

wasserzins

- Reformbedarf im neuen Marktumfeld
- Flexibilisierung als Chance für alle Beteiligten
- Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft



**Wasserzinsregelung
ab 2020**

inhalt. impressum.

Wasserzins

4 **Der Wasserzins – Reformbedarf im neuen Marktumfeld**
Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «Wasser Energie Luft» 108. Jahrgang, 2016, Heft 3 (Seiten 173-180), unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf www.swv.ch

14 **Flexibilisierung der Wasserzinse – eine Chance für alle**
Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «bulletin.ch» 108. Jahrgang, 2017, Heft 1 / 2 (Seiten 29-33), unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf bulletin.ch

19 **Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz**
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 springerprofessional.de

Impressum

**«Wasserzinsregelung ab 2020»
Sonderdruck**

Herausgeber, Konzept und Redaktion
Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV),
CH-5401 Baden
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE),
CH-5001 Aarau
swisselectric, CH-3001 Bern

Auflage
8000 Ex.

Originalartikel / Nachdruck
Die im Sonderdruck zweitpublizierten Beiträge sind mit Genehmigung der Originalzeitschriften abgedruckt. Nachdruck nur mit Zustimmung der Herausgeber und nach Rücksprache mit den Originalzeitschriften.

Layout
Somedia Production AG, Zwinglistrasse 6, CH-8750 Glarus
www.somedia-production.ch

Druck
Somedia Production AG, Sommeraustasse 32, CH-7007 Chur
www.somedia-production.ch





Wasserkraft

60 Prozent des in der Schweiz produzierten Stroms stammen aus Wasserkraft. Sie belegt in der Stromversorgung der Schweiz eine unangefochtene Spitzenposition. Und ihre Bedeutung wird in Zukunft weiter zunehmen, der aktuell schwierigen wirtschaftlichen Situation zum Trotz.

Für eine Wasserkraft ohne Sand im Getriebe

Wir schreiben das Jahr 1916: In Europa tobt der erste Weltkrieg, Kaiser Franz Josef I. von Österreich stirbt, François Mitterrand wird geboren und Zar Niklaus II. regiert in Russland. Und in der Schweiz... wird der Wasserzins ins Bundesrecht aufgenommen. Das Ziel: Mit einem neuen Wasserrechtsgesetz die Gewinnung und Verwertung der einheimischen Wasserkraft zu fördern und der Verteuerung des Stroms aus Wasserkraft Grenzen zu setzen. Das gesetzliche Wasserzinnsmaximum wurde in den vergangenen hundert Jahren dennoch mehrfach nach oben angepasst. Dies insbesondere aufgrund der Teuerung, zuletzt aber auch unter dem Eindruck steigender Strompreise und des vermeintlich gestiegenen Wertes der Ressource. So haben sich die Wasserzinse allein in den letzten zwei Jahrzehnten verdoppelt und sind zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden.

Seit 1916 hat sich die Welt verändert – auch für die Schweizer Wasserkraft: Heute definiert die Preisbildung am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Die Last bleibt stattdessen an den im Markt stehenden Wasserkraft-

produzenten hängen, welche die Abgabe in Tiefpreissphasen nicht erwirtschaften können und Verluste schreiben. Damit bricht die ursprüngliche Idee einer Abgabe, die vom Konsumenten an die Standortkantone und –gemeinden bezahlt wird, in sich zusammen. Und die Schweizer Wasserkraft wird übermässig stark mit Abgaben belastet, was deren nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit untergräbt.

Die noch bis Ende 2019 geltende Regelung mit einem fixen Wasserzinssatz wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Es braucht eine faire und zukunftsfähige Neuregelung, die für die Standortkantone und –gemeinden wie auch für die Wasserkraftbetreiber tragbar ist. Zielführend ist eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen Teil für die im nationalen Interesse stehende Nutzung der Ressource und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil für den betriebswirtschaftlichen Zusatznutzen. Nur so stehen die Wasserzinse auch für die nächsten hundert Jahre auf einer nachhaltigen Basis. Und nur so kann die Wasserkraft ihren entscheidenden Beitrag an die Eigenversorgung und damit an die Versorgungssicherheit der Schweiz ohne Sand im Getriebe leisten.

**Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
swisselectric**

Der Wasserzins - Reformbedarf im neuen Marktumfeld

TEXT ROGER PFAMMATTER, MICHEL PIOT

1. Geschichte des Wasserzinses

1.1 Grundlagen

Vor hundert Jahren ist das «Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» (Wasserrechtsgesetz, WRG, SR 721.80) in Kraft getreten. Als Grundlage diente der damalige Art. 24^{bis} der Bundesverfassung (heute Art. 76), der in der Volksabstimmung vom 25. Oktober 1908 mit über 85% Ja-Stimmen angenommen und am 22. Dezember 1908 in die Verfassung aufgenommen wurde. Darin ist festgehalten, dass die Nutzbarmachung der Wasserkräfte unter der Oberaufsicht des Bundes steht und der Bund «die zur Wahrung der öffentlichen Interessen und zur Sicherung der zweckmässigen Nutzbarmachung der Wasserkräfte erforderlichen allgemeinen Vorschriften» aufstellt. Die Regelung der Nutzbarmachung der Wasserkräfte steht aber gemäss Bundesverfassung den Kantonen zu und «die Gebühren und Abgaben für die Benutzung der Wasserkräfte gehören den Kantonen oder den nach der kantonalen Gesetzgebung Berechtigten».

Mit der Botschaft vom 19. April 1912 (Bundesrat, 1912) wurden die Grundlagen des Wasserrechtsgesetzes und damit des Wasserzinses geschaffen, die auch heute noch weitestgehend Bestand haben. Gemäss allgemeinem Verständnis handelt es sich beim Wasserzins um «eine öffentliche Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer, nämlich für das Recht, ein

Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung elektrischer Energie zu verwerten» (BWG, 2002). Das Gesetzgebungsrecht wurde dem Bund übertragen, «damit er die Gewinnung und Verwertung der Wasserkräfte fördere. Der Gesetzgeber hat daher die Aufgabe, der fiskalischen Belastung der Wasserwerke eine Grenze zu setzen» (Bundesrat, 1912). Damit wird festgelegt, dass sowohl auf die Gesamtinteressen des Landes zur Nutzung der einheimischen Wasserkraft als auch auf die Bedürfnisse der Wasserherkunftsgebiete Rücksicht zu nehmen und somit eine Interessenabwägung notwendig ist.

In der Botschaft des Bundesrates wurde vorgeschlagen, das Maximum des Wasserzinssatzes auf 3 CHF/PS festzusetzen, was in etwa der damaligen Regelung des Kantons Bern entsprach und deutlich tiefer lag als in anderen Kantonen. Um eine Ablehnung des Gesetzes durch eine drohende Verminderung der Einnahmen in einzelnen Kantonen zu vermeiden, wurde in der am 22. Dezember 1916 in Kraft gesetzten Version des Gesetzes ein Höchstansatz von 6 CHF/PS (entsprechend 8.16 CHF/kW_B) verankert, was verhältnismässig hoch war. Am 1. Januar 1918 trat die dazugehörige Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses (Wasserzinsverordnung, WZV, SR 721.831) in Kraft. Darin ist die Methodik der Berechnung detailliert beschrieben (siehe Textbox folgende Seite).

1.2 Föderalistische Lösung

Das Wasserrechtsgesetz des Bundes legt nur den maximalen Wasserzinssatz und die Berechnung des Wasserzinses fest. In der Ausgestaltung sind die Kantone jedoch frei, was zu erheblichen Unterschieden in den einzelnen kantonalen Wasserrechtsgesetzen führt – vor allem in Bezug auf die Verteilung der Einnahmen auf die Gemeinden. Nachfolgend werden beispielhaft die Regelungen der grössten Wasserzinskantone aufgeführt:

● Kanton Wallis: Bei den kantonalen Werken an der Rhone fliessen 100% der Wasserzinse an den Kanton. Bei Kraftwerken in den Seitentälern fliessen die Einnahmen des Wasserzinses zu 60% als «besondere Wasser-

Wie wird der Wasserzins berechnet?

Der maximal zulässige Wasserzins für ein Wasserkraftwerk ergibt sich aus der mittleren Bruttoleistung multipliziert mit dem Maximum des Wasserzinssatzes gemäss Wasserrechtsgesetz:

Wasserzins [CHF] =
max. Wasserzinssatz [CHF/kW_B] ×
mittlere Bruttoleistung [kW_B]

Die mittlere Bruttoleistung eines Wasserkraftwerks wiederum berechnet sich aus dem nutzbaren Gefälle und der durchschnittlich nutzbaren Wassermenge, die von der Anlage gefasst und verarbeitet werden kann:

Mittlere Bruttoleistung [kW_B] =
9,81 [m/s²] × 1000 [kg/m³] × mittlere
nutzbare Wassermenge [m³/s] ×
mittlere nutzbare Fallhöhe [m]

Die nutzbare Wassermenge entspricht dem effektiv zufließenden Wasserdargebot, das durch die Anlage technisch gefasst und turbinert werden kann. Da sich dieses Wasserdargebot Jahr für Jahr verändert, ist der Wasserzins nicht fix, sondern wird von den Behörden gemäss den nutzbaren Wassermengen berechnet.

Weil die Berechnung des Wasserzinses auf die Bruttoleistung und somit auf das Leistungspotenzial der Anlage abstellt, fliesst weder der Wirkungsgrad der Anlage in die Berechnung ein noch wird berücksichtigt, ob die Anlage effektiv produziert oder beispielsweise wegen einer Revision stillsteht.

Verwendete Abkürzungen

CHF: Schweizer Franken

Rp./kWh: Rappen pro Kilowattstunde

kW_B, MW_B: Bruttoleistung in Kilo- bzw. Megawatt

PS: Bruttoperferdekraft (1 PS = 0,74 kW)

TWh: Terawattstunden (1TWh = 10⁹ kWh)

kraftsteuer» an den Kanton und zu 40 % an die Gemeinden. Ein Teil der Gesamteinnahmen geht zweckgebunden an gesetzlich vorgesehene Fonds (1) zur Finanzierung des Aktienkapitals der Forces Motrices Valaisanne (FMV) durch den Kanton, (2) zum Rückkauf von Wasserkraftanlagen durch den Kanton, und (3) zur Korrektur und zum Unterhalt der Gewässer.

● Kanton Graubünden: Eigentümer von Kraftwerken haben jährlich den Verleihungsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten. Der von den Gemeinden festgesetzte Wasserzins darf die Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums nicht übersteigen. Der Kanton erhebt eine Wasserwerksteuer in der Höhe der Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums. Mit einem innerkantonalen Finanzausgleich, in den die wasserzinsberechtigten Gemeinden 6% der Wasserzinse einbezahlen, werden finanzschwache Gemeinden gestärkt.

● Kantone Tessin, Bern und Aargau: Diese Kantone erheben für die Nutzung der Wasserkraft direkt den jährlichen Wasserzins, der nicht mit den Gemeinden geteilt wird. Der erhobene

Wasserzins entspricht ab einer Bruttoleistung von über 2 MW_B dem bundesrechtlichen Höchstansatz. Im Kanton Bern ist allerdings aktuell noch ein Vorstoss zur Reduktion des anwendbaren Satzes hängig (vgl. dazu Abschnitt 4.1). Ebenfalls noch zu behandeln ist ein Vorstoss, der den Standortgemeinden einen Anteil der Wasserzinseinnahmen zuteilen möchte.

● Kanton Uri: Im Gewässernutzungs-gesetz werden die öffentlichen Kantons- und Korporationsgewässer namentlich aufgeführt. Die Wasserzinse kommen entsprechend dieser Auflistung dem Kanton oder den beiden Korporationen Uri und Urseren zugute, wobei der Kanton rund 90% einnimmt und die Korporationen 10%.

● Kanton Glarus: Gemäss kantonalem Energiegesetz beträgt die Wasserwerksteuer, die dem Kanton zugutekommt, 55% des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums. Der Rest gehört den weiteren Wasserrechtsbesitzern, also den Gemeinden und Privaten. Eine weitergehende Erhöhung der kantonalen Wasserwerksteuer um generell 25% lehnte der Landrat im Jahr 2009 mit Rücksicht auf die Gemeinden, welche zu etwa zwei Drittel Eigentümerinnen der Wasserrechte auf ihrem Gemeindegebiet sind, ab.

Eine vollständige Übersicht über die gesetzlichen Grundlagen in den einzelnen Kantonen findet sich in einer Studie zur Wasserkraftnutzung im Alpenraum (Wyer, 2006).

