

# 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 Jahreskosten<sup>1</sup> 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.

<sup>1</sup> 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 2014/15<sup>2</sup> 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 Produktionskosten<sup>3</sup> 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 Partnerwerke<sup>4</sup>. Aussagen, welche sich auf die Stichprobe beziehen, sind mit „Partnerwerke<sup>SP</sup>“ gekennzeichnet. Wenn sich zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen (Laufkraft<sup>5</sup> 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.

---

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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 <sup>6</sup> 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 Rupperts- wil-Auenstein AG	L	220.3	AG	2018	2001/02 - 2015/16
3	Rhonewerke AG	L	420.9 <sup>7</sup>	VS	(2004)	1999 – 2016
4	Kraftwerke Gösche- nen AG <sup>8</sup>	S/L <sup>9</sup>	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 Kraftwer- ke AG	S	1'252.9	GR	2050 / 2074	1998/99 - 2015/16
9	Electricité d'Emos- son AG	S	751.5	VS	2017 / 2055	1998/99 - 2016
10	Kraftwerke Hinter- rhein AG	S	1'399.2	GR	2042	1998/99 - 2015/16
11	Kraftwerke Matt- mark AG	S	607.5	VS	2046	1998/99 - 2015/16
12	Kraftwerke Mauvoi- sin AG	S	1'031.2	VS	2041	1998/99 - 2015/16
13	Kraftwerke Ober- hasli 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
	<b>Total</b>		<b>12'620.4</b>			

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

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Eigenproduktion

<sup>8</sup> Seit 1.1.2015 eine Tochtergesellschaft der SBB.

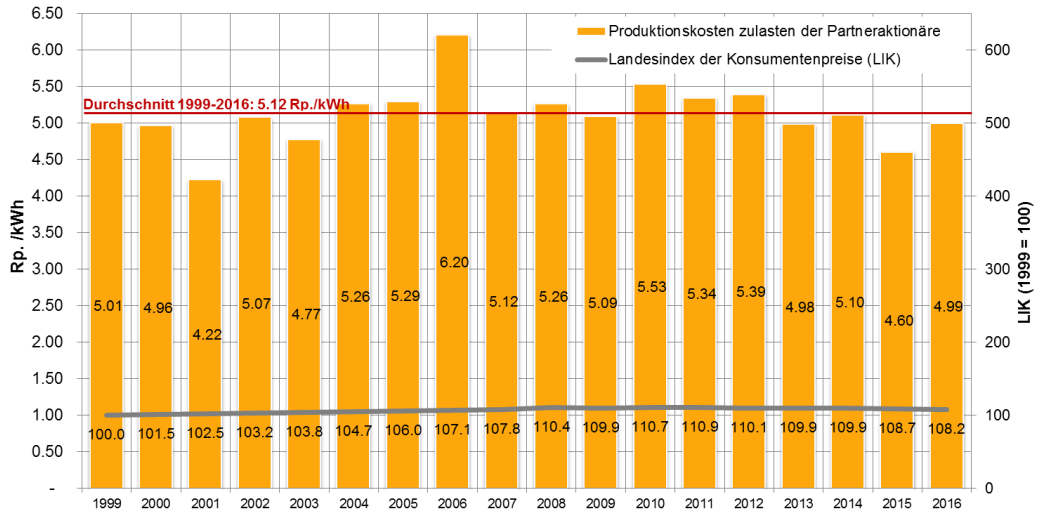
<sup>9</sup> Rund zwei Drittel Speicher- und ein Drittel Laufwasserkraft.

## 2.2 Produktionskosten

Mehr Wasserzinsen,  
weniger Kapitalzin-  
sen

Die den Partneraktionären verrechneten Produktionskosten der Partnerwerke<sup>SP</sup> betragen zwischen 1999 und 2016 durchschnittlich 5.12 Rp./kWh.

Abb. 1 Entwicklung der Produktionskosten der Partnerwerke<sup>SP</sup> seit 1999



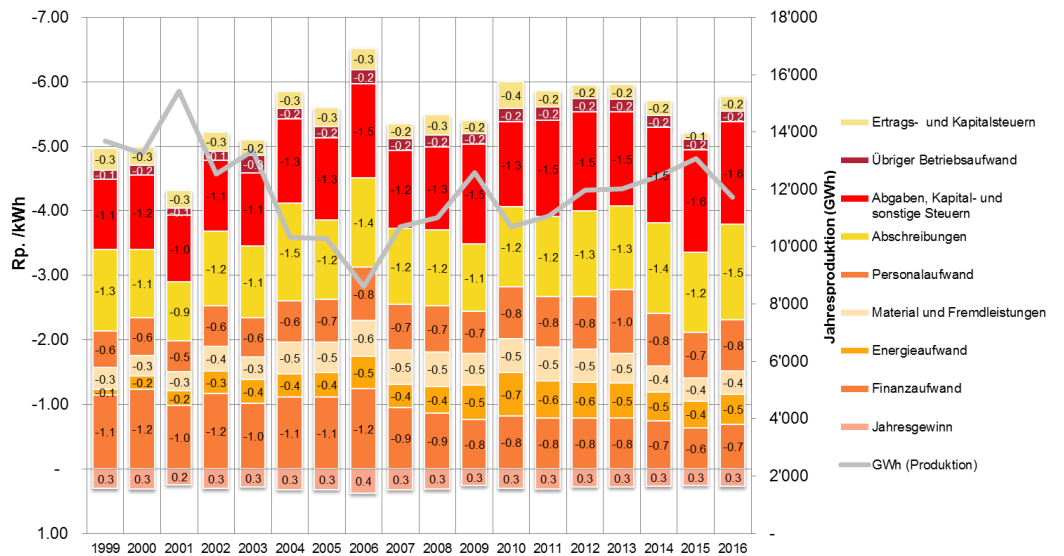
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, BFS (2017)

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<sup>SP</sup> 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.

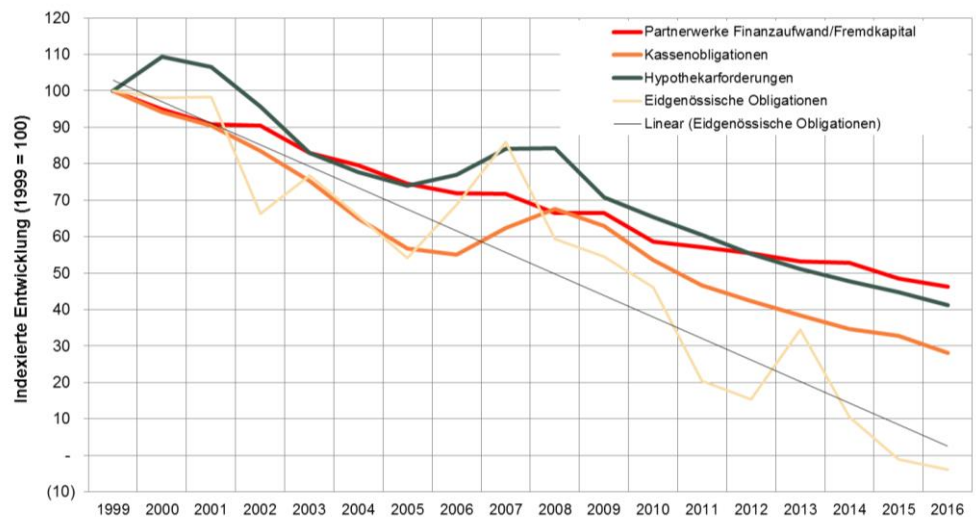
Abb. 2 Verteilung der Betriebsaufwendungen der Partnerwerke in der Stichprobe seit 1999



