Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft

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

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **110 (2018)**

Heft 2

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-941578

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft

Michel Piot

Zusammenfassung

Die Schweizer Wasserkraft ist das Rückgrat der Stromversorgung in unserem Lande. Damit sie diese Funktion auch weiterhin übernehmen kann, bedarf es jährlich rund einer halben Milliarde Schweizer Franken an Ersatzinvestitionen in die bestehenden Anlagen. Diese Grössenordnung wurde erstmals mit einer umfassenden Datenerhebung durch den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) abgeschätzt und mit zwei Top-down-Ansätzen plausibilisiert. Werden diese Investitionen nicht getätigt, verliert der Wasserkraftpark an Substanz, was einerseits über kurz oder lang zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit führt und andererseits das Gelingen der Energiestrategie 2050 gefährdet. Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit zeigen, dass – ohne regulatorische Anpassungen – die Wasserkraft in den nächsten zehn Jahren am Markt kaum genügend Geld verdienen wird, um diese Investitionen vollumfänglich zu tätigen. Deshalb ist eine Verbesserung der Rahmenbedingungen herbeizuführen, damit die Schweizer Wasserkraft auch in den nächsten Jahrzehnten für Gesellschaft, Wirtschaft und Umwelt ihren Dienst erweisen kann.

Résumé

La force hydraulique suisse est le pilier de l'approvisionnement en électricité de notre pays. Pour qu'elle puisse garder ce rôle-clé à l'avenir, il faudrait investir chaque année un demimilliard de francs suisses dans le remplacement des installations existantes. Ce montant a été estimé pour la première fois par l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) dans le cadre d'un important recensement de données avant d'être plausibilisé par deux approches descendantes (ou top-down). Si ces investissements ne sont pas réalisés, le parc hydroélectrique suisse perdra en substance, ce qui entraînerait à plus ou moins long terme une détérioration de la sécurité d'approvisionnement et compromettrait le succès de la Stratégie énergétique 2050. Des évaluations de rentabilité montrent que, en l'absence de mesures régulatoires, la force hydraulique ne pourra pas engranger suffisamment de bénéfices au cours des dix prochaines années pour pouvoir procéder à ces investissements. Une amélioration des conditions-cadres s'impose donc pour que la force hydraulique suisse puisse rester utile à la société, à l'économie et à l'environnement au cours des prochaines décennies.

1. Ausgangslage

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Berichte publiziert, die vor allem die Kosten und Kostenstruktur, teilweise aber auch die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke in der Schweiz untersucht haben (*BFE* 2018, *CEPE* 2014, *CEPE* 2018, *ElCom* 2017a, *Piot* 2017). Im Grundsatz kamen alle Berichte zum Schluss, dass die Schweizer Wasserkraft auf Grund tiefer Marktpreise nicht in der Lage ist, ihre Gestehungskosten vollumfänglich zu decken und deshalb Verluste schreibt. Die konkreten Abschätzungen zur Höhe des jährlichen Verlustes unterscheiden sich allerdings deutlich, was folgende Gründe hat:

1) Festlegung der relevanten Kosten: i) Sind Eigenkapitalkosten Teil der Gestehungskosten oder sind sie als Residualgrösse Teil des resultierenden Gewinnes? Welches ist eine angemessene Eigenkapitalrendite? ii) Wie hoch sind die Gemeinkosten und wie setzen sie sich zusammen?

2) Erträge: i) Welche Ertragsarten lassen sich mit der Wasserkraft erzielen und in welcher Höhe? ii) Wie hoch ist der zu berücksichtigende Absatz von Strom aus Wasserkraft in die Grundversorgung zu Gestehungskosten? iii) Sollen Erträge aus Systemdienstleistungen und Herkunftsnachweisen einbezogen werden?

Von Bedeutung bei der Bestimmung der Kosten und Erträge ist auch die Frage, ob mit der Analyse der Wirtschaftlichkeit retrospektive oder prospektive Aussagen gemacht werden. Bei prospektiven Aussagen müssen Annahmen zur Marktentwicklung getroffen werden, beispielsweise zur Höhe der Strommarktpreise, des Wechselkurses EUR-CHF oder zur Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Im Grundsatz sind die Kosten und Kostenstruktur der Wasserkraft aber hinlänglich bekannt, so dass nachfolgend nicht weiter darauf eingegangen wird.

Ebenfalls in den vergangenen Monaten wurden Berichte zur Versorgungssicherheit (*ElCom* 2017b, *ETHZ* 2017, *PLEF* 2017) und zu Marktmodellen (*Frontier* 2017, *swiss economics* 2017) veröffentlicht. Die Ergebnisse der Studie der ETHZ wurden vom Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) so ausgelegt, dass die Schweiz mit der Versorgungssicherheit bis ins Jahr 2035 kein Problem habe. Allerdings wird in dieser Studie unter anderem der Fortbestand bzw. die Verfügbarkeit der Wasserkraft im bisherigen Umfang vorausgesetzt. Es gibt aber berechtigte Gründe zur Sorge, dass diese Voraussetzung nicht erfüllt werden wird:

- die laufende Umsetzung der Vorgaben des Gewässerschutzgesetzes hat Energieminderproduktionen aus Wasserkraft zur Folge;
- im aktuellen und absehbaren Marktumfeld werden die Wasserkraftproduzenten nur die minimal notwendigen Investitionen in die bestehenden Kraftwerke tätigen;
- für den Bau neuer Grosswasserkraftwerke lassen sich (vorerst) keine Investoren finden, sofern diese akzeptanzkritischen Infrastrukturen überhaupt gebaut werden können.

Die Wasserkraft bildet das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Sie nimmt deshalb in der Energiestrategie 2050 und abgeleitet davon im neuen – vom Souverän am 21. Mai 2017 deutlich angenommenen – Energiegesetz vom 30. September 2016 eine zentrale Rolle ein. So schreibt Artikel 2 bei der Wasserkraft für das Jahr 2035 als Richtwert eine Jahresproduktion von 37.4 TWh vor, was gegenüber heute einen Netto-Zubau von rund 1 TWh bedingt (Herleitung zum erwarteten Potenzial siehe *BFE* 2012). Die Substanz und damit die Produktion der heutigen Wasserkraft kann langfristig nur dann erhalten werden, wenn genügend Ersatzinvestitionen in den bestehenden Kraftwerkspark getätigt werden. Der Bundesrat hatte sich zu dieser Frage im Rahmen der Interpellation 14.3501 «Erneuerung der Wasserkraftwerke. Müssen Ziele der Energiestrategie angepasst werden?» in seiner Stellungnahme folgendermassen geäussert: «Gemäss den Energieperspektiven 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE) fallen für die Erneuerung und Instandhaltung von Wasserkraftwerken zwischen 2010 und 2050 rund 30 Milliarden Franken an (kumuliert und abdiskontiert).»

