



Landammann und Regierungsrat des Kantons Uri

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundeshaus Nord
Kochergasse 10
3003 Bern

Revision des Wasserrechtsgesetzes, Wasserzinsregelung nach 2019; Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns die Unterlagen zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zur Vernehmlassung zugestellt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Gerne äussern wir uns dazu wie folgt:

Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) hat sich eingehend mit der vorgelegten Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes befasst und eine Stellungnahme dazu erarbeitet. Der Kanton Uri unterstützt die Position der RKGK und schliesst sich deren Vernehmlassungsantwort vollumfänglich an. Der Kanton Uri verzichtet deshalb auf eine detaillierte Stellungnahme.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Altdorf, 25. August 2017



Im Namen des Regierungsrats
Der Landammann Der Kanzleidirektor

Beat Jörg

Roman Balli

Beilage

- **Stellungnahme der RKGK zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes vom August 2017**



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, den 28. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen **zurückzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):

II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauflassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwi-

schenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:
- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
 - **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von

zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.

- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlt Ursachenanalyse führt zu verfehlt Vorschlag als Hauptvariante

10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheidungen von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat

sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktpremie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptva-

riante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreisermethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 25 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschafts-



Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (nEnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:
Aufheben.

litisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundeamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.



IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ECom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;



- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} **Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.**

^{1ter} **Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.**

^{1quater} **Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:**

- a. **die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;**
- b. **die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;**
- c. **die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;**
- d. **die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;**
- e. **die Unterstützungen des Bundes.**

IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.**
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.**
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.**

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.



V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung ist in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern diskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sokkel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*,

an klare Anspruchsvoraussetzungen geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätszuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ECom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.



Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Mit freundlichen Grüssen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Dr. Christian Vitta

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Beilagen:

- „Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ - Grundlagenbericht 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone und der Kantone Aargau und Bern durch BHP - Hanser und Partner AG, Zürich
- „Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ - Studie vom 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone durch Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Universität St.Gallen

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch

Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016

Grundlagenbericht

Auftraggeber:



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las reganzas dals chantuns alpins



Kanton Bern

Kanton Aargau

Zürich, 28. August 2017

Impressum

Auftraggeber	<p>Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Hinterm Bach 6, Postfach 658, 7002 Chur</p> <p>Kanton Aargau, Departement Bau Verkehr und Umwelt, Abteilung Energie, Entfelderstrasse 22, 5001 Aarau</p> <p>Amt für Umweltkoordination und Energie AUE, Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern, Reiterstrasse 11, 3011 Bern</p>
Bearbeitung	<p>BHP – Hanser und Partner AG:</p> <p>Peder Plaz, Partner</p> <p>Irene Bösch, Projektleiterin</p>
Offenlegung von Quellen	<p>Die in diesem Dokument verwendeten Inhalte, Angaben und Quellen wurden mit grösster Sorgfalt zusammengestellt. Die Ausführungen beruhen teilweise auf Annahmen, die auf Grund des zum Zeitpunkt der Auftragsbearbeitung zugänglichen Materials für plausibel erachtet wurden.</p> <p>Die verwendeten Quellen und wortwörtlichen Zitate werden offengelegt. Bei der Verwendung von theoretischen oder wissenschaftlichen Konzepten, welche den gegenwärtigen Erkenntnissen der Wissenschaft entsprechen, wird zur Wahrung der Lesbarkeit und Verständlichkeit auf eine explizite Quellenangabe verzichtet.</p> <p>Gleichwohl kann BHP – Hanser und Partner AG für die Richtigkeit der gemachten Annahmen keine Haftung übernehmen.</p>
Projektnummer	28022.02

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass **die Produktionskosten (Ebene Partnerwerk) der Wasserkraft in den letzten 16 Jahren durchschnittlich 5.1 Rp./kWh** betragen. Im betrachteten Zeitraum haben sich die Produktionskosten insofern verändert, als dass die Wasserzinsen um rund 0.4 Rp./kWh erhöht wurden und auf der Seite des Finanzaufwands eine Entlastung von rund 0.5 Rp./kWh erfolgte. Trotz markanter Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.
- 2.** Im **Geschäft innerhalb der Schweiz** hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes über alle Wertschöpfungsstufen hinweg den Strom aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren immer gewinnbringend verkaufen können. Die Nettomarge des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche lag auch 2016 im positiven Bereich. Die aktuell schwierige Lage einzelner Unternehmen der Energiewirtschaft ist daher nicht auf die mangelnde Rentabilität der Wasserkraftproduktion alleine zurückzuführen. Es handelt sich dabei auch um Probleme der Branchenstruktur.
- 3.** Der Zuschlag für das höherwertige Produktionsprofil **der CH-Wasserkraft gegenüber dem Swissix Spot Base** lag in den letzten 16 Jahren zwischen drei und dreizehn Prozent bezogen auf die gesamte Wasserkraft. Darüber hinaus bieten sich heute Potenziale für weitere zusätzliche Erträge aufgrund der Möglichkeiten der Portfoliooptimierung durch den Einsatz von Speicherkraftwerken sowie über die Monetarisierung des ökologischen Werts der Wasserkraft. Die potenziellen Erträge aus der Portfoliooptimierung wurden aufgrund fehlender öffentlicher Daten nicht abschliessend beziffert, dürften aber aufgrund von Annäherungsrechnungen im Bereich von 0.5 – 1 Rp./kWh liegen. Die Erneuerbarkeit von Wasserkraft wurde im Betrachtungszeitraum erst marginal in ökonomische Werte umgewandelt, obwohl von Konsumenten eine Zahlungsbereitschaft für Energie aus erneuerbaren Quellen offensichtlich besteht. Aktuelle Tendenzen lassen eine bessere Ausschöpfung dieses Wertes für die Zukunft erwarten.
- 4.** Die **Reingewinne der EVU** sind in den letzten 16 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten. Die Dividendenausschüttungen hatten in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht. Da sich die Investitionen in Anlagen, Immobilien, Mobilien und Beteiligungen bei in etwa gleichbleibender inländischer Stromproduktion mehr als verdoppelt haben, ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil der Investitionen auf das Ausland entfiel.
- 5.** Falls das Wasserzinsmodell flexibilisiert werden sollte, ist aufgrund der vorliegenden Erkenntnisse grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Basis für eine Indexierung betrachtet werden sollen. Solange der Markt nicht geöffnet ist, spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen. Sollte der Grosshandel als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zudem zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kos-

ten und Erlösen die mit den Wasserkraftwerken und den damit zusammenhängenden Geschäften auf nachgelagerten Wertschöpfungsstufen erzielt werden. Insbesondere sind auch die vollständigen durch Wasserkraft erzielbaren Erträge wie tatsächlicher Energiewert, spekulative Handelserträge, Systemdienstleistungen oder Intraday-Erträge bzw. Flexibilitätsprämien, Wert der Erneuerbarkeit (Zahlungsbereitschaft Kunden für erneuerbare Energie) der Wasserkraft zuzurechnen.

Inhaltsverzeichnis

Die Ergebnisse auf einen Blick	3
1 Einleitung	7
2 Produktionskosten der Partnerwerke	8
2.1 Methodik	8
2.2 Produktionskosten	10
2.3 Eigen- und Fremdkapital	11
2.4 Zusammenfassende Betrachtung	13
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität	14
3.1 Marktpreise	14
3.2 Konsumentenpreise	14
4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt	17
5 Aussenhandel	19
5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel	20
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft	23
5.3 Zusammenfassende Betrachtung	26
6 Wertigkeit der Wasserkraft	27
7 Systemdienstleistungen	31
8 Ökostrom	33
9 Gewinnverwendung der EVU	35
10 Fazit	40
10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft	40
10.2 Beantwortung der Fragestellungen	41
Literaturverzeichnis	47

1 Einleitung

Anstehende Verhandlungen

Hintergrund und Fragestellungen

Die gegenwärtige gesetzliche Regelung zum bundesrechtlichen Wasserzinsmaximum (Art. 49 WRG) ist bis zum 31. Dezember 2019 befristet. Der Bundesrat ist deshalb aufgefordert, dem Parlament rechtzeitig einen Vorschlag für die Wasserzinsregelung ab 2020 vorzulegen.

Bei der Diskussion um das Wasserzinsmaximum spielen auch die Argumente rund um das Thema, wer in der Vergangenheit wie stark von den Erträgen der Wasserkraft profitiert hat, eine Rolle. Der hier vorliegende Bericht zeigt die Daten, Fakten und Zusammenhänge auf und beantwortet die folgenden Fragen:

- Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?
- Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet?
- Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?
- Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Fundierte Argumentationsgrundlage

Zweck des Berichts

Der vorliegende Bericht soll einen Überblick über die Frage der Erträge der Schweizer Wasserkraft für den Zeitraum 2000 bis 2016 schaffen, da entsprechende konsolidierte Daten bisher nicht vorhanden waren.

Der Bericht **basiert wegen fehlenden verlässlichen Datengrundlagen teilweise auf annähernden Schätzungen und abgeleiteten Annahmen, welche genug fundiert sind, um als annähernde Diskussionsgrundlage zu dienen**. Der Bericht kann aufgrund der punktuellen statistischen Lücken jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder statistische Genauigkeit erheben und kann nicht zu anderen Zwecken als den im Auftrag definierten eingesetzt werden.

Vielzahl von Quellen ergänzt mit Annahmen und Schätzungen

Datengrundlagen und Methodik

Die durch die Schweizer Wasserkraft generierten Gewinne hängen primär von den Jahreskosten¹ der Kraftwerke, den Vermarktungskosten der Energieversorger und den durch die Konsumenten in der Schweiz bezahlten Elektrizitätspreisen ab. Dazu kommen Gewinne, welche aufgrund der höheren Wertigkeit der Wasserkraft und der internationalen Handelsmöglichkeiten entstehen. Weiter können Gewinne im Bereich der Systemdienstleistungen direkt der Wasserkraft zugeordnet werden. Anschliessend ist für die Beurteilung der Gewinne auch die Bedeutung der Erneuerbarkeit der Wasserkraft zu reflektieren.

Im zweiten Teil des Berichts wird die Verwendung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft auf der Basis der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie und ausgewählter Geschäftsberichte grosser Stromkonzerne analysiert.

¹ Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

2 Produktionskosten der Partnerwerke

Repräsentative
Stichprobe

2.1 Methodik

Die Kosten zur Produktion einer Stromeinheit aus Wasserkraft haben wir mithilfe eines unserer Meinung nach für die gesamtschweizerische Grosswasserkraftproduktion repräsentativen „Korb von Kraftwerken“ (Partnerwerke) analysiert. Die betrachteten Partnerwerke liegen in den Kantonen Graubünden, Aargau, Wallis, Bern und Tessin und umfassen rund ein Drittel der gesamten Wasserkraftproduktion in der Schweiz. Im Korb sind typische Lauf- und Speicherkraftwerke berücksichtigt.

Für **das Jahr 2014/15² verfügen wir über eine breite Stichprobe**, welche 35 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und 79 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft umfasst. Auf der Basis dieser breiten Stichprobe haben wir für die Detailanalyse eine kleinere Stichprobe zusammengestellt. Die in diesem Bericht für den **Längsschnitt (Zeitraum 1999 bis 2016) verwendete (kleinere) Stichprobe** umfasst die 14 Kraftwerke in Tabelle 2, wobei diese Stichprobe ca. 10 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und ca. 60 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft abdeckt. Die mittleren Produktionskosten³ dieser Stichprobe betragen 2016 4.99 Rp./kWh. Die kleinere Stichprobe ist bezüglich der Kostenniveaus für die Schweizer Wasserkraft und die vorliegenden Fragen zweckmässig und repräsentativ.

Im Bericht verwenden wir jeweils den mit dem Produktionsvolumen gewichteten Durchschnitt der Partnerwerke⁴. Aussagen, welche sich auf die Stichprobe beziehen, sind mit „Partnerwerke^{SP}“ gekennzeichnet. Wenn sich zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen (Laufkraft⁵ vs. Speicherkraft) deutliche Unterschiede zeigen, gehen wir auf diese ein. Auf eine konsequente Unterteilung in Lauf- und Speicherkraft haben wir verzichtet, da bei den Speicherkraftwerken in der Regel auch ein Anteil Laufkraft inbegriffen ist und vorläufig das Gesamtbild von Interesse ist.

Sollten künftig differenziertere Betrachtungen zu Lauf- und Speicherkraft notwendig sein, können diese aufgrund der vorhandenen Daten vorgenommen werden.

² Die Mehrheit der Angaben der Kraftwerke gilt für das Jahr 2014/2015. Einzelne Kraftwerke sind aufgrund unterschiedlicher Jahresabschlusssterminen mit den Daten für 2014 oder 2015 erfasst.

³ Die mittleren Produktionskosten werden in diesem Bericht immer mit der Produktionsmenge pro Kraftwerk gewichtet. Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

⁴ Mit Ausnahme von zwei Werken, welche weniger als 2.5 Prozent der produzierten Energie an Konzessionsgemeinden oder bevorzugte Partner abgeben, wird die gesamte Energieproduktion an die Partneraktiönäre geliefert.

⁵ Innerhalb der Laufwasserkraft unterscheiden wir aufgrund der Verfügbarkeit entsprechender Daten nicht zwischen Nieder- und Hochdrucklaufwasserkraft. Die Gestehungskosten von Niederdrucklaufwasserkraft liegen in der Regel unterhalb der Kosten bei Hochdrucklaufwasserkraft welche sich eher an den Speicherkraftwerken orientieren (Filippini und Geissmann 2014). Die beiden Produktionstypen weisen in der Schweiz ähnliche Produktionsvolumina auf.

Tab. 1 Verwendete Stichprobe

	Partnerwerk	Typ ⁶ L = Laufkraft S= Speicher- kraft	Produktion 2016 (GWh)	Kan- ton	Heim- fall (Jahr)	Jahre in der Stich- probe
1	Kraftwerk Reichenau AG	L	107.6	GR	2042	1998 - 2015/16
2	Kraftwerk Rupperswil-Auenstein AG	L	220.3	AG	2018	2001/02 - 2015/16
3	Rhonewerke AG	L	420.9 ⁷	VS	(2004)	1999 – 2016
4	Kraftwerke Göschenen AG ⁸	S/L ⁹	498.0	UR	2043	1999 – 2016
5	Kraftwerk Wassen AG	L	240.0	UR	2043	1999 – 2016
6	Kraftwerk Amsteg AG	L	397.0	UR	2043	1999 – 2016
7	Blenio Kraftwerke AG	S	945.7	TI	2042	1998/99 - 2015/16
8	Engadiner Kraftwerke AG	S	1'252.9	GR	2050 / 2074	1998/99 - 2015/16
9	Electricité d'Emosson AG	S	751.5	VS	2017 / 2055	1998/99 - 2016
10	Kraftwerke Hinterrhein AG	S	1'399.2	GR	2042	1998/99 - 2015/16
11	Kraftwerke Mattmark AG	S	607.5	VS	2046	1998/99 - 2015/16
12	Kraftwerke Mauvoisin AG	S	1'031.2	VS	2041	1998/99 - 2015/16
13	Kraftwerke Oberhasli AG	S	2'130.0	BE	2042	1999 - 2016 (prov.)
14	Maggia Kraftwerke AG	S	1'319.4	TI	2035 / 2048	1998/99 - 2015/16
	Total		12'620.4			

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf Basis der Jahresberichte der Partnerwerke und des BFE (2016b)

⁶ Die Einteilung erfolgt gemäss der Statistik „Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz“ des Bundesamts für Energie (BFE 2016c). Teilweise sind in den einzelnen Kraftwerken beide Elemente Lauf- und Speicherkraft vorhanden, z.B. beim Kraftwerk Göschenen.

⁷ Eigenproduktion

⁸ Seit 1.1.2015 eine Tochtergesellschaft der SBB.

⁹ Rund zwei Drittel Speicher- und ein Drittel Laufwasserkraft.

2.2 Produktionskosten

Mehr Wasserzinsen,
weniger Kapitalzin-
sen

Die den Partneraktionären verrechneten Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} betragen zwischen 1999 und 2016 durchschnittlich 5.12 Rp./kWh.

Abb. 1 Entwicklung der Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} seit 1999



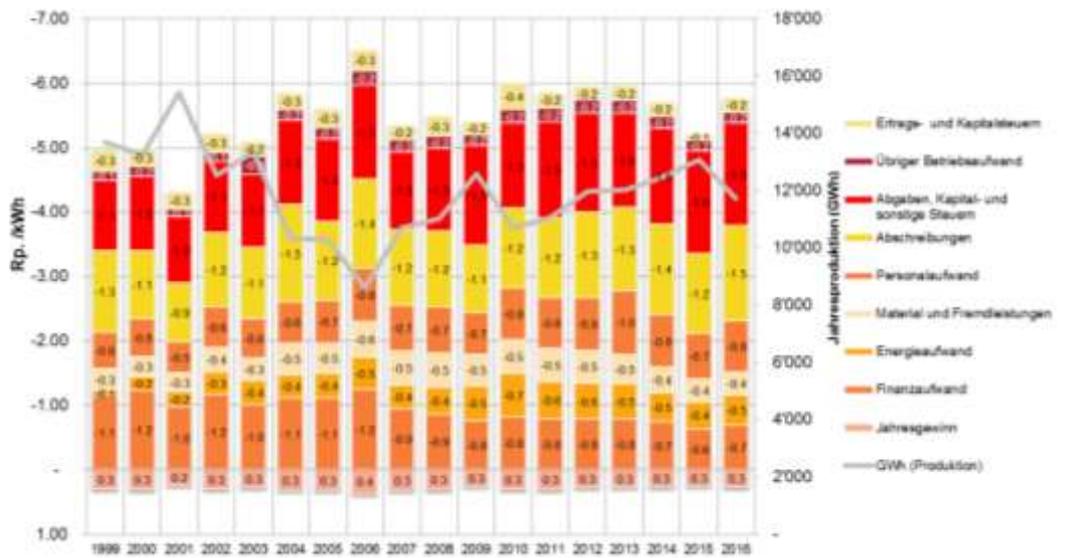
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, BFS (2017)

Zur Erklärung dieser Entwicklung betrachten wir die Betriebsaufwendungen der Partnerwerke. Diese umfassen alle für die Energieproduktion notwendigen Betriebskosten. Die untenstehende Abbildung zeigt, dass sich die Bedeutung einzelner Kostenpositionen der Partnerwerke^{SP} über die Jahre verändert hat.

Die wesentlichsten Positionen sind die Abschreibungen und die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand. Die Abschreibungen liegen nach zwischenzeitlichen Schwankungen mit 1.5 Rp./kWh aktuell über dem Niveau von 1998/99. Die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand, d.h. Wasserzinsen und Steuern, sind im gleichen Zeitraum von 1.1 Rp./kWh auf 1.6 Rp./kWh gestiegen, was durch die Erhöhung der Wasserzinsen zu erklären ist.

Die Aufwendungen für Energie sind deutlich angestiegen und die Personalkosten haben sich leicht erhöht. Prozentual wesentlich verändert hat sich die Bedeutung des Finanzaufwandes, der von 1.1 Rp./kWh auf 0.7 Rp./kWh gesunken ist. Bei der Interpretation der Schwankungen in Rappen pro Kilowattstunde ist auch die sich verändernde Produktionsmenge zu berücksichtigen, v.a. bei den Fixkosten.