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



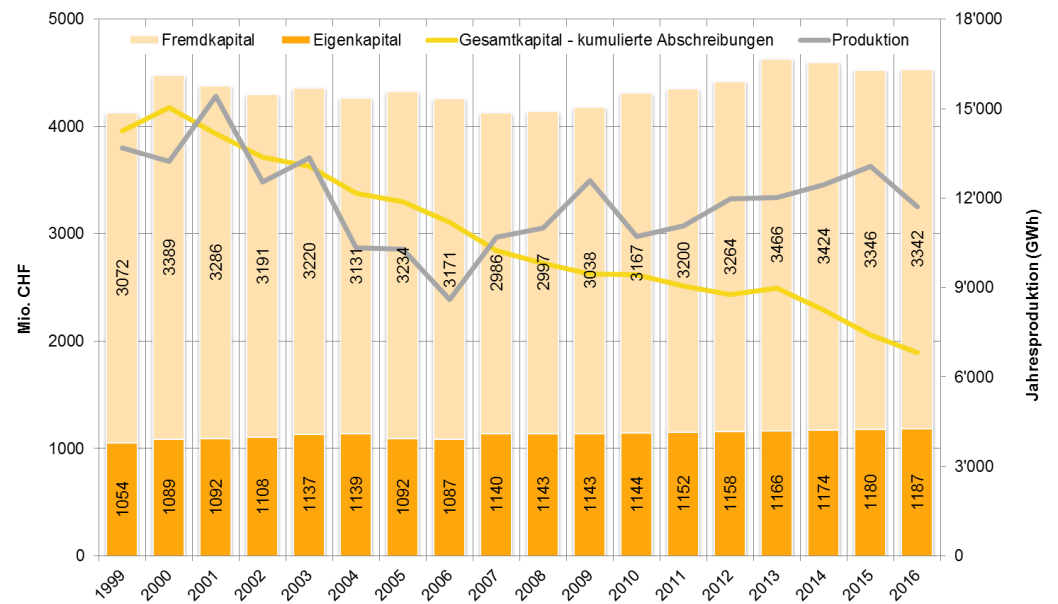
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, SNB (2016)

### 2.3 Eigen- und Fremdkapital

Kaum Veränderungen

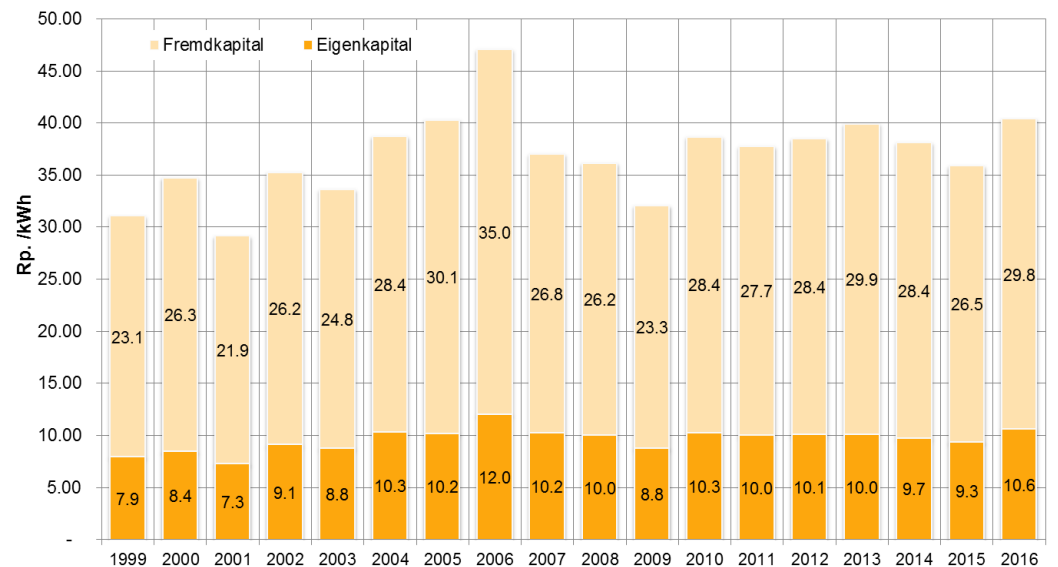
Seit 1999 ist das Eigenkapital der Partnerwerke<sup>SP</sup> um 13 Prozent und das Fremdkapital um 9 Prozent angestiegen.

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)

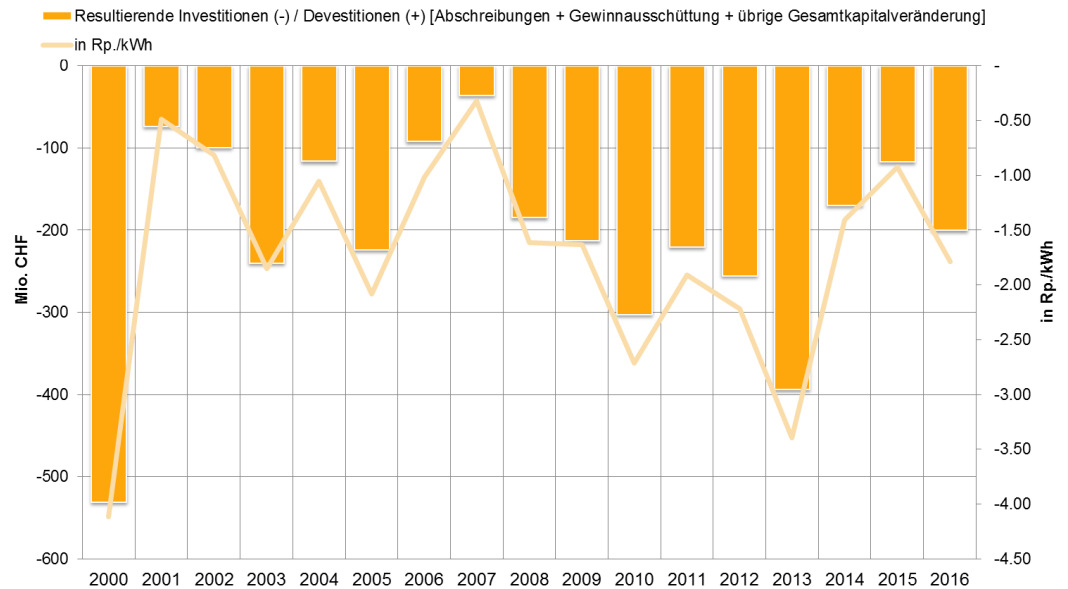


Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

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<sup>SP</sup> 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<sup>SP</sup> 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.