Im nachfolgenden Artikel wird abgeschätzt

1) wie hoch der durchschnittliche jährliche Ersatzinvestitionsbedarf ist, um die Substanz der bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke zu erhalten und
2) ob mit den zukünftig erwarteten Marktpreisen diese Ersatzinvestitionen tatsächlich getätigt werden.

Nicht Inhalt des Artikels sind Fragen zu Betriebsaufwand und zu Neubauten von Wasserkraftwerken.

2. Ersatzinvestitionsbedarf in die Schweizer Wasserkraft

Die Meldungen zu Investitionen in die Schweizer Wasserkraft wurden in den letzten Jahren vor allem durch die Neubauprojekte der Pumpspeicherkraftwerke Linth-Limmern und Nant de Drance geprägt. Bei Investitionsvolumen von mehreren Milliarden Schweizer Franken geht vergessen, dass auch erhebliche Investitionen in den Substanzerhalt bestehender Anlagen notwendig sind. Mit drei verschiedenen Ansätzen wurde nun dieser Ersatzinvestitionsbedarf erstmalig abgeschätzt: zwei Top-down-Ansätze, um eine untere (Buchwertmethode) und obere Grenze (Wiederbeschaffungswertmethode) zu erhalten sowie einem Bottom-up-Ansatz (Datenerhebung). Unter Berücksichtigung von Einschränkungen zur Anwendbarkeit der einzelnen Ansätze helfen alle mit, ein konsistentes Bild zum Ersatzinvestitionsbedarf zu zeichnen.

2.1 Top-down-Ansatz 1: Buchwertmethode

Der durchschnittliche jährliche Investitionsbedarf in den Substanzerhalt wird in der Buchwertmethode indirekt über den Buchwert der Anlagen bestimmt. Der Buchwert ist definiert als «Anschaffungskosten oder Herstellungskosten vermindert um die bis zum jeweiligen Zeitpunkt angefallenen planmässigen und ausserplanmässigen Abschreibungen, vermehrt um die bis zu diesem Zeitpunkt vorgenommenen Zuschreibungen» (*Becker et. al.*, 2011). Der Ansatz beruht auf der Überlegung, dass über die gesamte wirtschaftliche Nutzungsdauer des Kraftwerks die Summe der getätigten Investitionen der Summe der Abschreibungen entspricht. Sind also der Buchwert und die restliche Abschreibungsdauer bekannt, dann lässt sich rein rechnerisch die jährliche Abschreibung und daraus abgeleitet der Betrag für die jährlichen Ersatzinvestitionen bestimmen.

Gemäss den Resultaten der Datenerhebung des BFE des Jahres 2017 (*BFE* 2018) liegt der Buchwert der Wasserkraftanlagen heute bei rund CHF 15 Mrd. Die durchschnittliche leistungsgewichtete Restlaufzeit der Konzessionen beträgt rund 35 Jahre (siehe *Bild 1*). Unter Annahme einer Konzessionsdauer von 80 Jahren liegt somit der Konzessionsbeginn des durchschnittlichen Schweizer Wasserkraftwerkes etwa im Jahr 1970. Bei linearer Abschreibung ergibt sich ein jährlicher Abschreibungs- und folglich Ersatzinvestitionsbedarf von rund CHF 400 Mio.

Die Buchwertmethode ist in den Grundzügen simpel, weist allerdings gewisse Schwächen auf, wie nachfolgende Überlegungen basierend auf dem fiktiven Beispiel in *Tabelle 1* aufzeigen:

- Der Buchwert entspricht den bis dato abgeschriebenen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten und berücksichtigt somit keine Inflation (und keinen technischen Fortschritt). Muss ein Anlagenteil ersetzt werden, liegen – unter Annahme einer positiven Differenz aus Inflation und technischem Fortschritt – die Wiederbeschaffungskosten höher als was mit der Buchwertmethode abgeschätzt wird.

Beispiel: Der Wiederbeschaffungswert im Jahr 10 der Anlage I liegt bei 116, was einem annualisierten jährlichen Investitionsbedarf von 11.6 entspricht, während aus den Abschreibungen ein Wert von 10.0 resultiert.

Fazit: Aufgrund der Nichtberücksichtigung der Inflation wird mit der Buchwertmethode der abgeleitete jährliche Investitionsbedarf unterschätzt.

- Der Buchwert kann auf Grund von getätigten Ersatzinvestitionen von einem Jahr zum andern stark steigen und zu falschen Folgerungen führen.

Beispiel: Im Jahr 4 liegt der Buchwert der Gesamtanlage bei 120; bei einer

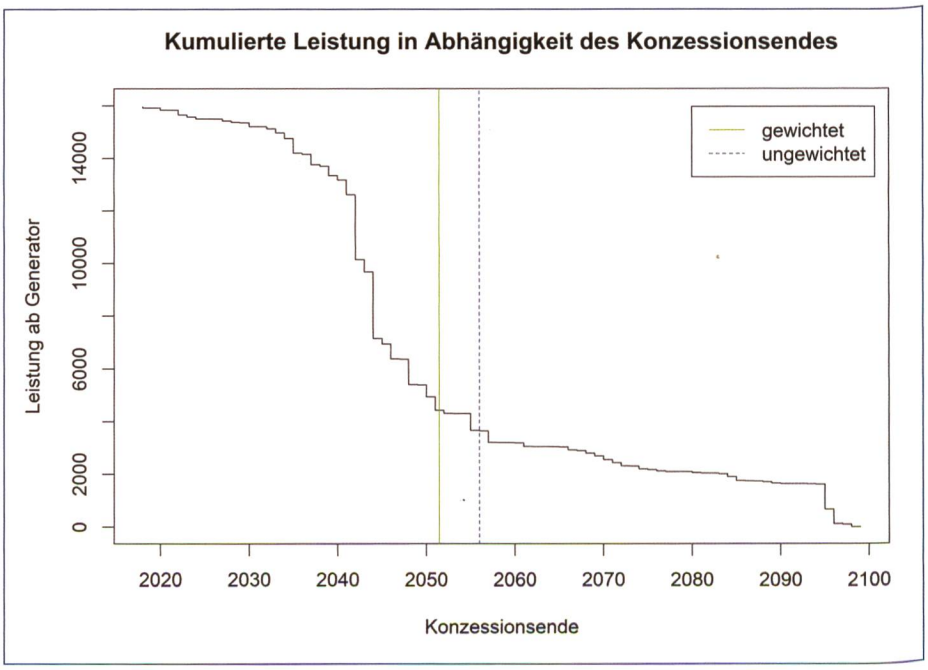

Bild 1. Kumulierte Leistung der Schweizer Wasserkraftwerke in Abhängigkeit des Konzessionsendes. Grüne Linie: Mittelwert des leistungsgewichteten Konzessionsendes der Schweizer Wasserkraftwerke. Gestrichelte Linie: Mittelwert des ungewichteten Konzessionsendes. Datenquelle: WASTA (2017).

