

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 109 (2017)
Heft: 1

Artikel: Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz
Autor: Piot, Michel
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941603>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 06.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz

Michel Piot

[Erstpublikation: «WasserWirtschaft» 1/2017]

Zusammenfassung

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz hat sich stark verschlechtert. Der Verlust hat sich 2015 trotz guter hydrologischer Bedingungen weiter ausgeweitet. Eine Besserung ist nicht in Sicht. Kostensenkungen bei den Betreibern alleine reichen nicht aus. Es müssen auch die hohen fixen Abgaben dem Marktumfeld und das Marktdesign angepasst werden, damit die einheimische Wasserkraft als Fundament der Energiestrategie 2050 auch langfristig ihren Beitrag an die sichere und umweltfreundliche Versorgung leisten kann.

1. Ausgangslage

Die Strompreise an den europäischen Märkten sind in den letzten Jahren massiv gefallen. Der Wertzerfall des Euros gegenüber dem Schweizer Franken hat zu einer zusätzlichen Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraftproduzenten geführt. Es ist aber nicht nur der Strompreiszerfall, der der Wasserkraft Probleme macht, nein, es sind auch die im Vergleich zu anderen Technologien hohen Abgaben, die die Produzenten von Wasserkraftwerken zu bezahlen haben, allen voran die Wasserzinse in der Schweiz.

Ging die Schweizer Regierung unmittelbar nach den Ereignissen in Fukushima bei der Präsentation der Energiestrategie 2050 noch davon aus, dass die Wasserkraft ausgebaut wird, hat sich die Einschätzung unterdessen fundamental geändert. Es stehen Kraftwerksbeteiligungen zum Verkauf, mit Investitionen in den Substanzerhalt der bestehenden Kraftwerke wird möglichst zugewartet und zahlreiche Ausbauprojekte sind sistiert.

In diesem Umfeld stellt sich die Frage, wie es mit der bestehenden Schweizer Wasserkraft weitergehen soll. Ab 2020 soll ein neues Wasserzinsregime in Kraft treten. Beim Wasserzins handelt es sich um eine Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion. Die Zahlungen erfolgen heute unabhängig vom Wert des produzierten Stromes. Die Strombranche setzt sich dafür ein, dass künftig die Ertragsmöglichkeiten eines Produzenten am Markt berücksichtigt werden, das heisst, es wird eine

Flexibilisierung der Abgaben angestrebt. Zahlreiche Fragen sind in diesem Zusammenhang noch offen.

Die Schweizer Wasserkraft wirtschaftet mit Verlusten; eine Besserung ist nicht in Sicht.

Der Wasserzins wäre bei marktgerechter Bewertung der Ressource Wasser im jetzigen Umfeld null.

Das Marktdesign ist anzupassen, damit Wasserkraft auch langfristig zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

Im Jahr 2014 hatte swisselectric eine Untersuchung über die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke durchgeführt. Aufgrund der weitergesunkenen Preise an den Strommärkten und den anlaufenden Diskussionen zur Regelung der Wasserzinse ab 2020 haben grosse Wasserkraftproduzenten der Schweiz beschlossen, eine Aktualisierung durchzuführen. Nachfolgend werden die Datengrundlagen zu den Kosten und Erträgen sowie die Methodik dargestellt, um dann Ergebnisse zur aktuellen Wirtschaftlichkeit präsentieren zu können.

2. Datengrundlagen

2.1 Wasserkraftwerke in der Schweiz

Gemäss Wasserkraftstatistik des Bundesamtes für Energie (BFE) sind per 1. Januar

2016 insgesamt 632 Zentralen mit einer Leistung über 300 kW in Betrieb. Die Produktionserwartung dieser Zentralen liegt bei 34.7 TWh/a, wobei in dieser Zahl bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Teil berücksichtigt wird. Die beiden grössten Wasserkraftwerke sind die Grande Dixence SA im Unterwallis sowie die Kraftwerke Oberhasli AG im Berner Oberland mit jährlichen Produktionserwartungen über je 2 TWh/a.

Zahlreiche grosse Wasserkraftwerke sind als Partnerwerke organisiert. Das heisst, die Kraftwerke sind im Besitz mehrerer Aktionäre – im Falle der Kraftwerke Oberhasli AG die BKW mit 50 % sowie die Städte Bern, Basel und Zürich mit je einem Sechstel –, die sich verpflichten, im Verhältnis zu ihrem Aktienanteil die Jahreskosten des Kraftwerkes zu übernehmen. Im Gegenzug erhalten sie anteilmässig die produzierte Energie. Damit war (und ist) es möglich, die beim Bau und mit dem Betrieb solcher Werke verbundenen Risiken unter mehreren Partnern aufzuteilen. Da die Partnerwerke ihre Jahreskosten vollständig den Aktionären überwälzen und die produzierte Energie nicht selber vertreiben, tragen sie keine finanziellen Risiken. Folglich sind in den Jahreskosten die Kosten für die Energieverwertung durch den Handel und für Aufgaben, die zentrale Stellen der Partneraktionäre übernehmen, nicht enthalten.