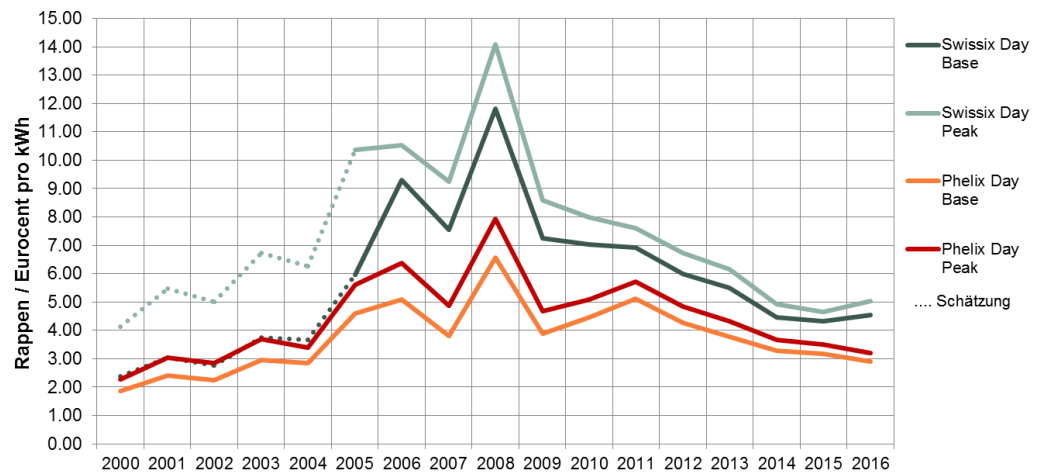
### 3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität

#### 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.<sup>10</sup>

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.<sup>11</sup> Das Bundesgerichtsurteil wird Änderungen für die Preisbildung und die Margenverteilung nach sich ziehen, welche aber zum heutigen Zeitpunkt nicht vollständig absehbar sind.<sup>12</sup>

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> **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.

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

### Konsumentenpreise bis 2009

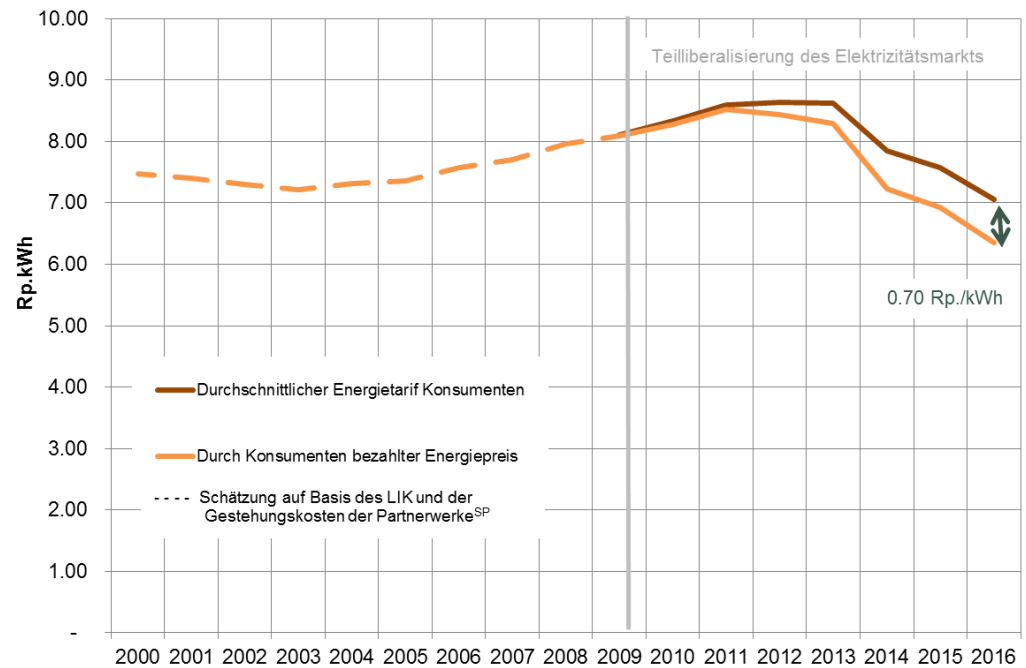
Bis 2009: Schätzungen

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<sup>SP</sup> (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<sup>SP</sup> 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<sup>SP</sup>)
- 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./kWh<sup>13</sup> für die Energievermarktung in der Schweiz aus. Für die Gemeinkosten auf Detailhandelsstufe Schweiz gehen wir von 1.6 Rp./kWh aus.<sup>14</sup> Da diese Werte stark fixkostengetrieben sind, können die Werte für Unternehmen im Einzelfall wesentlich von den angenommenen Durchschnittswerten abweichen.

### Entwicklung der Margen

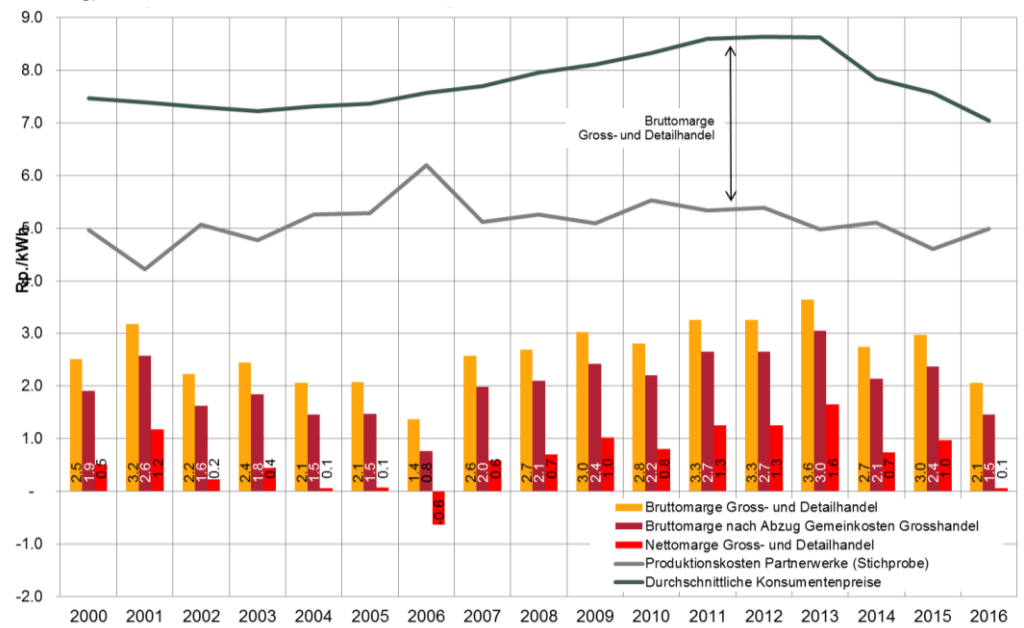
Nettomarge im CH-  
Markt nach wie vor  
vorhanden

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 Swissex und der von den Endkonsumenten bezahlten Strompreise.