1.3 Entwicklung der Bemessung

Das Maximum des Wasserzinssatzes ist seit 1918 bereits sieben Mal erhöht worden (siehe Bild 1). Nachfolgend findet sich ein historischer Überblick über die in den jeweiligen Botschaften des Bundesrates festgehaltenen Beweggründe und Diskussionen zu den Erhöhungsschritten:

● In der Botschaft vom 18. November 1951 (Bundesrat, 1951) zur erstmaligen Erhöhung des Maximalsatzes argumentierte der Bundesrat vor allem mit der Anpassung des Satzes an die allgemeine Teuerung. In seiner Interessenabwägung kam er zum Schluss, dass die Erhöhung i) keine Erhöhung der Energiepreise rechtfertigen lasse und ii) keinen «ungünstigen Einfluss auf die gegenwärtig erfreuliche Entwicklung auf dem Gebiete der Nutzbarmachung brachliegender Wasserkräfte haben kann». Schliesslich brachte er den Solidaritätsgedanken zwischen Berg- und Mittellandkantonen auf: «Es entspricht daher der Billigkeit, den Bergkantonen und -gemeinden,

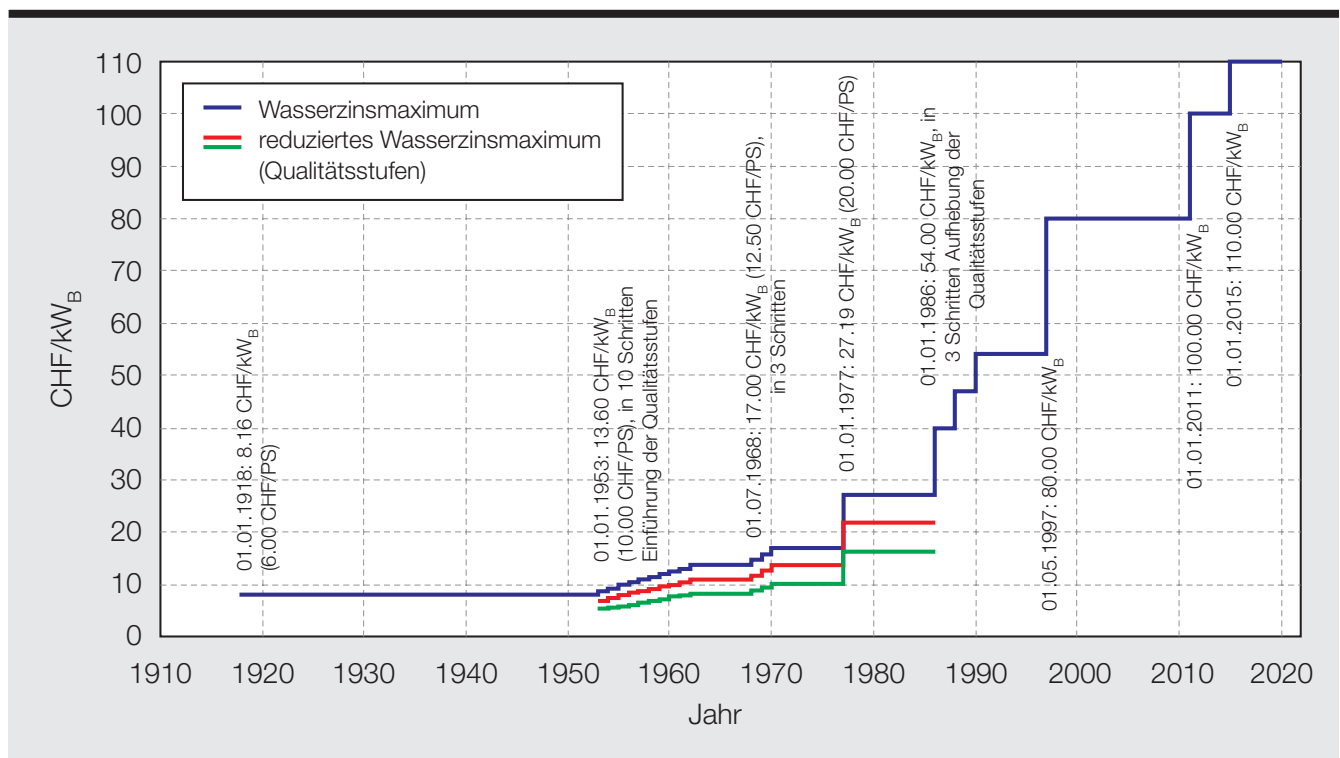


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes nach eidgenössischem Wasserrechtsgesetz. Das Maximum hat sich seit der Einführung 1918 nominal mehr als verzehnfacht und alleine seit 1997 verdoppelt (Quelle: BFE, 2016).

die ihre Wasserkräfte zum Wohle des ganzen Landes zur Verfügung stellen, zu ermöglichen, vermehrten Nutzen aus dem für die Elektrizitätswirtschaft unentbehrlichen Rohstoff zu ziehen.» Mit der Erhöhung des maximalen Wasserzinssatzes per 1. Januar 1953 wurden zudem Qualitätsstufen eingeführt, die Investitionen in den Bau von Speicherkraftwerken begünstigten.

● Bereits auf den 1. Juli 1968 wurde das Gesetz wieder angepasst. Im Wesentlichen mit dem Argument der Anpassung an die Teuerung der letzten 15 Jahre (Bundesrat, 1967).

● In der Botschaft von 1975 (Bundesrat, 1975) nahm der Bundesrat dann eine umfassende Interessenabwägung vor. Dem Teuerungsargument hielt er entgegen, dass die betroffenen Regionen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Wasserkraft vielfach übersehen würden und eine weitere Anhebung zu einer Privilegierung der Gebirgskantone gegenüber den anderen Kantonen führe. Erstmals erwähnte er aber auch, dass die Wasserkraftwerke zu einer Beeinträchtigung der natürlichen Schönheit der Gebirgsgegend führten. «Davon profitieren in erster Linie die grossen Verbrauchszentren. Man kann deshalb eine grosszügige Erhöhung des Wasserzinssatzes als einen Akt schweizerischer Solidarität verstehen.

[...] Die Erhöhung kommt hauptsächlich wirtschaftlich benachteiligten Kantonen zugute und wird zur Hauptsache von den Industriekantonen als Hauptabnehmer elektrischer Energie getragen.»

● In der Botschaft vom 12. November 1984 (Bundesrat, 1984) wurde das Solidaritätsargument noch expliziter erwähnt: «Der Wasserzins wird letztlich als Bestandteil des Energiepreises vom Energiekonsumenten bezahlt. Am meisten elektrische Energie wird in den Ballungszentren konsumiert. [...] So gesehen kann eine Erhöhung des Wasserzinssatzes auch als Akt der Solidarität verstanden werden, der eine für die Berggebiete günstigere Einkommensverteilung bewirkt.»

● Die Gesetzesanpassung per 1. Mai 1997 liess sich nicht mehr mit der Anpassung des Maximums an die Teuerung begründen. Bereits in der Botschaft (Bundesrat, 1995) hielt der Bundesrat fest, dass der Wasserzins grundsätzlich eine Ausgleichsgrösse geblieben sei, dass die Interessenabwägung sich aber wegen der Zunahme der zu berücksichtigenden Faktoren schwieriger gestalten lässt. Die von den Gebirgskantonen erstmals in der Vernehmlassung eingebrachte Idee eines Speicherzuschlags, die den erhöhten Ertragsmöglichkeiten von Speicherkraftwerken Rechnung tragen sollte, wurde nicht

aufgenommen. Abgeschafft wurden hingegen die Qualitätsstufen. Mit Bezug auf die sich bereits abzeichnenden Liberalisierungsbestrebungen auf dem europäischen Strommarkt hielt der Bundesrat fest, dass er eine entsprechende «Liberalisierung der Wasserzinsregelung gegenwärtig für verfrüht» hält, darauf «jedoch zurückkommen will [...] wenn diesbezüglich Klarheit herrscht».

● Und schliesslich führten die bis ins Jahr 2008 stark angestiegenen Strompreise erneut zu erhöhten Begehrligkeiten der Kantone. Die Energiekommission des Ständerates reichte deshalb die parlamentarische Initiative 08.445 ein, um die Wasserzinse mit einer neuerlichen Gesetzesänderung ein weiteres Mal anzuheben (UREK-S, 2009). Dabei ging man von einem Anstieg sowohl der Teuerung als auch des Wertes der Ressource Wasser für die Stromproduktion aus – beides hat sich inzwischen als grundlegend falsch erwiesen – und legte eine zweistufige Erhöhung fest.

Mit dieser bisher letzten Gesetzesanpassung wurde der Wasserzinssatz für die Jahre 2011 bis 2014 auf 100 CHF/kW_B und ab 2015 auf 110 CHF/kW_B erhöht. Da die geltende Gesetzgebung bis Ende 2019 befristet ist, braucht es für die Zeit ab dem Jahre 2020 eine Neuregelung.

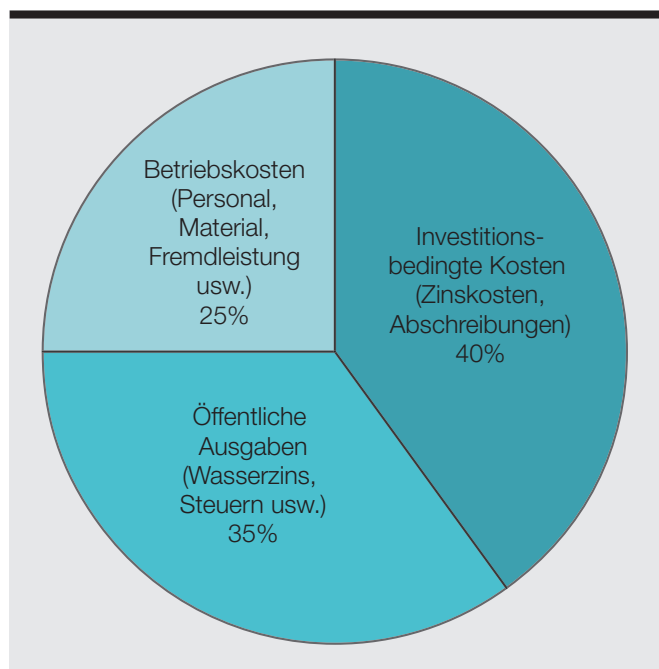


Bild 2 Die öffentlichen Abgaben belasten ein typisches Wasserkraftwerk bereits mit rund einem Drittel der Gesamtkosten; der Grossteil davon entfällt auf den Wasserzins (Quelle: SWV, 2016).

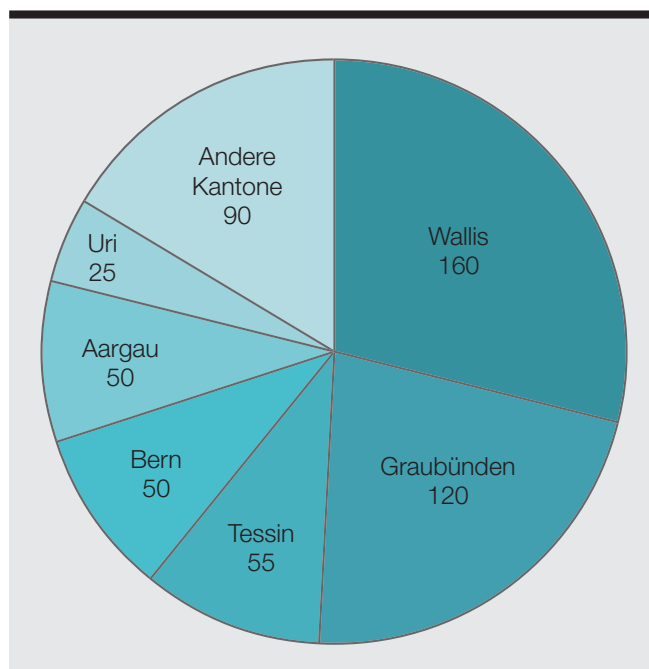


Bild 3 Jährliche Wasserzinseinnahmen der Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken in Millionen Franken nach Kanton (Datenquelle: BFE, 2015; eigene Darstellung).

1.4 Reformversuche

Seit der Einführung des maximalen Wasserzinssatzes musste bei jeder Änderung um eine politische Kompromisslösung gerungen werden. Regelmässig wurde die Frage angegangen, wie die Wasserzinsregelung im Rahmen des bestehenden Verfassungsrechts verbessert werden könnte.

In den 1970er-Jahren wurden in einer vom Bund eingesetzten Arbeitsgruppe verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie von der Berechnung über die mittlere Bruttoleistung abgewichen werden könnte (EVED, 1979). In den 1980er-Jahren wurde eine Studienkommission eingesetzt, die eine praktisch totalrevidierte Fassung des Wasserrechtsgesetzes vorschlug (Bundesrat, 1984). In den 1990er-Jahren wurden in einer Mitteilung des damaligen Bundesamts für Wasserwirtschaft die rechtlichen Aspekte für neue Wege und Möglichkeiten bei der Festlegung des maximalen Wasserzinssatzes aufgezeigt (BWW, 1995). Und schliesslich wurde Anfang des neuen Jahrtausends von akademischer Seite die Ablösung der bestehenden Wasserzinsregelung durch die Einführung einer reinen Ressourcenrente vorgeschlagen (CEPE, 2004). Mit Ausnahme der einmal eingeführten und wieder abgeschafften Qualitätsstufen konnten sich die zahlreichen Vorschläge für Systemänderungen bisher allerdings nie durchsetzen.

