr 2014 um weitere 20 % auf 45 CHF/MWh, sodass sich die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke im vergangenen Jahr nochmals deutlich verschlechtert haben dürfte. Ein Blick auf den Terminmarkt an der European Energy Exchange (EEX) zum Phelix Base Future bis ins Jahr 2020 lässt keine Besserung erwarten. So liegt der angebotene Preis über die Jahre bei 32 EUR/MWh, das heisst bei heutigem Wechselkurs bei 32 CHF/MWh. Der Phelix Peak wird momentan nur bis ins Jahr 2018 angeboten, dies zu Preisen von 41 EUR/MWh.

In Europa werden als Folge der Förderung der erneuerbaren Energien Bedenken laut, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr genügend gewährleistet werden kann, da immer weniger Bandlastkraftwerke am Netz sind beziehungsweise neue flexible fossile Kraftwerke zu geringe Volllaststunden aufweisen werden, um das Investitionsrisiko zu decken. Deshalb wird – im Moment europaweit unkoordiniert – die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Die Einführung solcher Mechanismen würde zu einer weiteren Verschlechterung der Situation für die Wasserkraft führen, da sowohl die Preisspitzen gekappt werden als auch das Preisniveau insgesamt reduziert wird.

Für die bestehende Wasserkraft kann also im momentan von Subventionen verzerrten europäischen Umfeld mittelfristig keine Besserung der Ertragslage erwartet werden. Auf der Gestehungskostenseite besteht weiterhin ein Aufwärtsdruck als Folge der Wasserzinserhöhung seit Januar 2015 auf maximal 110 CHF/kW Bruttoleistung und den erwarteten Produktionseinbussen als Folge von Restwassersanierungen.

Wie unter diesen schlechten mittelfristigen Aussichten die bestehenden Grosswasserkraftwerke die finanziellen Mittel aufbringen können, um die jährlich anfallenden Investitionskosten erwirtschaften zu können, ist zunehmend unklar.

Um die Schweizer Wasserkraft auch weiterhin als wichtigste erneuerbare und einheimische Stromquelle nutzen zu können, bedarf es folglich einer Anpassung des Marktdesigns, das die für die Wasserkraft diskriminierenden Verzerrungen auf der Kosten- und Erlösseite eliminiert. Wenn dies auf europäischer Ebene nicht absehbar ist, dann braucht es zumindest Korrekturen im Schweizer System. Mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für alle subventionierten erneuerbaren Energien würde zum Beispiel ein unmittelbarer Anreiz für den Erwerb von Speicherkapazitäten gesetzt und damit der Wasserkraft ein höherer Wert zugestanden.

Referenzen

[1] BFE, Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bern, 2012.
[2] BFE, Rentabilität der bestehenden Wasserkraft – Bericht zuhanden der UREK-N, 2014.
[3] CEPE, Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht, 2014.
[4] Banfi S., M. Filippini, Resource rent taxation and benchmarking – A new perspective for the Swiss hydropower sector, Energy Policy, no. 38, pp. 2302–2308, 2010.
[5] Schmidli M., Finanzielle Qualität in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft: Eine empirische Untersuchung im Zeitraum 1994 bis 2003, Universität St. Gallen, 2005.
[6] BFE, Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, Bern, 2013, S.17.

Autor

Dr. phil. nat. **Michel Piot** ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.

Swisselectric, 3001 Bern
michel.piot@swisselectric.ch

Résumé

Coûts en hausse, prix en baisse

Rentabilité des centrales hydrauliques existantes

Environ 55 % de la production suisse d'électricité est couverte par les centrales hydrauliques. Nombre d'entre elles sont organisées en partenariat. Une analyse économique des centrales hydrauliques au niveau des actionnaires partenaires montre que les coûts de revient ont tendance à augmenter, alors que les recettes ont chuté au cours des années passées et qu'elles ne devraient pas se remettre à moyen terme. De nombreuses centrales hydrauliques enregistrent des pertes et il est de plus en plus difficile pour les entreprises de fournir les moyens financiers pour les investissements nécessaires au maintien de la substance.
Pour pouvoir continuer à utiliser l'hydraulique suisse comme la plus importante source d'électricité renouvelable et indigène, il faut adapter le design de marché de façon à éliminer les distorsions discriminatoires pour l'hydraulique au niveau des coûts et des recettes. Si cela n'est pas prévisible à l'échelle européenne, il faut au moins procéder à des corrections dans le système suisse. L'introduction de la commercialisation directe obligatoire pour toutes les énergies renouvelables subventionnées inciterait par exemple immédiatement à acquérir des capacités de stockage et conférerait ainsi une valeur plus élevée à l'hydraulique. Se