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> 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.

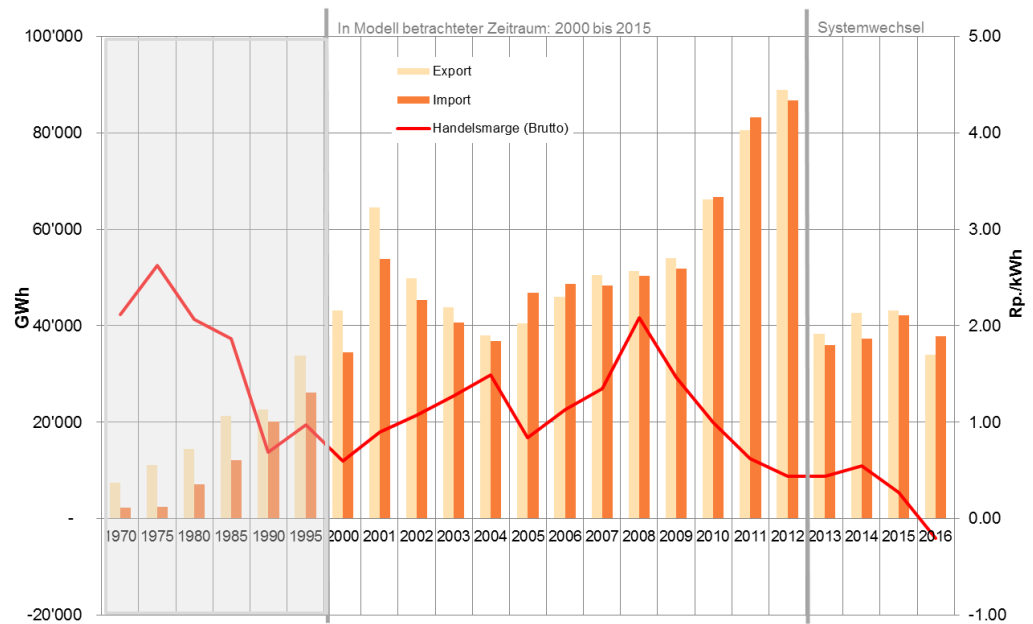
## 5 Aussenhandel

Aussenhandel mit steigenden Volumina seit den 1970er Jahren

### Einleitung

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 Aussenhandelsvolumen<sup>15</sup> 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

<sup>15</sup> 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.<sup>16</sup>

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

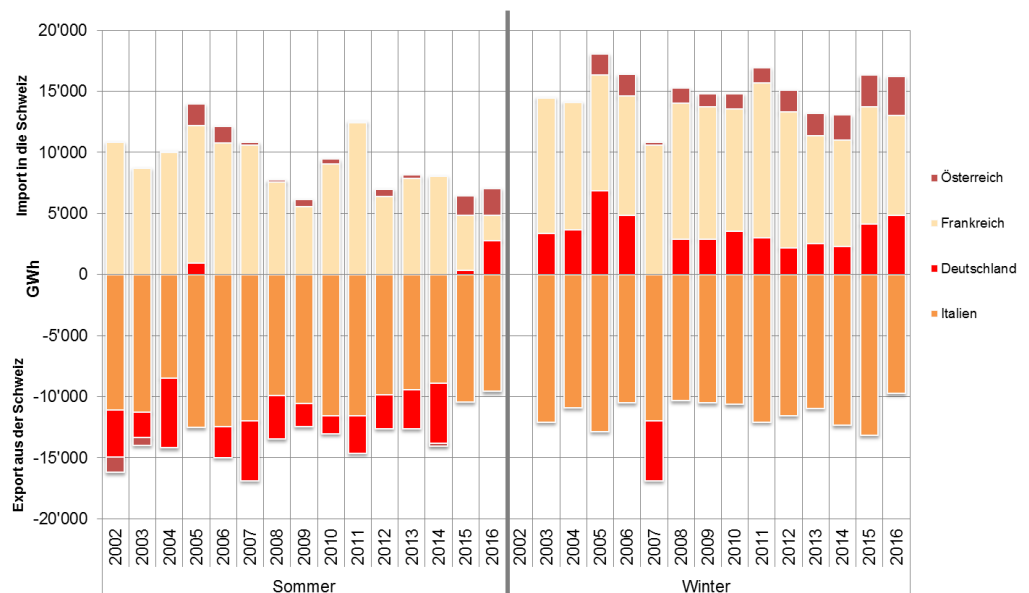
#### Aussenhandelssaldo nach GWh und Ländern

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

<sup>16</sup> 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
<b>Total</b>	<b>8'200</b>	<b>-5</b>	<b>2'862</b>	<b>44</b>	<b>11'101</b>

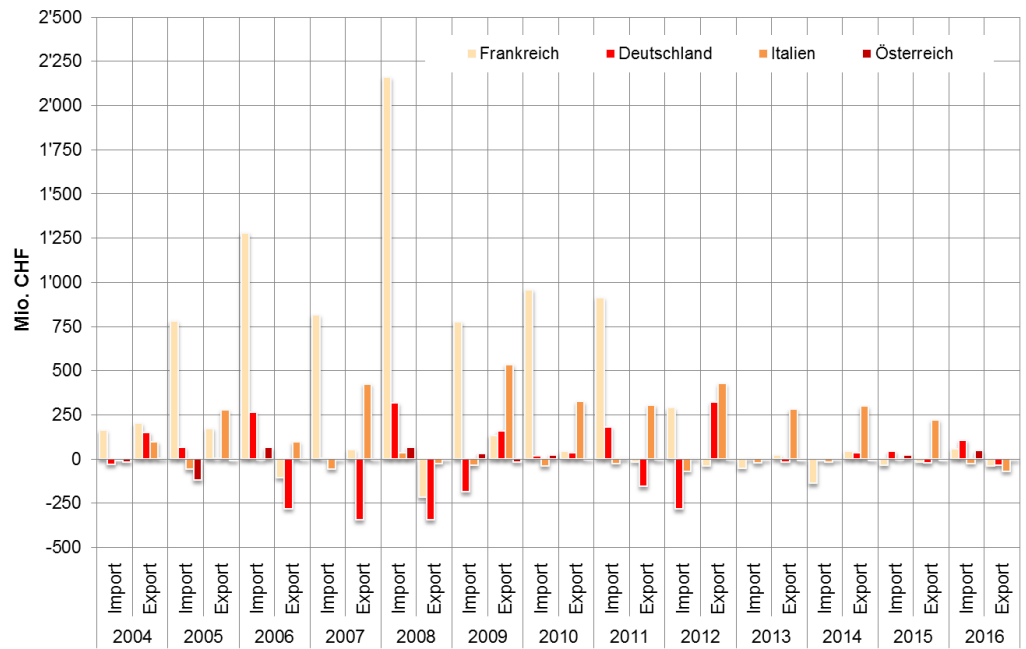
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