1.5 Entwicklung der Abgabenhöhe

Der gesetzlich fixierte maximale Wasserzinssatz ist seit seiner Einführung im Jahr 1918 nominal um den Faktor dreizehn erhöht und alleine seit dem Jahre 1997 mehr als verdoppelt worden. Teuerungsbereinigt mit dem Landesindex der Konsumentenpreise (BfS, 2016), entspricht die Erhöhung von ursprünglich 8.16 CHF/kW_B im Jahre 1918 auf 110 CHF/kW_B im Jahre 2015 in realen Werten fast einer Verdreifachung (der Initialwert würde zu heutigen Preisen 41.1 CHF/kW_B betragen). Der maximale Wasserzinssatz hat sich in den vergangenen Jahrzehnten also komplett von der Landesteuerung entkoppelt.

Bemerkenswert ist dabei vor allem auch, dass der Grossteil der Erhöhungen ab Mitte der 1970er-Jahre erfolgte; zu einem Zeitpunkt also, in dem die

Wasserkraftwerke der Schweiz im Wesentlichen bereits gebaut waren und über gültige Konzessionen für eine Nutzungsdauer von meistens 80 Jahre verfügten. Eingriffe in das wohlverworbene und schützenswerte Recht der Konzession gelten zwar als zulässig soweit sie verhältnismässig bleiben (vgl. dazu auch Aeberhard, 2009). Bei der Beurteilung gilt es aber, die Gesamtheit der Eingriffe und Belastungen zu beachten. Denn neben dem Wasserzins gibt es ja noch diverse andere Leistungen, die dem Konzessionär im Laufe der Zeit auferlegt wurden und werden. Zu nennen sind insbesondere Gratis- und Vorzugsenergie für die Konzessionsgemeinden, Bau und Unterhalt von oftmals touristisch genutzten Strassen und Seilbahnen sowie ständig steigende Leistungen zugunsten von Umwelt und Hochwasserschutz.

2. Finanzielle Bedeutung der Wasserzinse

2.1 Kostenfaktor für die Wasserkraft

Gemäss Bundesverwaltung flossen im Jahre 2014 bei voller Ausschöpfung des damaligen Wasserzinssmaximums CHF 515 Mio. von den Wasserkraftbetreibern zu den Konzessionären (BFE, 2015). Mit dem letzten Erhöhungsschritt auf Anfang 2015 resultieren nun also jährlich rund CHF 550 Mio. Wasserzinse. Bei einer Produktionserwartung der Wasserkraft von rund 36 TWh (und unter Berücksichtigung, dass Wasserkraftwerke unter 2 MW_B einen reduzierten und solche unter 1 MW_B keinen Wasserzins bezahlen), liegt die Belastung der grösseren Kraftwerke unterdessen bei rund 1,6 Rp./kWh. Das entspricht somit der Hälfte der aktuell am Markt erzielbaren Erträge (vgl. Abschnitt 3.2).

Damit hat sich die fixe Abgabenlast der Wasserkraftproduzenten in wenigen Jahren massiv erhöht. In einer detaillierten Studie zur Belastung der Elektrizität durch Abgaben (BSG, 2010) wurden, basierend auf einer Stichprobe, die Belastungen nach Art und Ort auf unterschiedlichen Stufen untersucht. Bei der Wasserkraft wurden total 33 Abgabearten plus die Mehrwertsteuer unterschieden. Ihre Belastung lag im Stichjahr 2009 gemäss diesem Bericht bei 2,24 Rp./kWh,

wobei der Wasserzins damals schon rund die Hälfte ausmachte, gefolgt von den Komponenten Mehrwertsteuer (15%), der Ertrags- und Gewinnsteuer (12%) sowie der Konzessionsenergie (5%). Die öffentlichen Abgaben belasten ein typisches Wasserkraftwerk heute mit durchschnittlich einem Drittel der Gesamtkosten (vgl. Bild 2). Und der Grossteil davon entfällt auf den Wasserzins. Er ist also ein sehr bedeutender Kostenfaktor für die einheimische Wasserkraft.

Ein detaillierter Vergleich mit den Nachbarländern zeigt, dass die Schweiz bei allen Wasserkraftwerkstypen mit Abstand die höchste fixe Abgabenlast aufweist (Wyer, 2006). Obschon diese Untersuchung bereits einige Jahre zurückliegt, hat sich an dieser Situation im Kern nichts geändert. Veranschaulichen lässt sich dies am Beispiel des Grenzkraftwerks Birsfelden mit deutschem Hoheitsanteil von 39,85%. Gemäss dem Geschäftsbericht 2015 des Kraftwerks (KWB, 2016) betrug der Wasserzins auf Schweizer Seite über CHF 4,0 Mio., der deutsche Anteil als Wassernutzungsentgelt in Baden-Württemberg nur CHF 0,2 Mio. Und obschon die Abgabe nun auch auf deutscher Seite per 1. Januar 2016 mehr als verdoppelt wurde (RPF, 2015), liegt sie mit umgerechnet 15 CHF/kW_B weiterhin um ein Vielfaches tiefer im Vergleich zur Schweiz.

2.2 Einnahmen für einzelne Gemeinwesen

Der Wasserzins ist eine bedeutende Einnahmequelle für die Standortkantone und je nach kantonaler Gesetzgebung für die Standortgemeinden der Wasserkraftwerke. Gesamtschweizerisch entfallen über 80% der Einnahmen auf 6 Kantone bzw. ihre Standortgemeinden (vgl. Bild 3).

Gut dokumentiert sind die Einnahmen für den Kanton Graubünden (AEV, 2016). So konnte der Kanton seine Einnahmen aus dem Wasserzins von rund CHF 27 Mio. im Jahr 1988 auf heute über CHF 60 Mio. steigern. Und die Gemeinden erzielten nochmals Einnahmen in gleicher Höhe. In zahlreichen Gemeinden machen die Einnahmen durch Wasserzinse zwischen 20 und 40% der Gesamteinnahmen aus, in einem Fall sind es sogar über 40%, was pro Einwohner im Extremfall über CHF 5000 pro Jahr ausmacht.

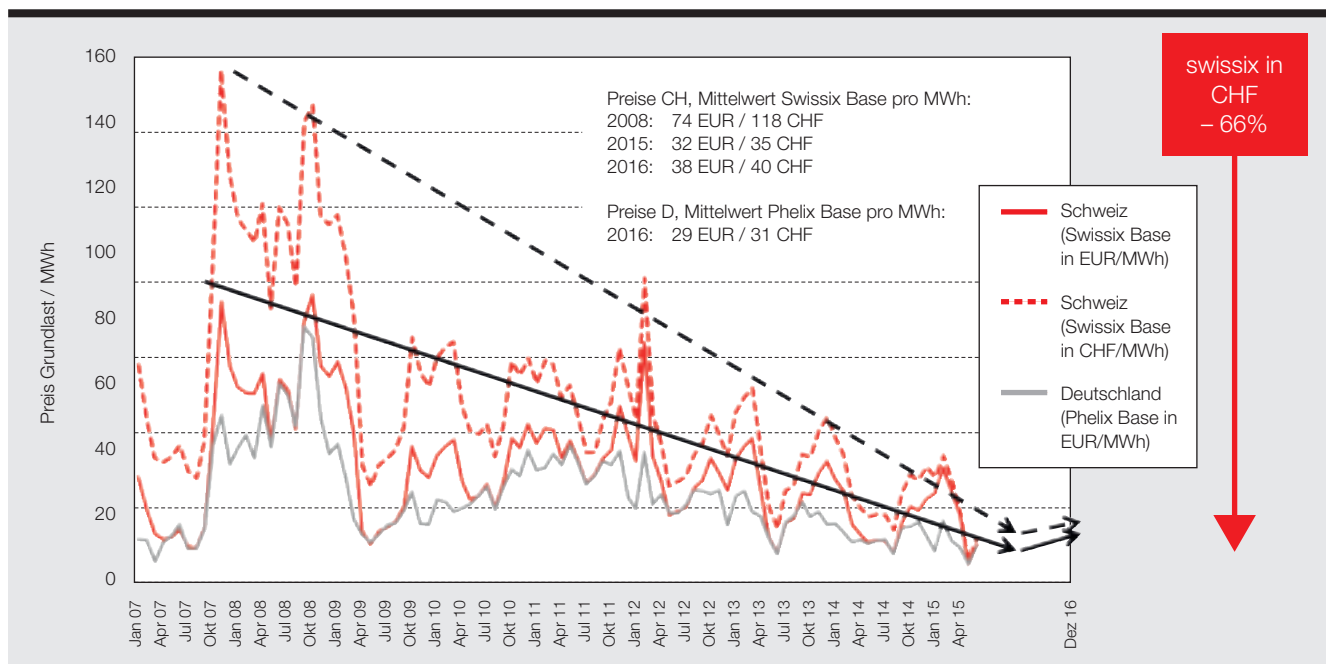


Bild 4 Entwicklung des Schweizer Preises für Bandenergie in EUR/MWh (ausgezogene rote Linie) und in CHF/MWh (gestrichelte rote Linie) (Quelle: Avenir Suisse, 2015; ergänzt: SWV, 2017).

Das verdeutlicht die manchmal problematische Abhängigkeit der Gemeinden von diesen Einnahmen und so erstaunt es nicht, dass man gerne an einer hohen fixen Einnahme festhalten will. Gerade Gemeinden in Randregionen können damit zum Beispiel ein Bildungssystem unterhalten, das der Aufrechterhaltung der Attraktivität für Familien dient. Oder es werden mit den Wasserzinse auch Teile der touristischen Infrastruktur wie beispielsweise Erlebnisbäder mitfinanziert (St. Galler Tagblatt Online, 2016). Es stellt sich aber zwangsläufig die Frage, ob es Aufgabe der Stromproduzenten ist, diese Dienstleistungen und Infrastrukturen zu finanzieren, wenn sie ihre Kosten selber nicht decken können und die Abgaben nicht mehr im Sinne des Solidaritätsgedankens an die Endverbraucher überwälzen können.

3. Heutiges und künftiges Marktumfeld

3.1 Vom Monopol zum Markt

Die meisten grossen Wasserkraftwerke der Schweiz wurden im letzten Jahrhundert, insbesondere zwischen 1950 und 1970, gebaut. Damals stieg die Stromnachfrage rasant an und die Elektrizitätsgesellschaften, oftmals im Besitz von Produktionsanlagen und Verteil-

netzen, versorgten ihre Stromverbraucher im Monopol zu kostenbasierten Tarifen. In diesem System konnten die vollständigen Gestehungskosten der Wasserkraftproduktion, inklusive der Wasserzinse, den Endverbrauchern weiterverrechnet werden.

Seit der Jahrtausendwende hat sich der europäische Strommarkt im Zuge der Liberalisierungen aber grundlegend gewandelt. Auch in der Schweiz hat das Bundesparlament im Jahr 2007 eine zweistufige Marktöffnung verabschiedet. Demnach sollte nach einer Trennung von Höchstspannungsnetz und Produktion (dem sog. «Unbundling») zuerst den grossen Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh und nach fünf Jahren auch den Haushalten sowie anderen Kleinverbrauchern der freie Marktzugang gewährt werden. Die erste Stufe dieser Marktöffnung wurde vom Bundesrat per 1. Januar 2009 mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) in Kraft gesetzt. Seither wird das Höchstspannungsnetz von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid betrieben, und alle grossen Verbraucher sowie Verteilnetzbetreiber können ihren Strom frei am europäischen Markt beziehen. Ob und wann die von der Politik angedachte zweite Stufe der Marktöffnung auch für kleinere Verbraucher eingeführt wird (und damit jeder Endverbraucher sei-

nen Stromlieferanten frei wählen kann), ist noch offen. Diese volle Marktöffnung hätte plangemäss zwar bereits vor zwei Jahren umgesetzt werden sollen, der Bundesrat will aber aufgrund des aktuellen Marktumfelds und des weiterhin ausstehenden bilateralen Stromabkommens mit der Europäischen Union mit der Inkraftsetzung zuwarten (Bundesrat, 2016). Da die Versorger den Strom aber ebenfalls am Markt beschaffen können, ist bereits heute der Grossteil der einheimischen Wasserkraftproduktion den internationalen Marktbedingungen ausgesetzt.