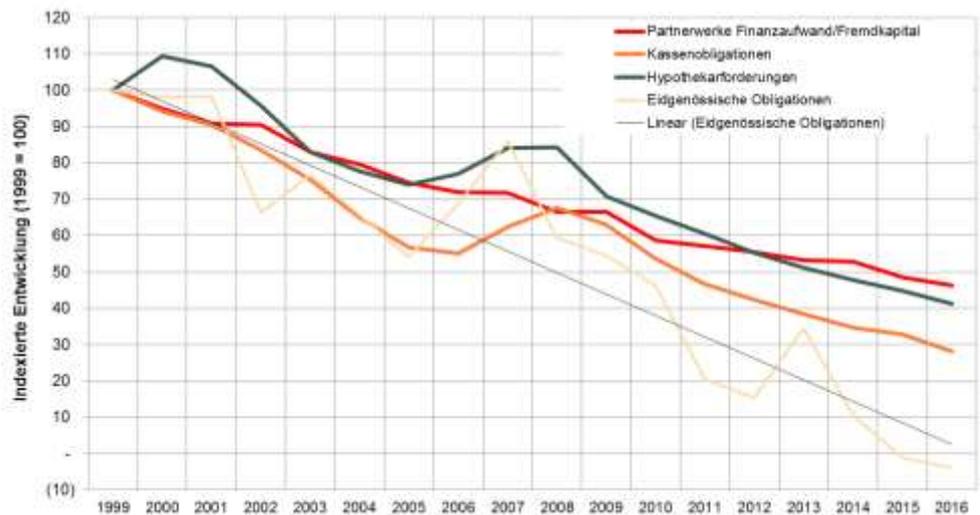
Abb. 2 Verteilung der Betriebsaufwendungen der Partnerwerke in der Stichprobe seit 1999



Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Im Vergleich mit der Entwicklung von zehnjährigen Obligationen oder Hypothekarforderungen ist das Verhältnis Finanzaufwand/Fremdkapital der Partnerwerke unterdurchschnittlich gesunken (siehe folgende Abb.). Weil die eidg. Obligationen stärker schwanken und rascher reagieren, kann ein Teil dieser Ausdehnung mit einer zeitlichen Verzögerung erklärt werden. Der verbleibende Teil müsste mit einer Zunahme der Risikokosten oder durch einen Verzicht auf die Weitergabe von günstigeren Kapitalmarktkonditionen erklärt werden. Wir vermuten, dass die Risikokosten im Vordergrund der Erklärung stehen.

Abb. 3 Entwicklung von Finanzaufwand/Fremdkapital im Vergleich mit Wertpapieren mit einer Laufzeit von zehn Jahren



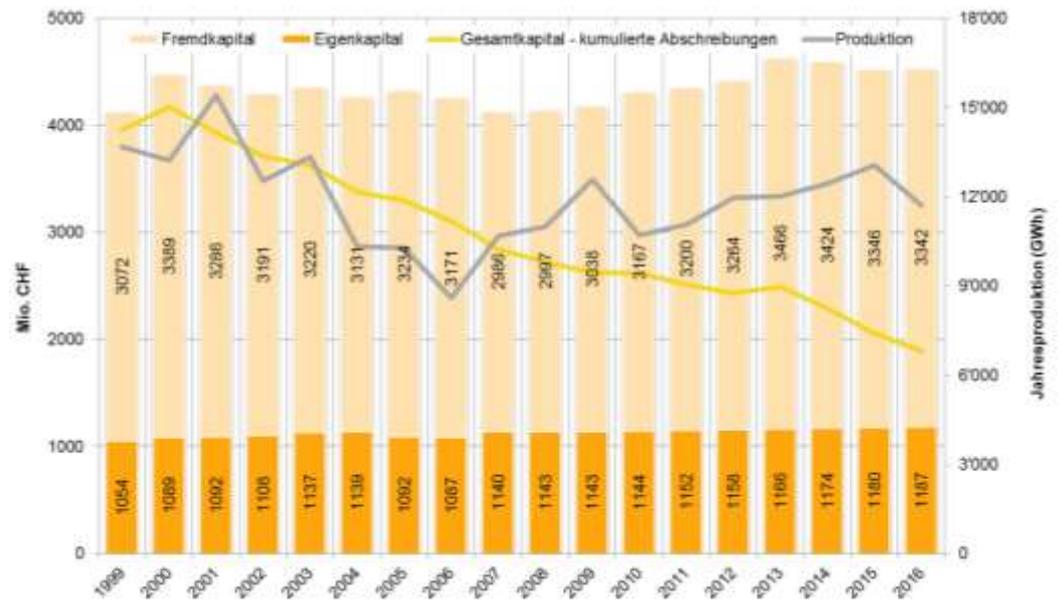
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, SNB (2016)

2.3 Eigen- und Fremdkapital

Kaum Veränderungen

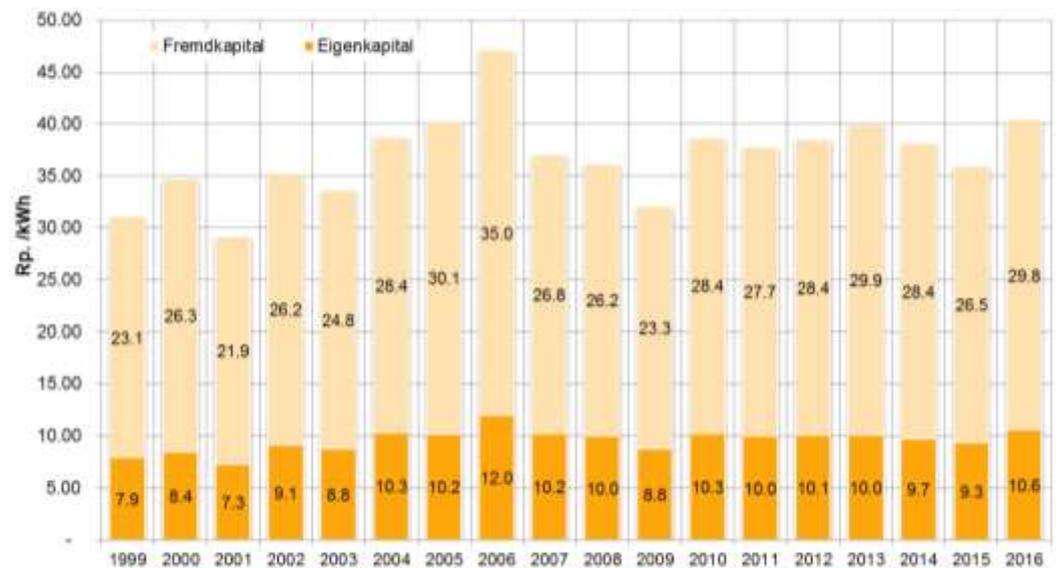
Seit 1999 ist das Eigenkapital der Partnerwerke^{SP} um 13 Prozent und das Fremdkapital um 9 Prozent angestiegen.

Abb. 4 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in CHF)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

Abb. 5 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in Rp./kWh)

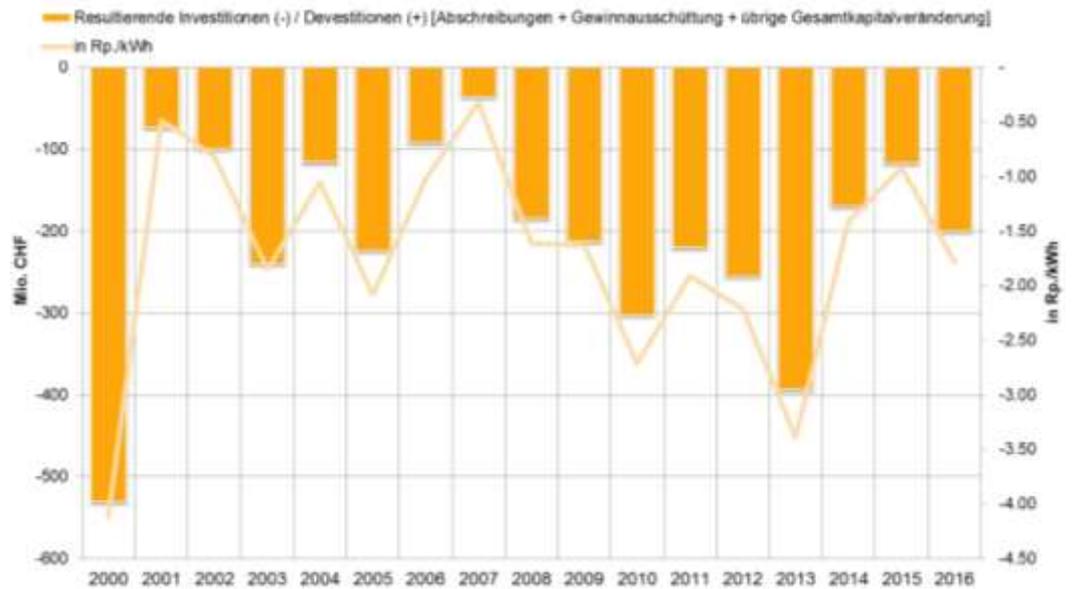


Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Es wäre aufgrund der abnehmenden Dauer bis zum Heimfall zu erwarten, dass das investierte Kapital mit den Amortisationen laufend abnimmt (Gelbe Linie oben in der folgenden Abbildung als Orientierungsgrösse). Dies ist zwar geschehen, aber weniger stark als erwartet. Es ist daher zu vermuten, dass in den letzten Jahren umfangreiche Investitionen in die Kraftwerkanlagen vorgenommen wurden. Auch der Blick auf das (hier nicht detailliert dargestellte) Anlagevermögen der Partnerwerke^{SP} deutet in diese Richtung. Ein genauerer Blick auf die Investitionen zeigt denn auch, dass im betrachteten Zeitraum für die Kraftwerke in der Stichprobe wesentliche Investitionen vorgenommen wurden. Gründe dafür sind einerseits die gesetzlich vorgeschriebenen Gewässer-sanierungen, die oft mit einer gleichzeitigen Optimierung der Anlage einher gingen und andererseits Investitionen im Zusammenhang mit dem Heimfall, da einige Kraftwerke der Stichprobe im betrachteten Zeitraum neu konzidiert wurden (insb. Laufwasser-

kraftwerke). Die Heimfallthematik bewirkt auch, dass der Kapitaleinsatz pro Kilowattstunde bei den in der Stichprobe enthaltenen Laufwasserkraftwerken in den letzten Jahren leicht sinkend war. Insgesamt ist die Entwicklung bei Lauf- und Speicherkraftwerken ähnlich, wobei sich der Kapitaleinsatz bei Laufwasserkraftwerken aufgrund des geringeren Investitionsbedarfs auf einem deutlich tieferen Niveau bewegt.

Abb. 6 Implizite Investitionen der Partnerwerke in der Stichprobe (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

2.4 Zusammenfassende Betrachtung

Durchschnittliche Produktionskosten^{SP} seit 1999 auf Niveau von 5.1 Rp./kWh

Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft seit dem Jahr 1999 durchschnittlich 5.1 Rp./kWh betragen. Sie haben sich insofern verändert, als dass die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand (Wasserzinsen und Steuern) um rund 0.5 Rp./kWh erhöht wurden und seitens Finanzaufwand eine Entlastung von rund 0.4 Rp./kWh erfolgte. Aufgrund von Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.

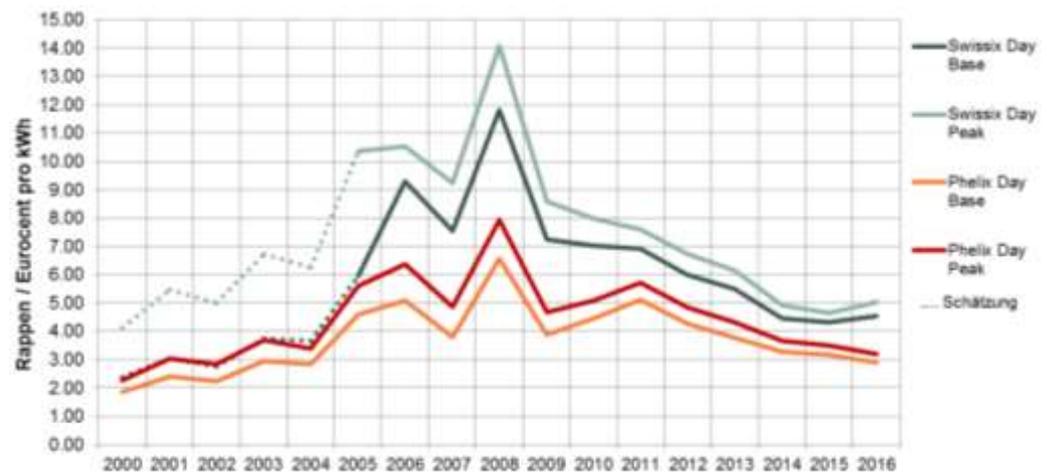
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität

3.1 Marktpreise

Marktpreise Swissix erst ab 2006 verfügbar

Die Marktpreise werden seit 2006 durch den Swissix abgebildet. Für die Jahre 2000 bis 2005 wurde der Marktpreis auf der Basis des Phelix geschätzt. Dazu wurde die Differenz von Swissix und Phelix (Day Base, Peak) der Jahre 2006 bis 2016 als Faktor berechnet und auf den Phelix der Jahre 2000 bis 2005 angewandt. Die Marktpreise wurden zu laufenden Wechselkursen (Jahresmittelwerte) von Euro in Schweizer Franken umgerechnet.

Abb. 7 Entwicklung der Marktpreise (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2017)

3.2 Konsumentenpreise

Konsumentenpreise nicht gleich Marktpreise

Für die Berechnung der Erträge der Wasserkraft sind die tatsächlich von Konsumenten bezahlten Elektrizitätspreise relevant. Bis 2009 bestand keine Wahlmöglichkeit des Energieversorgers, d.h. alle Konsumenten haben die Tarife ihres jeweiligen EVU bezahlt. Seit 2009 unterscheiden sich die durchschnittlich bezahlten Konsumentenpreise von den durchschnittlichen Tarifen der EVU, da Konsumenten mit einem Bedarf von mehr als 100 MWh pro Jahr die Möglichkeit haben, in den freien Markt zu wechseln und ihren Versorger selbst zu wählen. Konsumenten mit einem geringeren Bedarf bezahlen nach wie vor die Tarife ihres jeweiligen EVU.

In diesem Kapitel analysieren wir die durchschnittlichen Konsumentenpreise der letzten Jahre. Dabei gehen wir von den Konsumentenpreisen seit 2009 aus, da diese von der EICOM erhoben und transparent ausgewiesen werden. Anschliessend schätzen wir auf dieser Basis die Konsumentenpreise vor 2009.

Konsumentenpreise ab 2009

Ab 2009: Konsumentenpreise = Mischung Tarife EVU und Marktpreise

Seit 2009 ist der Markt für Konsumenten mit einem Jahresbedarf von mehr als 100 MWh liberalisiert und ein zunehmender Anteil an Grosskunden ist im liberalisierten Marktumfeld aktiv. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welcher Anteil des Stromverbrauchs sich direkt an den Marktpreisen orientiert. Der Anteil hängt im Wesentlichen von der Anzahl und der Wechselrate von Grosskunden ab.

Zunehmende Nutzung des freien Marktes

Gemäss EICOM (2015, 2016) haben rund ein Prozent der Endverbraucher das Recht auf Marktzugang. Diese konsumieren ca. 22 TWh Elektrizität. Die Wechselraten sind

seit der Marktöffnung kontinuierlich gestiegen. 2016 machen 56 Prozent der marktberechtigten Endverbraucher vom freien Marktzugang Gebrauch. Somit orientieren sich 16.3 TWh Endverbrauch direkt an den Marktpreisen, d.h. ca. 28 Prozent des Landesverbrauchs. Es ist davon auszugehen, dass sie gegenüber den Marktpreisen einen Aufschlag von wenigen Prozenten für die Bereitstellung der Energie an die EVU bezahlen.¹⁰

Diejenigen EVU, welche über keine oder wenig eigene Elektrizitätsproduktion verfügen, beschaffen ebenfalls am Markt. Die Kunden dieser EVU können daher als „quasi-liberalisiert“ betrachtet werden. Da sie ihren Elektrizitätslieferanten nicht frei wählen können, sind sie dennoch an die Tarife des EVU gebunden, welcher sich aber am Markt orientiert. D.h. die Tatsache, dass ein Teil der Konsumenten „quasi-liberalisiert“ ist, bildet sich in den sinkenden Durchschnittstarifen der EVU ab.

Tab. 2 Wechselraten aller Endkonsumenten mit mehr als 100 MWh p.a.

	Marktberechtigte Endverbraucher, welche vom freien Marktzugang Gebrauch gemacht haben		Gesamter Endverbrauch Schweiz (GWh)	Anteil bezogene Energiemenge an Endverbrauch (in %)
	in % aller marktberechtigten Endverbraucher	Bezogene Energiemenge (GWh)		
2011	7%	2'860	58'599	5%
2012	9%	4'400	58'973	7%
2013	13%	6'160	59'323	10%
2014	27%	10'340	57'466	18%
2015	33%	11'660	58'246	20%
2016	56%	16'280	58'239	28%

Quelle: EICom (2015)

Hochgerechnet auf alle Konsumenten ergibt sich dadurch eine seit 2009 stetig grösser werdende Differenz zwischen den Energietarifen gemäss EICom und den tatsächlich bezahlten Energiepreisen. Im Jahr 2016 lag der tatsächlich durch die Konsumenten bezahlte durchschnittliche Energiepreis aufgrund der hier dargestellten Berechnungen bei 6.35 Rp./kWh, d.h. 0.7 Rp./kWh unter dem durchschnittlichen Energietarif von 7.05 Rp./kWh.

Die hier dargestellten Berechnungen entsprechen der Zuordnung von Energiemengen an die Konsumenten gemäss dem Bundesgerichtsurteil zu den Energiekosten, welches am 20. Juli 2016 gefällt wurde.¹¹ Das Bundesgerichtsurteil wird Änderungen für die Preisbildung und die Margenverteilung nach sich ziehen, welche aber zum heutigen Zeitpunkt nicht vollständig absehbar sind.¹²

¹⁰ Für das Jahr 2017 ist die Wechselrate weiter angestiegen (Elcom 2016): Von 56 Prozent im Jahr 2016 auf 63 Prozent im Jahr 2017. Insgesamt 79 Prozent der von den Grossverbrauchern bezogenen Energie wird am freien Markt gehandelt.

¹¹ **Bundesgerichtsurteil vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015):** Die EICom verteilt die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) auf die Endverbraucher in der Grundversorgung und die freien Kunden entsprechend den gelieferten Energiemengen. Das Bundesgericht bestätigte, dass diese sog. „Durchschnittspreis-Methode“ gesetzmässig ist. Dadurch wird sichergestellt, dass Preisvorteile der Netzbetreiber aufgrund ihres Marktzugangs anteilmässig auch an die Endverbraucher in der Grundversorgung weitergegeben werden (Art. 6 Abs. 5 StromVG). Im Gegensatz dazu ist es unzulässig, die Eigenproduktion lediglich an die Endverbraucher in der Grundversorgung und den Einkauf lediglich den freien Kunden anzulasten, da somit nur die freien Kunden von Preisvorteilen profitieren würden.