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															
<b>Total</b>					<b>36'809</b>	<b>37'752</b>	<b>49%</b>	<b>1'289</b>	<b>37'752</b>	<b>39'041</b>	<b>0.79</b>	<b>2.54</b>	<b>1.42</b>	<b>102</b>	<b>959</b>	<b>1'061</b>															
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															
<b>Total</b>					<b>46'895</b>	<b>40'281</b>	<b>54%</b>	<b>2'210</b>	<b>40'281</b>	<b>42'491</b>	<b>3.02</b>	<b>1.11</b>	<b>1.28</b>	<b>667</b>	<b>448</b>	<b>1'115</b>															
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															
<b>Total</b>					<b>42'196</b>	<b>43'084</b>	<b>49%</b>	<b>1'798</b>	<b>43'084</b>	<b>44'882</b>	<b>0.12</b>	<b>0.40</b>	<b>0.23</b>	<b>22</b>	<b>173</b>	<b>195</b>															
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															
<b>Total</b>					<b>37'860</b>	<b>33'899</b>	<b>53%</b>	<b>1'531</b>	<b>33'899</b>	<b>35'430</b>	<b>1.21</b>	<b>-0.45</b>	<b>0.05</b>	<b>185</b>	<b>-151</b>	<b>34</b>															

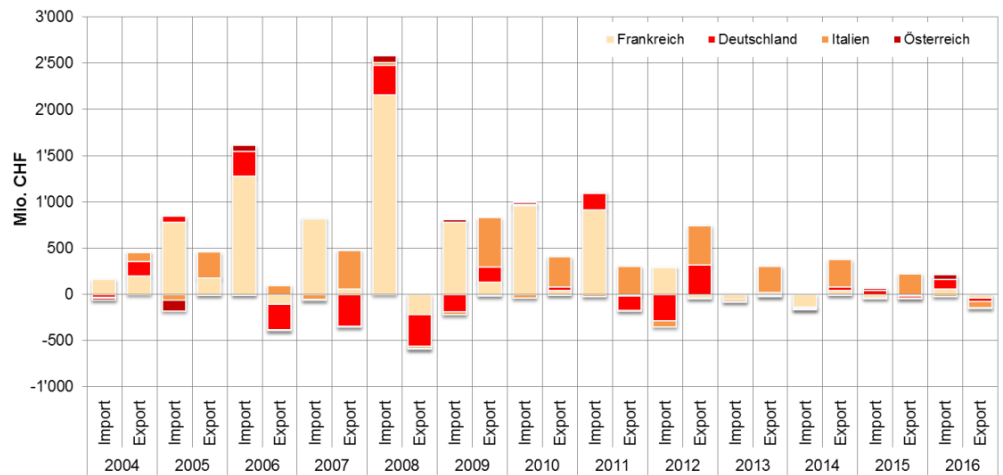
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

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)

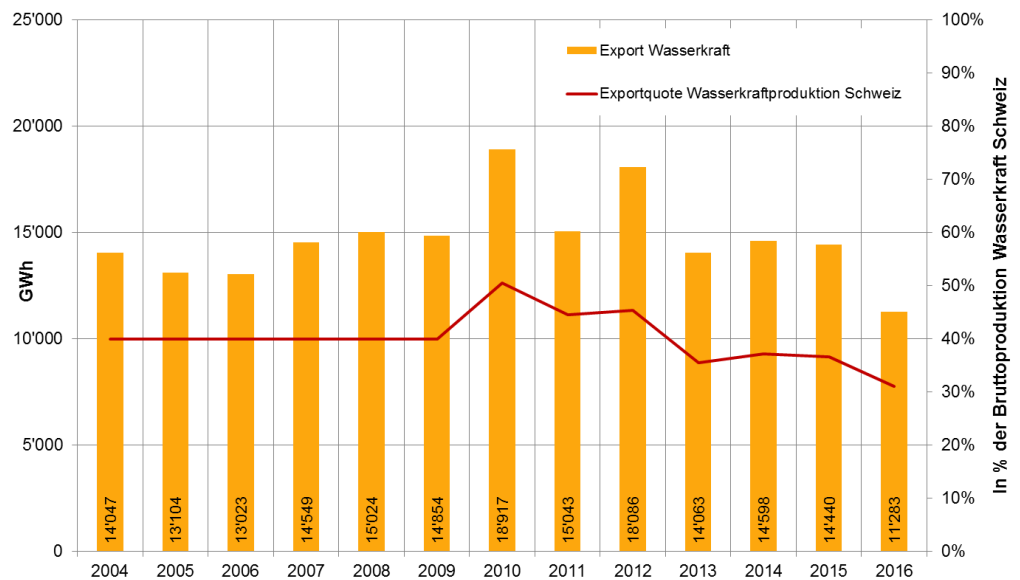
## 5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft

### 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.<sup>17</sup> 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.<sup>18</sup>

Abb. 14 Exportquote und -volumen der Wasserkraft (Schätzung)<sup>19</sup>



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-

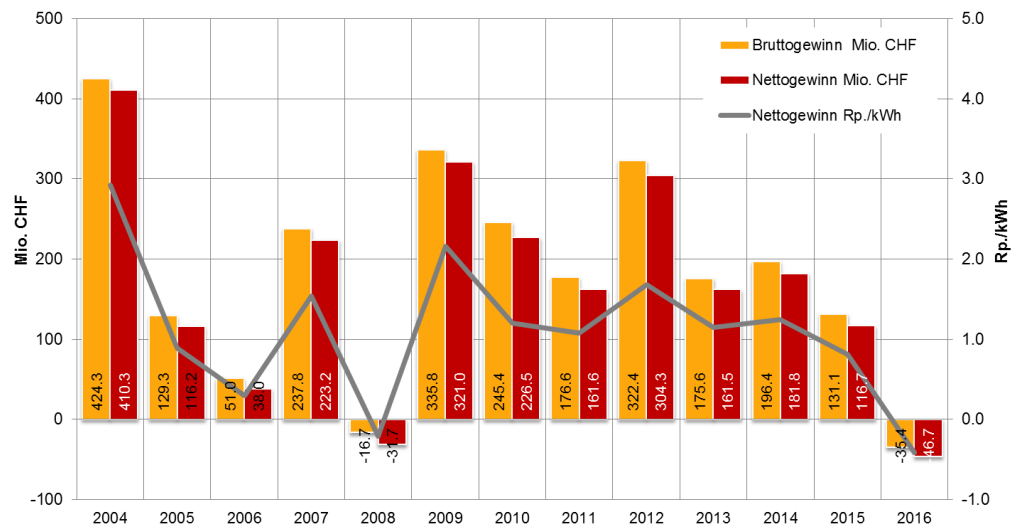
<sup>17</sup> BFE (2009)

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> 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

Volks- oder betriebswirtschaftliche Argumentation denkbar

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)

<i>Erlösanteil Schweiz</i>	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)

<i>Aussenhandel in GWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Physikalisch <sup>20</sup>	64'893	66'282	67'061	65'298	62'144	62'551	69'101	64'269
Vertraglich <sup>21</sup>	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.<sup>22</sup>
- Die Kosten für Grenzkapazitäten an den jeweiligen Grenzen werden entsprechend dem Import-/Exportvolumen an der entsprechenden Grenze auf den Import und den Export aufgeteilt.