	Anlage I				Anlage II				Gesamtanlage Anlagen I + II				Inflation	Technischer Fortschritt
Jahr	Investition	Abschreibung	Buchwert	Wiederbeschaffungswert	Investition	Abschreibung	Buchwert	Wiederbeschaffungswert	Investition	Abschreibung	Buchwert	Wiederbeschaffungswert		
0	100	0	100	100	300	0	300	300	400	0	400	400	5%	0.50%
1		10	90	104		60	240	313	0	70	330	418	5%	0.50%
2		10	80	109		60	180	327	0	70	260	437	5%	0.50%
3		10	70	114		60	120	342	0	70	190	456	5%	0.50%
4		10	60	119		60	60	357	0	70	120	477	5%	0.50%
5		10	50	124	373	60	373	373	373	70	423	498	5%	0.50%
6		10	40	123		75	299	368	0	85	339	491	1%	2.50%
7		10	30	121		75	224	363	0	85	254	483	1%	2.50%
8		10	20	119		75	149	357	0	85	169	476	1%	2.50%
9		10	10	117		75	75	352	0	85	85	469	1%	2.50%
10		10	0	116		75	0	347	0	85	0	463	1%	2.50%
Total	**100**	**100**			**673**	**673**			**773**	**773**				

Tabelle 1. Fiktives Beispiel zur Erläuterung der Schwächen der Buchwertmethode.

Beispiel Tabelle 1: Es wird in zwei Anlagen investiert: Anlage I hat eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 10 Jahren, Anlage II eine von 5 Jahren. Die Inflation liegt bei 5 Prozent während der ersten und bei 1 Prozent während der zweiten Hälfte. Im Weiteren wird für beide Anlagen mit einem technischen Fortschritt (Lernkurve) von 0.5 Prozent bzw. 2.5 Prozent gerechnet. Die Tabelle zeigt die Höhe der Investitionen, jährlichen Abschreibungen, Buchwerte und Wiederbeschaffungswerte über die wirtschaftliche Nutzungsdauer.

Restlaufzeit von 6 Jahren ergibt sich ein durchschnittlicher jährlicher Abschreibungs- und abgeleitet daraus ein Investitionsbedarf von 20. Im Jahr 5 liegt der Buchwert der Gesamtanlage aufgrund einer Ersatzinvestition in Anlage II bei 423, so dass sich mit der gleichen Überlegung nun ein durchschnittlicher Abschreibungs- bzw. Investitionsbedarf von 85 ergibt.

Fazit: Ein «tiefer» Buchwert ist ein Indikator dafür, dass die Anlagen grossenteils abgeschrieben sind. Folglich ist aber mit einem erhöhten Ersatzinvestitionsbedarf in den Folgejahren zu rechnen, da die Anlagen nahe am Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer liegen. Umgekehrt ist ein «hoher» Buchwert in der Regel auf kürzlich getätigte Investitionen zurückzuführen. Folglich kann sich dieser Schwachpunkt positiv oder negativ auf das Ergebnis auswirken. Da die Buchwertmethode über ein Gesamtportfolio von heterogenen Anlagen angewandt wird, gleichen sich die positiven und negativen Effekte in der Tendenz aus.

- Die wirtschaftliche Nutzungsdauer entspricht nicht notwendigerweise der technischen Nutzungsdauer. So liegt die wirtschaftliche Nutzungsdauer einer Talsperre zwar bei 80 Jahren, die technische Nutzungsdauer liegt aber in der Regel höher.

Beispiel: Annahme: Anlage I entspreche der Talsperre. Der abgeleitete jährliche Ersatzinvestitionsbedarf der Gesamtanlage von 85 für die Jahre sechs bis zehn überschätzt den effektiven Bedarf, da im Jahr elf in der Regel keine neue Staumauer gebaut werden wird.

Fazit: Nimmt man den Buchwert als Mass für die jährlichen Ersatzinvestitionen, dann führt diese Überlegung zu einer Überschätzung des Bedarfs.

Diese Überlegungen zeigen, dass die Buchwertmethode grundsätzlich geeignet ist, eine erste Abschätzung zu den Ersatzinvestitionen zu machen. Insbesondere aufgrund der Nichtberücksichtigung der Inflation, die in der Zeitperiode 1970 bis heute erheblich war, führt sie allerdings insgesamt zu einer Unterschätzung des Ersatzinvestitionsbedarfs bzw. zu einer unteren Grenze.

2.2 Top-down-Ansatz 2: Wiederbeschaffungswertmethode

Unter vereinfachenden Annahmen kann aus dem aktuellen Buchwert der Wiederbeschaffungswert des gesamten Wasserkraftparks abgeschätzt werden. Gemäss *Becker et. al.*, (2011) ist der Wiederbeschaffungswert «der Preis, der für die erneute Bereitstellung eines Produktionsfaktors zum Zeitpunkt seiner Wiederbeschaffung zu entrichten ist». Annahmen: i) Das durchschnittliche Schweizer Wasserkraftwerk weist eine restliche Konzessionsdauer von 35 Jahren auf (siehe *Bild 1*); ii) Der aktuelle Buchwert setzt sich zu 60 Prozent aus baulichen (Bau und Stahlwasserbau) und zu 40 Prozent aus den restliche Sachanlagen (Elektromechanik, Elektrotechnik, Leittechnik) zusammen, wobei die restlichen Sachanlagen erst kürzlich ersetzt wurden. Daraus ergibt sich bei einem gesamten Buchwert von CHF 15 Mrd. für den bau-