¹² Siehe u.a. Energiate Meldung vom 28. September 2016 („Kunden im liberalisierten Markt sehr preissensitiv“)

Konsumentenpreise bis 2009

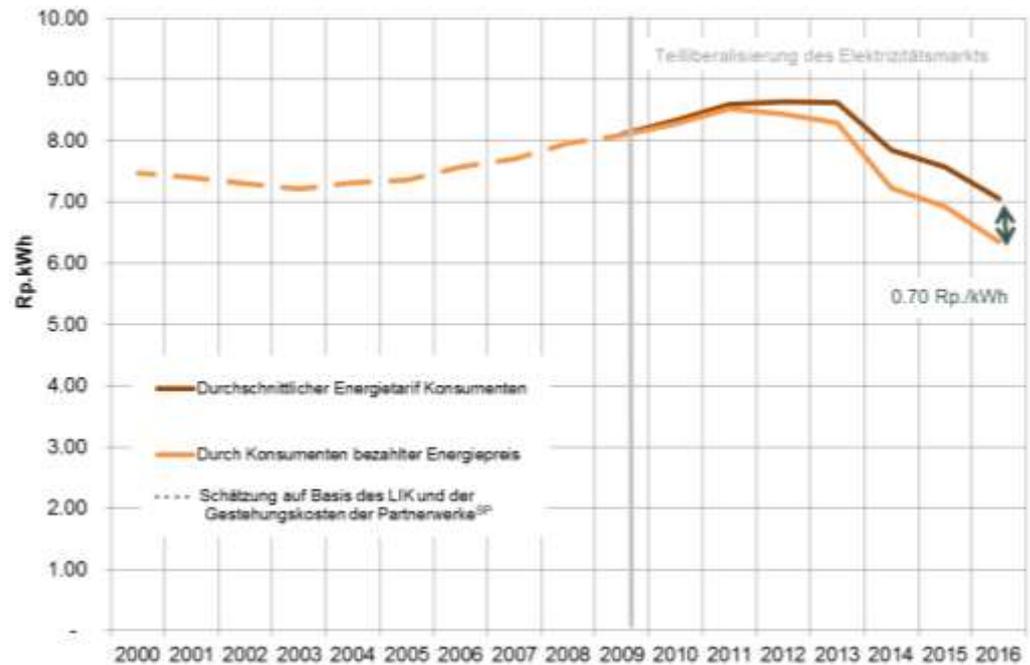
Bis 2009: Schätzungen

Zur Berechnung der theoretisch erzielbaren Gewinne im Schweizer Markt sind Schätzungen zu den Elektrizitätspreisen vor 2009 notwendig, resp. den Tarifen der EVU. Direkte Angaben sind nicht verfügbar, da diese nicht erhoben wurden. Zur Annäherung haben wir die folgenden Daten verwendet:

- Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) für Elektrizität (Indexiert, Basisjahr 2015)
- Gestehungskosten der Partnerwerke^{SP} (gleitender Dreijahresdurchschnitt zur Glättung einzelner Ausreisser)

Der LIK zeigt die Entwicklung der gesamten Elektrizitätskosten auf, d.h. die Kosten von Energie und Netznutzung sowie allfälligen weiteren Gebühren. Es ist daher davon auszugehen, dass er die Kostensteigerung tendenziell überschätzt. Die Partnerwerke^{SP} zeigen die Entwicklung der Produktionskosten auf. Ein auf den Produktionskosten basierender Index vernachlässigt die Gemeinkosten und dürfte die Kostensteigerung bei der Energie unterschätzen. Wir kombinieren daher diese beiden Masse und bilden den Mittelwert zur Schätzung der von den Konsumenten tatsächlich bezahlten Energiepreise vor 2009.

Abb. 8 Entwicklung von Energietarifen und von Endkonsumenten bezahlten Energiepreisen (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von ECom (2015,2016), EEX (2017), BFS (2017)

4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt

Einleitung

Vom Bruttogewinn
zum theoretischen
Nettogewinn

In Kapitel 3 sind verschiedene Grundlagen dargestellt worden, mit deren Unterstützung die Gewinne geschätzt werden können, welche in der Vergangenheit durch die Schweizer Wasserkraft erzielt wurden. In Kapitel 4 gehen wir von einem abgeschotteten Markt aus, d.h. es besteht keine spekulative Handelstätigkeit und die gesamte in der Schweiz produzierte Wasserkraft wird auch in der Schweiz abgesetzt. Für die Berechnungen haben wir unterschiedliche Annahmen getroffen:

- Die **Bruttomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht dem Erlös durch den Verkauf von Elektrizität an Endkonsumenten abzüglich der Beschaffungskosten (Jahreskosten der Partnerwerke^{SP})
- Die (gemeinsame) **Nettomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht der Bruttomarge des Gross- und Detailhandels abzüglich der Gemeinkosten der beiden Stufen.
- **Gemeinkosten** sind Kosten für die Vermarktung der Energie der Partnerwerke, d.h. Einkauf & Handel sowie Vertrieb. Kosten für zentrale Dienste sind nicht in den Gemeinkosten enthalten. Aufgrund der Analyse von Geschäftsberichten und Branchengesprächen gehen wir auf der Grosshandelsstufe von Gemeinkosten in der Höhe von 0.6 Rp./kWh¹³ für die Energievermarktung in der Schweiz aus. Für die Gemeinkosten auf Detailhandelsstufe Schweiz gehen wir von 1.6 Rp./kWh aus.¹⁴ Da diese Werte stark fixkostengetrieben sind, können die Werte für Unternehmen im Einzelfall wesentlich von den angenommenen Durchschnittswerten abweichen.

Entwicklung der Margen

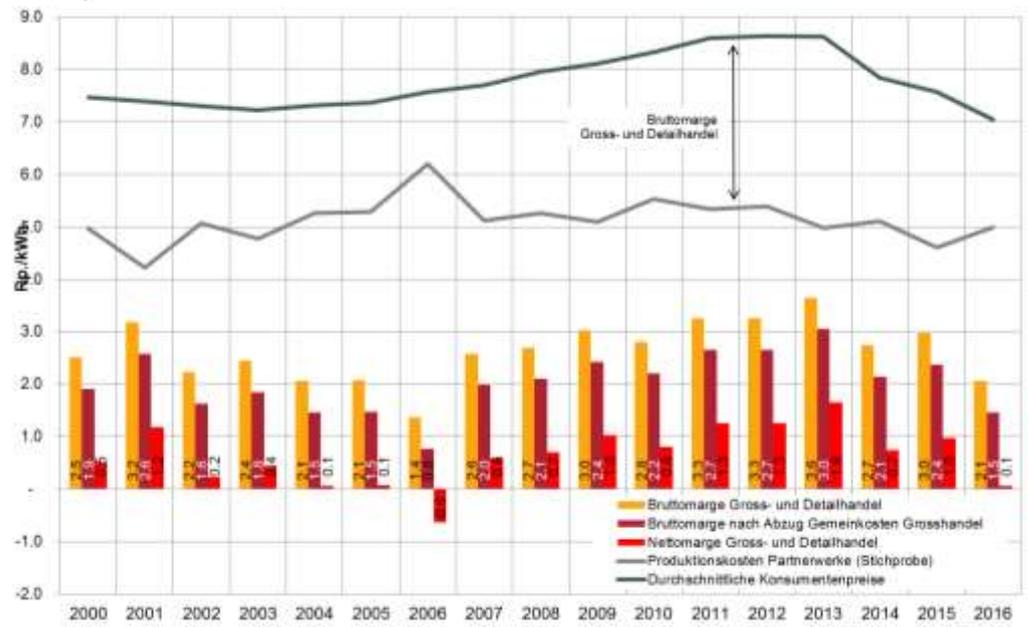
Nettomarge im CH-
Markt nach wie vor
vorhanden

Durch den Verkauf von Schweizer Wasserkraft im Schweizer Elektrizitätsmarkt konnten unter den in diesem Bericht getroffenen Annahmen in den letzten 15 Jahren durchgehend Gewinne erzielt werden, da die Produktionskosten deutlich unterhalb der Konsumentenpreise lagen. Die Bruttomarge des Gross- und Detailhandels betrug im Jahr 2000 2.6 Rp./kWh. Nach einem zwischenzeitlichen Rückgang zu Beginn der Nullerjahre lag sie in den letzten Jahren deutlich über dem langjährigen Durchschnitt von 2.6 Rp./kWh. Die Nettomarge des Gross- und Detailhandels lag in den letzten Jahren bei durchschnittlich 0.6 Rp./kWh. Die Verteilung der Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel ist dabei abhängig von der Entwicklung der Gestehungskosten, des Swissix und der von den Endkonsumenten bezahlten Strompreise.

¹³ Swisselectric (2015) definiert die Gemeinkosten auf Grosshandelsstufe als Kosten für die zentralen Dienste und die Energievermarktung. Insgesamt liegt die Schätzung der Gemeinkosten von Swisselectric (2015) bei 0.8 Rp./kWh, d.h. 0.2 Rp./kWh höher als in diesem Bericht angenommen.

¹⁴ Diese Schätzung basiert auf der Analyse von Geschäftsberichten einzelner EVU und Studien, siehe z.B. Energy Brainpool (2013).

Abb. 9 Entwicklung der Nettomarge des Gross- und Detailhandels in den Jahren 2000 bis 2016 (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EICom (2016), BFS (2016)

Zusammenfassende Betrachtung

Bruttomarge von mehr als 2 Rp./kWh

Im Geschäft innerhalb der Schweiz hätte die Elektrizität aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren gewinnbringend verkauft werden können. Die theoretisch erreichbare Bruttomarge abzüglich der Gemeinkosten des Grosshandels liegt über die gesamte Branche gesehen auch im Jahr 2016 noch bei über zwei Rappen pro Kilowattstunde. Grund dafür ist die Tatsache, dass die Tarife der EVU gemäss EICom deutlich über den Gestehungskosten liegen. Bei der konkreten Höhe der Nettomarge sind die angenommenen Gemeinkosten entscheidend. Aufgrund unserer Schätzungen liegen diese auf Stufe Grosshandel bei ca. 0.6 Rappen pro Kilowattstunde Elektrizität, wobei die Spannweite der einzelnen Unternehmen erheblich sein dürfte.

Innerhalb der Branche deutliche Unterschiede bzgl. Margen vorhanden

Die Auswertungen zum Schweizer Markt zeigen auch, dass sich die individuellen Margen stark nach Eigenproduktionsgrad, Grösse und Kundenportfolio unterscheiden. Vergleichsweise kleine Unternehmen mit grossen Anteilen an Eigenproduktion und eher wenigen gebundenen Kunden dürften in den vergangenen Jahren deutlich niedrigere Margen erzielt haben als grössere Unternehmen mit gebundenen Kunden und wenig Eigenproduktion.

Gross- und Detailhandel mit (teilweise) unterschiedlicher Entwicklung

Die konkrete Aufteilung der gemeinsamen Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel auf die beiden Stufen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab, insbesondere der Entwicklung der Börsenpreise (Swissix):

- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Produktionskosten, so reduziert dies die Nettomarge des Grosshandels. Sinken sie unter die Produktionskosten (wie aktuell teilweise der Fall), sind die Gemeinkosten nicht mehr vollständig gedeckt.
- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Konsumentenpreisen, so reduziert sich die Nettomarge des Detailhandels zugunsten der Marge des Grosshandels.

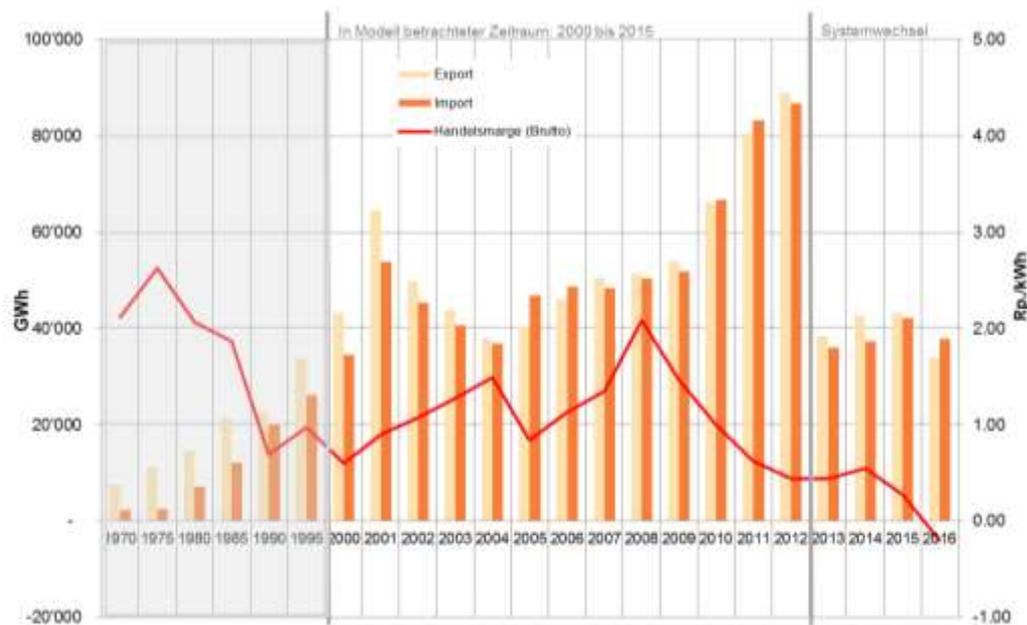
5 Aussenhandel

Einleitung

Aussenhandel mit steigenden Volumina seit den 1970er Jahren

In Kapitel 4 sind wir bei der Analyse der Gewinne der Schweizer Wasserkraft davon ausgegangen, dass die gesamte Wasserkraftproduktion in der Schweiz abgesetzt wurde und kein internationaler Handel betrieben wird. In der Realität ist das Aussenhandelsvolumen¹⁵ der Schweiz seit den 1970er Jahren kontinuierlich angestiegen. Die Handelsmarge, d.h. die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen Export- und Importpreisen lag zwischen den Jahren 2000 und 2010 mehrheitlich deutlich über einem Rappen pro Kilowattstunde. 2015 lag sie bei 0.27 Rp./Kilowattstunde gehandelter Elektrizität und 2016 war sie mit -0.2 Rp./kWh im negativen Bereich.

Abb. 10 Entwicklung des Schweizer Aussenhandels mit Elektrizität seit 1975 (basierend auf dem vertraglichen, handelsbasierten Aussenhandel pro Viertelstunde)



2013 wurde infolge der Umstrukturierungen (Fusionen, etc.) von Handelsabteilungen in der Elektrizitätswirtschaft die Systematik angepasst. Konkret wurden handelsbasierte Einfuhr- und Ausfuhrmengen, welche bisher zum Teil brutto zwischen den Stromhändlern anfielen, neu strikter innerhalb der Unternehmen „genettet“.

Quelle: BFE (2017a)

Die Differenz zwischen den für importierte Elektrizität bezahlten und für exportierte Elektrizität erhaltenen Preise pro Kilowattstunden waren dabei in den Jahren 2004 bis 2009 vergleichsweise hoch und sind anschliessend wieder deutlich gesunken.

Es stellt sich daher die Frage, welche Gewinne durch Schweizer Wasserkraft im Aussenhandel möglich waren.

- Welche Gewinne wurden seit dem Jahr 2000 im Aussenhandel mit Elektrizität erzielt?
- Welcher Anteil dieser Gewinne ist dem Export von Schweizer Wasserkraft zuzuordnen?

Die erste Frage kann mithilfe der Aussenhandelsstatistik der Elektrizitätswirtschaft beantwortet werden. Die zweite Frage lässt sich nur näherungsweise beantworten, da sich die Herkunft von Elektrizität physikalisch nicht ermitteln lässt. Um eine Zuordnung vom

¹⁵ Die Statistik des Aussenhandels zeigt den Wert der Im- und Exporte in CHF und der damit verbundenen Lieferversprechen basierend auf den geschlossenen Verträgen der Unternehmungen. Die Zahl entspricht den Nettoverpflichtungen und ist um spekulative Positionen, die im Handel wieder glattgestellt wurden korrigiert. Ab 2013 wurde für die Nettobetrachtung Unternehmensgruppen betrachtet und nicht juristische Einheiten.

Verbrauch zur Produktion machen zu können, wurde das HKN-System eingeführt. Bei der Produktion von Strom werden Herkunftsnachweise (HKN) generiert. Diese HKN können unabhängig von den physikalischen oder kommerziellen Stromflüssen frei gehandelt und auch ins Ausland exportiert werden. Wenn beim Stromverbrauch eine bestimmte Qualität geltend gemacht werden soll (z.B. Schweizer Wasserkraft), müssen die entsprechenden HKN entwertet werden. Das HKN-System ist somit ein Bilanzierungssystem, durch welches eine korrekte Zuordnung erfolgt und Doppelverkäufe ausgeschlossen werden können.¹⁶

Zur Ermittlung des Nettogewinns gehen wir vereinfachend von Handelskosten in der Höhe von 0.1 Rp./kWh aus. Dies entspricht einem Erfahrungswert der Branche und einer nicht repräsentativen Stichprobe. Der Wert kann in Abhängigkeit von der Kostenstruktur und den gehandelten Volumina bei einzelnen Unternehmen deutlich tiefer oder höher ausfallen.

5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel

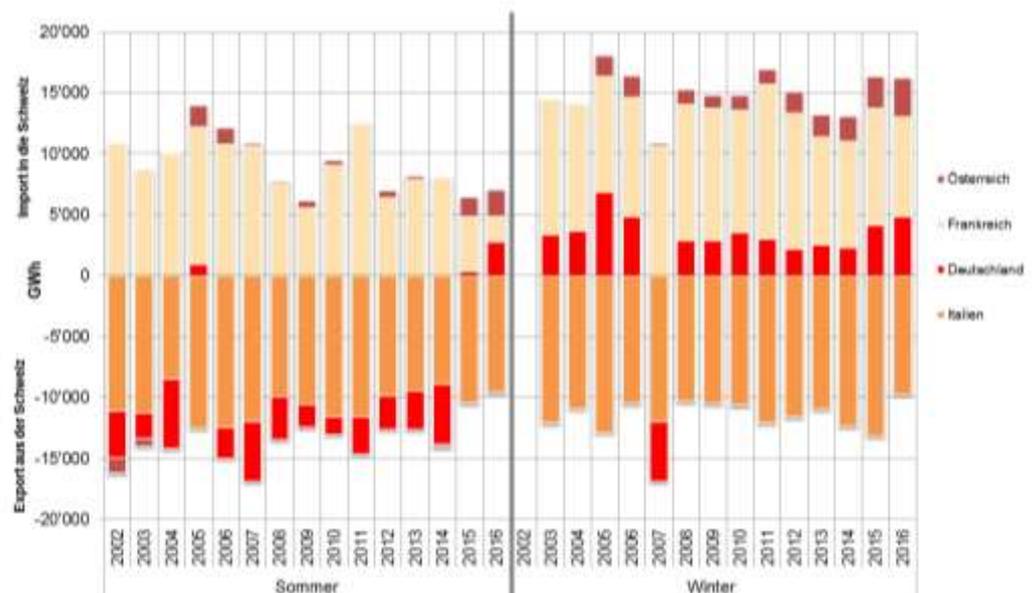
Aussenhandelssaldo nach GWh und Ländern

Import aus F, Export nach I

Wird die Aussenhandelsstatistik nach Ländern und Jahreszeiten ausgewertet, so zeigt sich in Bezug auf die Volumen das folgende Bild:

- Die Schweizer Unternehmen exportieren ganzjährig Elektrizität nach Italien und importieren sie aus Frankreich (sowie punktuell in deutlich geringeren Volumina auch aus Österreich).
- Die Aussenhandelsbilanz mit Deutschland ist saisonal unterschiedlich: Im Sommer wird Elektrizität i.d.R. nach Deutschland exportiert, im Winter von dort importiert. In den letzten zwei Jahren wurde ganzjährig Strom aus Deutschland importiert.

Abb. 11 Aussenhandelssaldo nach Ländern (GWh)



Quelle: BFE (2017a)

Bruttogewinne nach Ländern

Markante Importgewinne aus Frankreich

Der Aussenhandelsgewinn nach Ländern wird im Vergleich mit den Schweizer Börsenpreisen Swissix Day ahead Base berechnet. D.h. wir berechnen die Bruttogewinne im

¹⁶ Die HKN folgen aber weder dem physikalischen noch dem kommerziellen Stromfluss.

Import und Export und gewichten diese mit den Import- und Exportmengen pro Land (siehe untenstehende Tabelle). Insgesamt resultierte aus dem Aussenhandel in den Jahren 2004 bis 2016 ein Bruttogewinn von CHF 11.1 Mia. wovon gegen zwei Drittel (CHF 8.2 Mia.) auf den Handel mit Frankreich entfallen.