Technisch zusammenhängende Zentralen werden zu einer Kraftwerksgruppe, oder kurz zu einem Kraftwerk, zusammengefasst. So umfasst die Kraftwerke Oberhasli AG vierzehn Zentralen, wovon sich per 1. Januar 2016 drei im Bau befanden. Eine Kraftwerksgruppe kann aber auch ein regionaler Zusammenschluss verschiedener, nicht notwendigerweise technisch zusammenhängender Zentralen sein, wie beispielsweise die Kraftwerksgruppe Bergell des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich, oder eine juristische Einheit, wie die Aletsch AG, mit den beiden Zentralen Aletsch und Ackersand 2.

2.2 Datenerhebung

Ziel der nun vorliegenden Erhebung war es, die wirtschaftliche Situation der Schweizer Wasserkraft in den letzten fünf Jahren aufzuzeigen, das heisst, nebst den Kosten auf Stufe Aktionär wurden auch die Erträge am Markt sowie Zusatzerträge durch das Anbieten von Systemdienstleistungen und weiteren Optimierungen erhoben, was eine kraftwerksspezifische Aussage zur Wirtschaftlichkeit zulässt. Die zur Verfügung stehende Stichprobe deckt insbesondere bei den Speicherkraftwerken, die in vielen Fällen als Partnerwerke betrieben werden, einen hohen Anteil der Schweizer Produktion ab (Tabelle 1). Auf eine Differenzierung zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wird verzichtet, da innerhalb der Kraftwerksgruppen der Anteil von Pumpenzentralen gering ist und somit der überwiegende Anteil als Speicher klassifiziert wird. Im Weiteren ist zu bemerken, dass eine Kraftwerksgruppe, wie beispielsweise die Kraftwerke Oberhasli AG, sowohl Speicher- als auch Laufwasserzentralen aufweist; insgesamt überwiegt aber der Speicheranteil bei Weitem.

Bei den Laufwasserkraftwerken wird mit der Stichprobe lediglich ein Viertel der Gesamtproduktion abgedeckt. Dies liegt erstens daran, dass etliche Kraftwerke am Rhein und an der Rhône nur einen einzelnen Aktionär haben und somit keine Partnerwerke sind. Zweitens wird bei vielen dieser Kraftwerke die Geschäftsführung inklusive Buchführung durch das Kraftwerk selber übernommen, was den Zugriff auf die Daten erschwert. Und drittens ist bei Grenzkraftwerken die Auswertung aufgrund der unterschiedlichen Jahreskosten für Schweizer und deutsche Aktionäre, als Folge der unterschiedlichen Höhe von Wasserzinse und Steuern, sehr aufwendig.

Insgesamt sind in der Stichprobe 18 Laufwasser- und 28 Speicherkraftwerksgruppen enthalten.

2.3 Methodisches

Einerseits werden verallgemeinerte Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft angestrebt, andererseits zeigt sich, dass eine grosse Heterogenität zwischen den einzelnen Kraftwerksgruppen besteht, und zwar nicht nur in der technischen Komplexität der Anlagen, die sich sowohl in den Jahreskosten als auch in den Erträgen manifestiert, sondern auch in Form von konzessionsbedingten Spezifika und kraftwerksspezifischen Einzelereignissen.

Beispiel: In den meisten Fällen sind

| Kategorie Stichprobe (Total) | Laufwasserkraftwerke | Speicherkraftwerke (inklusive Pumpspeicher- und Umwälzwerke) | Total |
|------------------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------|---------------------|
| Anzahl Zentralen | 59 (515) 11 % | 77 (117) 66 % | 136 (632) 21 % |
| Produktionserwartung [TWh/a] | 4,6 (17,1) 27 % | 13,3 (17,5) 76 % | 17,9 (34,6) 52 % |
| Leistung ab Generator [GW] | 1,1 (3,9) 28 % | 7,3 (9,2) 79 % | 8,4 (13,1) 64 % |

Tabelle 1. Summarische Übersicht über die Stichprobe, aufgeteilt nach Laufwasser- und Speicherkraftwerken (Quelle: BFE-Wasserkraftstatistik (WASTA), eigene Berechnung).