Die Schweizer Wasserkraftproduzenten befinden sich also in einem komplett neuen Umfeld. Sie müssen sich im internationalen Strommarkt behaupten, der überdies mit Milliardensubventionen und unterschiedlichen nationalen Abgabenpolitiken massiv verzerrt ist. Im geöffneten Markt können insbesondere auch die Wasserzinse nicht mehr als Teil der Gestehungskosten einfach im Tarifsystem den Endverbrauchern weiterverrechnet werden. Die Kosten bleiben am Produzenten hängen, der die entsprechenden Erträge am Markt erwirtschaften muss. Die Abgabe ist so zu einem wichtigen Kostenfaktor geworden, der die einheimische Wasserkraft gegenüber der nationalen und internationalen Konkurrenz wesentlich verteuert.

3.2 Strompreiszerfall gefährdet Substanz

Parallel zur Liberalisierung haben die Marktpreise, die an den Strombörsen Europas gebildet werden, einen massiven Preiszerfall erfahren. In der Zeitspanne zwischen 2008 und 2016 sind die in Leipzig gehandelten Strompreise wechselkursbereinigt für die Schweiz um rund 66% eingebrochen (vgl. Bild 4).

Dieser massive Zerfall ist auf das Zusammenspiel verschiedener Faktoren zurückzuführen, die allesamt von der Schweiz kaum beeinflusst werden können. Zu nennen sind insbesondere:

- Tiefe Öl-, Gas- und Kohlepreise
- Preiszerfall bei CO₂-Zertifikaten
- Stagnation der Stromnachfrage in Europa
- Massive Subventionierung anderer Stromquellen
- Ungünstige Euro/Franken-Wechselkursentwicklung.

Solange die europäische Energie- und Klimapolitik nicht wirksam korrigiert wird, ist nicht mit einer substanziellen Erholung der Strompreise zu rechnen (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3).

Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Preise mittlerweile eine existenzielle Herausforderung. Die Wasserkraft gehört zwar zu den kostengünstigsten Technologien der Stromproduktion überhaupt, mit Gestehungskosten von – je nach Standort, Ausführung und Zustand der Anlagen sowie abhängig vom jährlichen Wasserdargebot – zwischen 3 und 10 Rp./kWh. Aber der Grossteil der Kraftwerke kann diese Kosten am Markt nicht mehr decken. Es fehlen Erträge von durchschnittlich 2 bis 4 Rp./kWh, was zu gesamtschweizerischen Verlusten in der Grössenordnung von jährlich rund CHF 1 Mrd. führt (Piot, 2015; SWV, 2016). Die Anlagen werden nur deshalb nicht ausser Betrieb gesetzt, weil diese sehr tiefe variable Kosten aufweisen und damit der Stromverkauf einen Deckungsbeitrag an die hohen Kapitalkosten und Abgaben leistet.

Um die Kosten kurzfristig zu senken, werden von den Betreibern die Betriebskosten weiter optimiert. Diese Kostensenkungsprogramme werden das Problem allerdings nicht lösen können, denn die durch ein Kraftwerk direkt beeinflussbaren Betriebskosten machen oftmals nur noch ein Viertel

der Gestehungskosten aus (vgl. Abschnitt 2.1). Den Wasserkraftbetreibern bleibt damit nur die Option, Investitionen in den Unterhalt und die Modernisierung der Anlagen zurückzustellen und auf das sicherheitsrelevante Minimum zurückzufahren. Die Verluste schaden dem Substanzerhalt der Wasserkraft, bescheren der öffentlichen Hand als Aktionärin der Gesellschaften gewaltige Wertverluste, schwächen die Einkommensbasis der Konzessionäre sowie der Wasserkraftkanton- und -gemeinden und gefährden Arbeitsplätze. Mittelfristig stellt diese Entwicklung die Versorgungssicherheit und die gesamte Energie- bzw. Stromstrategie der Schweiz infrage.

3.3 Künftige Entwicklung

Ein Blick in die Zukunft ist naturgemäss mit grossen Unsicherheiten behaftet. Die Unwägbarkeiten sind aber gerade in Energiefragen sehr stark ausgeprägt. Zum einen, weil diese meistens in besonderem Masse von der Politik beeinflusst sind und damit schwer voraussehbar bleiben; und zum anderen, weil die Strategien und Konzepte aktuell in einer fast schon revolutionären Umbruchphase stehen.

Für die nächsten Jahre wird an den europäischen Strommärkten nicht mit einer wesentlichen Erholung der Preise gerechnet. Zwar sind sie seit ihrem Tief im Februar 2016 wieder leicht angestiegen, aber die aktuell gehandelten Preise für Bandenergie (Produkt «Base») für die Jahre 2017 bis 2020 ste-

hen bei 25–27 EUR/MWh oder umgerechnet bei weiterhin tiefen 2,7 bis 3,0 Rp./kWh (vgl. Bild 5).

Nicht zuletzt angesichts dieser düsteren Marktaussichten, hat das Bundesparlament im Rahmen der Beratungen zum 1. Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 in der Frühlings-session 2016 die Einführung einer Marktprämie beschlossen (UREK-S, 2016). Wasserkraftwerke sollen maximal 1 Rp./kWh für jenen Strom erhalten, den sie unter den Gestehungskosten am Markt verkaufen müssen. Dazu wird ein Netzzuschlag von 0,2 Rp./kWh vorgesehen, was unter Berücksichtigung der Befreiung stromintensiver Industrien einem jährlichen Betrag von rund CHF 110 Mio. entspricht. Die Regelung wird Linderung verschaffen, löst aber die grundlegenden Probleme nicht. Zudem genügt die Massnahme angesichts der generierten Verluste nicht für die Wiederherstellung der Rentabilität der Wasserkraft, tritt frühestens auf Anfang 2018 in Kraft und ist überdies auf fünf Jahre befristet.

Schlecht sind die Prognosen damit vor allem für die Laufwasserkraftwerke, die knapp die Hälfte des Schweizer Wasserkraftstroms liefern. Diese produzieren zwar in den meisten Fällen etwas kostengünstiger als Speicherkraftwerke, sind dafür aber nicht steuerbar und produzieren, unabhängig vom Marktpreis, nach Wasserdargebot. Die Kraftwerke stehen zudem auch in direkter Konkurrenz zu den bis anhin vor allem in Deutschland mit massiven Subventionen zugebauten Photovoltaikan-



Bild 5 Entwicklung des europäischen Strompreises für Bandenergie für das Jahr 2020 im Zeitraum 2014 bis 2016 in EUR/MWh (Quelle: EEX am 9. August 2016).

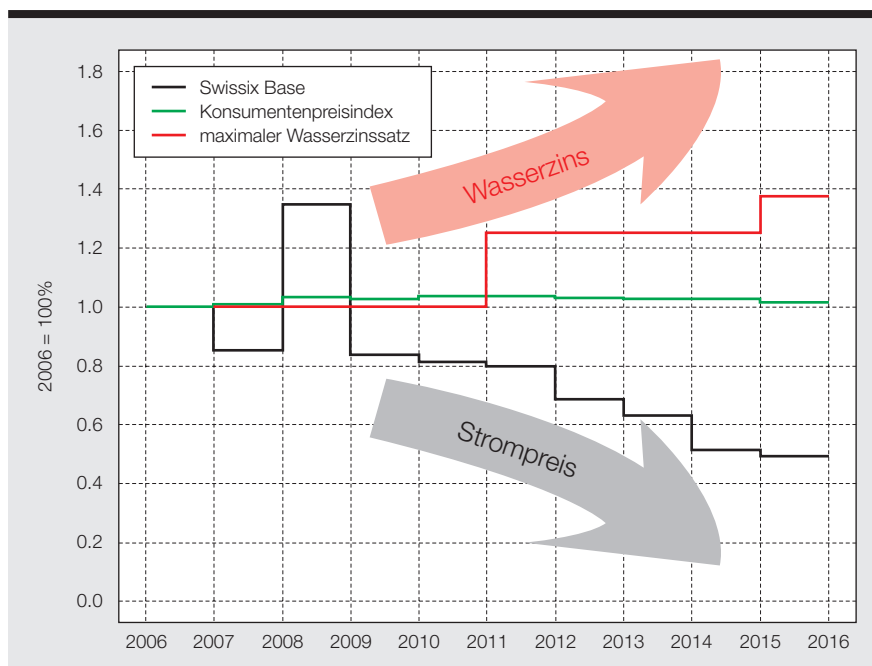


Bild 6 Komplette gegenläufige Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt (schwarz) und des Wasserzinssatzes (rot) bei gleichbleibender Teuerung (grün) für die Periode seit 2006.

lagen, da die Produktionsprofile von Laufwasserkraft und Photovoltaik auf Monatsbasis sehr ähnlich verlaufen mit viel Strom im Sommer und wenig im Winter (vgl. dazu auch Piot/Beer, 2016).

Die Laufwasserkraftwerke kämpfen bereits heute mit negativen Preisen, die an sehr sonnigen oder windigen Feiertagen vor allem im Frühling während ein paar Stunden auftreten können. Das Phänomen geht zurück auf eine Kombination von Überproduktion aus Photovoltaik- und Windanlagen mit nicht zurückgefahrenen konventionellen Anlagen. In diesen Momenten werden die Laufwasserkraftwerke – sofern sie ihre Anlagen nicht ausser Betrieb nehmen können oder aus konzessions- oder umweltrechtlichen Gründen nicht dürfen – für ihre erneuerbare Stromproduktion zusätzlich bestraft. Auf Ersuchen der Betreiber wurden deshalb die vor allem bei den Grenzkraftwerken am Hochrhein bestehenden konzessionsrechtlichen Einschränkungen für Wehrüberfall vorderhand gelockert (BFE, 2014a). Die Tendenz für negative Preise und die damit verbundenen Probleme bei der Laufwasserkraft dürften sich in den kommenden Jahren aber eher noch verschärfen.

Die technisch komplexeren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke produzieren im Vergleich zu Laufwas-

serkraftwerken meistens etwas teurer, können aufgrund ihrer Steuerfähigkeit aber von kurzfristigen oder saisonalen Preisunterschieden profitieren. Die Aussichten für diese Kraftwerke sind deshalb mittel- bis längerfristig besser. Zum einen, weil der Bedarf für steuerbare Produktion und Regelleistung zum Ausgleich der unregelmässig einspeisenden Stromquellen stark zunehmen wird. Und zum anderen, weil beim politisch aufgelegten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und in der Schweiz die Sicherstellung der Versorgung im Winter in den Fokus rücken wird.

4. Handlungsbedarf zur Neuregelung

4.1 Kurzfristig

Die obigen Ausführungen zur Marktsituation und Ertragslage der einheimischen Wasserkraftproduktion zeigen, dass der Wasserzins im aktuellen Umfeld von den Produzenten eigentlich gar nicht mehr finanziert werden kann. Das liegt vor allem daran, dass die heutige Regelung für die Bemessung der Wasserzinse noch aus der Zeit des Monopols stammt und keinerlei Rücksicht auf die effektive Ertragslage der Wasserkraft nimmt. Im Gegenteil: die Ent-

wicklungen der Grosshandelspreise auf dem Strommarkt und des maximalen Wasserzinssatzes sind seit dem Jahre 2009 komplett gegenläufig (vgl. Bild 6).

Die Standortkantone und -gemeinden könnten zur kurzfristigen Entlastung der einheimischen Wasserkraftproduktion theoretisch per sofort oder gar rückwirkend auf einen Teil oder die ganze Wasserzinsabgabe verzichten. So hat der Regierungsrat des Kantons Bern im Frühling 2016 auf Bestreben des Grossen Rates tatsächlich eine Änderung des Wassernutzungsgesetzes verabschiedet, das für die Grosswasserkraftwerke den rückwirkenden Verzicht auf den letzten Erhöhungsschritt des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums per 1. Januar 2015 stipuliert und zusätzliche Entlastungsmöglichkeiten im Einzelfall vorsieht (RR Kanton Bern, 2016). Das Geschäft wird im September 2016 wieder im Grossen Rat behandelt und könnte so die Berner Wasserkraftwerke mit jährlich rund CHF 3,9 Mio. entlasten. Aber angesichts der grossen Bedeutung der Wasserzinse für die öffentlichen Haushalte (vgl. Abschnitt 2.2) dürfte ein solches Vorgehen ein Einzelfall bleiben.

4.2 Mittelfristig

Die Hoffnung auf eine finanzierbare Lösung, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit der einheimischen Wasserkraft verbessert, ruht damit auf der Ablösung der noch bis Ende des Jahres 2019 geltenden gesetzlichen Regelung. Das Bundesparlament hat dazu in der Frühlingssession 2016 mittels Motion dem Bundesrat den expliziten Auftrag erteilt «in Zusammenarbeit mit den Kantonen, der Energiewirtschaft und weiteren interessierten Kreisen die Wasserzinsregelung nach 2019 unter Berücksichtigung der konkreten Lage der Wasserkraftwerke und der Förderungsmechanismen der Energiestrategie 2050 zügig an die Hand zu nehmen» (UREK-N, 2016).