<sup>20</sup> Gemäss BFE (2017a), Tabelle 29b

<sup>21</sup> Gemäss BFE (2017a), Tabelle 42

<sup>22</sup> 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 aufgrund 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.

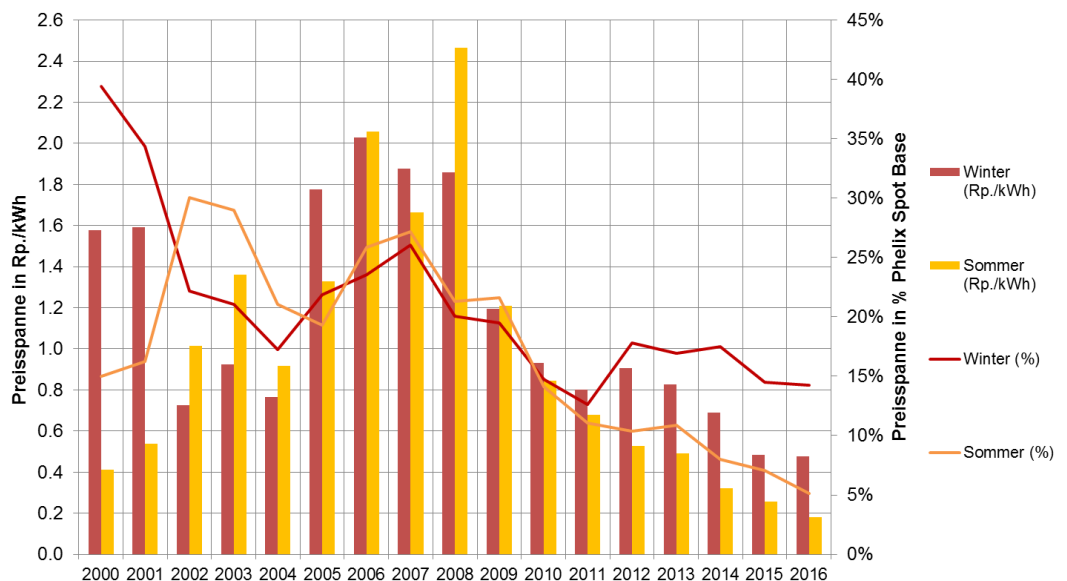
Sinkende Preisspanne Peak/Base

### Entwicklung der Preisspanne zwischen Base- und Peak-Preisen

Die Auswertung der Entwicklung der Preisspanne zwischen Phelix<sup>23</sup> 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./kWh<sup>24</sup> 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.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> 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%
<b>Durchschnitt</b>	<b>0.86</b>	<b>1.00</b>	<b>14%</b>	<b>17%</b>	<b>0.91</b>	<b>0.99</b>	<b>14%</b>	<b>12%</b>

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)

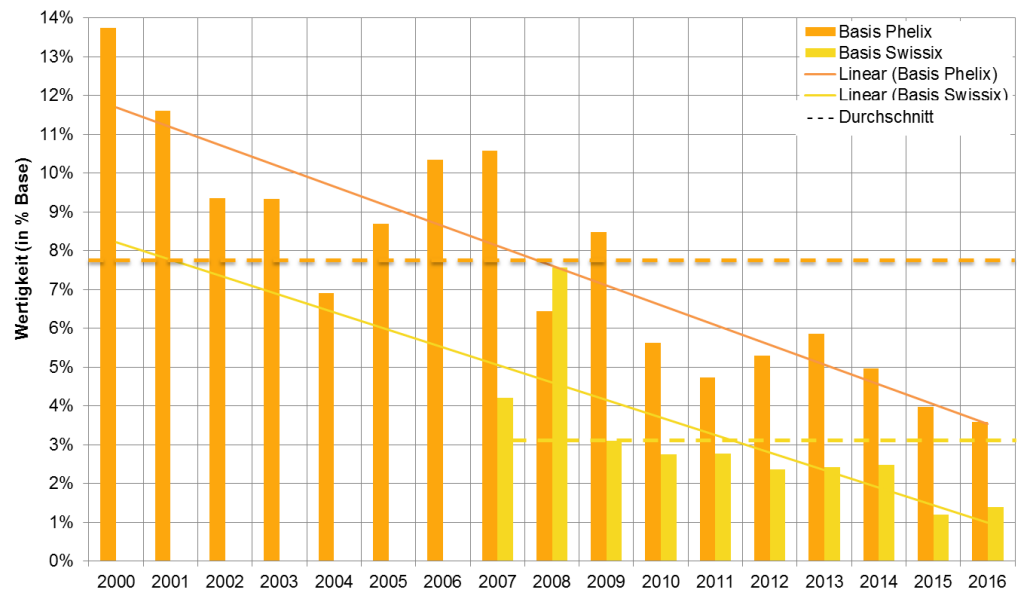
Zur Schätzung der tatsächlichen Wertigkeit der Schweizer Wasserkraftproduktion gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- 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.<sup>25</sup> 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 Schürle<sup>26</sup> 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.

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

<sup>26</sup> Frauendorfer / Schürle (2017)

## 7 Systemdienstleistungen

Sinkende Kosten der Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfolgt durch Swissgrid und umfasst die folgenden Aufwendungen<sup>27</sup>:

- **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 <sup>28</sup> (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)

<sup>27</sup> Siehe Geschäftsbericht Swissgrid 2015, Seite 40

<sup>28</sup> 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.<sup>29</sup> 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.

---

<sup>29</sup> 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.<sup>30</sup> Diese Zahlen spiegeln sich allerdings nicht im aktuellen Verbrauchsmix. Rund ein Fünftel des aktuellen Elektrizitätsverbrauchs stammt aus erneuerbaren Quellen, davon zwei Drittel aus Wasserkraft.<sup>31</sup> 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 Indikative<sup>32</sup> Handelspreise für Herkunftsnachweise<sup>33</sup> 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.

<sup>30</sup> Siehe u.a. Truffer et al. (2002)

<sup>31</sup> BFE (2017)

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

<sup>33</sup> 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.<sup>34</sup> 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.