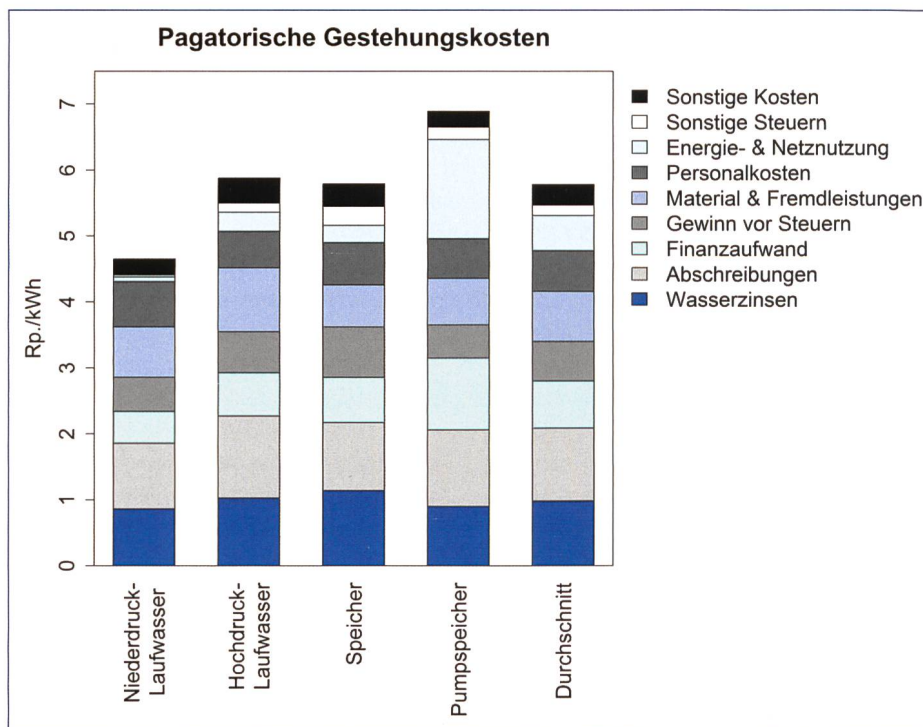


Bild 1. Durchschnittliche Gesteungskosten von Wasserkraftwerken auf Stufe Partnerwerke in der Schweiz (Quelle: [1]).

die Kosten für die Pumpenergie in den Jahreskosten des Partnerwerkes enthalten. Bei einzelnen Kraftwerken fallen sie aber nicht direkt beim Partnerwerk an, sondern bei den Partneraktionären, da diese die Pumpenergie selber liefern, was somit systemisch bedingt beim Partnerwerk zu erheblich tieferen Jahreskosten führt als bei den Vergleichskraftwerken.

Beispiel Kraftwerke Hinterrhein AG: Im Geschäftsjahr 2012/13 wurde aufgrund der zweiten Sanierungsphase der Gesamterneuerung der Stausee Lago di Lei entleert, so dass die Jahresproduktion knapp 40 % unter dem langjährigen Mittelwert lag, die Jahreskosten allerdings im Wesentlichen gleich hoch waren wie im Jahr zuvor, so dass folglich die Gesteungskosten gegenüber dem Vorjahr um knapp 40 % stiegen.

Die Hydrologie hat einen massgeblichen Einfluss auf die Gesteungskosten. Während in erster Näherung die Jahreskosten eines Kraftwerks als konstant angesehen werden können, kann die Jahresproduktion von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. So lag die effektive Wasser-

kraftproduktion in den hydrologischen Jahren 2011/12–2014/15 jeweils knapp zehn Prozent über der Produktionserwartung, 2010/11 lag sie dagegen rund sechs Prozent darunter. Dieser Effekt führt dazu, dass die Gesteungskosten in den letzten vier Jahren tiefer als in Erwartung ausgefallen sind, was sich für die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft als positiv herausstellt. Obschon die hydrologischen Verhältnisse auch innerhalb eines Jahres regional stark unterschiedlich ausfallen können, wurde diese Differenzierung nicht berücksichtigt.

3. Kosten der Wasserkraft

Die detaillierte Kostenstruktur von Partnerwerken wurde kürzlich in einer Studie vom Centre for Energy Policy and Economics im Auftrag des BFE analysiert [1]. Darin werden die Partnerwerke je nach Dominanz der verschiedenen Zentralen in Nieder- und Hochdruck-Laufwasserkraftwerke bzw. in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke unterteilt. Analysiert wurden die Kosten auf Stufe Partnerwerk gemäss Jahresbericht («pagatorische Gesteungskosten»). Gemittelt über

die Jahre 2000–2013, betrugen diese im Durchschnitt 5.8 Rp./kWh (Bild 1). In Ergänzung zu dieser Studie und um die Kosten auf Stufe Aktionär auszuweisen, wird nachfolgend auf einige Kostenblöcke gesondert eingegangen.

3.1 Wasserzinse

Der Wasserzins wurde vor 100 Jahren in der Schweiz eingeführt und ist eine Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion. Im Schweizer Wasserrechtsgesetz wird auf Bundesebene ein maximaler Wasserzinssatz in Franken pro Kilowatt Bruttoleistung (kW_B) festgesetzt. Die Wasserzinsabgabe errechnet sich im Grundsatz als Produkt aus Wasserzinssatz und der mittleren Bruttoleistung des Kraftwerks, das heisst aus dem Produkt des nutzbaren Gefälles und der durchschnittlich nutzbaren Wassermenge. Diese entspricht dem effektiv zufließenden Wasserdargebot, das durch das Kraftwerk technisch gefasst und turbinieren werden kann. Da die Kantone innerhalb der gesetzlichen Vorgaben des Bundes in der Umsetzung frei sind, fallen die kantonalen Regelungen sehr unterschiedlich aus. Daneben kommen teilweise zusätzlich noch konzessionsspezifische Vereinbarungen zum Tragen.

Insgesamt wurde der maximale Wasserzinssatz bereits siebenmal erhöht, letztmals auf 1. Januar 2015, und beträgt mittlerweile 110 CHF/ kW_B [2]. Gemäss BFE [3] ergeben sich bei voller Ausschöpfung des Maximums durch die Kantone Wasserzinse in Höhe von rund CHF 570 Mio. pro Jahr, was rund 1.6 Rp./kWh entspricht.