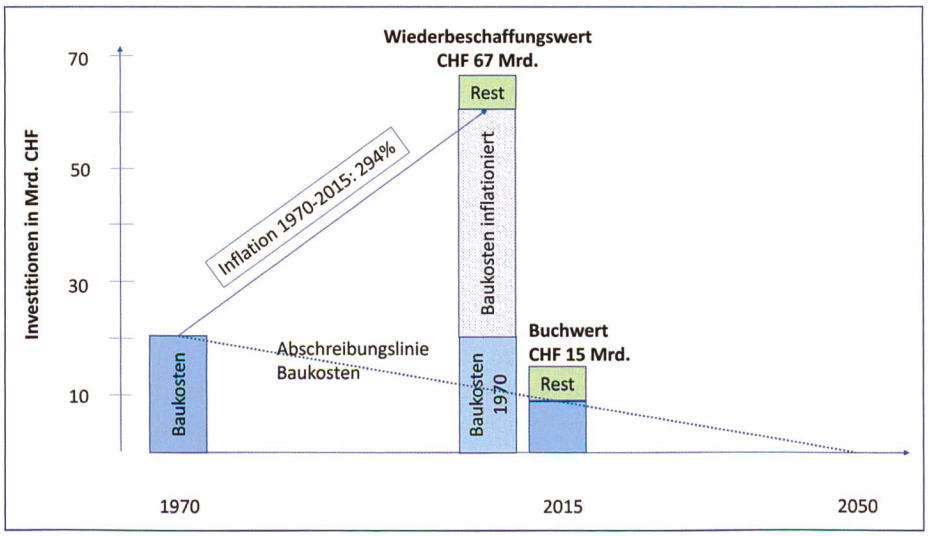

Bild 2. Herleitung des Wiederbeschaffungswertes aus dem aktuellen Buchwert, unterteilt nach baulichen und restlichen Sachanlagen.

lichen Teil ein Buchwert von CHF 9 Mrd. und für die restlichen Sachanlagen von CHF 6 Mrd. *(Bild 2)*. Berücksichtigt man die bereits getätigten Abschreibungen und die Inflation über die vergangenen 45 Jahre, dann liegt der Wiederbeschaffungswert bei rund CHF 67 Mrd. Die in dieser Abschätzung über den Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) bestimmte Inflation mag für Investitionen in Wasserkraftwerke kein perfekter Schätzer sein. Da mit der Wiederbeschaffungswertmethode allerdings nur eine grobe Abschätzung für eine obere Grenze bezweckt wird und der als Alternative denkbare Baupreisindex erst seit 1998 erhoben wird, ist die damit erzielte Genauigkeit ausreichend. Bei einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 80 Jahren entspricht dies einem jährlichen Abschreibungs- bzw. Ersatzinvestitionsbedarf von rund CHF 800 Mio. Diese Abschätzung ist tatsächlich als obere Grenze zu verstehen, da bei diesem Ansatz sämtliche Bauten nach Ablauf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer neu erstellt würden.

2.3 Bottom-up-Ansatz: Datenerhebung

Der SWV hat erstmalig in einer Datenerhebung die Investitionen in den Substanzerhalt zusammengetragen, ausgewertet und hochgerechnet. Dieser Bottom-up-Ansatz hat den Vorteil, dass er die über mehrere Jahre effektiv getätigten bzw. geplanten Ersatzinvestitionen berücksichtigt und nicht wie bei den Top-down-Ansätzen den Umweg über die Abschreibungen basierend auf dem Buch- bzw. Wiederbeschaffungswert eines Referenzjahres macht. Mit diesem Ansatz kann auch aufgezeigt werden, dass die einzelnen Wasserkraftwerke bei ihrer Investitionstätigkeit eine hohe Heterogenität aufweisen, abhängig vom technischen Zustand der Anlagen.

Da der Fokus ausschliesslich auf den Investitionen in den Substanzerhalt liegt, wurden nebst reinen Neubauten wie Nant de Drance und Hagneck auch Kraftwerke nicht berücksichtigt, die in der betrachteten Zeitperiode in erheblichem Masse ausgebaut wurden. Zwar hätte man zum Beispiel bei den Kraftwerken Linth-Limmern und Hongrin-Léman versuchen können, die Investitionen in den Ausbau (Umwälzwerk zwischen dem Limmern- und dem Muttsee und die Leistungssteigerung bei Hongrin-Léman) von den Ersatzinvestitionen zu trennen, doch hätte dies zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten geführt.

2.3.1 Stichprobe

Die Stichprobe umfasst 8.7 GW Speicherkraftwerke bzw. 1.2 GW Laufwasserkraftwerke und deckt damit rund 80 Prozent bzw. 25 Prozent der gesamten installierten Leistung ab. In dieser Abschätzung ergeben sich geringe Abweichungen gegenüber der Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA) des BFE, da einzelne Speicherkraftwerkskomplexe auch Laufwasserzentralen enthalten. Die Datenerhebung umfasst die Jahre 2011–2022 bzw. die hydrologischen Jahre 2010/2011–2021/2022, wobei nach Möglichkeit Ist-Daten bis 2016 bzw. 2015/2016 berücksichtigt wurden. Die Investitionsdaten der Jahre 2017–2022 bzw. 2016/2017–2021/2022 stammen aus der Mittelfristplanung der Gesellschaften und gelten zum Zeitpunkt der Berichterstellung als Plandaten. Sie berücksichtigen zwar die zurückhaltende Investitionsbereitschaft der Wasserkraftwerke, sind aber insbesondere am langen Ende noch nicht definitiv zugesprochen. Folglich kann aus diesen Daten nicht abgeleitet werden, dass die Investitionen tatsächlich in vollem Umfang getätigt werden. Unter Berücksichtigung der aktuellen Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft dürften nämlich zahlreiche Investitionsprojekte höchstens teilweise umgesetzt bzw. verschoben werden, so dass a posterio die effektiv getätigten Investitionen tiefer ausgefallen sein werden. Für die Abschätzung des durchschnittlichen jährlichen Investitionsbedarfs sind sie allerdings korrekterweise in der Datenanalyse zu berücksichtigen. Angaben zu geplanten Ersatzinvestitionen über das Jahr 2022 hinaus, die zu einer substanziellen Verbesserung der Abschätzung führen würden, existieren nicht.

Um eine Hochrechnung auf die gesamte Schweiz durchführen zu können, bot es sich an, die Ersatzinvestitionen in Franken pro installierte Leistung auszudrücken. Im Gegensatz zu den Gestehungskosten fallen bei dieser Betrachtung die jährlichen Produktionsschwankungen weg, so dass insgesamt robustere Aussagen möglich sind. Da Lauf- und Speicherkraftwerke andere Investitionscharakteristika aufweisen, wurde eine Differenzierung nach diesen beiden Typen vorgenommen.