<sup>34</sup> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014)

## 9 Gewinnverwendung der EVU

Elektrizitätsstatistik  
als Basis

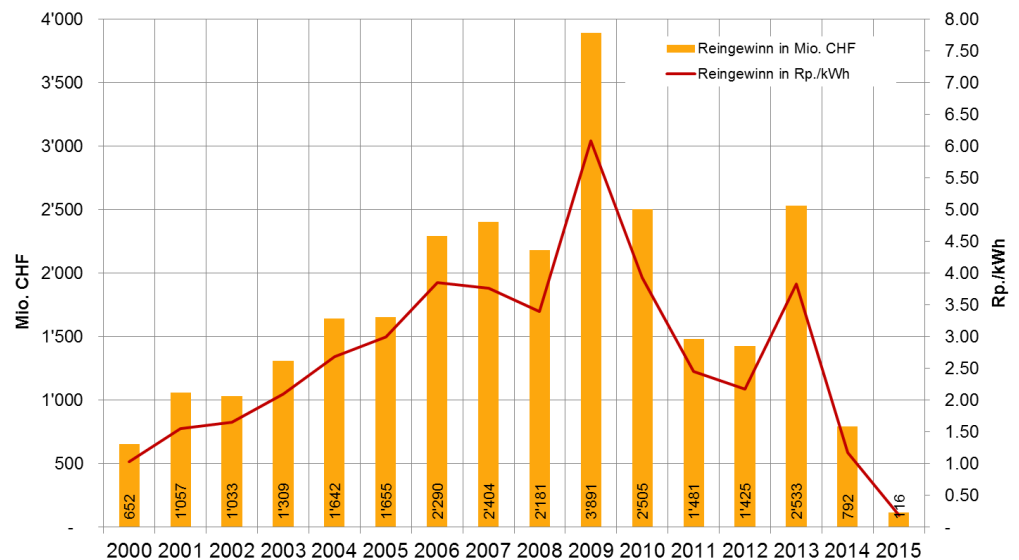
Wie aus den vorhergehenden Kapiteln ersichtlich geworden ist, haben die EVU der Schweiz in den vergangenen 16 Jahren beträchtliche Gewinne aus der Wasserkraft erzielen können. In diesem Kapitel analysieren wir, wie die EVU ihre Gewinne verwendet haben. Zu diesem Zweck stützen wir uns vor allem auf die 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

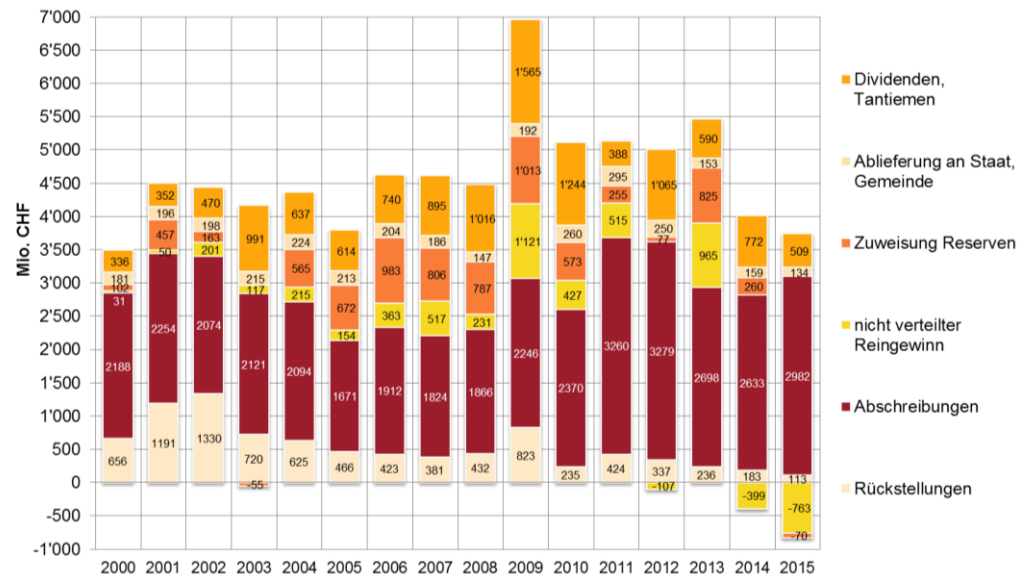
grossen Unternehmen der Branche erklärt werden. Dies impliziert, dass zahlreiche kleinere, mittlere und auch grosse EVU nach wie vor beträchtliche Gewinne erzielen.

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)



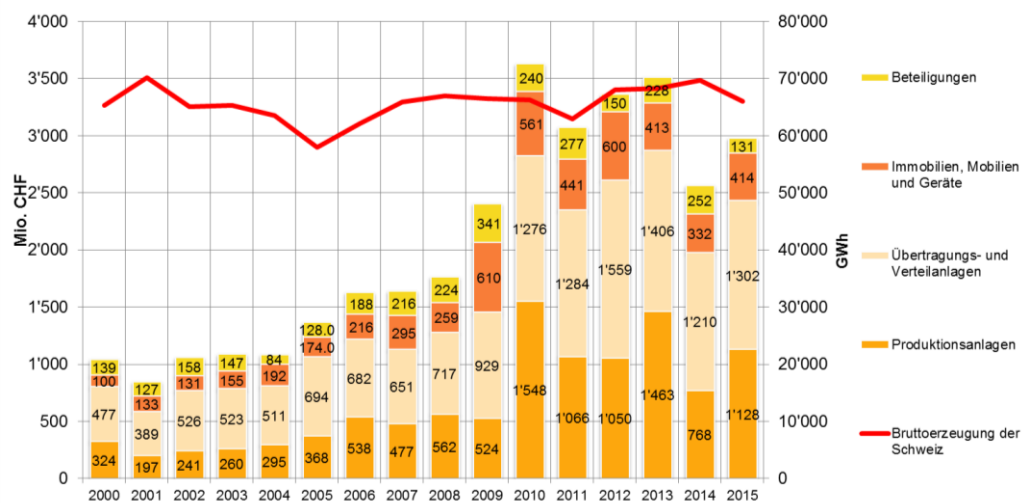
Quelle: BFE (2017a)