Die Ausarbeitung einer neuen Regelung bietet die Chance, das neue Umfeld mit weitgehend liberalisierter Stromwirtschaft zu berücksichtigen. Die einheimische Wasserkraft muss – so man sie weiter nutzen will – heute und in Zukunft am internationalen Strommarkt bestehen können. Das heisst, es braucht eine flexible Lösung, die für

gute und für schlechte Zeiten taugt. Die Wasserkraftproduzenten können selbstredend keine Abgaben bezahlen, welche sie weder über den Markt finanzieren noch weiterverrechnen können. Sind die Strompreise hingegen hoch, sollen auch die Gemeinwesen entsprechend entschädigt werden. Der Markt ist insofern auch der Massstab für die Einschätzung des Wertes der Ressource Wasser für die Stromproduktion.

5. Fazit

Der Wasserzins als Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion hat in der Schweiz eine nunmehr hundertjährige Tradition. Und die Abgabe hat im Sinne der Entschädigung für die Beanspruchung eines öffentlichen Gutes durchaus ihre Berechtigung.

Die heutige Regelung zur Bemessung der Wasserzinse stammt aber noch aus der Zeit des Monopols, ist überholt und untauglich für die Zukunft. So wird heute insbesondere nicht berücksichtigt, dass die einheimische Wasserkraft seit der Teilliberalisierung im Jahre 2009 am internationalen Strommarkt bestehen muss. Das heisst, die Abgabe ist seither für viele – und nach der vollständigen Marktöffnung für alle – Wasserkraftbetreiber mittels Erträgen am Markt und in internationaler Konkurrenz zu erwirtschaft-

ten. Sie kann nicht mehr wie im Monopol einfach dem Endverbraucher überwältigt werden. In Kombination mit den innert weniger Jahre zusammengebrochenen Grosshandelspreisen führt dies zu massiven Verlusten bei den Wasserkraftwerksbesitzern.

Die Abgabe hat sich zudem im Laufe der letzten hundert Jahre, unbeschrieben von der Ertragslage der Wasserkraft und gesteuert durch einen politisch motivierten Ausgleich, stets nach oben entwickelt und sich dabei komplett von der Landesteuerung entkoppelt. In realen Werten beträgt der Wasserzins bereits rund das Dreifache des ursprünglichen Werts. Die heute von den Wasserkraftproduzenten jährlich an die Standortkantone und -gemeinden abzuliefernden rund CHF 550 Mio. sind selbstredend eine bedeutende Einnahmequelle für die begünstigten Gemeinwesen. Die Belastung von rund 1,6 Rp./kWh auf dem Strom aus Wasserkraft entspricht aber bereits rund einem Viertel der durchschnittlichen Gestehungskosten und der Hälfte des aktuellen Marktpreises. Damit ist die Abgabe ein sehr bedeutender und im aktuellen Umfeld nicht mehr tragbarer Kostenfaktor für die Wasserkraft geworden.

Die gesetzlich per Anfang 2020 vorgesehene Neuregelung ist zu nutzen, um dem komplett neuen Marktumfeld der Wasserkraft Rechnung zu tragen

und die Abgabe zukunftsfähig zu gestalten. Es braucht eine flexible, marktgerechte Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser. Zwar sind die diesbezüglichen Verhandlungen zwischen den Betreibern der Wasserkraftwerke und den Wasserzinskantonen im Sommer 2016 ergebnislos beendet worden (SWV/VSE/SE, 2016). Aber die Schweiz wird nicht darum herumkommen, eine Regelung zu finden, welche das neue Umfeld berücksichtigt, damit die Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf und Pfeiler der Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird.

Danksagung

Die Autoren danken für die Durchsicht des Manuskriptes namentlich: Andreas Stettler, Vorsitzender der Kommission Hydrosuisse im Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband, und Peter Quadri, swisselectric.

Literatur

- Aeberhard, 2009: «Die Bedeutung der wohlverordneten Rechte für die Wasserkraftbetreiber», Artikel von Jörg Aeberhard in: «Wasser Energie Luft» 101. Jahrgang 2009, Heft 4, Baden.
- AEV, 2016: «Wasserzinseinnahmen Kanton Graubünden», diverse Grafiken des Amtes für Energie und Verkehr des Kantons Graubünden (AEV), publiziert auf der Webseite: www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/bvfd/aev/dokumentation/wasserkraft/statistiken/Seiten/default.aspx (abgerufen 11. August 2016).
- Avenir Suisse, 2015: «Energiewirtschaftliche Ideen für das Geschäftsmodell Wasserkraft», Urs Meister, Avenir Suisse, Referat anlässlich der 104. SWV-Hauptversammlung vom 3. September 2015 in Wettingen.

IN KÜRZE

Zusammenfassung

Der Wasserzins ist das Entgelt, das die Schweizer Wasserkraftwerke für die Nutzung der Ressource Wasser zu entrichten haben. Die Abgabe wurde im Jahre 1916 im «Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» auf nationaler Ebene verankert und auf Anfang des Jahres 1918 eingeführt. Seither wurde der Wasserzinssatz mittels Gesetzesanpassungen bereits sieben Mal erhöht und hat sich in realen Werten fast verdreifacht. Damit fliessen heute jährlich rund CHF 550 Mio. in die Kassen der Standortkantone und -gemeinden; risikolos und unabhängig von der Ertragslage der Wasserkraft.

Das 100-jährige Jubiläum der gesetzlichen Verankerung der Abgabe und die vorgesehene Neuregelung auf Anfang des Jahres 2020 sind Anlass für den vorliegenden Beitrag. Neben einem kurzen geschichtlichen Überblick über die Entstehung und Entwicklung des Wasserzinses in den vergangenen hundert Jahren wird auf die finanzielle Bedeutung der Abgabe für die Wasserkraftwerke und die Gemein-

wesen eingegangen, das komplett neue Marktumfeld mit den daraus resultierenden wirtschaftlichen Herausforderungen für die Wasserkraft beschrieben und schliesslich der Reformbedarf abgeleitet.

Das Fazit der Analyse: Die starre Regelung für die Bemessung der Wasserzinse, die noch aus der Zeit des Monopols stammt, ist untauglich für die Zukunft. Will man die Konkurrenzfähigkeit der einheimischen Wasserkraft im europäischen Markt nicht weiter gefährden, braucht es eine flexiblere, marktpreisabhängige Bemessung. Die Abgabe soll dem ursprünglichen Gedanken der Entschädigung für die Beanspruchung eines öffentlichen Gutes Rechnung tragen, gleichzeitig aber für die Wasserkraftbetreiber finanzierbar bleiben. In einem liberalisierten Umfeld ist der am Markt erzielbare Ertrag der Massstab für den Wert der Ressource Wasser. Die anstehende Neuregelung ist zu nutzen, um den Wasserzins in diesem Sinne zukunftsfähig zu gestalten.

BFE, 2016: «Energiepolitik in Zeiten des Umbruchs», Walter Steinmann, Bundesamt für Energie (BFE), Referat anlässlich der Powertage vom 1. Juni 2016 in Zürich.

BFE, 2014a: «Rentabilität der bestehenden Wasserkraft - Bericht zuhanden der UREK-N», Bundesamt für Energie (BFE), Bern.

BFE, 2014b «Wasserkraftwerke am Hochrhein: Flexibilisierung der Betriebsweise», Medienmitteilung Bundesamt für Energie (BFE) vom 9. Dezember 2014, Bern.

BFS, 2016: «Landesindex der Konsumentenpreise (LIK)», Teuerungsrechner des Bundesamtes für Statistik (BFS) auf www.bfs.admin.ch.

BSG, 2010: «Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen im Jahre 2009 (und Vergleich mit 2007)», Studie der BSG Unternehmensberatung, 24. November 2010, St. Gallen.

Bundesrat, 2016: «Bundesrat will mit voller Öffnung des Strommarktes zuwarten», Medienmitteilung des Bundesrates vom 4. Mai 2016, Bern.

Bundesrat, 1995: «Botschaft über die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 16. August 1995, Bern.

Bundesrat, 1984: «Botschaft betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 12. November 1984, Bern.

Bundesrat, 1975: «Botschaft an die Bundesversammlung betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 19. November 1975, Bern.

Bundesrat, 1967: «Botschaft betreffend die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 5. Juni 1967, Bern.

Bundesrat, 1951: «Botschaft betreffend Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 13. November 1951, Bern.

Bundesrat, 1912: «Botschaft zum Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 19. April 1912, Bern.

BWG, 2002: «Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz», Ruedi Sigg und Werner Röthlisberger, Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG), Serie Wasser, Bericht Nr. 3, Biel.

BWW, 1995: «Wasserzinsmaximum», Fritz Kilchenmann, Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), Mitteilung Nr. 6, Bern.

CEPE, 2004: «Bedeutung der Wasserzins in der Schweiz - und Möglichkeiten einer Flexibilisierung», Silvia Banfi et al., Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETHZ, Zürich.

EVED, 1979: «Bericht über die Möglichkeiten zur Vereinfachung der Wasserzinshebung», Bericht einer Arbeitsgruppe des Eidg. Volkswirtschafts- und Energiewirtschaftsdepartements (EVED) vom 30. Juni 1979, Bern.

KWB, 2016: Geschäftsbericht 2015 der Kraftwerk Birsfelden AG, Birsfelden.

Piot, 2015: «Steigende Kosten, sinkende Preise - Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke», Artikel von Michel Piot in: VSE-Bulletin 2/2015, Aarau.

Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktde-sign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau.

RPF, 2015: «Erhöhung des deutschen Netznutzungsentgeltes bei Hochrheinkraftwerken», Mitteilung des Regierungspräsidiums Freiburg (RPF) vom 21. Mai 2015, Freiburg i.Br.

RR Kanton Bern, 2016: «Regierungsrat will die Grosswasserkraftwerke entlasten», Medienmitteilung des Regierungsrates (RR) des Kantons Bern vom 11. April 2016, Bern.

SWV, 2016a: «Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft», Faktenblatt, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), publiziert auf www.swv.ch, Baden.

SWV, 2016b: «Der Wasserzins - bedeutendste Abgabe auf der Wasserkraft», Faktenblatt, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), publiziert auf www.swv.ch, Baden.

SWV/VSE/SE, 2016: «Noch keine Lösung für die Neuregelung der Wasserzins», Medienmitteilung Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und swisselectric (SE) vom 27. Juni 2016, Baden/Aarau/Bern.

St. Galler Tagblatt, 2016: «Sorgenfalten in der Idylle», Online-Beitrag von Dominic Wirth auf www.tagblatt.ch vom 8. April 2016, St. Gallen.

UREK-N, 2016: «Wasserzinsregelung nach 2019», Motion 14.3668 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N), eingereicht am 26. August 2014, Bern.

UREK-S, 2016: «Einigung bei der Wasserkraft», Medienmitteilung der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S) vom 19. April 2016, Bern.

UREK-S, 2009: «08.445 Parlamentarische Initiative Angemessene Wasserzins», Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S), 10. Februar 2009, Bern.

Wyer, 2006: «Die öffentlichen Abgaben der Wasserkraftnutzung im Alpenraum», Hans Wyer, Schulthess-Verlag, Zürich.

Autoren

Roger Pfammatter ist Geschäftsführer des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV).
→ SWV, 5401 Baden
→ roger.pfammatter@swv.ch

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch



Sichere Versorgung dank Schweizer Wasserkraft

Wasserkraft als Rückgrat unserer Stromversorgung:

Schweizer Wasserkraft trägt rund 60 % zur einheimischen Stromproduktion bei und spielt somit für die Umsetzbarkeit der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle.

Wasserkraft als regionaler Wirtschaftsmotor:

Die Wertschöpfung erfolgt in der Schweiz. Sie wirkt der Abwanderung in Bergregionen entgegen und sichert lokal Arbeitsplätze.

Wasserkraft als Tourismusattraktion:

Stauseen und Wasserkraftwerke bieten Erholungsgebiete in einmaligen Gebirgs- und Flusslandschaften.

Wasserkraft als Energie der Schweiz:

Wasserkraft ist unser wichtigster einheimischer Rohstoff - er ist erneuerbar, klimaschonend, flexibel einsetzbar und auch zukünftig verfügbar.

Flexibilisierung der Wasserzinse - eine Chance für alle

Die aktuelle Regelung zur Erhebung der Wasserzinse ist seit Längerem nicht mehr systemkonform | Auf Grund der Marktöffnung und anhaltend tiefer Grosshandelspreise nimmt die Belastung durch die Wasserzinse zusammen mit den hohen Kapitalkosten für die Wasserkraftanlagen ein existenzgefährdendes Ausmass an. Das im vorliegenden Beitrag hergeleitete «flexibilisierte Modell» ist eine zukunftsfähige Lösung, von der die Schweiz, die Standortkantone und -gemeinden, die Wasserkraftproduzenten und die Schweizer Endverbraucher gleichermaßen profitieren. Es bietet die Chance, die Wasserzinse im Hinblick auf die gesetzlich vorgesehene Neuregelung ab 2020 zielführend zu reformieren.