Tab. 3 Bruttogewinne im Aussenhandel 2004 bis 2016 nach Ländern in Mio. CHF (Schätzung)

	Frankreich	Deutschland	Italien	Österreich	Total
Import	7'961	494	-334	119	8'239
Export	239	-498	3'196	-75	2'862
Total	8'200	-5	2'862	44	11'101

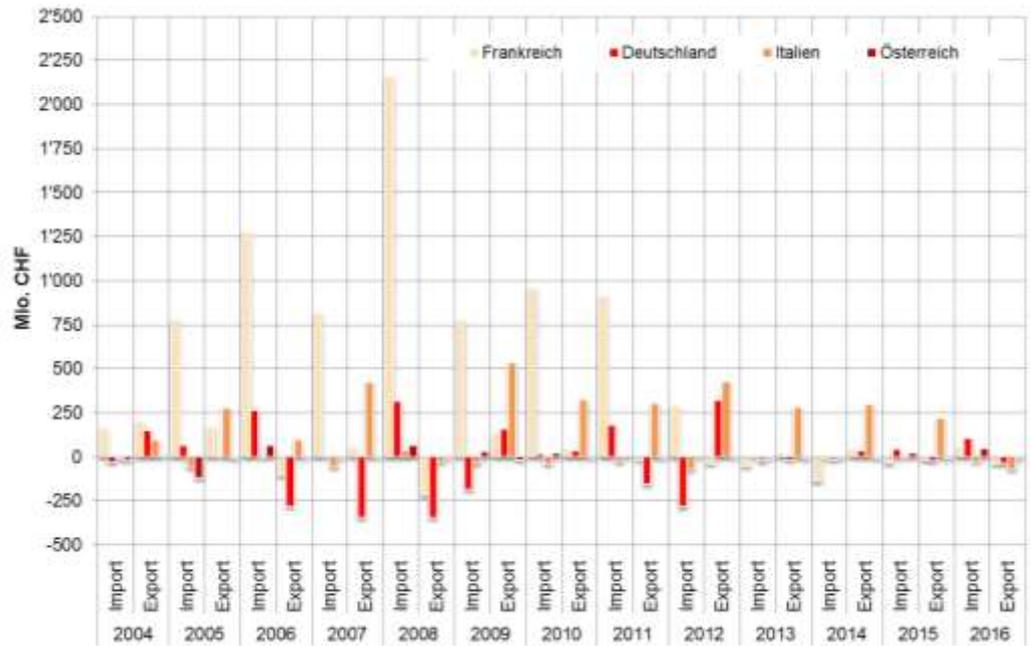
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Tab. 4 Berechnungsbeispiele Aussenhandelsgewinne Brutto nach Ländern (Mio. CHF, zu laufenden Wechselkursen, Jahresdurchschnitte Swissix Day Base, Schätzung)

		Preise			Handelsvolumen						Bruttogewinne																				
		Swissix Day Base	Import	Export	Import	Export	Anteil Import	Import	Export	Total	Import	Export	Total	Import	Export	Total															
																	Rp./kWh			GWh			Mio. CHF			Rp./kWh			Mio. CHF		
2004	D	3.8	4.12	5.11	9'180	11'291	45%	379	11'291	11'670	-0.34	1.33	0.58	-31	150	118															
2004	F	3.8	3.14	7.76	25'487	5'060	83%	801	5'060	5'861	0.64	3.98	1.19	162	201	364															
2004	I	3.8	5.82	6.80	534	19'912	3%	31	19'912	19'943	-2.03	3.02	2.89	-11	602	591															
2004	A	3.8	4.89	4.18	1'608	1'489	52%	79	1'489	1'568	-1.10	0.40	-0.38	-18	6	-12															
Total					36'809	37'752	49%	1'289	37'752	39'041	0.79	2.54	1.42	102	959	1'061															
2005	D	6.1	5.65	6.22	13'291	5'505	71%	750	5'505	6'255	0.49	0.08	0.37	65	4	70															
2005	F	6.1	3.20	9.08	26'623	5'911	82%	852	5'911	6'763	2.93	2.94	2.93	781	174	955															
2005	I	6.1	8.20	7.12	2'856	28'260	9%	234	28'260	28'494	-2.06	0.99	0.71	-59	279	220															
2005	A	6.1	9.05	4.63	4'125	605	87%	373	605	978	-2.91	-1.50	-2.73	-120	-9	-129															
Total					46'895	40'281	54%	2'210	40'281	42'491	3.02	1.11	1.28	667	448	1'115															
2015	D	4.3	3.93	3.94	10'996	6'529	63%	432	6'529	6'961	0.38	-0.37	0.10	42	-24	18															
2015	F	4.3	4.46	4.16	25'119	11'065	69%	1'120	11'065	12'185	-0.15	-0.15	-0.15	-37	-17	-54															
2015	I	4.3	4.78	5.22	874	24'491	3%	42	24'491	24'533	-0.47	0.91	0.86	-4	222	218															
2015	A	4.3	3.92	3.43	5'207	999	84%	204	999	1'203	0.39	-0.88	0.19	20	-9	12															
Total					42'196	43'084	49%	1'798	43'084	44'882	0.12	0.40	0.23	22	173	195															
2016	D	4.5	3.63	3.68	11'940	4'339	73%	434	4'339	4'773	0.90	-0.85	0.43	108	-37	71															
2016	F	4.5	4.21	3.99	17'508	7'275	71%	738	7'275	8'013	0.32	-0.54	0.07	56	-39	16															
2016	I	4.5	5.50	4.22	2'534	21'844	10%	139	21'844	21'983	-0.96	-0.31	-0.38	-24	-69	-93															
2016	A	4.5	3.74	3.17	5'878	441	93%	220	441	661	0.79	-1.37	0.64	46	-6	40															
Total					37'860	33'899	53%	1'531	33'899	35'430	1.21	-0.45	0.05	185	-151	34															

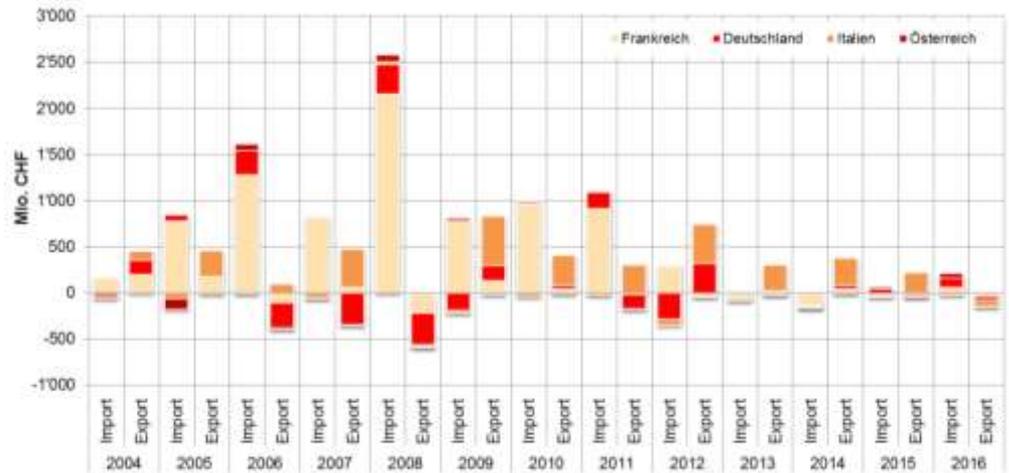
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 12 Bruttogewinne im Aussenhandel nach Ländern, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 13 Total Bruttogewinn im Aussenhandel, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

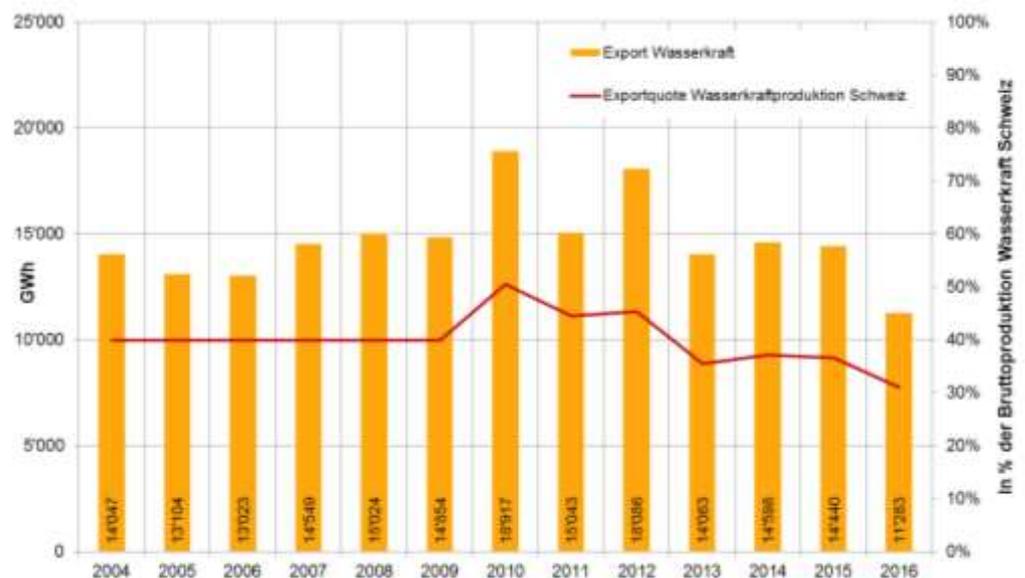
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft

5.2.1 Bedeutung der Wasserkraft für den Aussenhandel

Exportgewinne Italien = Wasserkraftgewinne

Die Auswertung der Herkunftsnachweise und des Landesverbrauchs zeigt, dass in den Jahren 2005 und 2009 rund 14 TWh Schweizer Wasserkraft exportiert wurden.¹⁷ 2010 bis 2012 ist das Exportvolumen auf 15 TWh bis 18 TWh angestiegen und anschliessend wieder auf 14 TWh gesunken. Die Exportquote der Schweizer Wasserkraft gemessen an der Bruttoproduktion liegt daher zwischen 36 und 51 Prozent.¹⁸

Abb. 14 Exportquote und -volumen der Wasserkraft (Schätzung)¹⁹



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.2 Berücksichtigung der Handelsgemeinkosten

Zur Berechnung der Nettogewinne aus dem Export der Schweizer Wasserkraft gehen wir vereinfachend von der Annahme aus, dass die Schweizer Wasserkraft jeweils nach Italien exportiert wird und der Bruttogewinn der Differenz zwischen dem jeweiligen Swissix Spot Day Base und dem italienischen Exportpreis gemäss BFE entspricht. Der Nettogewinn entspricht dem Bruttogewinn abzüglich der unternehmerischen Gemeinkosten für den Handel, wobei von Handelskosten von 0.1 Rp./kWh ausgegangen wird. Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.3).

Die Berücksichtigung der Exportquote zeigt, dass in den Jahren 2004 bis 2016 durch den Export von Schweizer Wasserkraft insgesamt CHF 2.2 Mia. Nettogewinne erzielt wurden. Durchschnittlich resultierte ein Nettogewinn von 1.1 Rp. pro exportierte Kilowattstunde aus Wasserkraft. Wird der Nettogewinn, der durch den Export von Schwei-

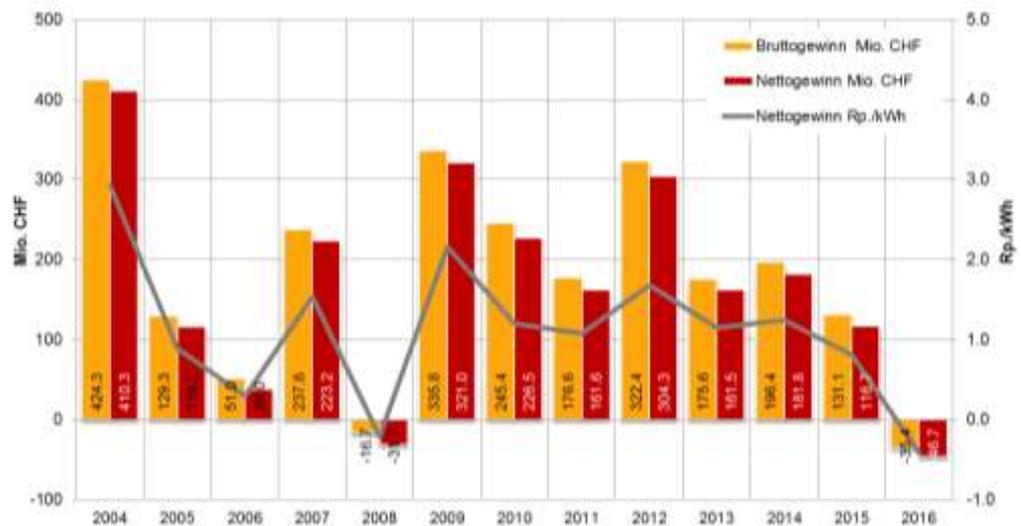
¹⁷ BFE (2009)

¹⁸ Es kann davon ausgegangen werden, dass die hier dargestellten Zahlen die tatsächliche Exportquote der Wasserkraft unterschätzen: 11 TWh des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz werden als „Graustrom“ bezeichnet und verfügen nicht über einen Herkunftsnachweis. Das BFE geht davon aus, dass die überwiegende Mehrheit dieser Elektrizität in der Form von Wasserkraft exportiert und in der Form von Atomstrom wieder importiert wurde. D.h. sie könnten rein rechnerisch der Exportquote der Schweizer Wasserkraft zugeordnet werden, welche für die Jahre 2004 bis 2015 zwischen 55 und 77 Prozent liegen würde.

¹⁹ Zum Zeitpunkt der Publikation dieser Studie sind für 2016 keine Zahlen verfügbar. Wir gehen daher für die weiteren Schätzungen des Jahres 2016 davon aus, dass die Exportquote unverändert bleibt.

zer Wasserkraft erzielt wird, auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft verteilt, ergibt sich ein Nettogewinn von durchschnittlich 0.5 Rp./kWh.

Abb. 15 Durch den Export von Schweizer Wasserkraft erzielte Brutto- und Nettogewinne (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.3 Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten

Argumentation Grenzkapazitäten

Bei der Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten können zwei Positionen eingenommen werden:

- **Betriebswirtschaftliche Argumentation:** Einerseits kann argumentiert werden, dass die Kosten für Grenzkapazitäten von den Bruttogewinnen abzuziehen sind, da ein Handel ohne die Beschaffung der Grenzkapazitäten nicht möglich wäre. Entsprechend wäre der Nettogewinn aus Sicht der Unternehmen um diesen Betrag zu reduzieren.
- **Volkswirtschaftliche Argumentation:** Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden an die Übertragungsnetzbetreiber bezahlt. Dieser setzt diese Einnahmen dafür ein, die Netzkapazitäten zu unterhalten und die Netzkosten zu senken. Damit findet eine Verlagerung von Gewinnen mit der Energie zugunsten der Kosten für die Netze statt. Es wäre auch denkbar, dass Swissgrid die Einnahmen der Branche nach einem bestimmten Schlüssel zurückvergütet (im Sinne einer reinen Lenkungsabgabe). In einem solchen Fall würden die Kosten der Grenzkapazitäten auf Branchenebene neutralisiert.

Aus Sicht der Wasserkraftkantone ist die volkswirtschaftliche Position massgebend, da Gewinne aus der Wasserkraft lediglich in ein anderes Feld verschoben werden. Entsprechend haben wir bei den Nettogewinnen in Kapitel 5.2 keine Kosten für Grenzkapazitäten berücksichtigt.

Kosten Grenzkapazitäten

Zunehmende Kosten für Grenzkapazitäten

Die Auktionierung von Netzengpässen bei grenzüberschreitenden Lieferungen wird aufgrund eines gesetzlichen Auftrags von Swissgrid koordiniert. Dabei gelten die folgenden Grundsätze:

- Die Kosten werden von demjenigen Unternehmen bezahlt, welches die Transaktion auslöst.

- Die Hälfte der an den Schweizer Grenzen erzielten Erlöse bleiben in der Schweiz, die übrigen Erlöse gehen in die jeweiligen Länder Frankreich, Deutschland, Italien oder Österreich.

Zwischen 2009 und 2016 sind die Erlösanteile der Schweiz aus der Auktionierung von CHF 87.7 Mio. auf CHF 124.0 Mio. gestiegen. Der wesentliche Treiber der Auktionserlöse ist gemäss Swissgrid der Unterschied zwischen den Marktpreisen in Italien und in Deutschland. Zwischen 2011 und 2012 ist dieser Unterschied gestiegen, was eine zunehmende Zahlungsbereitschaft für Grenzkapazitäten auf Seiten des Stromhandels zur Folge hatte. Aufgrund der Marktsituation 2016 sind die Erlöse wieder leicht zurückgegangen (2015: CHF 135 Mio., 2016: CHF 124 Mio.).

Zwischen 2009 und 2012 wurde pro physikalisch exportierte oder importierte Kilowattstunde Elektrizität vom Schweizer Unternehmen 0.08 Rp./kWh bis 0.20 Rp./kWh für Grenzkapazitäten bezahlt. Aufgrund der angepassten Methodik der Aussenhandelsstatistik (siehe Kommentar zu Abb. 10) haben sich die Kosten in Rappen pro Kilowattstunde auf vertraglicher Basis seither der physikalischen Basis angenähert.

Tab. 5 Auktionierung der Netzengpässe: Entwicklung der Erlösanteile der Schweiz (2009 bis 2016)

Erlösanteil Schweiz	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
In Mio. CHF	87.7	82.7	97.8	156.8	135.1	128.0	135.0	124.0
In Rappen pro physikalisch exportierter/importierter kWh	0.14	0.12	0.15	0.24	0.22	0.20	0.20	0.19
In Rappen pro kWh pro vertraglich exportierter/importierter kWh	0.08	0.06	0.06	0.09	0.18	0.16	0.16	0.17

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Tab. 6 Entwicklung des physikalischen und vertraglichen Aussenhandels der Schweiz (2009 bis 2016)

Aussenhandel in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Physikalisch ²⁰	64'893	66'282	67'061	65'298	62'144	62'551	69'101	64'269
Vertraglich ²¹	105'905	132'826	163'633	175'558	74'429	80'091	85'327	71'822

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Auswirkungen auf Nettogewinne

Zur Berechnung der hypothetischen Nettogewinne im Schweizer Aussenhandel nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Hälfte der Transaktionen, die Grenzkapazitäten benötigen, wird von Unternehmen in der Schweiz ausgelöst.²²
- Die Kosten für Grenzkapazitäten an den jeweiligen Grenzen werden entsprechend dem Import-/Exportvolumen an der entsprechenden Grenze auf den Import und den Export aufgeteilt.

²⁰ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 29b

²¹ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 42

²² Aufgrund der vielzitierten Funktion der Schweiz als „Stromdrehscheibe“ innerhalb Europas und der hohen Bedeutung von Handelstätigkeiten mit Italien und Deutschland gehen wir davon aus, dass dieser Wert allenfalls zu tief ist und sich zudem von Grenze zu Grenze unterscheidet. Eine genauere Annahme würde allerdings eine detaillierte Befragung von Akteuren bedingen, dies sprengt den Rahmen der vorliegenden Studie.

- Gemäss Swissgrid entfällt rund die Hälfte der Grenzerlöse auf die Grenze nach Italien, ein gutes Viertel auf die Grenze nach Deutschland und etwa ein Sechstel auf die Grenze nach Österreich. Der Rest entfällt auf die Grenze nach Frankreich. Diese Aufteilung ist seit 2009 konstant.