In der vorliegenden Stichprobe wurde jeweils für sämtliche Kraftwerksgruppen die jährliche Wasserzinsbelastung ausgewiesen. Dies erlaubt eine Aussage über den Anteil der Wasserzinse an den Jahreskosten. Bei der Angabe und damit für die obige Verifizierung der spezifischen Wasserzinsbelastung in Rp./kWh ist Vorsicht geboten:

- i) bei Speicherkraftwerken mit Pumpenzentralen fallen nur Wasserzinse für die Stromproduktion aus natürlichen Zuflüssen an, nicht aber für die Produktion aus gepumptem Wasser und
- ii) bei Grenzkraftwerken gelten unterschiedliche Wasserzinssätze für den Schweizer und den ausländischen Anteil.

Beispiel Kraftwerke Oberhasli AG:

Gemäss Geschäftsbericht wurden im Jahr 2015 an die Partneraktionäre 2266 GWh/a abgegeben, davon stammten 1692 GWh/a

aus Zuflüssen. Der Rest stammt aus dem Pumpbetrieb und Speicherseereserven. Die Jahreskosten zulasten der Aktionäre beliefen sich auf 124.4 Mio. CHF, davon fielen Wasserzinse in Höhe von 26.2 Mio. CHF an. Die durchschnittliche Belastung auf der durch Zuflüsse basierenden Produktion liegt somit bei 1.55 Rp./kWh.

Beispiel Kraftwerke Birsfelden AG:

Die Wasserzinsbelastung in der Schweiz ist höher als in Deutschland. Sie betrug im Jahr 2015 für den Schweizer Anteil von 60.15 % in den Kantonen Basel-Land und Basel-Stadt 4 Mio. CHF, während die Wasserzinse für den deutschen Anteil für das Land Baden-Württemberg bei 0.2 Mio. CHF lagen; dies bei Jahreskosten von 13.6 Mio. CHF.

Fakt ist, dass die in der Stichprobe enthaltenen Kraftwerke in den Jahren 2011–2015 jeweils Jahreskosten von 1.1 Mrd. CHF aufwiesen und dass die effektiv bezahlten Wasserzinse im Jahr 2015 mit 0.3 Mrd. CHF einen Rekordwert angenommen haben und damit über 25 % der Kosten auf Stufe Kraftwerksgruppe ausmachen.

3.2 Overheadkosten

Die Jahreskosten auf Stufe Kraftwerksgruppe enthalten nicht alle Kosten, es fallen zusätzliche auf Stufe Aktionär an [4]. Insbesondere sind die Kosten für die Energieverwertung durch den Handel und für Aufgaben, die zentrale Stellen beim Aktionär übernehmen, darin nicht enthalten. Diese Kosten werden als Overhead- oder Gemeinkosten bezeichnet.

Den Erträgen aus dem Energieverkauf am Markt und den Systemdienstleistungen sind somit auf der Kostenseite sämtliche Kosten bis zum Verkauf am Markt gegenüberzustellen. Die Energieverwertung verlangt insbesondere eine Vermarktungsorganisation, den Zugriff auf internationale Handelsplätze, den Kontakt zu Handelskunden, die Bereitstellung von Reserveenergie, die Umformung in handelbare Produkte und die technische Ausrüstung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Ein Vergleich der Overheadkosten

zwischen den einzelnen Aktionären erweist sich deshalb als schwierig, weil sie nicht einheitlich definiert sind und folglich aus unterschiedlichen Kostenblöcken bestehen. Grundsätzlich ist die Vermarktung von flexibler Produktion aufwendiger als die Vermarktung von Bandenergie. Im Weiteren ist dieser Kostenblock über die Jahre im Wesentlichen konstant, so dass die spezifischen Angaben in Abhängigkeit der Jahresproduktion schwanken können. Die Abschätzungen zeigen aber, dass für die betrachtete Zeitperiode 2011–2015 für diesen Kostenblock durchschnittlich 0.8 Rp./kWh anfallen. Angesichts der momentanen Ertragslage erscheint dieser Wert relativ hoch. Da aber gerade für die Energieverwertung hohe fixe Kosten anfallen, sind die Overheadkosten kurzfristig wenig beeinflussbar.

3.3 Eigenkapitalkosten

In den Jahreskosten des Partnerwerkes wird oft eine Dividende ausgewiesen, die allerdings nicht mit der wirtschaftlichen Ertragskraft des Kraftwerkes in Zusammenhang steht, sondern faktisch eine steuerlich motivierte Grösse ist.

Beispiel Kraftwerke Linth-Limmern AG: Die Dividende wird aufgrund der durchschnittlichen Rendite der 10-jährigen Schweizer-Bundessobligationen während des Geschäftsjahrs plus 150 Basispunkte, gerundet auf das nächste halbe Prozent, berechnet.

Ein Aktionär muss gewisse Erwartungen an die Eigenkapitalrendite seines finanziellen Engagements haben, die vom Risiko seines Geschäftes abhängen. Das BFE hat in einer Studie einen Eigenkapitalkostensatz von 7.97 % angenommen [5]. In der Stichprobe wurde also für die Bestimmung der Kosten auf Stufe Partneraktionär die sogenannte Pflichtdividende aus den Jahreskosten herausgerechnet und dafür auf dem Eigenkapital des Partnerwerkes ein Kapitalkostensatz von 7.97 % dazugegerechnet. Bei Kraftwerken, die keine eigenständige juristische Einheit sind, wurde der Buchwert des Kraftwerkes verwendet.