TEXT MICHEL PIOT, ROGER PFAMMATTER

Vor hundert Jahren wurde der Wasserzins ins eidgenössische Wasserrechtsgesetz aufgenommen. Allgemein gilt der Wasserzins als «eine öffentliche Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer, nämlich für das Recht, ein Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung von elektrischer Energie zu verwerten» [1]. Während sich methodisch an der Bestimmung des Wasserzinses seither nichts geändert hat, wurde der im Gesetz festgelegte maximale Wasserzinssatz mehrfach nach oben angepasst (**Bild 1**).

Seit dem letzten Erhöhungsschritt auf 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung (CHF/kW_B) auf Anfang 2015 resultieren jährlich rund CHF 500 Mio. an Wasserzinse, die die Produzenten der Wasserkraft an die konzessionsverleihenden Gemeinwesen zu bezahlen haben. Bei einer Produktionserwartung von rund 36 Terawattstunden (TWh) pro Jahr und unter Berücksichtigung, dass Wasserkraftwerke unter 2 MW_B einen reduzierten Wasserzinssatz bezahlen, liegt die Belastung der grösseren Kraftwerke heute bei durchschnittlich 1,6 Rp./kWh.

Während die Wasserzinse für die Betreiber der Wasserkraftanlagen also einen gewichtigen Kostenfaktor dar-

stellen, sind sie für die Standortkantone und je nach kantonaler Gesetzgebung für die Standortgemeinden der Wasserkraftwerke eine bedeutende Einnahmequelle. Über 80 Prozent der Einnahmen entfallen auf nur sechs Kantone beziehungsweise deren Gemeinden, wobei alleine das Wallis und Graubünden rund die Hälfte der Einnahmen für sich beanspruchen können.

Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes

Bei der Einführung des Wasserzinses auf eidgenössischer Ebene per 1. Januar 1918 betrug der maximale Wasserzinssatz 6 Franken pro Pferdekraft (CHF/PS) oder umgerechnet 8.16 CHF/kW_B. Das Gesetzgebungsrecht wurde dem Bund übertragen, «damit er die Gewinnung und Verwertung der Wasserkräfte fördere» [2]. Damit wurde festgelegt,

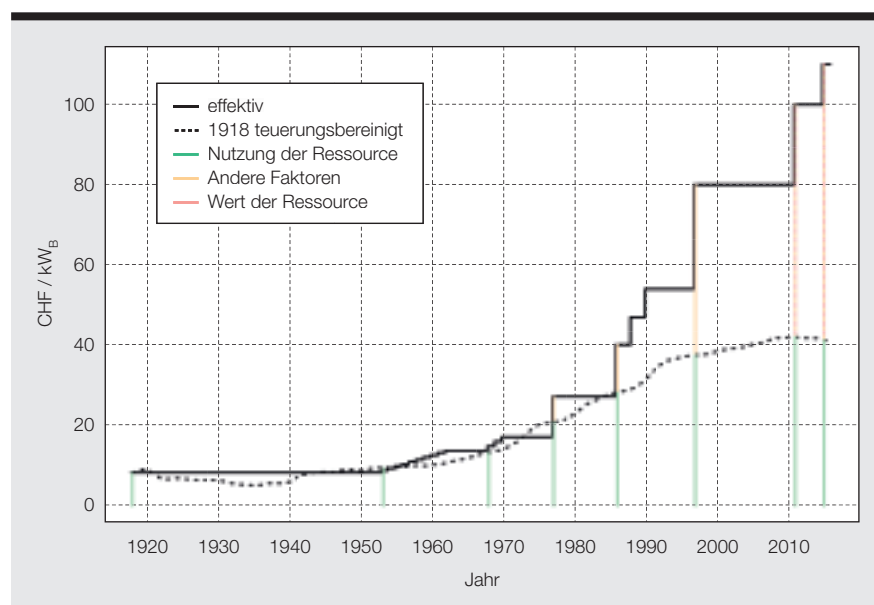


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes - aufgeteilt in unterschiedliche Komponenten - im Vergleich zum teuerungsbereinigten Anfangswert.

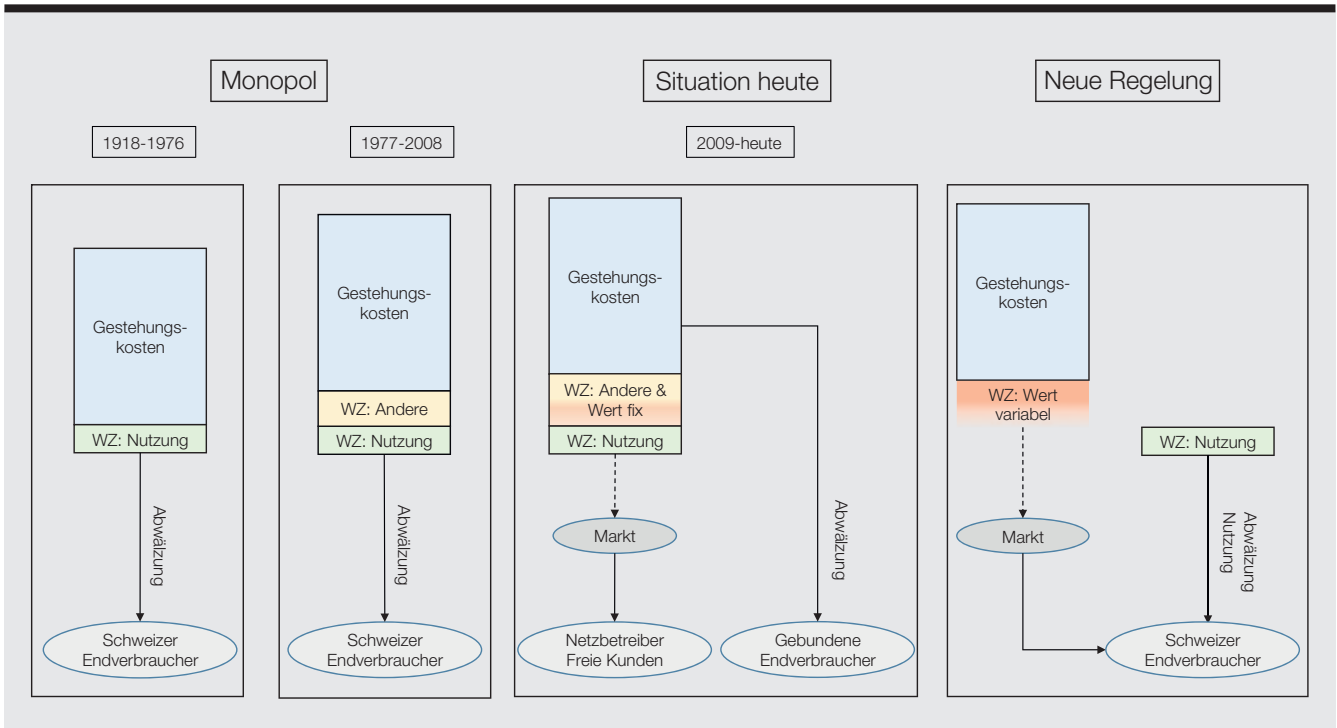


Bild 2 Abwälzungsmöglichkeiten der Wasserzins (WZ) in den unterschiedlichen Phasen. Über den Markt ist keine Abwälzung möglich.

dass sowohl auf die Gesamtinteressen des Landes zur Nutzung der einheimischen Wasserkraft als auch auf die Bedürfnisse der Wasserherkunftsgebiete Rücksicht zu nehmen ist.

Die beiden ersten Erhöhungen per 1. Januar 1953 und 1. Juli 1968 erfolgten mit dem Argument der Anpassung des Wasserzinssatzes an die allgemeine Teuerung. Erst in der Botschaft von 1975 zur dritten Erhöhung per 1. Januar 1977 nahm der Bundesrat eine breitere Interessenabwägung vor und sprach erstmals davon, dass die Wasserkraft zu einer Beeinträchtigung der natürlichen Schönheit der Gebirgsgegenden führe. Gleichzeitig wurde in dieser Botschaft wie auch in der Botschaft von 1984 zur vierten Erhöhung per 1. Januar 1986 der Solidaritätsgedanke zwischen Industriekantonen beziehungsweise Ballungszentren und wirtschaftlich benachteiligten Kantonen respektive den Berggebieten thematisiert: Da der Wasserzins «letztlich als Bestandteil des Energiepreises vom Energiekonsumenten bezahlt» und am meisten elektrische Energie in den Ballungszentren konsumiert werde, könne die Erhöhung als «Akt der Solidarität» [3] verstanden werden. Mit der Botschaft von 1995 zur fünften Erhöhung per 1. Mai 1997 wurde die Interessenabwägung als

Folge der Zunahme der zu berücksichtigenden Faktoren als zunehmend schwieriger eingestuft. Über eine im Jahr 2008 eingereichte parlamentarische Initiative erfolgten schliesslich die sechste Erhöhung per 1. Januar 2011 sowie die siebte und letzte Erhöhung per 1. Januar 2015, mit dem Argument, dass «die Strompreise und der Wert der Ressource Wasser insgesamt ansteigen» [4]. Eine detailliertere Aufarbeitung der historischen Entwicklung und Argumentation kann einem früheren Fachbeitrag der Autoren entnommen werden [5].

Der Wasserzins stellt in seiner ursprünglichen Form also eine Abgabe für die Nutzung der Ressource Wasser dar, die vom Energiekonsumenten bezahlt und in unregelmässigen Abständen der Teuerung angepasst wurde. Ab Mitte der 1970er-Jahre wurden zur Begründung einer Erhöhung zunehmend andere Faktoren eingebracht, bis zuletzt vor allem der Wert der Ressource in den Fokus der Argumentation trat (**Bild 2** «Monopol» und «Situation heute»). Mit dieser Verschiebung der Argumentation von der Nutzung zum Wert der Ressource hätte bereits früher eine umfassende politische Diskussion über eine Flexibilisierung stattfinden sollen, umso mehr als bereits ab Ende der

1990er-Jahre die Liberalisierung des Strommarktes in den Fokus der energiepolitischen Debatte rückte. Namentlich der Bundesrat signalisierte verschiedentlich seine Bereitschaft zu einer Systemänderung [6], die entsprechenden Debatten wurden aber auf den Zeitpunkt nach der Liberalisierung verschoben.

Reformbedarf

Inzwischen ist die Marktöffnung mindestens teilweise Realität geworden. Seit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes per 1. Januar 2009 sind Kunden mit einem Endverbrauch von über 100 MWh pro Jahr in der Wahl ihres Stromlieferanten frei. Von dieser freien Wahl machen im Jahr 2017 gemäss ElCom 63% der Berechtigten Gebrauch, was einer jährlichen Strommenge von rund 20 TWh entspricht. Daneben sind aber auch die Netzbetreiber im Einkauf ihres benötigten Stromes zur Belieferung ihrer gebundenen Endverbraucher frei. Das hat zur Folge, dass die Wasserkraftproduzenten ihre Abgaben nur noch dann abwälzen können, wenn sie selbst gebundene Endverbraucher haben (**Bild 2** «Situation heute»). Das entspricht einem fundamentalen Paradigmenwechsel, der in der bestehenden Gesetzgebung nicht berücksichtigt ist.

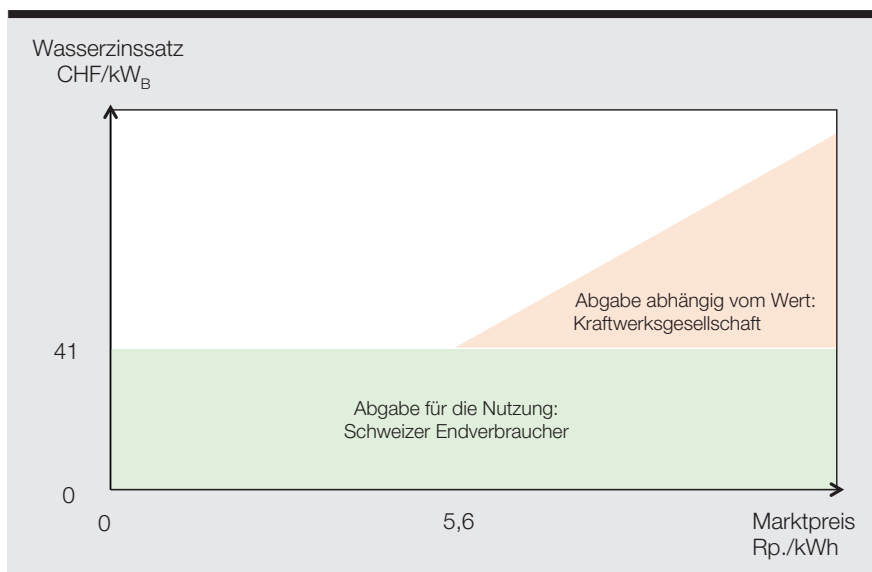


Bild 3 Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse.