Die Berücksichtigung der Grenzkapazitäten schmälert aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines einzelnen Unternehmens die Gewinnmargen im Exportgeschäft. Auch nach Abzug der an den einzelnen Grenzen anfallenden Kosten bleibt die Marge im Exportgeschäft nach Italien höher als im Exportgeschäft mit den weiteren Nachbarländern. Im Jahr 2015 war Italien das einzige Nachbarland mit einer positiven Nettomarge nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten, im Jahr 2016 resultierte auch an dieser Grenze ein Minus.

Insgesamt haben die Kosten für Grenzkapazitäten die Nettogewinne durch den Export von Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2009 bis 2016 geschmälert. Die sinkenden Nettogewinne nach Grenzkapazitäten sind auf zwei Faktoren zurückzuführen:

- Die Bruttomargen im Aussenhandel sind deutlich gesunken
- Die Kosten für Grenzkapazitäten sind deutlich gestiegen

Tab. 7 Wirkung der Kosten für Grenzkapazitäten auf die Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft (Gemessen an den exportierten kWh Wasserkraft) (Schätzung, 2009 bis 2016)

	Nettogewinn vor Grenzkapazitäten (siehe Kap. 5.2.2)		Nettogewinn nach Grenzkapazitäten		Differenz	
	Rp./kWh	Mio. CHF	Rp./kWh	Mio. CHF	Mio. CHF	In %
2009	2.2	320.98	1.99	296.16	-24.81	-8%
2010	1.2	226.49	1.05	198.28	-28.20	-12%
2011	1.1	161.57	0.90	135.74	-25.83	-16%
2012	1.7	304.28	1.38	250.38	-53.90	-18%
2013	1.1	161.50	0.87	122.84	-38.67	-24%
2014	1.2	181.84	0.97	141.15	-40.69	-22%
2015	0.8	116.68	0.54	78.25	-38.43	-33%
2016	-0.4	-46.69	-0.67	-75.39	-28.70	-61%

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

5.3 Zusammenfassende Betrachtung

Über den betrachteten Zeitraum wurden im Aussenhandel unter Annahme von Gemeinkosten für die Handelstätigkeit (0.1 Rp./kWh) netto im Mittel 1.20 Rp. pro exportierte kWh Wasserkraft erwirtschaftet.

Werden die Nettogewinne des Exportgeschäfts auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft aufgeteilt, so ergibt sich ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.46 Rp./kWh für die Jahre 2004 bis 2016.

6 Wertigkeit der Wasserkraft

Berücksichtigung
des Mehrwerts auf-
grund der Flexibilität

Wasserkraft ist in Bezug auf die zeitliche Bereitstellung flexibler als andere Energieproduktionsarten. Dadurch können Stunden mit höheren Preisen ausgenutzt werden. Wie hoch der Zuschlag für diese Wertigkeit der Wasserkraft ist, hängt von der Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen sowie dem Kraftwerkstyp ab.

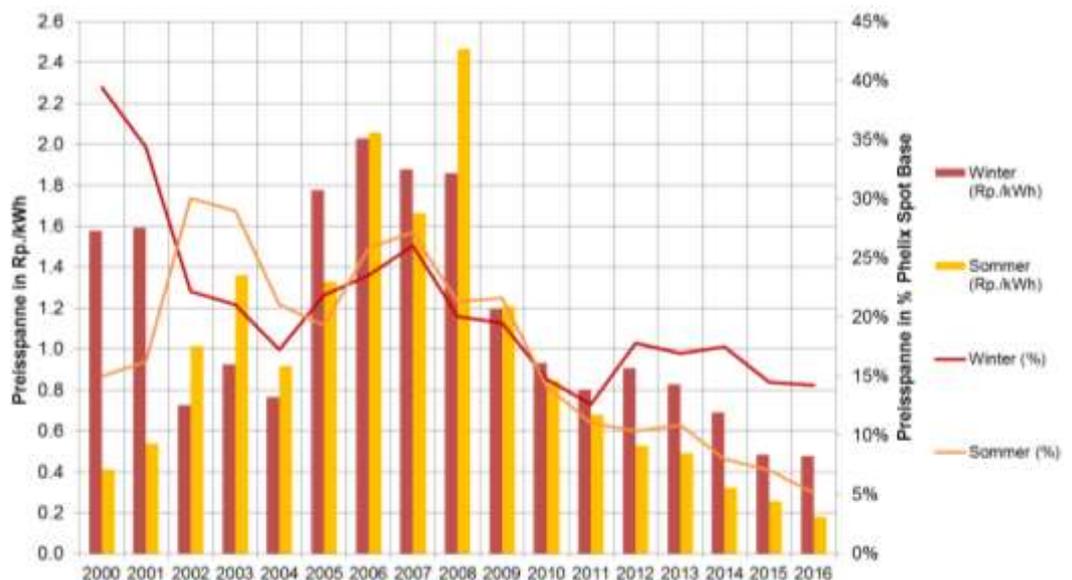
Entwicklung der Preisspanne zwischen Base- und Peak-Preisen

Sinkende Preis-
spanne Peak/Base

Die Auswertung der Entwicklung der Preisspanne zwischen Phelix²³ Spot Base und Phelix Spot Peak auf saisonaler und monatlicher Basis zeigt, dass die Differenz in den letzten Jahren stark schwankte. Im Winterhalbjahr (November bis April) betrug die Preisspanne in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 0.48 Rp./kWh²⁴ und 2.03 Rp./kWh. Im Sommerhalbjahr (Mai bis Oktober) lag die Preisspanne im gleichen Zeitraum zwischen 0.18 Rp./kWh und 2.47 Rp./kWh.

Im Winterhalbjahr hat sich die Preisspanne relativ zum Phelix Spot Base von 39 Prozent auf 13 Prozent gesenkt (2000/2016). Im Sommerhalbjahr hat sie sich von 15 Prozent auf fünf Prozent reduziert. Auch bei dieser Grösse sind die Schwankungen im zeitlichen Verlauf beträchtlich und die Einschätzung einer langfristigen Tendenz daher schwierig.

Abb. 16 Entwicklung der saisonalen Preisspanne zwischen Phelix Spot Base und Phelix Spot Peak



Quelle: EEX (2016)

Wir stützen uns bei dieser Analyse auf den Phelix, da für diesen längere Zeitreihen verfügbar sind. In der folgenden Tabelle sind die Unterschiede zwischen Phelix und Swissix in Bezug auf die Preisspanne Base/Peak aufgeführt. Die Tabelle zeigt, dass die Preisspannen im langjährigen Durchschnitt im Sommer wenig voneinander abweichen und im Winter der Swissix tendenziell eine engere Spanne aufweist als der Phelix.

²³ Wir verwenden hier den Phelix statt den Swissix, weil damit längere Zeitreihen zur Verfügung stehen. Weil die Strukturen im Swissix und Phelix insgesamt über den betrachteten Zeithorizont ähnlich sind, erfüllt der Phelix hier als Orientierungsgrösse den Zweck. Selbstverständlich bleibt dieser jedoch eine Annäherung an der tatsächlichen Realität.

²⁴ Weil hier die Betrachtungen immer in CHF zu laufenden Wechselkursen vorgenommen werden, sind Wechselkurseffekte immer inbegriffen. Diese Betrachtung ist im hier vorliegenden Kontext richtig, da uns die tatsächlichen historischen Realitäten von Schweizer Unternehmen interessieren.

Tab. 8 Preisspanne Base/Peak bei Phelix und Swissix in den Jahren 2007 bis 2015 (in Rp./kWh)

	Preisspanne Phelix				Preisspanne Swissix			
	absolut		in % Base		absolut		in % Base	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
2007	1.66	1.88	27%	26%	1.68	1.72	27%	16%
2008	2.47	1.86	21%	20%	2.56	1.93	21%	17%
2009	1.21	1.19	22%	19%	1.26	1.46	22%	17%
2010	0.85	0.93	14%	15%	0.88	1.01	14%	13%
2011	0.68	0.80	11%	13%	0.66	0.70	10%	9%
2012	0.53	0.91	10%	18%	0.57	0.92	11%	14%
2013	0.49	0.83	11%	17%	0.57	0.72	12%	11%
2014	0.77	1.00	20%	25%	0.37	0.56	9%	11%
2015	0.26	0.49	7%	15%	0.27	0.39	7%	8%
2016	0.18	0.48	5%	14%	0.30	0.44	8%	9%
Durchschnitt	0.86	1.00	14%	17%	0.91	0.99	14%	12%

Quelle: EEX (2016)

Wertigkeit der Wasserkraft

Höhere Wertigkeit
dank Flexibilität

Die Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen zeigt auf, wie hoch die Wertigkeit maximal wäre, wenn die Schweizer Wasserkraft vollumfänglich Peakpreise generieren könnte. Aufgrund hydrologischer und betrieblich-technischer Einschränkungen ist die Realisierung dieses Maximums nicht möglich.

Die nachstehende Tabelle zeigt die saisonale Verteilung der Wasserkraftproduktion durch Laufkraft- und Speicherkraftwerke. Der Anteil der Laufkraftwerke an der Jahresproduktion aller Schweizer Wasserkraftwerke schwankte in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 42 Prozent und 48 Prozent. Bei den Speicherkraftwerken ist die Verteilung zwischen Sommer und Winter relativ ausgeglichen, während bei den Laufkraftwerken ca. zwei Drittel der Jahresproduktion auf den Sommer entfallen.

Tab. 9 Saisonale Verteilung von Laufwasser- und Speicherkraft

	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke		
	Total GWh	Sommer	Winter	Total GWh	Sommer	Winter
2000	17'199	63%	37%	21'180	46%	54%
2001	18'416	63%	37%	24'929	54%	46%
2002	16'618	66%	34%	19'451	54%	46%
2003	16'799	59%	41%	21'514	52%	48%
2004	15'738	67%	33%	18'318	53%	47%
2005	15'645	65%	35%	18'691	46%	54%
2006	15'243	71%	29%	16'190	51%	49%
2007	16'588	66%	34%	19'476	56%	44%
2008	16'586	67%	33%	20'968	56%	44%
2009	16'332	67%	33%	21'860	56%	44%
2010	15'614	67%	33%	19'801	54%	46%
2011	14'968	64%	36%	19'661	48%	52%
2012	16'992	66%	34%	21'553	54%	46%
2013	17'844	63%	37%	21'787	49%	51%
2014	17'394	63%	37%	21'715	52%	48%
2015	17'410	63%	37%	22'858	50%	50%
2016	16'718	67%	33%	20'725	52%	48%

Quelle: BFE (2016a)

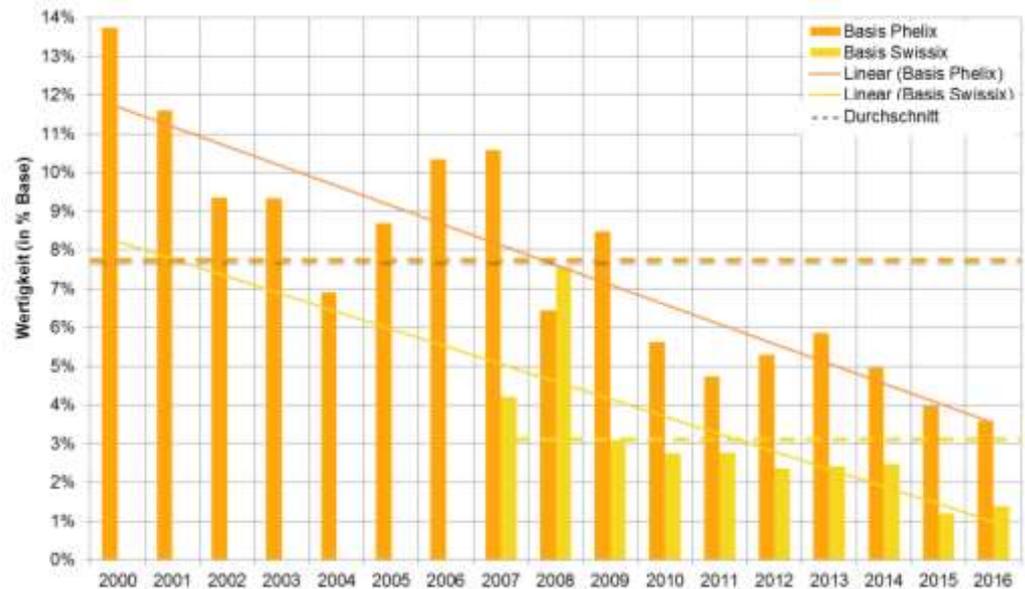
Zur Schätzung der tatsächlichen Wertigkeit der Schweizer Wasserkraftproduktion gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Jahresproduktion der Laufkraftwerke kann zum mit der Produktion in der Sommer- und Wintersaison gewichteten Base-Preis abgesetzt werden.
- Die Jahresproduktion der Speicherkraftwerke wird zu zwei Dritteln zum Peak-Preis und zu einem Drittel zum Base-Preis abgesetzt. Auch hier wird der Jahrespreis mit der saisonalen Produktion gewichtet.
- Die Jahresproduktion aller Wasserkraftwerke der Schweiz wird mit dem Verhältnis von Lauf- zu Speicherkraft gewichtet.

Mit diesen Annahmen ergeben sich für die Jahre 2000 bis 2016 die in der folgenden Abbildung dargestellten Wertigkeiten der Schweizer Wasserkraft. Die Auswertung zeigt, dass der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft auf der Basis des Phelix in den letzten 16 Jahren entsprechend den Marktpreisen zwischen vier und 14 Prozent schwankte, wobei der Durchschnitt acht Prozent betrug. Seit 2010 lag der Zuschlag mit Ausnahme des Jahres 2014 stets deutlich unterhalb des langjährigen Durchschnitts. Aktuell, d.h. auf Basis der Angaben aus dem Jahr 2016, beträgt die Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft auf Basis des Phelix 104 Prozent. Wird für die Jahre 2007 bis 2016 der Swissix betrachtet, so zeigt sich, dass die Wertigkeit auf Basis Swissix seit

2009 zwischen eins und drei Prozent schwankt.²⁵ Die Berechnung eines linearen Trends zeigt eine abnehmende Tendenz der Wertigkeit, unabhängig von der gewählten Basis. Aufgrund der tendenziell sinkenden Preisspanne zwischen tiefen und hohen Tagespreisen an der Börse und der aktuell tiefen Marktpreise ist nicht auszuschliessen, dass der Zuschlag für die Wertigkeit mittelfristig gegen Null gehen wird. Bei einer Erholung der Börsenpreise und einem Anstieg der Preisspannen kann die Wertigkeit allerdings auch wieder zunehmen.

Abb. 17 Zuschlag Wertigkeit Schweizer Wasserkraft im Vergleich zu den durchschnittlichen Börsenpreisen auf Basis Swissix Day Base und Phelix Day Base (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2016), BFE (2016a)

Intradayhandel und Flexibilitätsprämie

In der vorliegenden Studie wurden die Möglichkeiten für Intraday-Handel und Flexibilitätsprämien der Speicherkraftwerke nicht näher untersucht. Das heisst obige Wertigkeit bezieht sich rein auf den Verkaufserlös der Energie aufgrund des Kraftwerkeinsatzes ohne Portfoliooptimierungsstrategien.

Frauendorfer und Schürle²⁶ zeigen in einer separaten Studie unter Bewertung der Flexibilität der Schweizer Speicherkraftwerke nach der Black-Scholes-Methode jedoch ein zusätzliches Erlöspotenzial in Form einer Flexibilitätsprämie (basierend auf dem Erlöspotenzial der Speicherwasserkraft durch asset-based trading) von 40 bis 50 Prozent des Werts der Energie auf.

Frauendorfer/Schürle gehen davon aus, dass im hydrologischen Jahr 2015/16 beispielsweise ein mittleres Erlöspotenzial von 5.7 Rp./kWh für die Schweizer Speicherkraftwerke bestanden hat. Für das Laufende Jahr (YTD) gehen sie von einem Erlöspotenzial von 7.3 Rp./kWh aus. Diese Werte liegen mehr als 1 Rp./kWh höher als die in dieser Studie sowie in der Studie Piot (2017) dargestellten Werte.

²⁵ Diese Zahlen entsprechen auch den Aussagen von Branchenvertretern, mit denen der Bericht im Rahmen von vertiefenden Interviews diskutiert wurde.

²⁶ Frauendorfer / Schürle (2017)

7 Systemdienstleistungen

Sinkende Kosten der Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfolgt durch Swissgrid und umfasst die folgenden Aufwendungen²⁷:

- **Allgemeine Systemdienstleistungen / Ausgleichsenergie:** SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit, Aufwand Netzverstärkungen, Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie
- **Individuelle Systemdienstleistungen:** Aufwand Kompensation Wirkverluste, Aufwand Blindenergie / Spannungshaltung

Für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wendet Swissgrid pro Jahr einen dreistelligen Millionenbetrag auf, wobei der Betrag seit 2009 deutlich gesunken ist. Der Rückgang ist auf die stark sinkende, aber nach wie vor bedeutendste Position „SDL Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand für ungewollten Austausch“ zurückzuführen. 2016 entfielen 89 Prozent der allgemeinen oder individuellen Systemdienstleistungen auf diese Kategorie, 2009 waren es noch 86 Prozent.

Wasserkraft aufgrund Flexibilität geeignet zur Bereitstellung von einzelnen Systemdienstleistungen

Aufgrund ihrer Flexibilität eignet sich die Wasserkraft für die Bereitstellung von allgemeinen Systemdienstleistungen, v.a. „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“. Gemäss Auskunft von Swissgrid ist davon auszugehen, dass bis 2016 rund 90 Prozent dieser Systemdienstleistungen in der Schweiz beschafft wurden, davon wiederum 90 Prozent durch Wasserkraft.

Tab. 10 Schätzung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit und Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie)

Jahr	Aufwand für allgemeine Systemdienstleistungen mit sehr hohem Anteil Wasserkraft ²⁸ (Mio. CHF)	Anteil CH Wasserkraft (81%) (Mio. CHF, geschätzt)	Jahresproduktion Wasserkraft (Brutto, GWh)	Aufwand pro Produktionseinheit Wasserkraft (Rp/kWh)
2009	628.90	509	37'136	1.37
2010	364.40	295	37'450	0.79
2011	256.80	208	33'795	0.62
2012	219.20	178	39'906	0.44
2013	277.00	224	39'572	0.57
2014	171.40	139	39'308	0.35
2015	145.30	118	39'486	0.30
2016	193.10	156	36'326	0.43

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017)

²⁷ Siehe Geschäftsbericht Swissgrid 2015, Seite 40

²⁸ Bei dieser Zahl handelt es sich um die Summe der drei Positionen „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“ gemäss der Geschäftsberichte von Swissgrid.

Für die Jahre 2009 bis 2016 ergibt sich daher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ein geschätzter Ertrag von 0.30 bis 1.37 Rappen pro Kilowattstunde produzierter Wasserkraft in der Schweiz, wobei der Ertrag 2016 nach jahrelangem Rückgang erstmals wieder anstieg.

Vor 2009 bestand kein SDL-Markt, d.h. die vertikal integrierten Verbundunternehmen haben die Systemleistungen konzernintern sichergestellt und nicht am Markt beschafft. Durch das Schaffen des Marktes, d.h. einerseits der Optimierung der Nachfrage, andererseits der Maximierung des Angebots (neue Anbieter aus dem In- und Ausland) konnten die Kosten von Swissgrid seit 2009 um zwei Drittel gesenkt werden. Entsprechend sind auch die Erträge der Wasserkraft gesunken.²⁹ Dies führt jedoch gleichzeitig zum Umkehrschluss, dass bis 2009 erhebliche Gewinne mit SDL erzielt worden sind.

Swissgrid erwartet, dass die Aufwendungen für Systemdienstleistungen mittelfristig noch leicht sinken und dann stagnieren. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil Wasserkraft an den Systemdienstleistungen in den kommenden Jahren tendenziell leicht sinken wird, da via Pooling kleinere Anbieter Marktzugang zum SDL-Markt erhalten und Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können. Insgesamt dürften somit die Erträge der Schweizer Wasserkraft, welche durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erzielt werden können, deutlich sinken.