Im Weiteren wurden in der Datenerhebung auch noch andere Korrekturgrös-

| Angaben [Rp./kWh] | Gestehungs- kosten Kraftwerk | Korrektur Dividende | Korrektur Andere Effekte | Gemein- kosten | Eigen- kapital- kosten Aktionär | Gestehungs- kosten Aktionär | Erträge | Optimierte Erträge | Gewinn |
|----------------------|------------------------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------|------------------------------------------|-----------------------------------|---------|-----------------------|--------|
| Laufwasser | 4,9 | -0,2 | 0,0 | 0,8 | 0,6 | 6,1 | 5,1 | 5,2 | -0,9 |
| | 4,8 | -0,2 | -0,1 | 0,8 | 0,6 | 5,9 | 4,1 | 4,2 | -1,7 |
| | 5,2 | | | | | 6,4 | | | |
| Speicher | 5,6 | -0,3 | 0,3 | 0,8 | 0,9 | 7,3 | 6,1 | 6,8 | -0,5 |
| | 5,1 | -0,2 | 0,2 | 0,7 | 1,0 | 6,7 | 4,7 | 5,2 | -1,6 |
| | 5,9 | | | | | 7,7 | | | |

Tabelle 2. Durchschnittliche Gestehungskosten, Erträge und Gewinne, aufgeteilt nach Laufwasser- und Speicherkraftwerken für die Jahre 2011–2015 (schwarz), 2015 (rot) und 2011–2015 produktionserwartungsbereinigt (blau) in Rp./kWh.

sen berücksichtigt [4]. Da diese allesamt verhältnismässig gering ausgefallen sind, werden sie in *Tabelle 2* unter «Korrektur Andere Effekte» subsummiert.

4. Erträge der Wasserkraft

Um eine Vergleichbarkeit der Erträge sicherzustellen, wird unterstellt, dass die effektive Produktion der Kraftwerke am Spotmarkt Schweiz verkauft wurde. Daneben können vor allem Speicherkraftwerke noch Zusatzerträge durch Anbieten von Systemdienstleistungen erzielen. Da diese Erträge in der Regel nicht direkt einem Kraftwerk zugeordnet werden können, da sie aus einem Pool von Kraftwerken angeboten werden, wurden die Gesamterträge auf Stufe Aktionär auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt, die Systemdienstleistungen anbieten können.

5. Resultate

Um verallgemeinerte Resultate zur Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft zu erhalten, sind die kraftwerksspezifischen Angaben der Stichprobe zusammenzufassen. Dazu bietet sich einerseits die Mittelwertbildung an, andererseits, um der grossen Heterogenität der Kraftwerksgruppen gerecht zu werden, die Medianbildung. Während Erstere geeignet ist, die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Stichprobe zu beurteilen, ist der Median geeigneter, um generalisierte Aussagen über die Schweizer Wasserkraft zu machen. Die Mittelwertbildung führt nämlich dazu, dass atypische Eigenschaften bei grossen Kraftwerksgruppen einen starken Einfluss haben.

5.1 Marktwertfaktoren

Die jährlichen Marktwertfaktoren für Laufwasserkraftwerke, gemessen am Schweizer Spotmarkt, sind in der betrachteten Zeitperiode 2011–2015 in etwa konstant geblieben (*Bild 2*). Die Mediane liegen im Bereich von 0.93–0.97. Bei den Speicherkraftwerken liegen sie im Bereich von 1.07–1.16. Über die letzten vier Jahre kann jedoch eine sinkende Tendenz beobachtet werden. Auch wenn diese Differenz statistisch nicht nachweisbar ist, kann sie sachlogisch erklärt werden: In den Jahren 2012–2015 hat sich der Spread zwischen Peak- und Base-Preisen kontinuierlich von knapp 14 CHF/MWh auf unter 8 CHF/MWh reduziert, das heisst, die Peak-Preise sind insgesamt stärker gefallen als die Offpeak-Preise, was zu einer relativen Verschlechterung der Speicherkraftwerke gegenüber den Laufwasserkraftwerken geführt hat. Gesamthaft betrachtet, kann

also zum jetzigen Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass der Marktwertfaktor der Schweizer Wasserkraft ziemlich genau bei eins liegt.

5.2 Gewinn und Verlust

Bild 3 zeigt die Gestehungskosten auf Stufe Aktionär, die optimierten Erträge und die daraus resultierenden Gewinne bzw. Verluste. Der Übersichtlichkeit halber wurde bei der Gewinngrafik der Speicherkraftwerke die Achse unten abgeschnit-

ten, so dass Kraftwerke mit Verlusten über 10 Rp./kWh nicht aufgeführt sind. Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass sich die Situation für die Schweizer Wasserkraft gegenüber den Jahren 2011–2013 in den Jahren 2014 und 2015 nochmals drastisch verschlechtert hat. Bei der Laufwasserkraft sind die erzielten Erträge von 6.7 Rp./kWh im Jahr 2011 um knapp 40 Prozent auf 4.1 Rp./kWh im Jahr 2015 gesunken, was im Median zu einem Verlust von 0.2 Rp./kWh im Jahr 2011 und 1.9 Rp./kWh im Jahr