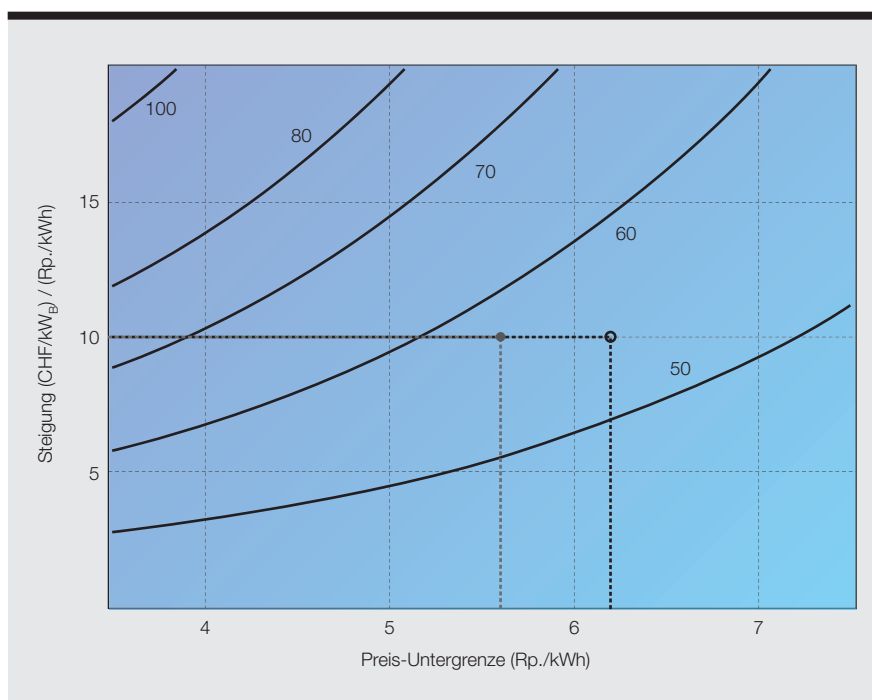


Bild 4 Wasserzinssatz-Isolinien beim «flexibilisierten Modell» als Durchschnitt über die Marktpreise der Jahre 2004-2015 in Abhängigkeit der Preis-Untergrenze und der Steigung bei einer fixen Abgabe von 41 CHF/kW_B.

Bei der Verleihung der Konzessionen für die Wasserkraftanlagen, die zum überwiegenden Teil bereits vor der dritten und mit neuen Argumenten begründeten Erhöhung des Wasserzinsmaximums von 1977 erfolgte, konnten diese Entwicklungen nicht antizipiert werden. Vor allem konnten und mussten die Produzenten nicht davon ausgehen, dass sich der Wasserzins einmal komplett von der teuerungsbereinigten Abgabe für die Nut-

zung der Ressource abkoppeln und später auch noch das Monopol und damit die Möglichkeit zur Abwälzung dieser Kosten wegfallen würden. Somit kann nicht argumentiert werden, dass die Kraftwerksgesellschaften mit der Unterzeichnung der Konzession automatisch sämtliche künftige Erhöhungen und Systemänderungen akzeptiert hätten. Die Kraftwerksbetreiber hatten sich einzig dazu bereit erklärt, den Verleihern der Kon-

zession eine Abgabe für die Nutzung der Ressource zu zahlen – die sie ihrerseits im Monopol den Endverbraucher abwälzen konnten.

Neuer Modellansatz

Aus obigen Gründen ist die gesetzlich festgeschriebene Neuregelung auf Anfang 2020 zu nutzen, um das Wasserzinsmodell umfassend zu reformieren. Der Anspruch der Standortkantone und -gemeinden auf ein Entgelt für die Zurverfügungstellung der Ressource ist ebenso zu berücksichtigen wie der Anspruch der Betreiber auf eine wirtschaftliche Ausnutzung der einheimischen Wasserkraft. Während auf der einen Seite die Gemeinwesen gerne konstante und planbare Einnahmen haben, können die Betreiber von Wasserkraftwerken nur dann Abgaben bezahlen, wenn sie mit dem Verkauf von Strom genügend Einnahmen erzielen.

Um diesen beiden Ansprüchen zu genügen, ist ein Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen und einem variablen Teil nach der folgenden Logik angezeigt:

- eine fixe Abgabe für die Nutzung der Ressource und
- eine variable Abgabe abhängig vom Wert der Ressource.

Die **Nutzung** der Ressource Wasser zur Stromproduktion unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich um einen volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen. Dieser ist in Form einer fixen Abgabe durch die Schweizer Endverbraucher abzugelten (**Bild 2** «Neue Regelung»).

Der **Wert** der Ressource Wasser zur Stromproduktion ergibt sich als Differenz zwischen den erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten und ist somit variabel. Ist die Differenz positiv, erzielt der Kraftwerksbetreiber einen Gewinn, ist sie negativ, schreibt er Verluste. Beim Wert der Ressource handelt es sich also um einen betriebswirtschaftlichen Nutzen. Die Verleiher der Konzessionen sollen bei positivem Geschäftsgang und abhängig vom Wert der Ressource in Form einer variablen Abgabe partizipieren können.

Das Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen und einem variablen Teil vermag beide Ansprüche somit hinreichend zu erfüllen, wenn (**Bild 3**):

- die fixe Abgabe für die Nutzung der Ressource, die einem energiepolitischen und damit volkswirtschaftlichen Nutzen entspricht, von den Schweizer Endverbrauchern abgegolten wird;
- eine zusätzliche variable Abgabe, abhängig vom Wert der Ressource, der einem betriebswirtschaftlichen Nutzen entspricht, durch die Kraftwerksbetreiber bezahlt wird.

Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft

Die Marktpreise sind in den vergangenen Jahren stark gefallen und der Ausblick auf die erwarteten Preise an den Börsen für die nächsten Jahre lässt keine Besserung erwarten. So liegen die Terminpreise für Bandenergie in der Schweiz für die Jahre 2018 und 2019 aktuell um 34–36 EUR/MWh, was durchschnittlich 38 CHF/MWh beziehungsweise 3,8 Rp./kWh entspricht. Das sind gerade noch gut die Hälfte der Preise der Jahre 2009–2011 oder weniger als ein Drittel des Spitzenjahres 2008.

In einer breit angelegten Branchenuntersuchung wurden die Kosten und Erträge am Markt von Lauf- und Speicherkraftwerken für die Jahre 2011–2015 erhoben [7]. Die untersuchte Stichprobe deckt rund drei Viertel der Produktion aus Speicherkraftwerken und rund einen Viertel der Produktion aus Laufwasserkraftwerken ab. Trotz guter hydrologischer Bedingungen in den Jahren 2012–2015 ist bei den Laufwasserkraftwerken ein Verlust von durchschnittlich 0,9 Rp./kWh und bei Speicherkraftwerken von 0,5 Rp./kWh angefallen, wobei die Verlustwerte für das Jahr 2015 sogar bei 1,7 Rp./kWh beziehungsweise 1,6 Rp./kWh liegen. Während die Kosten im Verlaufe dieser Jahre dank Sparanstrengungen bei Betrieb und Instandhaltung sowie zurückgestellten Investitionen für Substanzerhalt und Modernisierung trotz Erhöhung der Wasserzinse leicht gesenkt werden konnten, gingen die Erträge massiv zurück.

Da die weiteren Sparmöglichkeiten beschränkt sind und sich die Marktsituation vorerst kaum verbessern wird,

bleibt die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke kritisch. Folglich bleibt die Schweizer Wasserkraft doppelt benachteiligt: einerseits im Vergleich zu anderen einheimischen Technologien, die keine vergleichbaren Abgaben kennen, und andererseits im Vergleich zu ausländischen Wasserkraftwerken, die substanziell tiefere oder gar keine Wasserzinse zu bezahlen haben.

Auswirkungen der Flexibilisierung an einem Beispiel

Um die Auswirkungen einer Flexibilisierung zu veranschaulichen, wird im Folgenden beispielhaft von einem Wasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 11 MW und einer mittleren Produktionserwartung von 44 GWh ausgegangen. Die Fallhöhe beträgt 330 m und die konzessionierte Wassermenge 2 m³/s. Damit ergibt sich für dieses Kraftwerk eine mittlere Bruttoleistung von 6475 kW_B. Der jährlich durch die Kraftwerksgesellschaft zu bezahlende Wasserzins errechnet sich als mittlere Bruttoleistung mal Wasserzinssatz – aktuell 110 CHF/kW_B – was rund CHF 0,7 Mio. oder umgerechnet 1,6 Rp./kWh entspricht.

Gestützt auf die oben erwähnte Untersuchung des Kraftwerksparks wird angenommen, dass die Gesteungskosten auf Stufe Kraftwerksgesellschaft 7,2 Rp./kWh mit Wasserzins beziehungsweise entsprechend 5,6 Rp./kWh ohne Wasserzins betrage. Die Abgabe für die eigentliche Nutzung der Ressource – die dem fixen Teil entspricht –, die 1918 bei 8.16 CHF/kW_B lag, beträgt heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kW_B (**Bild 3**).

Es werden folgende zwei Modelle miteinander verglichen (siehe **Tabelle 1**):

- «Heutiges Modell»: fixer Wasserzinssatz von 110 CHF/kW_B oder umgerechnet 1,6 Rp./kWh;

- «Flexibilisiertes Modell»: a) durch den Schweizer Endverbraucher finanzierter fixer Teil von 41 CHF/kW_B als Abgabe für die Nutzung der Ressource und b) durch die Kraftwerksgesellschaft finanzierter variabler Teil, abhängig vom Wert der Ressource und beginnend bei 5,6 Rp./kWh. Die zu definierende Steigung gibt an, um wie viel CHF/kW_B der Wasserzinssatz bei einem Anstieg des Marktpreises um 1 Rp./kWh steigt.

Könnte beim «flexibilisierten Modell» der fixe Teil nicht abgewälzt werden, müsste die Kraftwerksgesellschaft die Abgabe zur Nutzung der Ressource von 41 CHF/kW_B oder umgerechnet 0,6 Rp./kWh ebenfalls bezahlen. Die variable Abgabe für den Wert der Ressource würde folglich erst bei 6,2 Rp./kWh starten. Das zeigt, dass der Verleiher der Konzession bei gleichbleibender Steigung im «flexibilisierten Modell» eine höhere Vergütung bekommt als im Modell ohne Abwälzung (**Bild 4** schwarze Linien). Mit Hilfe dieser Abbildung kann auch die Sensitivität der variablen Abgabe bei Änderungen der Steigung abgeschätzt werden: Die Änderung der Steigung um eins bei gleichbleibender Preis-Untergrenze von 5,6 Rp./kWh führt zu einer Änderung der variablen Abgabe um 1.6 CHF/kW_B beziehungsweise 0,02 Rp./kWh.

Bei diesem Beispielkraftwerk hätte der Wasserzinssatz im Jahr 2008 nach dem «flexibilisierten Modell» 103 CHF/kW_B oder 1,5 Rp./kWh betragen. Damit würde das Modell den Willen des Gesetzgebers bei der letzten Anpassung, wonach bei hohen Marktpreisen die Summe aus Nutzung und Wert der Ressource über 100 CHF/kW_B betrage, gut wiedergeben.

Fazit

Mit dem in diesem Beitrag vorgeschlagenen «flexibilisierten Modell»

Bezeichnung	Parameter	Fixer Teil	Variabler Teil	Total
	i) Preis-Untergrenze Rp./kWh ii) Steigung (CHF/kW _B)/(Rp./kWh)	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh
«Heutiges Modell»		i) 110 ii) 1,6	-	i) 110 ii) 1,6
«Flexibilisiertes Modell» (Bild 4 graue Linien)	i) 5,6 ii) 10	i) 41 ii) 0,6	i) 16 ii) 0,2	i) 57 ii) 0,8

Tabelle 1 Auswirkungen auf die Höhe der Wasserzinse bei beiden Modellansätzen. Der variable Teil wurde basierend auf den Jahren 2004–2015 simuliert. Beitrag der Produzenten (grau), der Schweizer Endverbraucher (blau).

werden sämtliche Ziele an ein faires Modell erreicht: i) die Standortkantonen und -gemeinden können weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle für die Zurverfügungstellung der energiepolitisch gewollten Nutzung der Ressource zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung; ii) die Belastung für die Schweizer Endverbraucher durch die Abwälzung der fixen Abgabe fällt nicht höher aus als in Monopolzeiten, also zu jenen Zeiten, als die Wasserzinsse gesetzlich verankert wurden und Teil des gegenseitigen Verständnisses bei der Konzessionsvergabe waren; iii) die Kraftwerksbetreiber werden substanziell entlastet, indem sie sachlogisch richtig nur den variablen Teil

abhängig vom Wert der Ressource zur Stromproduktion finanzieren; und iv) die Schweiz verschafft dem bereits heute geltenden gesetzlichen Grundsatz Nachdruck, wonach die Abgaben die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkräfte nicht gefährden dürfen und leistet damit einen Beitrag zu Erhalt und Modernisierung der wichtigsten einheimischen Stromproduktionstechnologie. Somit ist das hier vorgeschlagene «flexibilisierte Modell» in der Tat eine Chance für alle, die es bei der Neugestaltung zu nutzen gilt.