2.3.2 Einzelbeispiele

Stellvertretend für die Stichprobe werden nachfolgend für vier Kraftwerke, für die für die Periode 2004/2005–2016/2017 Geschäftsberichte frei zugänglich sind, die getätigten Ersatzinvestitionen dargestellt *(Bild 4)*. Damit kann insbesondere die Heterogenität nicht nur zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken sondern auch innerhalb der Speicherkraftwerke dargestellt werden.

Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR)

Die Anlagen mit einer Leistung von 650 MW wurden in den Jahren 1956 bis 1963 gebaut und am 10. September 1963 dem Betrieb übergeben. Die Konzession läuft im Jahr 2042 aus. Diese dreistufige Kraftwerksgruppe umfasst die Zentralen Ferrera, Bärenburg und Sils. Kernstück der Anlage bildet der Stausee Valle di Lei mit einem Fassungsvermögen von rund 200 Mio. m^3. Damit werden jährlich rund 1.4 TWh Strom produziert. Die Investitionskosten für dieses Werk beliefen sich auf etwas mehr als CHF 620 Mio. (Investitionen bis 1964/1965) wobei alleine der Bau der Staumauer im Valle di Lei über CHF 100 Mio. kostete. Inflationsbereinigt entsprechen die Gesamtkosten einer Investition von CHF 2.5 Mrd. oder 3.8 kCHF/kW.

Um die Betriebssicherheit und die Wirtschaftlichkeit bis zum Konzessionsende 2042 zu gewährleisten, wurde eine Gesamterneuerung der Anlagen notwendig, da bei vielen Anlageteilen die maximale technische Lebensdauer erreicht war. So wurden die 13 grossen Maschinensätze erneuert und revidiert sowie Turbinenlaufräder ersetzt, womit eine Effizienzsteigerung von rund drei Prozent erzielt werden konnte. Im Weiteren wurde die Leittechnik in sämtlichen Anlagen komplett ersetzt. Erste konkrete Ideen zu dieser Gesamterneuerung wurden Ende 2005 erarbeitet, der Kredit 2008 gesprochen und die Genehmigung des Gesamtprojektes im September 2010 erteilt. Die erste grosse Bauphase startete im Sommer 2011, abgeschlossen wurden die Arbeiten 2017. Für die Gesamterneuerung wurden über die Jahre 2005/2006–2016/2017 rund CHF 300 Mio. investiert.

Der Buchwert der Sachanlagen lag per 30. September 2017 bei CHF 420 Mio., die kumulierten Abschreibungen bei CHF 450 Mio., so dass sich ein Bruttowert der Sachanlagen von CHF 870 Mio. ergibt. Der heutige Buchwert von CHF 420 Mio. setzt sich aus rund CHF 290 Mio. aus teilabgeschriebenen Anlagebestandteilen zusammen, die ab der Gesamterneuerung eingebaut wurden, während CHF 130 Mio. aus bereits vorher bestehenden Sachanlagen stammen *(Bild 3)*.

Werden sämtliche Investitionen in Anlagen aufsummiert, auch solche, welche bereits ersetzt und folglich nicht mehr in den aktuellen Büchern erscheinen, liegt das seit Konzessionsbeginn getätigte In-

vestitionsvolumen bei CHF 1.1 Mrd. bzw. inflationsbereinigt bei CHF 3.0 Mrd.

Officine Idroelettriche della Maggia SA (Ofima)

Die ganze Wasserkraftanlage wurde in zwei Etappen errichtet. In den 50er-Jahren wurden die Anlagen «Maggia 1»: Sambuco, Peccia, Cavergno und Verbano mit einer Konzessionsdauer bis zum Jahr 2035 erbaut; in den 60er-Jahren die Anlagen «Maggia 2»: Cavagnoli-Naret, Robiei und Bavona, deren Konzession im Jahr 2048 abläuft. Der Buchwert der Sachanlagen liegt per 30. September 2017 bei CHF 380 Mio., die Anschaffungs- bzw. Herstellkosten bei CHF 995 Mio., so dass sich kumulierte Abschreibungen von CHF 615 Mio. ergeben. Die Energieabgabe beträgt rund 1.4 TWh pro Jahr bei einer Leistung von 600 MW.

Officine Idroelettriche di Blenio SA (Ofible)

Die Wasserkraftanlage wurde zwischen 1956 und 1963 errichtet und besteht aus den Zentralen Luzzone, Olivone und Biasca, mit einer Konzessionsdauer bis Ende September 2042. Ofible hatte bereits in den Neunzigerjahren die Talsperre Luzzone um 17 Meter erhöht und so das Fassungsvermögen des Stausees von den ursprünglichen 87 auf 107 Mio. m^3 erweitert. Der Buchwert der Sachanlagen liegt per 30. September 2017 bei CHF 226 Mio., die Anschaffungs- bzw. Herstellkosten bei CHF 539 Mio., so dass sich kumulierte Abschreibungen von CHF 313 Mio. ergeben. Die Energieabgabe beträgt rund 0.9 TWh pro Jahr bei einer Leistung von 440 MW.

Kraftwerk Augst AG (KWA)

Das Kraftwerk August nutzt das Gefälle zwischen Rheinfelden und Basel-Augst und wurde zwischen Dezember 1907 und September 1912 durch den Kanton Basel-Stadt gebaut. Die Kosten betrugen damals für Allgemeines, Stauwehr und Uferbauten CHF 3.7 Mio., für bauliche, maschinelle und elektrische Anlagen CHF 8.0 Mio. und für die Grossschifffahrtsschleuse CHF 0.9 Mio. (*SWV* 1949). In den Jahren 1990 bis 1994 wurde das Kraftwerk für rund CHF 200 Mio. umgebaut, die Leistung von 18 auf 32 MW und die mittlere Jahresproduktion von 125 auf 200 GWh erhöht. Der Buchwert der Sachanlagen liegt per 30. September 2017 bei CHF 48 Mio., die Anschaffungs- bzw. Herstellkosten bei CHF 199 Mio., so dass sich kumulierte Abschreibungen von CHF 151 Mio. ergeben.