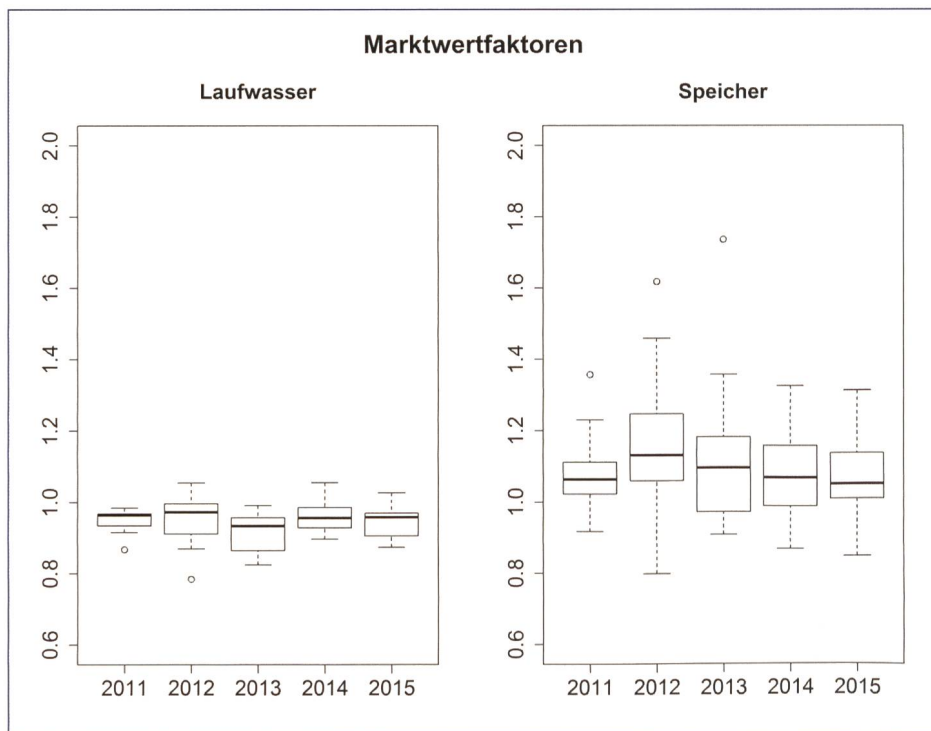


Bild 2. Marktwertfaktoren für Laufwasser- und Speicherkraftwerke, gemessen am Schweizer Spotmarkt.

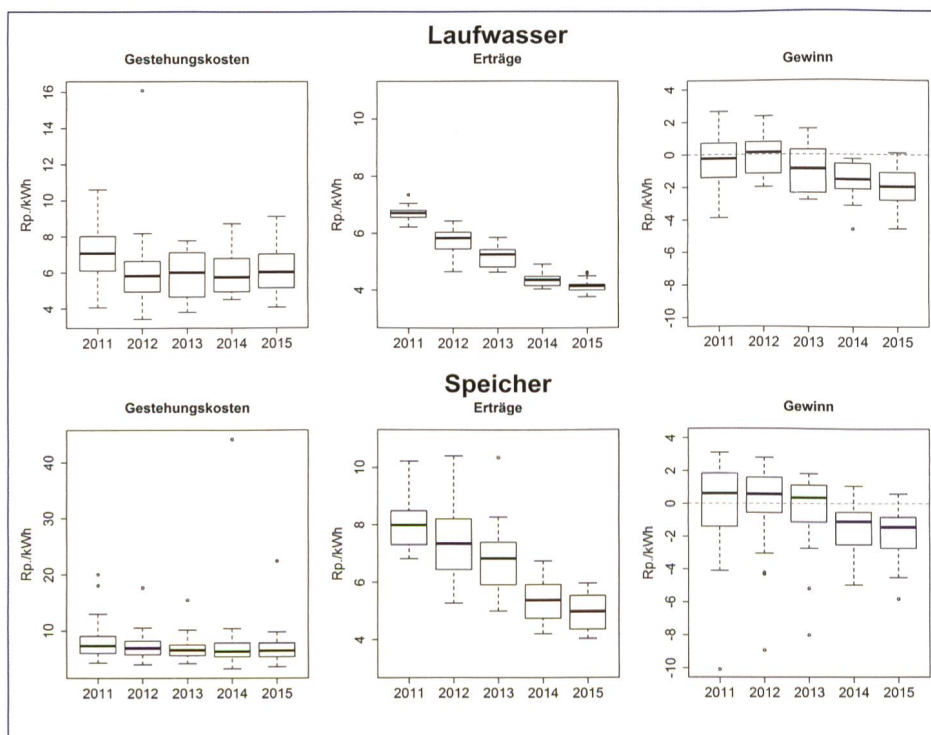


Bild 3. Gestehungskosten auf Stufe Aktionär, Erträge und resultierender Gewinn.

2015 geführt hat. Bei den Speicherkraftwerken sind die Erträge von 8.0 Rp./kWh auf 5.0 Rp./kWh gefallen, was im Median im Jahr 2011 noch zu einem Gewinn von 0.6 Rp./kWh geführt hat; im Jahr 2015 resultierte ein Verlust von 1.4 Rp./kWh.