Referenzen

- [1] BWG (2002): Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz.

- [2] Bundesrat (1912): Botschaft zum Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte. Bundesblatt 1912 II.
- [3] Bundesrat (1984): Botschaft betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG). Bundesblatt 1984 III.
- [4] UREK-S (2009): Parlamentarische Initiative Angemessene Wasserzinsse - Bericht der Kommission der UREK-S.
- [5] Pfammatter R., M. Piot (2016): Der Wasserzins - Reformbedarf im neuen Marktumfeld. «Wasser Energie Luft» 3/2016.
- [6] Bundesrat (1995): Botschaft über die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte. Bundesblatt 1995 IV.
- [7] Piot M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz. «WasserWirtschaft» 1/2017.

Autoren

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch

Roger Pfammatter ist Geschäftsführer des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV).
→ SWV, 5401 Baden
→ roger.pfammatter@swv.ch



Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz

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.

TEXT MICHEL PIOT

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 wer-

den, das heisst es wird eine Flexibilisierung der Abgaben angestrebt. Zahlreiche Fragen sind in diesem Zusammenhang noch offen.

Im Jahr 2014 hatte swisselectric eine Untersuchung über die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke durchgeführt. Auf Grund der weiter gesunkenen 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,

Kompakt

- 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.

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).

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 zahlreichen 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 Wasserzinsen 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 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 La-

go 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 Gestehungskosten gegenüber dem Vorjahr um knapp 40% stiegen.

Die Hydrologie hat einen massgeblichen Einfluss auf die Gestehungskosten. Während in erster Näherung die Jahreskosten eines Kraftwerkes als konstant angesehen werden können, kann die Jahresproduktion von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. So lag die effektive Wasserkraftproduktion 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 Gestehungskosten 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 Gestehungskosten»). Gemittelt über die Jahre 2000-2013 betragen 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 Wasserzins

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/kWh_B [2]. Gemäss BFE [3] ergeben sich bei voller Ausschöpfung des Maximums durch die Kantone Wasserzinse in der 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 CHF 124,4 Mio., davon fielen Wasserzinse in der Höhe von CHF 26,2 Mio. 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 CHF 4 Mio., während die Wasserzinse für den deutschen Anteil für das Land Baden-Württemberg bei CHF 0,2 Mio. lagen; dies bei Jahreskosten von CHF 13,6 Mio.

Fakt ist, dass die in der Stichprobe enthaltenen Kraftwerke in den Jahren 2011-2015 jeweils Jahreskosten von CHF 1,1 Mrd. aufwiesen und dass die effektiv bezahlten Wasserzinse im Jahr 2015 mit CHF 0,3 Mrd. einen Rekordwert angenommen haben und damit über 25% der Kosten auf Stufe Kraftwerksgruppe ausmachten.

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 Kosten- und der Ertragsseite sämtliche Kosten bis zum Verkauf am Markt gegenüber zu stellen. Die Energieverwertung verlangt insbesondere eine Vermarktungsorganisation, den Zugriff auf internationale Handelsplätze, den Kontakt zu Handelskunden,

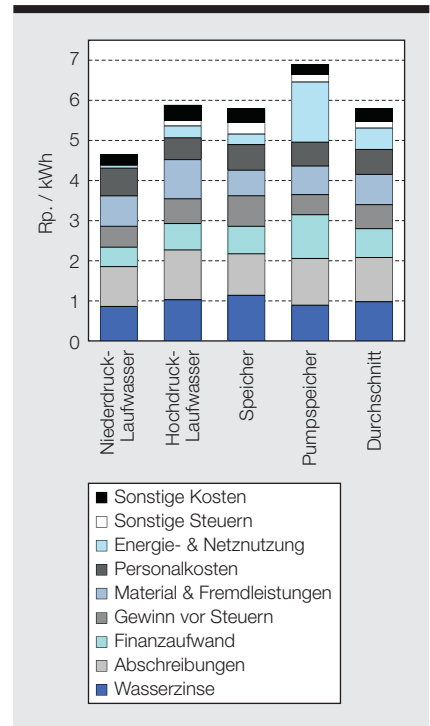


Bild 1 Durchschnittliche Gestehungskosten von Wasserkraftwerken auf Stufe Partnerwerke in der Schweiz (Quelle: [1]).

die Bereitstellung von Reserveenergie, die Umformung in handelbare Produkte und die technische Aufrüstung 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 durch-

Angaben [Rp./kWh]	Gestehungskosten Kraftwerk	Korrektur Dividende	Korrektur Andere Effekte	Gemeinkosten	Eigenkapitalkosten Aktionär	Gestehungskosten Aktionär	Erträge	Optimierte Erträge	Gewinn
Laufwasser	4,9 4,8 5,2	-0,2 -0,2	0,0 -0,1	0,8 0,8	0,6 0,6	6,1 5,9 6,4	5,1 4,1	5,2 4,2	-0,9 -1,7
Speicher	5,6 5,1 5,9	-0,3 -0,2	0,3 0,2	0,8 0,7	0,9 1,0	7,3 6,7 7,7	6,1 4,7	6,8 5,2	-0,5 -1,6

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.

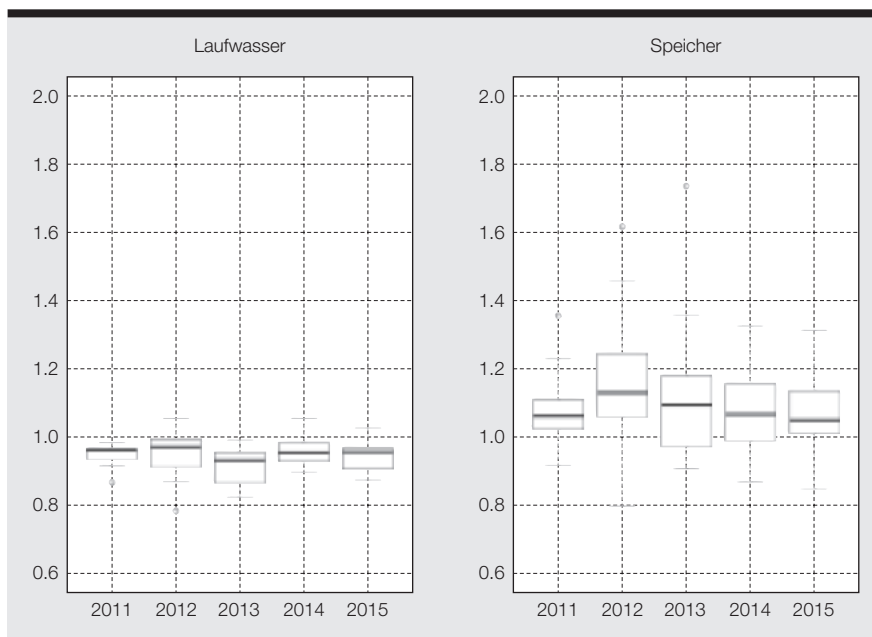


Bild 2 Marktwerfaktoren für Laufwasser- und Speicherkraftwerke gemessen am Schweizer Spotmarkt.

schnittlich 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-Bundesobligationen 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% dazugerechnet. Bei Kraftwerken, die keine eigenständige juristische Einheit sind, wurde der Buchwert des Kraftwerkes verwendet.

Im Weiteren wurden in der Datenerhebung auch noch andere Korrekturgrößen 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 Marktwerfaktoren

Die jährlichen Marktwerfaktoren 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

Profitability of Swiss hydropower

The profitability of Swiss hydropower has deteriorated continuously during the last five years. The loss increased further in 2015 and added up to 1.5 ct/kWh on average despite of good hydrological conditions. For the next years a recovery is not to be expected. Cost reductions of the producers are not sufficient to make hydropower profitable again. Additionally, high fixed levies have not been adapted to the new market conditions yet. And finally the Swiss market design has to be changed since the Swiss hydropower represents the backbone of the Energy Strategy 2050. To contribute to the environmentally friendly long-term security of supply of Switzerland, the hydropower plants need a regulatory framework which allows their profitable operation.

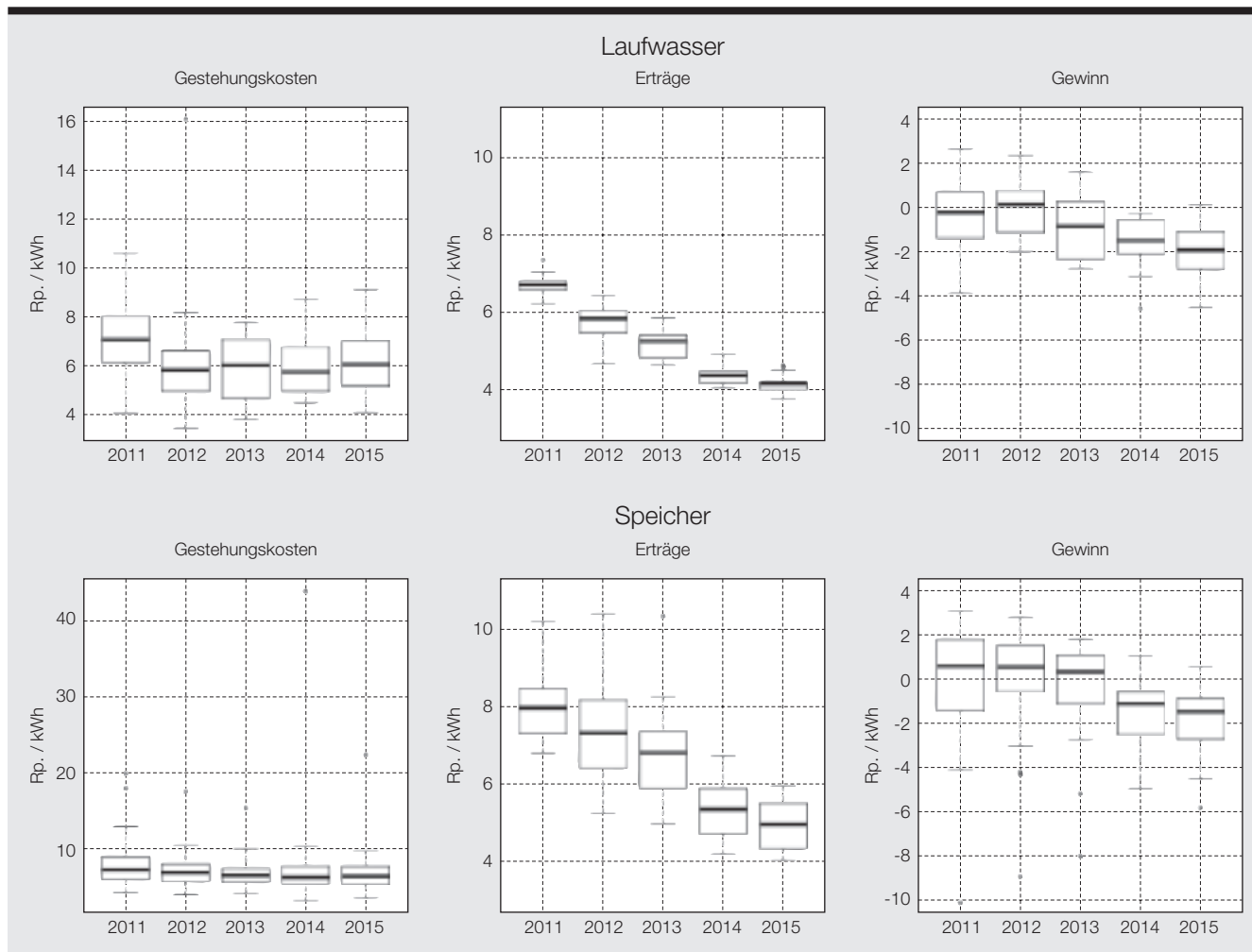


Bild 3 Gestehungskosten auf Stufe Aktionär, Erträge und resultierender Gewinn.

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 Gewinngraphik der Speicherkraftwerke die Achse unten abgeschnitten, 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 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 mengengewichteten Durchschnitts der einzelnen Kostenblöcke mit den relevanten farbiger 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. Auf Grund 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 nicht-subsidierten 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 CHF 1 Mrd. 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 Wasserzinse einen hohen fixen Kostenblock zu finanzieren haben, den sie seit der Marktöffnung 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.

Autor

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch

Literatur

- [1] Centre for Energy Policy and Economic: 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.