²⁹ Der temporäre Anstieg 2013 ist auf eine Winterknappheit zurückzuführen.

8 Ökostrom

Zahlungsbereitschaft für Ökostrom vorhanden

Wasserkraft ist erneuerbar und Konsumenten weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf. Studien, welche auf Befragungen basieren, zeigen, dass 80 bis 90 Prozent der Haushalte und Unternehmen eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Ökostrom aufweisen. Je nach Befragung beträgt der akzeptierte Aufschlag bis zu 50 Prozent oder mehr, wobei der akzeptierte Aufschlag bei Haushalten grösser ist als bei Unternehmen.³⁰ Diese Zahlen spiegeln sich allerdings nicht im aktuellen Verbrauchsmix. Rund ein Fünftel des aktuellen Elektrizitätsverbrauchs stammt aus erneuerbaren Quellen, davon zwei Drittel aus Wasserkraft.³¹ Dieser (scheinbare) Widerspruch kann durch die geringe Wechselbereitschaft von Konsumenten innerhalb der möglichen Tarife für Elektrizität erklärt werden.

Herkunftsnachweise

Eine Möglichkeit, sich einem allfälligen Mehrwert der Wasserkraft als Ökostrom zu nähern, bieten die Herkunftsnachweise. Das System der Herkunftsnachweise HKN dient dazu, den Konsumenten die Herkunft ihrer konsumierten Elektrizität auszuweisen. Die Herkunftsnachweise werden in Europa gegenseitig anerkannt und verrechnet und ermöglichen dadurch einen Austausch von Stromqualitäten über die Landesgrenzen hinweg. Die Menge an ausgestellten HKN bei der Stromproduktion ist grösser als die nachgefragte Menge der Endkunden beim Stromverbrauch. Aus diesem Grund sind die Preise für Herkunftsnachweise bis 2016 grundsätzlich eher tief. Dies impliziert, dass trotz der in Studien dargestellten höheren Zahlungsbereitschaft nur wenige Konsumenten proaktiv auf Ökostrom wechseln und die Abschöpfung des Mehrwerts der Wasserkraft gering ist.

Tab. 11 Indikative³² Handelspreise für Herkunftsnachweise³³ per 2016

Energiequelle	Indikative Preisspanne (Rp./kWh)
Skandinavische Wasserkraft	0.01 – 0.02
Europäische Windenergie	0.02 – 0.04
Schweizer Wasserkraft	0.07 – 0.15
Schweizer Sonnenenergie	1.50 – 15.0

Quelle: BFE (2016a)

Auswertungen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie, d.h. Sommer 2017, zeigen, dass sich der Preis von Herkunftsnachweisen seit Anfang 2017 ca. verdreifacht hat und momentan bei 4 CHF/MWh bis 4.5 CHF/MWh liegt. Der Anstieg ist gemäss Branchenexperten im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass ab 2018 keine nichtüberprüfbare Energie mehr verkauft werden darf. Zusätzlich wirkt sich auch der absehbare KKW-Ausstieg Deutschlands auf die HKN aus.

³⁰ Siehe u.a. Truffer et al. (2002)

³¹ BFE (2017)

³² Herkunftsnachweise werden „over-the-counter“ oder über diverse Anbieter gehandelt, daher sind die Preise indikativ.

³³ Der Einsatz von HKN ist in der Schweiz bisher nicht zwingend. Wenn keine Nachweise vorhanden sind, ist eine Kennzeichnung als „Graustrom“, d.h. als Energie aus nicht überprüfbaren Energieträgern, zulässig.

„Wasserkraft-Tarife“ einzelner EVU

Höhere Tarife für Standardprodukt „Wasserkraft“ werden akzeptiert

Werden die Tarife einzelner EVU betrachtet, welche bei ihren Kunden als Standardprodukt Elektrizität aus 100 Prozent Wasserkraft verwenden (z.B. ewz, Repower, BKW, IBC), so zeigt sich, dass dieser gegenüber der günstigeren Alternative mit einer Mischung aus unterschiedlichen Produktionsarten mit einem Aufpreis von bis zu 1.5 Rappen pro Kilowattstunde verrechnet wird. Die überwiegende Mehrheit der Privatkunden bleibt beim vorgegebenen Standardprodukt ihres Anbieters. Diese Beispiele zeigen, dass der Wechsel des Standardprodukts hin zu einem Wasserkraftprodukt mit einem entsprechenden Aufpreis von den meisten Kunden akzeptiert wird. Weniger als zehn Prozent aller Haushaltskunden wechseln im Laufe eines Jahres den Stromversorger und noch deutlich weniger den Tarif innerhalb eines Stromversorgers.³⁴ Dies entspricht dem verhaltensökonomischen Konzept des „Nudging“, bei dem durch eine Anpassung der Standardsituation das Verhalten von Personen oder Unternehmen in eine gewünschte Richtung gelenkt bzw. deren Trägheit (Elastizität) ausgenutzt werden kann.

Zusammenfassende Betrachtung

Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft vorhanden

Es kann davon ausgegangen werden, dass bei den Konsumenten in der Schweiz eine Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus Wasserkraft (gegenüber der jeweils günstigsten Alternative) besteht. Die Zahlungsbereitschaft von Haushalten ist dabei höher einzustufen als die Zahlungsbereitschaft von Unternehmen. Die Analyse von EVU mit Standardtarifen, welche Wasserkraft beinhalten, zeigt, dass der damit verbundene Aufpreis von der Mehrheit der Kunden akzeptiert wird. Eine wesentliche Rolle dürfte dabei die Tatsache spielen, dass der Aufwand für einen aktiven Wechsel zu einem alternativen Stromtarif des gleichen Anbieters gemessen am Einsparpotenzial als (zu) gering eingestuft wird.

Abschöpfung Zahlungsbereitschaft via „Nudging“ möglich

Für die Wasserkraft bedeutet dies, dass bei einem geschickten Einsatz von „Nudging“, d.h. der Anpassung der Standardsituation, ein Mehrwert abgeschöpft werden kann. Beispielsweise könnte der Standardtarif der EVU auf „Wasserkraft aus der Schweiz“ angepasst werden. Dieser Tarif wäre mit einem zu definierenden Aufpreis verbunden. Der vergleichsweise günstigere Tarif „Graustrom“ sollte aber innerhalb des EVU verfügbar bleiben, um den Konsumenten die Wahlmöglichkeit zu lassen. Bei einer solchen Konstellation ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach Wasserkraft ansteigt, da nur ein geringer Anteil der Konsumenten vom Standardtarif hin zu einem alternativen Tarif wechselt.

³⁴ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014)

9 Gewinnverwendung der EVU

Elektrizitätsstatistik
als Basis

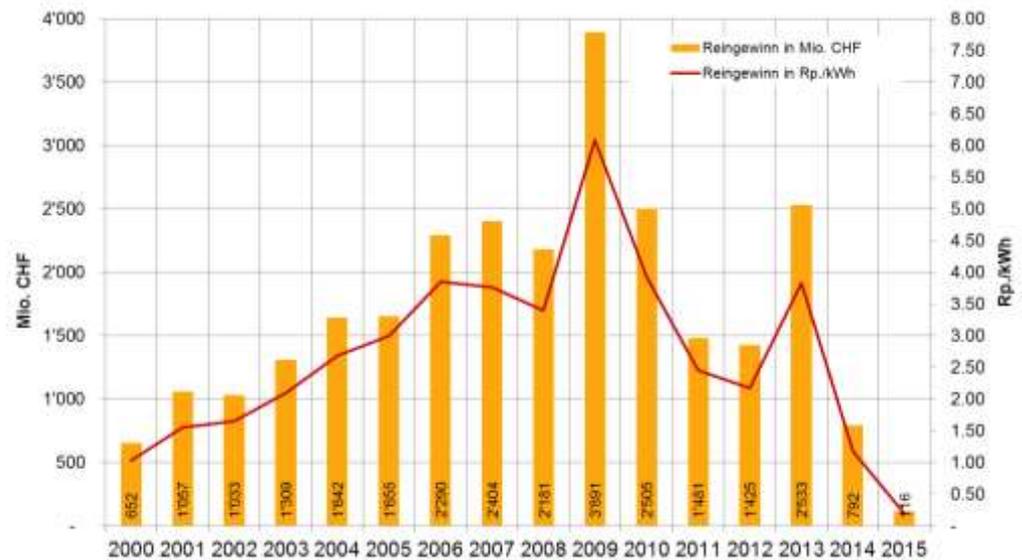
Wie aus den vorhergehenden Kapiteln ersichtlich geworden ist, haben die EVU der Schweiz in den vergangenen 16 Jahren beträchtliche Gewinne aus der Wasserkraft erzielen können. In diesem Kapitel analysieren wir, wie die EVU ihre Gewinne verwendet haben. Zu diesem Zweck stützen wir uns vor allem auf die Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie. Darin enthalten sind aktuell 335 EVU, welche 90 Prozent der Landeserzeugung und 80 Prozent des gesamtschweizerischen Endverbrauchs abdecken. Aufgrund der Grössenstruktur der Schweizer EVU sind die dargestellten Ergebnisse stark von den Entwicklungen bei den grossen Konzernen mit Eigenproduktion getrieben.

Zu beachten ist in diesem Kapitel, dass sich die Angaben in Rappen pro Kilowattstunde auf die gesamte Bruttoerzeugung Elektrizität der Schweiz beziehen.

Reingewinn

Während der Reingewinn im Jahr 2000 bei CHF 652 Mio. (1.16 Rp./kWh) lag, betrug er in den Spitzenjahren nach 2006 mehr als CHF 2 Mia. Zwischen 2009 und 2015 ist er mit Ausnahme von 2013 wieder gesunken und lag 2015 noch bei CHF 116 Mio. (0.18 Rp./kWh).

Abb. 18 Entwicklung des Reingewinns der Schweizer EVU (Mio. CHF, Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



BFE (2017a)

Cashflow-Betrachtung

Die folgende Tabelle zeigt, dass die Auszahlung von Dividenden und Tantiemen seit dem Jahr 2000 jeweils zwischen 0.5 Rp./kWh (2000, 2001) und 2.4 Rp./kWh (2009) schwankte. Die Ablieferung an Staat und Gemeinde (z.B. Verzinsung von Dotationskapital bei nicht als AG organisierten EVU) betragen jeweils 0.2 bis 0.5 Rp./kWh. Der nicht verteilte Reingewinn liegt mit Ausnahme der Jahre 2009 und 2013 unterhalb von 1.0 Rp./kWh. Die Auswertung der Abschreibungen zeigt, dass diese ab 2009 mit 3.5 bis 5.4 Rp./kWh deutlich über den Werten in den Jahren 2000 bis 2008 lagen, welche 2.9 bis 3.5 Rp./kWh betragen.

Die in den folgenden Abbildungen ersichtlichen Rückgänge bei Reingewinn und Dividendenausschüttung können mehrheitlich durch die negative Entwicklung bei einzelnen

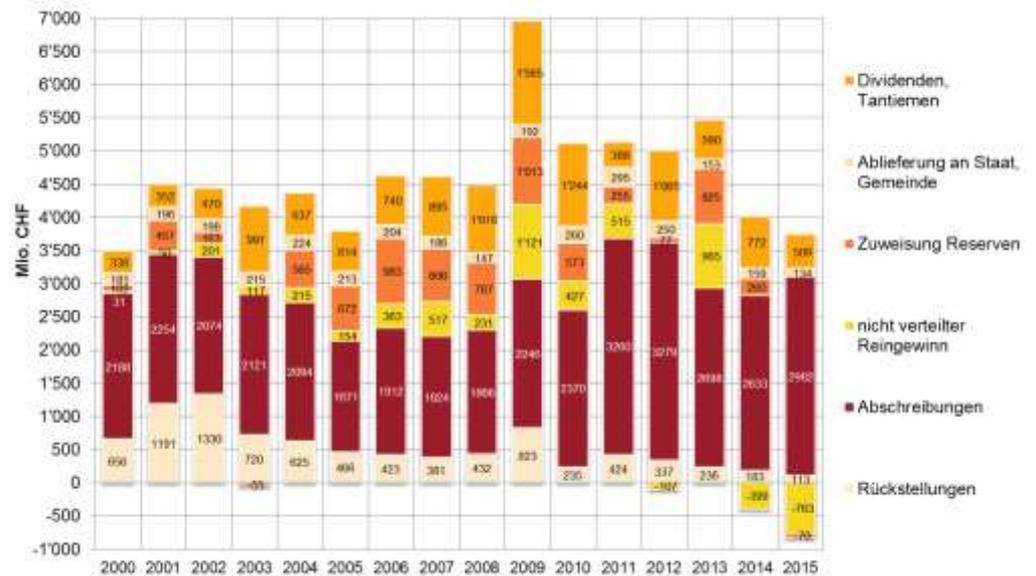
grossen Unternehmen der Branche erklärt werden. Dies impliziert, dass zahlreiche kleinere, mittlere und auch grosse EVU nach wie vor beträchtliche Gewinne erzielen.

Tab. 12 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)

Jahr	Divi- denden, Tantie- men	Abliefe- rung an Staat, Ge- meinde	Zuwei- sung Reser- ven	nicht vertei- lter Rein- gewinn	Ab- schrei- bungen	Cash- flow	Rück- stellun- gen	Cash- flow + Rück- stel- lungen
2000	0.53	0.29	0.16	0.05	3.45	4.48	1.04	5.52
2001	0.52	0.29	0.67	0.08	3.30	4.85	1.75	6.60
2002	0.75	0.32	0.26	0.32	3.31	4.96	2.12	7.09
2003	1.59	0.34	-0.09	0.25	3.40	5.50	1.15	6.65
2004	1.04	0.37	0.92	0.35	3.43	6.12	1.02	7.14
2005	1.11	0.39	1.22	0.28	3.02	6.02	0.84	6.86
2006	1.25	0.34	1.65	0.61	3.22	7.07	0.71	7.78
2007	1.40	0.29	1.26	0.81	2.86	6.63	0.60	7.22
2008	1.58	0.23	1.22	0.36	2.90	6.30	0.67	6.97
2009	2.45	0.30	1.58	1.75	3.51	9.59	1.29	10.88
2010	1.95	0.41	0.90	0.67	3.72	7.65	0.37	8.01
2011	0.64	0.49	0.42	0.90	5.40	7.85	0.70	8.55
2012	1.62	0.38	0.12	0.05	5.00	7.17	0.51	7.68
2013	0.89	0.23	1.25	1.46	4.08	7.90	0.36	8.26
2014	1.15	0.24	0.39	-0.59	3.91	5.09	0.27	5.36
2015	0.80	0.21	-0.11	-0.72	4.68	4.87	0.18	5.04

Quelle: BFE (2017a)

Abb. 19 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Mio. CHF)



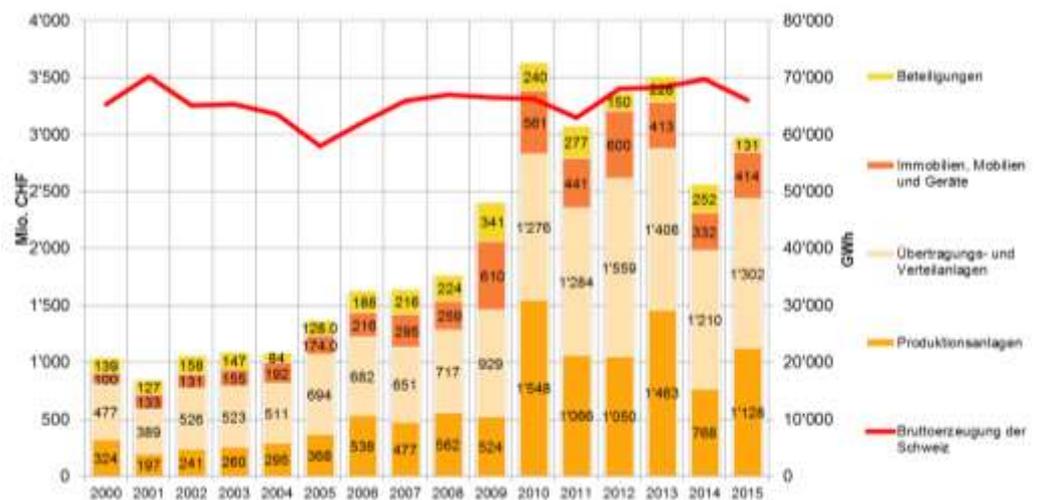
Quelle: BFE (2017a)

Investitionen der EVU

Gestiegene Investitionskosten bei gleichbleibender Produktionsmenge

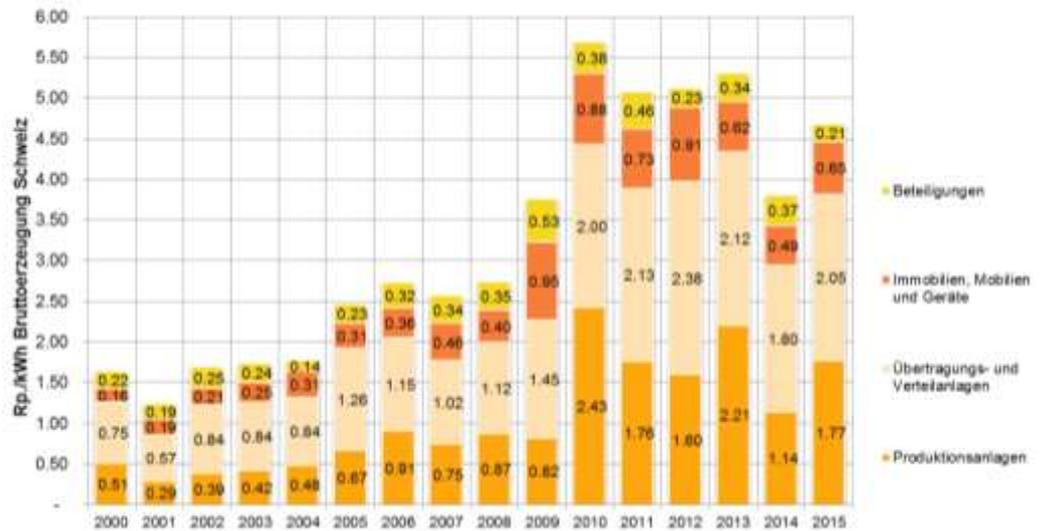
Die Investitionen der EVU können gemäss Elektrizitätsstatistik in die vier Bereiche Beteiligungen, Immobilien/Mobilen/Geräte, Übertragungs- und Verteilanlagen sowie Produktionsanlagen unterteilt werden. Insgesamt haben die Investitionen in den letzten 15 Jahren stark zugenommen. Auch in Bezug zur Bruttoerzeugung der Schweiz sind die Investitionen überproportional angestiegen. Die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen haben sich von CHF 477 Mio. im Jahr 2000 auf CHF 1.30 Mia. im Jahr 2015 beinahe verdreifacht. Die Investitionen für Produktionsanlagen haben sich im gleichen Zeitraum von CHF 324 Mio. auf CHF 1.13 Mia. mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung kann grösstenteils mit den aktuell laufenden grossen Investitionsprojekten (z.B. Linth-Limmern, Nant de Drance) erklärt werden. Prozentual haben die Investitionen in Immobilien, Mobilen und Geräte mit einem Wachstum von 414 Prozent seit dem Jahr 2000 am stärksten zugenommen. Im Jahr 2015 wurden CHF 414 Mio. in diesem Bereich investiert.