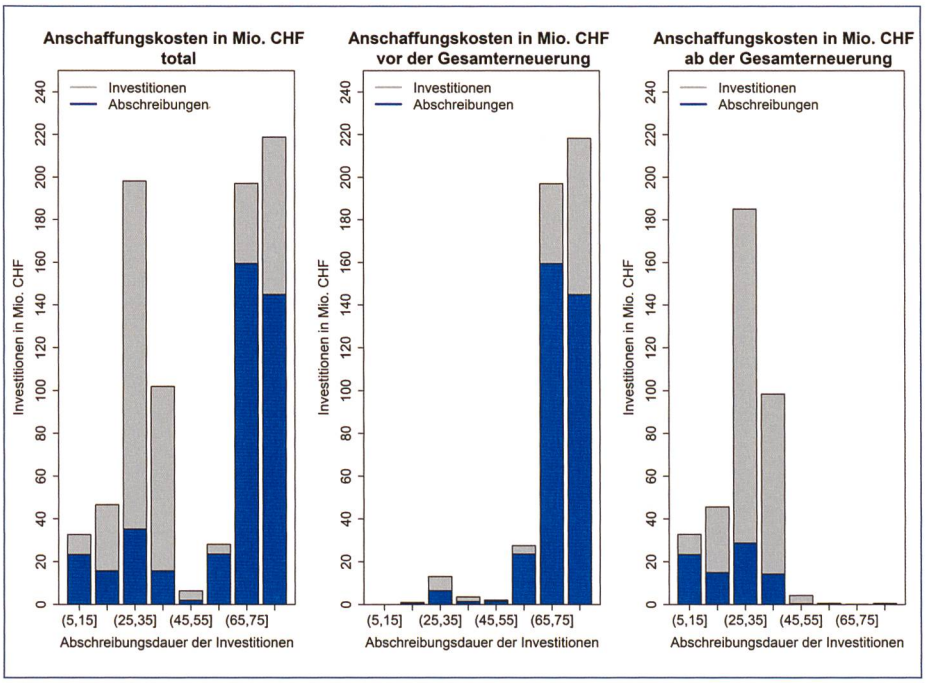

Bild 3. Aggregierte Investitionen und Abschreibungen der KHR in Abhängigkeit der Abschreibungsdauer der Anlagenteile und der Investitionsperiode. Die grauen Bereiche sind die bis Konzessionsende im Jahr 2042 noch vollständig abzuschreibenden Anlageteile (Datenquelle: KHR).

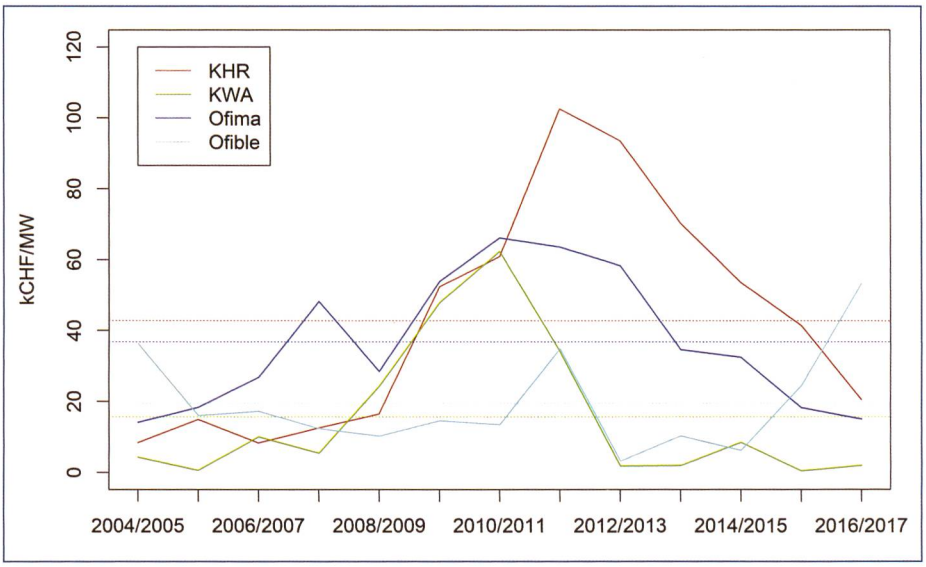

Bild 4. Darstellung der jährlichen spezifischen Ersatzinvestitionen der Kraftwerke KHR, KWA, Ofible und Ofima. Datenquelle: Geschäftsberichte der jeweiligen Unternehmen.

Bild 4 zeigt den Verlauf der spezifischen Ersatzinvestitionen für KHR, KWA, Ofible und Ofima. Obschon KHR, Ofible und Ofima eine ähnliche Altersstruktur aufweisen und sowohl KHR als auch Ofima während der Untersuchungsperiode im Rahmen von Erneuerungen hohe Ersatzinvestitionen getätigt haben, zeigt sich bereits bei diesen vier Kraftwerken eine erhebliche Heterogenität in der Höhe und Verteilung der jährlichen spezifischen Ersatzinvestitionen. Folglich ist aufgrund der anlagespezifischen Eigenschaften sämtlicher grosser Kraftwerke in der Schweiz eine sinnvolle Aussage über die Höhe der Ersatzinvestitionen nur auf aggregierter Basis über mehrere Kraftwerke und eine längere Zeitperiode möglich. Mit der vorliegenden Stichprobe von rund 40 Laufwasserkraftwerken und 25 Speicherkraftwerken über zwölf Jahre ist die Basis für die notwendige Aggregation gegeben.

2.3.3 Resultate der gesamten Stichprobe

Bild 5 und *Bild 6* zeigen für die gesamte Stichprobe die durchschnittlichen spezifischen Ersatzinvestitionen der Laufwasser- und Speicherkraftwerke. Folgende Beobachtungen können gemacht werden:

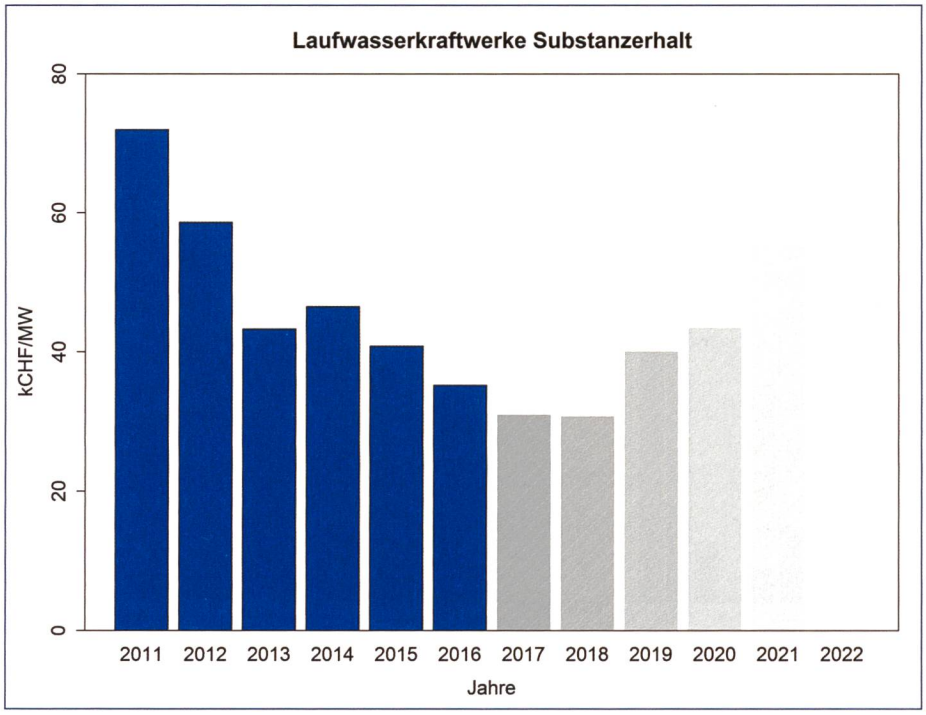

Bild 5. Spezifische Ersatzinvestitionen in kCHF/MW in die Laufwasserkraftwerke während der Jahre 2011–2022. Blau: effektive Werte. Grau: Werte aus der Mittelfristplanung mit über die Zeit zunehmender Unsicherheit über die Realisierungswahrscheinlichkeit.

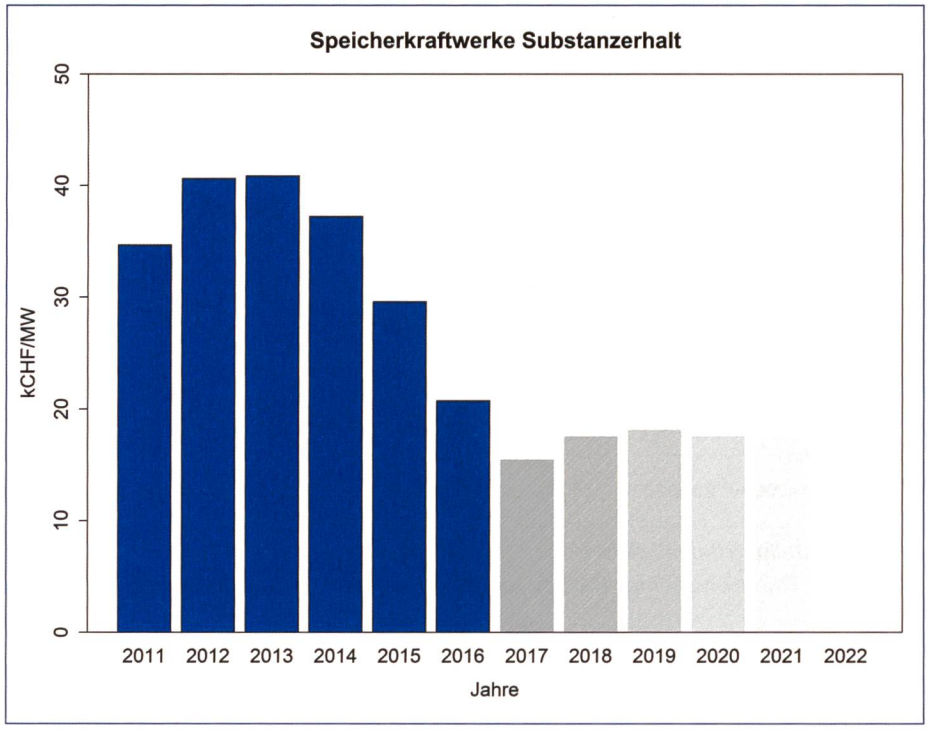

Bild 6. Spezifische Ersatzinvestitionen in kCHF/MW in die Speicherkraftwerke während der Jahre 2011–2022. Blau: effektive Werte. Grau: Werte aus der Mittelfristplanung mit über die Zeit zunehmender Unsicherheit über die Realisierungswahrscheinlichkeit.

- Die spezifischen Investitionen sind sowohl bei den Laufwasser- als auch den Speicherkraftwerken zwischen 2011 und 2017 deutlich gefallen: bei Laufwasserkraftwerken von rund 70 kCHF/MW im Jahr 2011 auf rund 30 kCHF/MW im Jahr 2017, bei Speicherkraftwerken von 35 kCHF/MW auf 15 kCHF/MW.
- Die spezifischen Investitionen für Laufwasserkraftwerke sind höher als für Speicherkraftwerke. Das bedeutet, dass höhere Investitionen in den Substanzerhalt von Speicherkraftwerken durch die höheren installierten Leistungen überkompensiert werden.
- Bei den Laufwasserkraftwerken nehmen die geplanten spezifischen Investitionen ab 2018 wieder zu, bei den Speicherkraftwerken bleiben sie in etwa konstant.
- Die durchschnittlichen spezifischen jährlichen Investitionen in den Substanzerhalt über die betrachtete Periode betragen bei Laufwasserkraftwerken 45 kCHF/MW, bei Speicherkraftwerken 26 kCHF/MW.

2.3.4 Exkurs Studie CEPE

Die in der Studie des *CEPE* (2018) untersuchten spezifischen Investitionen basieren auf einer Stichprobe von 60 Schweizer Wasserkraftunternehmen für die Jahre 2000–2016. Eine Vergleichbarkeit der Resultate mit der Datenerhebung des SWV erweist sich als schwierig, da *CEPE* (2018) einerseits vier Typen von Wasserkraftwerken unterscheidet und andererseits aggregiert Investitionen in Neuanlagen und in Instandhaltungen ausweist, da ihre Datengrundlage keine Separation erlaubt. Dies führt zum Beispiel dazu, dass die spezifischen Investitionskosten in der Kategorie der Pumpspeicherkraftwerksunternehmen aufgrund des Ausbaus der Kraftwerke Linth-Limmern hoch ausfallen. Es zeigt sich aber, dass der Durschnitt der spezifischen Investitionskosten bei den Speicherwerksunternehmen über die Zeitperiode 2000–2016, in der keine Neubauten enthalten sind, bei 26 kCHF/MW liegt, was trotz unterschiedlicher Zeitperiode vergleichbar ist mit der Datenerhebung des SWV.