### Investitionen der EVU

Gestiegene Investitionskosten bei gleichbleibender Produktionsmenge

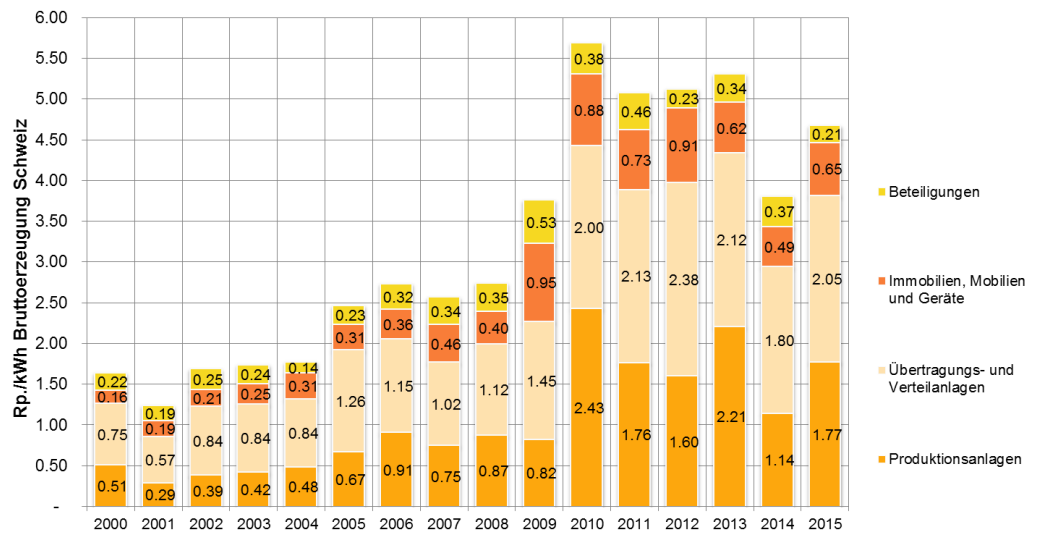
Die Investitionen der EVU können gemäss Elektrizitätsstatistik in die vier Bereiche Beteiligungen, Immobilien/Mobilien/Geräte, Übertragungs- und Verteilanlagen sowie Produktionsanlagen unterteilt werden. Insgesamt haben die Investitionen in den letzten 15 Jahren stark zugenommen. Auch in Bezug zur Bruttoerzeugung 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, Mobilien 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

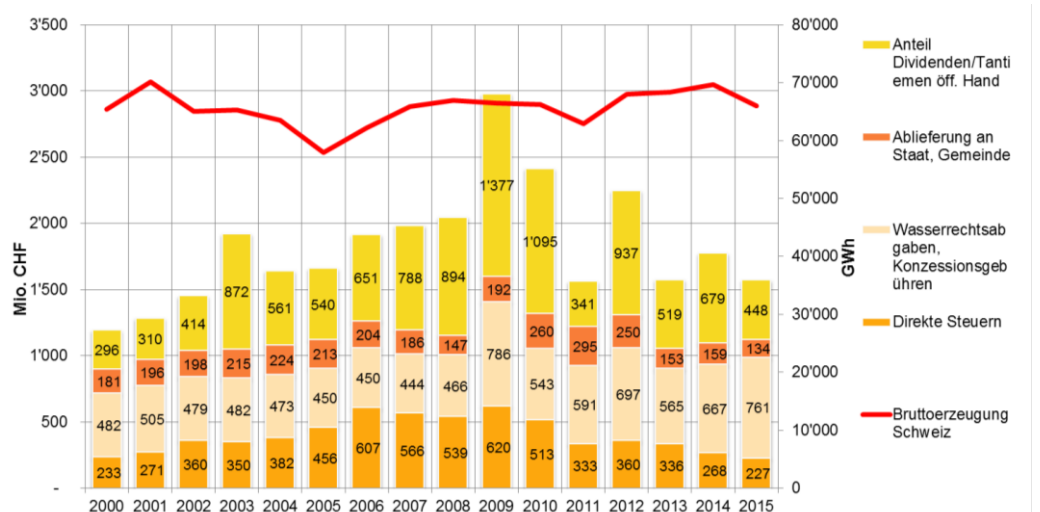
Öff. Hand erhält unterschiedliche Zahlungen

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)

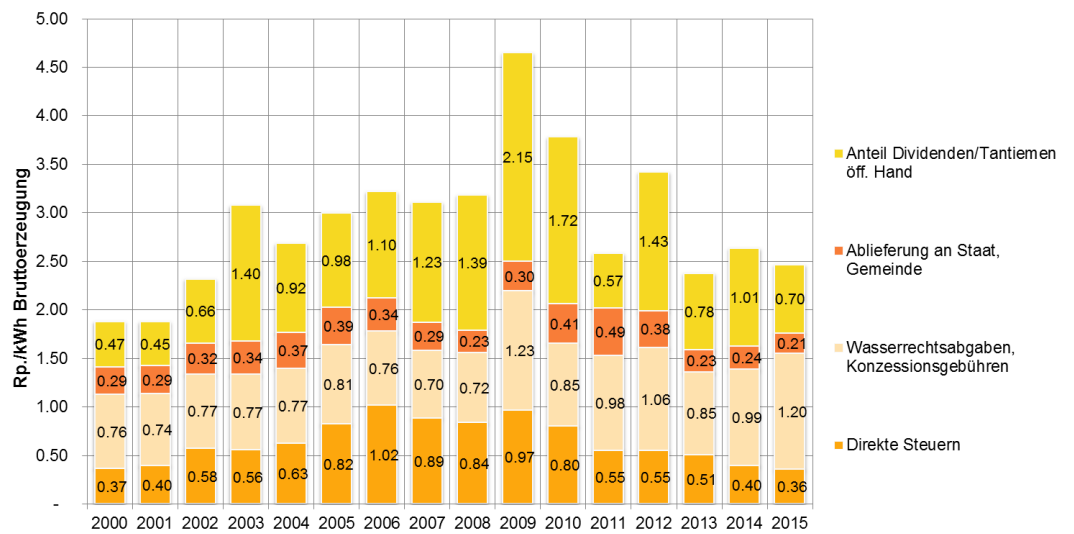


Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

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)

# 10Fazit

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 <sup>SP</sup> )	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
<b>Durchschnitt 2000 bis 2016</b>	<b>2.04</b>	<b>1.44</b>			
<b>Durchschnitt 2004 bis 2016</b>	<b>2.06</b>	<b>1.46</b>		<b>0.49</b>	<b>0.39</b>
<b>Durchschnitt 2009 bis 2016</b>	<b>2.37</b>	<b>1.77</b>	<b>2.38</b>	<b>0.51</b>	<b>0.41</b>

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 <sup>SP</sup>	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%
<b>Durchschnitt</b>	<b>5.13</b>	<b>5.70</b>	<b>0.57</b>	<b>8%</b>

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	-
<b>Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär</b>	<b>6.1</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>5.7</b>
Energieertrag	5.1	6.1	5.7	5.6
Systemdienstleistungsertrag	0.1	0.7	0.4	0.5
Weitere Handelserträge / Portfoliooptimierung usw.				?
<b>Gesamtertrag aus Wasserkraftvermarktung</b>	<b>5.2</b>	<b>6.8</b>	<b>6.1</b>	<b>6.0</b>
<b>Gewinn Stufe Grosshandel Schweiz</b>	<b>-0.9</b>	<b>-0.5</b>	<b>-0.7</b>	<b>0.4</b>
Bruttomarge Detailhandel (nur Energieanteil bezogen auf Wasserkraft)				2.2
Gemeinkosten Detailhandel (nur Energieanteil)				-1.4
<b>Total Nettomarge über Gross- und Detailhandel</b>				<b>1.2</b>

\*: 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 Standardsituation, 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.