Abb. 20 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Mio. CHF)



Quelle: BFE (2017a)

Abb. 21 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Rp./kWh Bruttoerzeugung der Schweiz)



Quelle: BFE (2017a)

Zahlungen zuhanden der öffentlichen Hand

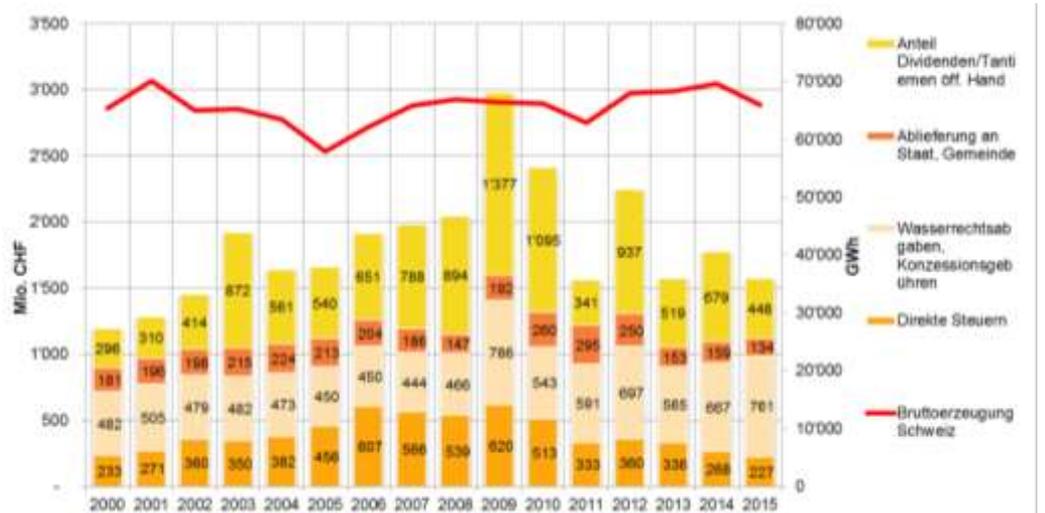
Öff. Hand erhält unterschiedliche Zahlungen

Die öffentliche Hand profitiert von den EVU in verschiedener Hinsicht direkt:

- Direkte Steuern der Unternehmen
- Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren
- Dividenden und Tantiemen: Gemäss aktueller Elektrizitätsstatistik sind 88.6 Prozent des Grundkapitals der Schweizer EVU in öffentlicher Hand. Wir gehen daher davon aus, dass die öffentliche Hand auch diesen Anteil an Dividenden und Tantiemen erhält.
- Ablieferung an Staat und Gemeinde: Bei EVU, welche nicht als Aktiengesellschaft organisiert sind, erhält die öffentliche Hand gemäss individueller vertraglicher Abmachung in der Regel einen Anteil am Reingewinn (z.B. Verzinsung Dotationskapital).

Insgesamt sind die Zahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand schwankend, wobei die Schwankungen vor allem durch die jährlichen Unterschiede bei den Dividendenzahlungen bedingt sind.

Abb. 22 Entwicklung der Transferzahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand (Mio. CHF)

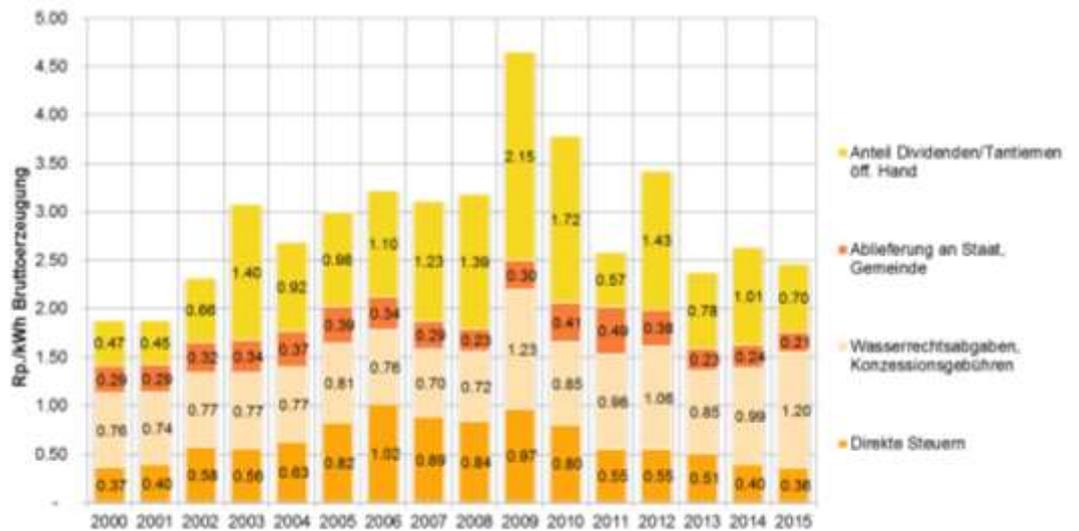


Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

Die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren sind von 0.76 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2000 auf 1.20 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2015 gestiegen. Der Durchschnitt seit der letzten Erhöhung der Wasserzinsen per 1.1.2011 auf CHF 100/kW betrug 1.02 Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz.

Das Verhältnis zwischen Dividenden und Tantiemen sowie Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren hat sich seit dem Jahr 2000 verändert. Während in den Jahren 2000 bis 2002 die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren die Dividenden und Tantiemen überstiegen, ist das Verhältnis seit 2003 umgedreht. Mit Ausnahme der Jahre 2011, 2013 und 2015 lagen die Dividenden und Tantiemen deutlich höher als die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren.

Abb. 23 Entwicklung der Zahlungen der EVU zuhanden der öff. Hand (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

10 Fazit

Durchschnittlicher Gewinn von über 2 Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft

10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft

Die in diesem Bericht dargestellten Analysen zeigen näherungsweise auf, welche Gewinne mit der Schweizer Wasserkraft im Schweizer Markt und im internationalen Handel in den letzten 16 Jahren erzielt werden konnten.

Tab. 13 Zusammenfassung Brutto-/Nettogewinne der Schweizer Wasserkraft (Schätzung)

	Schweizer Markt (Stufe Grosshandel, Kap. 4)			Int. Handel (Kap. 5)	
	Brutto (Erlös minus Produktionskosten ^{SP})	Netto (Brutto minus Gemeinkosten Grosshandel 0.6 Rp./kWh)	Netto inkl. System-DL	Brutto (gem. Aussenhandelsstatistik)	Netto (Brutto minus Gemeinkosten 0.1 Rp./kWh)
	<i>Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft</i>			<i>Rp./kWh exportierte Wasserkraft</i>	
2000	1.91	1.31			
2001	2.58	1.98			
2002	1.62	1.02			
2003	1.85	1.25			
2004	1.46	0.86		3.02	2.92
2005	1.48	0.88		0.99	0.89
2006	0.77	0.17		0.39	0.29
2007	1.98	1.38		1.63	1.53
2008	2.09	1.49		-0.11	-0.21
2009	2.42	1.82	3.19	2.26	2.16
2010	2.21	1.61	2.39	1.30	1.20
2011	2.66	2.06	2.67	1.17	1.07
2012	2.65	2.05	2.50	1.78	1.68
2013	3.05	2.45	3.01	1.25	1.15
2014	2.14	1.54	1.89	1.35	1.25
2015	2.38	1.78	2.07	0.91	0.81
2016	1.46	0.86	1.29	-0.10	-0.20
Durchschnitt 2000 bis 2016	2.04	1.44			
Durchschnitt 2004 bis 2016	2.06	1.46		0.49	0.39
Durchschnitt 2009 bis 2016	2.37	1.77	2.38	0.51	0.41

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Jahresberichten der Partnerwerke, BFE (2017a), EEX (2017), Swissgrid (2017), Swisselectric (2015)

Die Auswertungen auf der Basis der getroffenen Annahmen zeigen, dass die durchschnittliche Nettomarge der Schweizer Wasserkraft auf Stufe Grosshandel im Schweizer Markt in den Jahren 2000 bis 2016 1.44 Rp./kWh betrug. Werden die Systemdienstleistungen addiert, so ergibt sich (für die Jahre 2009 bis 2016) eine rechnerische Nettomarge von 2.38 Rp./kWh. Im Internationalen Handel betrug die Nettomarge 2004 bis 2016 durchschnittlich 0.39 Rp./kWh, wobei in zwei Jahren eine negative Nettomarge errechnet wurde.

10.2 Beantwortung der Fragestellungen

In Kapitel 1 wurden verschiedene Fragen aufgeworfen, die durch die Analysen beantwortet werden können.

10.2.1 Potenzielle Gewinne am Spot-Markt

Frage aus dem Auftrag: Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?

In den Jahren 2000 bis 2016 hätte sich mit der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion eine durchschnittliche Bruttomarge (d.h. von 0.57 Rp./kWh erzielen lassen, wenn sie an der Börse verkauft worden wäre. Die höchste Bruttomarge wurde in den Jahren 2006 bis 2009 erzielt, in denen sie zwischen 2.39 und 6.87 Rp./kWh lag. Dabei nicht berücksichtigt ist die höhere Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft.

Tab. 14 Mögliche Bruttogewinne (Stufe Grosshandel) mit Schweizer Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse (Schätzung)

	Produktionskosten Partnerwerke ^{SP}	Swissix Day Base (* = Schätzung)	Bruttomarge Stufe Grosshandel (Produktionskosten minus Swissix Day Base, rot = negative Werte)	Schätzung Faktor Wertigkeit (auf Basis Phelix Day Base)
	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	in %
2000	4.96	2.44*	-2.52	12%
2001	4.22	3.13*	-1.09	13%
2002	5.07	2.85*	-2.22	9%
2003	4.77	3.86*	-0.91	9%
2004	5.26	3.78*	-1.48	7%
2005	5.29	6.14*	0.85	8%
2006	6.20	9.29	3.09	10%
2007	5.12	7.54	2.42	11%
2008	5.26	11.83	6.57	5%
2009	5.09	7.24	2.15	9%
2010	5.53	7.04	1.51	6%
2011	5.34	6.91	1.57	5%
2012	5.39	5.99	0.60	6%
2013	4.98	5.5	0.52	6%
2014	5.10	4.45	-0.65	9%
2015	4.60	4.31	-0.29	4%
2016	4.99	4.53	-0.46	4%
Durchschnitt	5.13	5.70	0.57	8%

Quelle: BFE (2017a), EEX (2016), Geschäftsberichte der Partnerwerke

Ein Vergleich mit Kapitel 11.1 zeigt, dass die Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse deutlich tiefere Bruttogewinne abgeworfen hätte als beim bestehenden System mit dem Verkauf in den nicht vollständig liberalisierten Schweizer Markt. Dieses Resultat ist wenig überraschend, da die Tarife der Konsumenten in der Mehrheit der Jahre auch nach Abzug der Gemeinkosten über den Börsenpreisen lagen.

10.2.2 Verwendung der Branchengewinne

Frage aus dem Auftrag: Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet (Ausschüttungen an Aktionäre?, Projekte im Ausland?, Reservenbildung?, Investition in Kraftwerkpark? Usw.)

Die Auswertungen der Elektrizitätsstatistik zeigen, dass die Reingewinne der gesamten Elektrizitätsbranche zwischen den Jahren 2000 und 2014 deutlich angestiegen sind. Diese Gewinne wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

Die Dividendenausschüttungen haben in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht und sind im zeitlichen Verlauf eher schwankend. Im gleichen Zeitraum sind auch die Investitionen der EVU deutlich angestiegen, wobei absolut die Investitionen in Produktions- und Übertragungsanlagen am Bedeutendsten waren. Da die Bruttoproduktion an Elektrizität in diesem Zeitraum nicht wesentlich verändert wurde, ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Investitionen auf das Ausland entfällt. Relativ wurden auch die Investitionen in Immobilien, Mobilien und Beteiligungen seit 2002 stark erhöht. Auch bei diesen Investitionen ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil auf das Ausland entfällt.

10.2.3 Vergleich mit anderen Studien

Frage aus dem Auftrag: Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?

Es wurden in der Vergangenheit verschiedene Studien zur Rentabilität der Wasserkraft erstellt. Diese Studien wurden methodisch unterschiedlich aufgebaut und basieren zum Teil auf unterschiedlichen Annahmen, Datenquelle/Stichproben und Betrachtungsweisen. Zudem beleuchten die Studien jeweils nur Teilaspekte. Aus diesem Grund sind die Studien nur teilweise miteinander vergleichbar.

Zur Validierung der vorliegenden Erkenntnisse ist primär der Vergleich mit folgenden Studien zielführend:

- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft.

Der Vergleich mit der Studie Filippini, M., Geissmann, T. (2014) erübrigt sich, da die Gestehungskosten in dieser Studie mit den in diesem Bericht berechneten Zahlen trotz unterschiedlicher Stichprobe weitgehend übereinstimmen und der primäre Unterschied darin liegt, dass entweder von kalkulatorischen Kosten oder Eigenkapitalverzinsung als Kosten ausgegangen wird.

In der folgenden Tabelle werden die von M. Piot (Swisselectric) publizierten Ergebnisse den Ergebnissen aus dem vorliegenden Bericht gegenübergestellt.

Der Vergleich zeigt Folgendes:

- Bei den Gestehungskosten liegt der vorliegende Bericht ca. 1 Rp. unter den Angaben von Piot. Dies hängt primär damit zusammen, dass Piot höhere Gemeinkosten annimmt und einen kalkulatorischen Reingewinn als „Kosten“ betrachtet.
- Bei den Erlösen liegen beide Studien bei einer ähnlichen Grössenordnung. Wobei Piot davon ausgeht, dass damit alle Erträge berücksichtigt sind. Der vorliegende Bericht geht hingegen davon aus, dass der Mehrwert für die Erneuerbarkeit der Wasserkraft in diesen Erlösen nicht bzw. nur marginal berücksichtigt ist. Dies weil entsprechende Daten derzeit nicht zur Verfügung stehen und kaum sinnvoll berechnet / abgeschätzt werden können und das Erlöspotenzial noch nicht optimal ausgeschöpft wird. Weiter wird in diesem Bericht davon ausgegangen, dass die möglichen Handelserträge mit der Abgeltung von SDL nicht vollständig erfasst sind. Mangels belastbarer Daten, wurden diese nicht in die Rechnung integriert.
- Im Unterschied zu Piot ist in der vorliegenden Studie auch die Marge des Detailhandels von Interesse, weil die Rentabilität der Wasserkraft im Zusammenhang mit der politischen Wasserzinsdiskussion über alle Wertschöpfungsstufen hinweg betrachtet werden muss. Bei Berechnung der Rentabilität der Wasserkraft über alle Wertschöpfungsstufen hinweg resultiert im betrachteten Zeitraum eine Nettomarge bzw. ein

Nettogewinn von 1.2 Rp./kWh im Gegensatz zum von Piot nachgewiesenen Nettoverlust im Grosshandel von 0.7 Rp./kWh.

Die Studie Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017) beschäftigt sich ausschliesslich mit der Frage über welches Erlöspotenzial die Speicherkraftwerke verfügen, wenn sie nach üblichen Optionspreismodellen bewertet werden. In dieser Studie wird für die Schweizer Speicherkraftwerke im Mittel ein Erlöspotenzial von 7.8 Rp./kWh für die Jahre 2011/12 – 2015/16 nachgewiesen. Dieses Erlöspotenzial liegt offensichtlich mehr als 1 Rp. über den Werten von Piot und BHP für die Speicherkraft.

Tab. 15 Vergleich Ergebnisse Piot (Swisselectric) / BHP

Verfasser	Piot / Swisselectric			BHP
Jahre	2011 - 2015			2011 - 2015
Kraftwerktyp	LKW	SKW	Gewichtetes Mittel (für Vergleichbarkeit durch BHP)	Gewichtetes Mittel LKW/SKW
Anteil 2015	45%	55%		
Gestehungskosten Partnerwerk	4.9	5.6	5.2	5.1
Korrektur Systemdienstleistungen	0.0	0.1	0.1	-
Korrektur Dividende*	-0.2	-0.3	-0.2	-
Korrektur Energiekosten Pumpen (Basis 45 EUR/MWh)	-	0.1	0.0	-
Korrektur grössere Effekte (Einfluss > 0.1 Rp./kWh)	-0.1	0.1	0.0	-
Gemeinkosten Grosshandel	0.8	0.8	0.8	0.6
Eigenkapitalkosten Partneraktionär (kalk., Basis 7.97%)*	0.6	1.0	0.8	-
Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär	6.1	7.3	6.8	5.7
Energieertrag	5.1	6.1	5.7	5.6
Systemdienstleistungsertrag	0.1	0.7	0.4	0.5
Weitere Handelserträge / Portfoliooptimierung usw.				?
Gesamtertrag aus Wasserkraftvermarktung	5.2	6.8	6.1	6.0
Gewinn Stufe Grosshandel Schweiz	-0.9	-0.5	-0.7	0.4
Bruttomarge Detailhandel (nur Energieanteil bezogen auf Wasserkraft)				2.2
Gemeinkosten Detailhandel (nur Energieanteil)				-1.4
Total Nettomarge über Gross- und Detailhandel				1.2

*: Alle Finanzaufwendungen der Partnerwerke sind bereits in den Gestehungskosten berücksichtigt.
Das Erlöspotenzial aufgrund der Zahlungsbereitschaft der Endkunden für die "Erneuerbarkeit" der Wasserkraft ist in diesen Zahlen nur marginal berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass bei der Schaffung eines echten Markts mit Herkunftsnachweisen oder bei der besseren Vermarktung der Wasserkraft als erneuerbare Energie gegenüber dem Endkunden (sowohl Haushalte wie Unternehmen) ein beträchtliches zusätzliches Erlöspotenzial besteht.

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG; Piot, M. (2017)

10.2.4 Erkenntnisse für die Wasserkraftkantone

Frage aus dem Auftrag: Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Die Erkenntnisse und Grundlagen aus diesem Bericht dienen einerseits für die Legitimation der Wasserzinsen und andererseits auch der Gestaltung eines künftigen Wasserzinsmodells. Gleichzeitig zeigt das Konzept des „Nudging“ eine Möglichkeit auf, um aus der vergleichsweise hohen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für Wasserkraft einen monetären Mehrwert zu generieren.

Erkenntnisse Legitimation der Höhe der Wasserzinsen

Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen ergeben sich folgende Erkenntnisse aus dem Bericht:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2016 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unab-

hängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die durch die nach wie vor mehrheitlich an ihre EVU gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.

- **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass die durch die Wasserzinsen seit 2003 erzielten Einnahmen mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lagen. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind seit dem Jahr 1999 relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen, was darauf schliessen lässt, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und in Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 25 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

Ausgestaltung Wasserzinsmodell

Bezüglich der Ausgestaltung des Wasserzinsmodells können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Wenn ein Modell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Indexbasis betrachtet werden sollen.
- Solange der Markt nicht geöffnet ist, **spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle**. Es kann nicht sein, dass die Wasserzinsen gesenkt werden, solange im Detailhandel nach wie vor wesentliche Gewinne erwirtschaftet werden können. Mit dem Detailhandel als Grundlage könnte von den Energietarifen oder den gemäss Statistik tatsächlich bezahlten Preisen ausgegangen werden und der resultierende Ertrag pro Rp./kWh ermittelt werden. Von diesem könnten dann die Gemeinkosten für Vertrieb und Einkauf & Handel auf Stufe Detailhandel (gemäss Analysen in diesem Bericht 1.4 Rp./kWh) abgezogen und die resultierende Grösse den Produktionskosten des Kraftwerkskorbs gegenübergestellt werden. Weiter würden die Einnahmen von SDL, Aussenhandel und allfälligen Herkunftsnachweisen hinzuaddiert.
- Sollte der **Grosshandel** als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die

Gemeinkosten für die Wertschöpfungsstufe Grosshandel (also „Einkauf & Handel“) hinzugeschlagen werden. Aufgrund unserer Stichproben dürfte ein Zuschlag von 0.6 Rp./kWh argumentierbar sein. Weiter gehen wir davon aus, dass die Wertigkeit der Wasserkraft im Mittel bei 106 bis 116 Prozent des Base-Preises liegen müsste und dies im Modell auch so zu berücksichtigen wäre. Die von uns in diesem Bericht verwendete Methodik könnte genutzt werden, um die Wertigkeit jährlich zu ermitteln. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die Wertigkeit künftig gegen Null tendiert. Zudem sollten auch die Flexibilitätsprämien auf Basis des Intradayhandels berücksichtigt werden. Weiter können sowohl Systemdienstleistungen wie auch die Beiträge des Aussenhandels rechnerisch ermittelt und den Erträgen zugerechnet werden. Hierbei haben wir mit diesem Bericht einen annähernden methodischen Ansatz entwickelt. Auch bei den Systemdienstleistungen kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese sich in Richtung Null bewegen werden.