Tabelle 2 zeigt die mengengetragenen Durchschnittswerte der einzelnen Kostenblöcke mit den relevanten farbigen hinterlegten Ergebnissen in drei Varianten. In Schwarz sind die Angaben für die Jahre 2011–2015 dargestellt. Da sich die Märkte innerhalb dieser fünf Jahre stark verschlechtert haben, werden in Rot die Werte für das Jahr 2015 ausgewiesen. Aufgrund der erwarteten weiteren Entwicklung gemäss Futures-Notierungen an der European Energy Exchange (EEX) muss davon ausgegangen werden, dass die Erträge nochmals sinken werden. In Blau werden für die gesamte Periode 2011–2015 die «produktionserwartungsbereinigten» Gestehungskosten auf Stufe Kraftwerk bzw. auf Stufe Aktionär ausgewiesen, das heisst, es wurde abgeschätzt, welche Gestehungskosten unter Normproduktion entstanden wären.

6. Ausblick und Folgerungen

Der Ausblick der Strommärkte für die folgenden Jahre lässt keine Besserung der Erträge erwarten. Die Preiserwartungen liegen für die nächsten Jahre sogar noch tiefer als sie im Jahr 2015 waren, so dass sich die Situation für die nichtsubventionierten Produzenten weiter verschlechtern wird. Dies äussert sich in hohen Wertberichtigungen bei den Aktionären. Wie die Analyse gezeigt hat, konnten die Stromproduzenten in den vergangenen vier Jahren von guten hydrologischen Bedingungen profitieren. Dadurch wird die Situation in der vorliegenden Betrachtung zu optimistisch dargestellt.

Um die Lage der Schweizer Wasserkraft, die als Fundament der Schweizer

Stromversorgung und somit als wichtigster Pfeiler für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 gilt, zu verbessern, ist sowohl auf der Kosten- als auch auf der Ertragsseite anzusetzen. Bei den Kraftwerken selber werden laufend grosse Sparanstrengungen umgesetzt. So werden bei der Kraftwerke Oberhasli AG rund 50 Stellen abgebaut. Und die Investitionen in den Substanzerhalt, die gemäss BFE bei 1 Mrd. CHF pro Jahr liegen, werden auf das Nötigste zurückgefahren, denn diese Investitionen können auf absehbare Zeit nicht gedeckt werden. Die Aktionäre überarbeiten ihre Strukturen und passen sie den neuen Realitäten an. Den Sparmöglichkeiten sind jedoch enge Grenzen gesetzt, da ein grosser Teil der Kosten der Wasserkraftproduktion kaum beeinflussbar ist. So wurde in dieser Analyse gezeigt, dass die Stromproduzenten mit den Wasserzinseinen hohen fixen Kostenblock zu finanzieren haben, den sie seit der Marköffnung nicht mehr den Endkunden überwälzen können, notabene in einer Zeit, in der der Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion gering ist. Auch hier ist der Hebel anzusetzen. Würde man den Kraftwerken eine marktgerechte Bewertung der Ressource Wasser verrechnen, das heisst, im jetzigen Umfeld wäre sie null, dann würde sich der Verlust stark verringern und in die Nähe der Nullzone führen sowie gleichzeitig auch die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft im nationalen und internationalen Vergleich stärken.

Auf der Ertragsseite ist zu klären, welche Bedeutung der Wasserkraft, insbesondere der flexiblen Produktion, und damit einer sicheren sowie umweltverträglichen Versorgung in der Schweiz künftig beigemessen wird. Die Schweizer Stromproduzenten profitieren im Unterschied zu zahlreichen Ländern in Europa nicht von Kapazitätsmechanismen. Die daraus resultierenden Strompreisreduktionen auf

den europäischen Märkten wirken sich für die Schweiz zusätzlich negativ aus. Mit einem geeigneten Marktdesign sollte der Wert der sicheren Versorgung denjenigen Produktionstechnologien angerechnet werden, die für die jederzeitige und ausreichende Befriedigung der Nachfrage einen Beitrag leisten können, um damit den wirtschaftlichen Betrieb dieser Technologien, der letztlich Voraussetzung für den Erhalt der langfristig sicheren Versorgung ist, zu sichern.

Literatur

- [1] *Centre for Energy Policy and Economics*: Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, 2014.
- [2] *Pfammatter, R., Piot, M.* Der Wasserzins – Reformbedarf im neuen Marktumfeld. In: «Wasser Energie Luft» 108 (2016), Heft 3, S. 173–180.
- [3] *Bundesamt für Energie*: Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung. Bericht der UREK-S, Bern, 2015.
- [4] *Piot, M.* Steigende Kosten, sinkende Preise – Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. In: VSE Bulletin 106 (2015), Heft 2, S. 9–12.
- [5] *Bundesamt für Energie*: Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft. Bern, 2013.

Anschrift des Verfassers

Michel Piot, Public Affairs Manager,
Swisselectric, CH-3001 Bern
michel.piot@swisselectric.ch

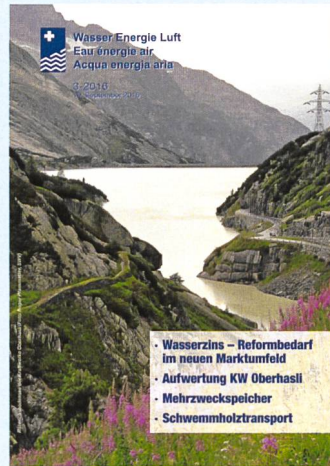
Originalpublikation

Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «WasserWirtschaft» 107. Jahrgang, 2017, Heft 1, Seiten 33–38, unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf springer-professional.de.