- **Datentransparenz als zwingende Modellvoraussetzung:** Ein Wechsel des Wassererzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kosten und Erlösen der mit der in den einzelnen Kraftwerken produzierten Wasserkraft und deren Verwertung durch die Gesellschaftseigner voraus. Eine faire Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz umsetzbar.

Standardtarif Schweizer Wasserkraft

Monetärer Mehrwert für Wasserkraft bei entsprechendem Standardtarif

Die Analyse der Zahlungsbereitschaft von Konsumenten für Elektrizität zeigt, dass eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft besteht. Gleichzeitig ist die Wechselquote zwischen Anbietern und zwischen Tarifen innerhalb von Anbietern aufgrund der damit verbundenen Aufwendungen im Vergleich zum Einsparpotenzial und einer gewissen „Trägheit“ (Elastizität) tief. Durch „Nudging“, d.h. der gezielten Auswahl einer Standard-situation, kann das Verhalten von Personen und Unternehmen beeinflusst werden. Dies bedeutet, dass die erhöhte Zahlungsbereitschaft für Schweizer Wasserkraft in einem monetären Mehrwert umgewandelt werden kann, wenn in den Standardtarifen der EVU Wasserkraft enthalten ist und für diese ein Aufpreis gegenüber dem Graustrom verlangt wird. Aktuell wird diese Ertragsquelle der Schweizer Wasserkraft nur von wenigen EVU genutzt.

Literaturverzeichnis

- BFE (2009): Ein Fünftel des Stroms aus Schweizer Steckdosen ist unbekannter Herkunft. Medienmitteilung vom 29. Juni 2009.
- BFE (2017): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien. Ausgabe 2016. Vorabzug.
- BFE (2017a): Elektrizitätsstatistik 2016.
- BFE (2016a): Stromkennzeichnung: Vollständige Deklarationspflicht mit Herkunftsnachweisen.
- BFE (2016b): Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz.
- BFS (2016a): Monatlicher Bruttolohn (Zentralwert) nach Wirtschaftsabteilungen, beruflicher Stellung und Geschlecht.
- BFS (2016b): Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung (NOGA 2008) und Variable.
- BFS (2017): Landesindex der Konsumentenpreise.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014): Monitoring-Bericht 2014.
- EICom (2015): Entwicklung der Wechselrate im Strommarkt. Presserohstoff vom 20. Nov. 2015.
- Elcom (2016): Newsletter 11/2016 der Elcom.
- Energy Brainpool (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft, unveröffentlichte Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone.
- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- SNB (2016): Statistisches Monatsheft. Zinssätze und Devisenkurse.
- Swisselectric (2015): Steigende Kosten, sinkende Preise: Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. Swissgrid (2017): Geschäftsberichte der Jahre 2009 bis 2016.
- Truffer, B.; Bruppacher, S.; Behringer, J. (2002): Nachfrage nach erneuerbarem Strom. Ergebnisse einer Fokusgruppenerhebung in den Städten Bern, Zürich und Stuttgart.

Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft

Studie im Auftrag der
Regierungskonferenz der Gebirgskantone

White Paper

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

28. August 2017

Würdigung: Die in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die KTI mitunterstützt wurde.

1. Einleitung

Das Erlöspotenzial der Schweizer Wasserkraft bestimmen die Faktoren Preisniveau, Saisonalität der stündlichen Strompreiskurve, Volatilität am Spot- und Futures-Markt, Speichervolumen, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten der Speicherkraftwerke eröffnen den Stromproduzenten nicht nur den Zugang zum Markt für Systemdienstleistungen, diese Kapazitäten bilden auch die Basis für das *Asset-backed Trading* im Stromhandel, das über die Erlöse der *physischen Lieferung* hinaus ein zusätzliches Erlöspotenzial bietet.

Das *Asset-backed-Trading* und das *Proprietäre Trading* bilden die beiden Pfeiler des Stromhandels der Stromproduzenten. Während für das *Proprietäre Trading* primär unternehmerisches Risikokapital in Form von Eigenkapital hinterlegt werden muss, dienen die physischen Speicherkapazitäten als Sicherheit für das *Asset-backed Trading*. Sinkt das Eigenkapital, so sinkt auch das Risikokapital und damit der Stellenwert des *Proprietären Trading* innerhalb des Stromhandels. Der Stellenwert des *Asset-backed Tradings* innerhalb des Stromhandels hat in den letzten Jahren hingegen zugenommen. Die Integration der EGL in die Axpo 2012 verdeutlicht diese Stossrichtung.

Das Ziel dieser Studie besteht darin, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Wasserzinsen zu leisten. Insbesondere wird die Notwendigkeit aufgezeigt, die Schweizer Grosswasserkraft unter Einbindung ihrer Flexibilität gemäss ihrer Bedeutung für Versorgungssicherheit und Stromhandel zu würdigen.

2. Ausgangssituation

Die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz [2] dokumentiert die Kapazitäten und Kraftwerkzentralen der einzelnen Kantone, und das BFE veröffentlicht jährlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik [1], insbesondere die Produktion für Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke .

Im Rahmen des Auftrags bestimmen wir auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten für die Grosswasserkraftwerke der Schweiz sowie für jene der Kantone Graubünden und Wallis das Erlöspotenzial

- i) retrospektiv für die hydrologischen Jahre 2008/09 bis 2015/16 unter Einbezug der veröffentlichten monatlichen Produktionsdaten,
- ii) prospektiv für die hydrologischen Jahre 2017/18 bis 2020/21 auf Basis der per 21. Juli 2017 aktuellen Futures-Märkte für die Jahre 2017-2021, wobei für die Erzeugung die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt wird,

- iii) für die hydrologischen Jahre 2025/26 und 2029/30 auf Basis verfügbarer Preisprognosen; für die Erzeugung wird wiederum die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt.

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale beziehen sich auf jene Produktionsanteile (ohne Pumpenergie), die im Stromhandel vermarktet werden. Das Volumen der Grundversorgung bzw. die Strompreise der Endkunden in der Grundversorgung fließen in diese Studie nicht ein. Auch Absicherungsgeschäfte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil diese primär einer Glättung der Erlöse über die Geschäftsjahre dienen.

Die Produkte an der EPEX-Spot werden in EUR gehandelt, dies gilt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (D/A) wie auch für das Marktgebiet Schweiz (CH). Die in EUR berechneten Erlöspotenziale werden in CHF unter Verwendung der über die hydrologischen Semester gemittelten Wechselkurse ausgewiesen. Für die zukünftigen Erlöse wird fix ein Wechselkurs von 1.10 CHF/EUR angenommen.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes für die Stundenlieferungen zugrunde. Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet CH werden die täglichen Day-Ahead-Auktionen (CH) zugrunde gelegt. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

Für die hydrologischen Jahre der Periode 2017-2021 werden die für den Handelstag 21. Juli 2017 veröffentlichten stündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFCs) verwendet [6]. Für die Jahre 2025 bis 2026 werden ausgewählte Preisszenarien aus [5] unter Einbindung der aktuellen Saisonalitätskurven des Handelstags 21. Juli 2017 angepasst. Die Anpassungen der Preisszenarien für den Zeithorizont 2025-2030 unterliegen im Weiteren dem Martingale-Konzept des Asset Pricings.

3. Vermarktung der Grosswasserkraft

Der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) bildet die Grundlage der Versorgungssicherheit. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Der SDL-Erlös stellt somit eine Optionsprämie dar. Im Gegensatz dazu werden im Stromhandel die Erlöse im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* über eine Replikation dieser Option generiert. Der Markt für SDL steht somit in direkter Konkurrenz zum Stromhandel, in welchem ebenfalls die Flexibilität eines Speicherkraftwerks vermarktet wird. Die geschätzten Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* liefern somit die Basisinformation für die Angebotsstellung im SDL-Markt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Laufwasserkraftwerke mit negativer Tertiärregelleistung am Markt für Systemdienstleistungen partizipieren können. In dieser Studie weisen wir das damit verbundene Erlöspotenzial jedoch nicht aus.

Laufwasserkraftwerke werden für die Day-Ahead-Auktion preisunabhängig angeboten, weshalb der Tages-Base den Erlös je MWh definiert. Eine gute Prognose für das Volumen ist in diesem Zusammenhang wichtig, die jedoch aufgrund der beobachtbaren Pegelstände und hochwertigen, kurzfristigen Wetterprognosen vorausgesetzt werden darf.

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Speicherkraftwerke preisabhängig angeboten. Der Preis, zu dem eine flexible Leistung an den Day-Ahead-Markt gestellt wird, bezeichnet man als Trigger-Preis. Das bedeutet, dass die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt. Der resultierende durchschnittliche Erlös eines Tags liegt somit oberhalb des Trigger-Preises.

Die Höhe des Trigger-Preises richtet sich primär nach der verfügbaren Kapazität, dem Speicherlevel, dem kurzen Ende der stündlichen Preis-Forward-Kurve und der Zufluss-Prognose. Je grösser (kleiner) der Speicherlevel bzw. die Zufluss-Prognose bei gleicher Turbinen-Kapazität, umso kleiner (grösser) fällt der Trigger-Preis aus. Die Trigger-Preise werden deshalb vom Stromhändler täglich neu berechnet.

Das flexible Speicherkraftwerk stellt eine Option dar, deren Prämie direkt dem Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden kann oder im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* als Replikation über den Stromhandel generierbar ist. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Erlös und Trigger-Preis stellt den *inneren Wert der Turbinen-Kapazität* dar und wird dem Wert der *physischen Lieferung* angerechnet. Der entsprechende Zeitwert der Turbinen-Kapazität repräsentiert den Erlös aus dem *Asset-backed Trading*.

4. Methodisches Vorgehen

In der vorliegenden Studie beziehen wir uns auf die in [2] veröffentlichten Kapazitäten der Speicher- und Laufwasserkraftwerke für die Schweiz bzw. für die Kantone Graubünden und Wallis sowie auf die historischen monatlichen Produktionen in der Schweiz (veröffentlicht in [1]). Daraus schätzen wir für die Periode 2008-2016 auf Basis der in [2] prognostizierten Produktion der kantonalen Wasserkraftwerke die historische monatliche Produktion in Graubünden und im Wallis. Diese Produktionsdaten projizieren wir auf Wochen. Für die zukünftigen Perioden 2017-2021 bzw. 2025/26 und 2029/30 legen wir die stündlichen Forward-Preiskurven, die wöchentliche Produktion des hydrologischen Jahres 2015/16 sowie die verfügbaren Kapazitäten zugrunde.

Auf Basis der so ermittelten wöchentlichen Produktion, der verfügbaren Leistung in den Speicherkraftwerken und der wöchentlich zugrundeliegenden stündlichen Preiskurven bestimmen wir die wöchentlichen Trigger-Preise. Damit lässt sich für jede Woche das durchschnittliche Erlöspotenzial der Speicherkraftwerke näherungsweise bestimmen. Da dieses Vorgehen auf eine tägliche Neuberechnung des Trigger-Preises verzichtet, dürfen wir das auf Wochenbasis berechnete Erlöspotenzial als konservative Schätzung für die real erzielbaren Erlöse der Speicherkraftwerke ansehen.

In der Folge mitteln wir alle wöchentlichen Trigger-Preise und Erlöspotenziale über die hydrologischen Halbjahre (Winter und Sommer) und erhalten somit das Erlöspotenzial je MWh für die Winter- und Sommer-Monate ausgewiesen. Dadurch ist auch jeweils für die Halbjahre der *innere Wert* der flexiblen Turbinen-Kapazität bestimmt, der in die Erlöse der *physischen Lieferung* einfließt. Für die Bestimmung des zusätzlichen Erlöspotenzials aus dem *Asset-backed Trading* legen wir als Referenzmodell das Optionspreis-Modell nach Black-Scholes zugrunde. Das Black-Scholes-Modell dient in dieser Studie lediglich als Benchmark. Stromhändler greifen in der Regel im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Day-Ahead-Auktionen fürs Marktgebiet Schweiz (CH) ist das Erlöspotenzial für eine *physische Lieferung* der Schweizer Speicherkraftwerke von 10.7 Rp./kWh im hydrologischen Jahr 2008/09 auf 4.69 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 5.02 und 5.18 Rp./kWh bis 2020/21.

Unter Einbindung des *Asset-backed Tradings* sind für Schweizer Produzenten die mittels flexibler Speicherkraft erzielbaren Zusatzerlöse von 2.14 Rp./kWh 2008/09 auf 3.40 Rp./kWh 2010/11 gestiegen und anschliessend bis auf 1.05 Rp./kWh 2015/16

gesunken. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 1.18 und 1.38 Rp./kWh bis 2020/21.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Speicherkraftwerke ist von 12.87 Rp./kWh 2008/09 auf 5.73 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 6.11 und 6.62 Rp./kWh bis 2020/21.

Speicherkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös D-A (CH)	10.73	8.80	8.28	7.83	6.92	5.91	5.19	4.69	5.18	5.24	5.06	5.02	5.07
Asset Based Trading	2.14	2.36	3.40	2.16	2.19	1.83	1.38	1.05	2.12	1.38	1.13	1.10	1.18
Gesamterlös	12.87	11.15	11.68	9.98	9.11	7.73	6.57	5.73	7.30	6.62	6.18	6.11	6.25

Tabelle 1: Erlöse (in Rp./kWh) für Speicherkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Jene Werte, die sich auf das aktuelle hydrologische Jahr 2016/17 beziehen, umfassen einerseits die historischen Werte bis Juni 2017, während die Werte zwischen Juni 2017 und Ende September 2017 den kurzfristigen Dotierungen und der daraus abgeleiteten stündlichen Forward-Preiskurve des Handelstags 21. Juli 2017 unterliegen. Die verglichen mit dem Vorjahr ausgewiesenen höheren Erlöse liegen in den höheren Day-Ahead-Preisen des ablaufenden hydrologischen Jahrs begründet. Demnach dürfen die Schweizer Produzenten aktuell für die Speicherkraft mit einem Gesamterlös von 7.30 Rp./kWh rechnen, der sich aus einem Anteil für die *physische Lieferung* in der Höhe von 5.18 Rp./kWh und einem Anteil aus dem *Asset-backed Trading* in der Höhe von 2.12 Rp./kWh zusammensetzt.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Laufwasserkraft ist von 7.27 Rp./kWh 2008/09 auf 3.58 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 4.07 und 4.19 Rp./kWh bis 2020/21.

Laufwasserkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.13	4.19	4.03	4.01	4.07

Tabelle 2: Erlös (in Rp./kWh) für Laufwasserkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Auf die längere Frist bis 2029/30 ist für das Erlöspotenzial der Schweizer Speicherkraft mit einer Bandbreite zwischen 4.0 Rp./kWh und 11.1 Rp./kWh und für das Erlöspotenzial der Schweizer Laufwasserkraft mit einer Bandbreite zwischen 2.1 Rp./kWh und 8.0 Rp./kWh zu rechnen.

Das Erlöspotenzial der Walliser Speicherkraftwerke fällt um ca. 2% höher als der Schweizer Durchschnitt aus, jenes der Graubündner Speicherkraftwerke um ca. 2% tiefer. Das liegt daran, dass relativ zur Zufluss-Menge bzw. zum Speicher-Volumen die Turbinen-Kapazitäten im Kanton Wallis flexibler genutzt werden können. Dies spiegelt sich nicht nur in den höheren Zusatz-Erlösen im Rahmen des *Asset-backed*

Tradings wieder, sondern bereits im höheren *inneren Wert* der Walliser Speicherkraftwerke.

Für detaillierte Ausführungen zu den Berechnungen verweisen wir auf die technische Dokumentation zu dieser Studie.

6. Bezug zur *swisselectric*-Studie [4]

Die in der *swisselectric*-Studie [4] ausgewiesenen „Optimierte Erträge“ für Speicher- und Laufwasserkraft stimmen mit den von uns für die Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet Schweiz) erzielten Erlösen überein.

So wird in [4, Seite 21, Tabelle 2] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ für die Speicherkraft der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 5.19 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 1 für das hydrologische Jahr Oktober 2014 - September 2015 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] unter „Optimierte Erträge“ der Wert 6.8 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Speicherkraft 6.83 Rp./kWh.

Für die Laufwasserkraft wird in [4] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ der Wert 4.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 4.01 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 2 für das hydrologische Jahr 2014/15 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] für die Laufwasserkraft unter „Optimierte Erträge“ der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Laufwasserkraft 5.28 Rp./kWh.

Damit werden in der *swisselectric*-Studie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ausschliesslich auf den Erträgen aus den Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet CH) abgestützt. Jene zusätzlichen Erträge, die mittels der Schweizer Speicherkraftkapazitäten aus dem *Asset-backed Trading* erwirtschaftet werden, sind nicht berücksichtigt.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass im Rahmen der Overheadkosten [4, Seite 21], die mit 0.8 Rp./kWh quantifiziert werden, die Aufwendungen für den Stromhandel – und damit auch die Aufwendungen für das *Asset-backed Trading* – mitberücksichtigt sind.

7. Bezug zum ElCom-Bericht [3]

Dem Schreiben der ElCom [3] – worauf bereits im Rahmen eines Medienberichts der NZZ über die Strombranche am 8. Juli 2017 Bezug genommen wurde - ist zu entnehmen, dass die Erlöse aus den Systemdienstleistungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Für das Jahr 2016 werden diese unter Verweis auf den Geschäftsbericht der Swissgrid mit 200 Mio. CHF quantifiziert.

Die Systemdienstleistungen sind Teil des *Asset-backed Tradings*. Wenn wir den in Tabelle 1 für das hydrologische Jahr 2015/16 ausgewiesenen Zusatzerlös fürs *Asset-backed Trading* in Höhe von 1.05 Rp./kWh nehmen und diesen mit der Produktionsmenge aus Speicherkraft von gerundet 20 TWh multiplizieren, so erhalten wir 210 Mio. CHF. Es wird allerdings für die Bereitstellung der Regelenergie nicht die gesamte Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke benötigt, weshalb der restliche Teil der Speicherkraftkapazitäten für den Stromhandel als Pfeiler des *Asset-backed Tradings* genutzt werden kann. Dies soll aufzeigen, dass unsere Quantifizierung der mittels *Asset-backed Tradings* erzielbaren Zusatzerlöse als konservativ einzustufen ist.

Wenn im ElCom-Bericht weiter von mehrheitlich positiven Betriebsergebnissen in den Jahresergebnissen der EVU gesprochen wird, darf man nebst dem stabilisierenden Effekt aus den regulierten Aktivitäten auch die zusätzlichen Erträge aus dem *Asset-backed Trading* dazu zählen, da diese Erträge in direktem Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken in den Gebirgskantonen stehen.

8. Dokumente

[1] BFE (2017): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2015*.

[2] BFE (2016): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2016)*.

[3] ElCom (2017): *Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2*; Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017.

[4] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

[5] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*. SCCER-CREST WP3 Working Papers.

[6] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).