WEL 4-2016



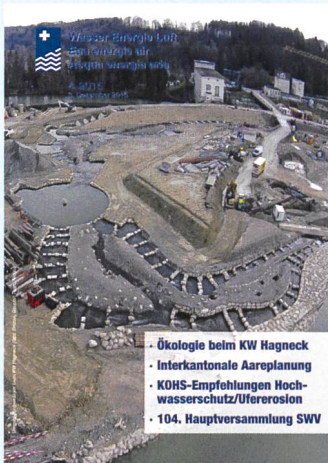
WEL 3-2016



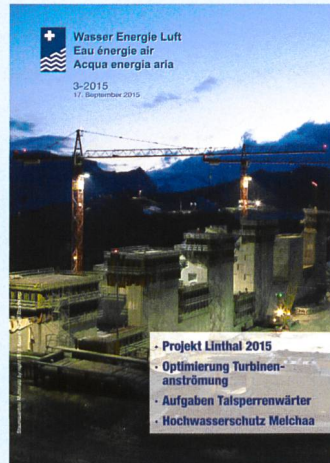
WEL 2-2016



WEL 1-2016



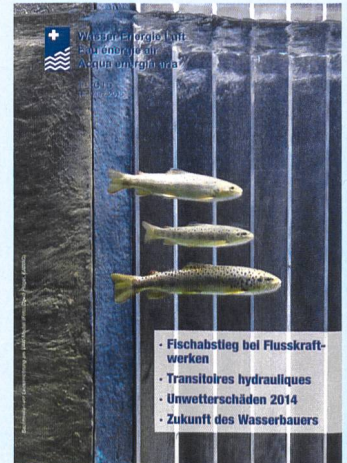
WEL 4-2015



WEL 3-2015



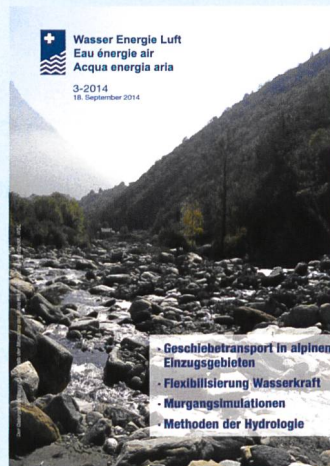
WEL 2-2015



WEL 1-2015



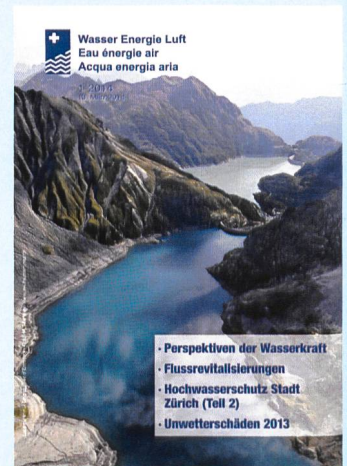
WEL 4-2014



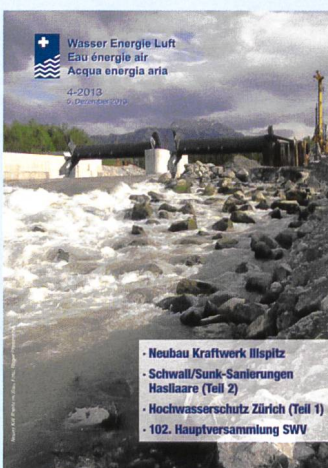
WEL 3-2014



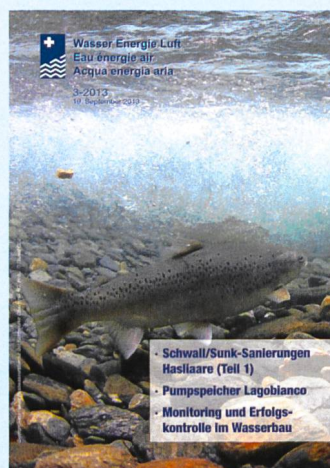
WEL 2-2014



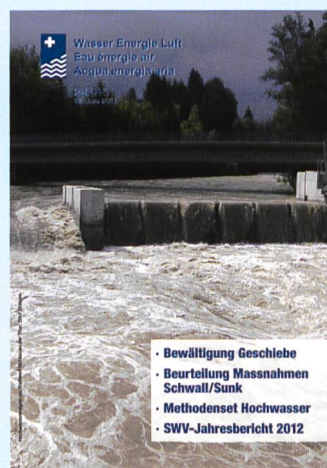
WEL 1-2014



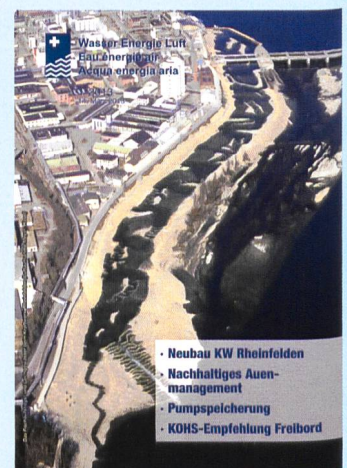
WEL 4-2013



WEL 3-2013



WEL 2-2013



WEL 1-2013