2.3.5 Folgerungen

Aus der Analyse der Ersatzinvestitionen können die nachstehenden Folgerungen gezogen werden:

- Die Hochrechnung des SWV zeigt, dass im Durchschnitt über die Jahre 2011–2022 jährlich CHF 200 Mio. in die Laufwasserkraftwerke und CHF 280 Mio. in die Speicherkraftwerke und somit total CHF 480 Mio. in den Substanzerhalt investiert werden bzw. werden sollten.
- Die betrachtete Zeitperiode beinhaltet Jahre mit hohen und solche mit tiefen Ersatzinvestitionen, so dass der Durchschnitt insgesamt als plausible Grösse für das durchschnittliche jährliche Ersatzinvestitionsvolumen dient.
- Bei Laufwasserkraftwerken zeigen die spezifischen Investitionen für die nahe Zukunft wieder nach oben. Dabei ist allerdings erstens festzuhalten, dass es sich um Planwerte handelt, die mit erheblichen Unsicherheiten verbun-

den sind. Zweitens dürften bei Laufwasserkraftwerken einzelne Anlagenteile bei Bedarf einfacher ersetzt werden können als bei Speicherkraftwerken, wo auf Grund der Komplexität der Anlage oft eine Gesamterneuerung durchgeführt wird.

- Bei Speicherkraftwerken bleiben die Investitionen gemäss Planwerten konstant. Dies liegt einerseits an der generell zurückhaltenden Investitionstätigkeit in Wasserkraftwerke und andererseits daran, dass in den nächsten Jahren keine grösseren Gesamterneuerungen anstehen. In der Vergangenheit waren es insbesondere KHR und Ofima, die hohe Ersatzinvestitionen getätigt haben. Bei Speicherkraftwerken stehen in der Regel nach vierzig bis fünfzig Betriebsjahren grosse Ersatzinvestitionen an, weil dann auf der einen Seite zahlreiche Komponenten ersetzt werden müssen und auf der anderen Seite die ersetzten Teile bis Ende Konzession genügend abgeschrieben werden können. Basierend auf dieser Überlegung, dürften somit bei Speicherkraftwerken mit Konzessionsende zwischen 2050 und 2060 im Verlaufe des nächsten Jahrzehnts namhafte grössere Investitionen in den Substanzerhalt anstehen.

Es stellt sich nachfolgend die Frage, ob die Produzenten der Wasserkraft mittel- bis längerfristig in der Lage sind, die durchschnittlich rund CHF 0.5 Mrd. pro Jahr für die Ersatzinvestitionen aufzubringen. Dazu ist es notwendig, die Wirtschaftlichkeit zu betrachten und damit den Kosten der Kraftwerke Abschätzungen zu den Erträgen gegenüberzustellen: ist die absehbar erwartete Eigenkapitalrendite ausreichend, werden die Investitionen getätigt, ansonsten nicht.

3. Langfristige Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft

Die Kosten der Wasserkraft setzen sich vor allem aus fixen Bestandteilen zusammen, namentlich aus Investitionen bzw. Abschreibungen, Kapitalkosten und Wasserzinse, während die variablen Bestandteile gering sind (Details siehe *BFE* 2018, *CEPE* 2018). Die Kostenerhöhungen in den vergangenen zwei Jahrzehnten sind im Wesentlichen auf die Erhöhung der Wasserzinse zurückzuführen, die per 1. Januar 1997 noch bei 54 CHF/kW_B lagen und seit 1. Januar 2015 bei 110 CHF/kW_B (Details in *Pfammatter/Piot* 2017).

Für die Bestimmung der künftigen Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft wird deshalb angenommen, dass die Kosten in Zukunft konstant bleiben. Dass die jährlichen Gestehungskosten, also die spezifischen Kosten in Rp./kWh, stark schwanken, liegt folglich nicht an den sich ändernden Kosten sondern an der jährlich stark variierenden Produktion aufgrund hydrologischer Gegebenheiten. Um diese Variabilität zu verringern, wird der Durchschnitt der Gestehungskosten über die Jahre 2011–2016 der «vollständigen, produktionsgewichteten Gestehungskosten Sicht BFE» (*BFE* 2018, Seite 13) verwendet. Diese liegen für Speicherkraftwerke bei 7.0 Rp./kWh (*Bild 7* schwarz gepunktete Linie) und für Laufwasserkraftwerke bei 5.7 Rp./kWh (*Bild 7* schwarz gestrichelte Linie). Damit liegen die Kostenschätzungen des BFE etwas unter den in *Piot* (2017) ausgewiesenen Werten, die für Speicherkraftwerke bei 7.3 Rp./kWh und für Laufwasserkraftwerke bei 6.1 Rp./kWh liegen.

Die aktuell erwarteten Erträge am Markt werden mittels eines Preisszenarios (*Pöyry* 2017) auf Jahresbasis für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2035 in CHF/MWh dargestellt (*Bild 7* graue Balken), wobei ein Wechselkurs CHF/EUR von 1.20 unterstellt wird. Es wird zudem angenommen, dass die vollständige Marktöffnung in der Schweiz mit der Revision StromVG umgesetzt wird. Folglich entsprechen die Marktpreise den erzielbaren Erträgen bei Verkauf von Bandenergie. Laufwasserkraftwerke haben einen durchschnittlichen Marktwertfaktor von 0.95, Speicherkraftwerke von 1.10 (*Piot* 2017), das heisst, die aktuell erwarteten erzielbaren Erträge am Strommarkt sind für Laufwasserkraftwerke über das Jahr durchschnittlich fünf Prozent geringer als für Bandenergie, für Speicherkraftwerke zehn Prozent höher.

Eine positive Differenz zwischen den Kosten und Erträgen auf Jahresbasis entspricht den Verlusten unter Annahme einer Bandlieferung am Markt. Unter Berücksichtigung der Marktwertfaktoren ergibt sich für das Jahr 2020 für Laufwasserkraftwerke ein aktuell erwartetes Defizit von über 12 CHF/MWh, im Jahr 2025 von mehr als 6 CHF/MWh; erst ab 2030 ergeben sich gemäss diesem Szenario Gewinne, die im Jahr 2035 bei rund 12 CHF MWh liegen. Bei Speicherkraftwerken sind die aktuell erwarteten Verluste trotz höherem Marktwertfaktor substanziell höher: im Jahr 2020 bei 18 CHF/MWh, in 2025 bei 12 CHF/MWh und auch hier ist frühestens ab 2030 mit einem Gewinn zu rechnen. Dabei ist anzumerken, dass die Wahrscheinlichkeit von Abweichungen zum Preisszenario mit jedem zusätzlichen Jahr zunimmt, was die Zuverlässigkeit der Aussage mit zunehmendem Zeithorizont schmälert.

Diese Defizite am Markt können grundsätzlich durch weitere Ertragsquellen verringert werden. Bei Speicherkraftwerken leisten insbesondere Erträge aus dem Anbieten von Systemdienstleistungen einen zusätzlichen Beitrag; in den Jahren 2011–2015 lagen diese Erträge bei rund 7 CHF/MWh (*Piot* 2017), bei Laufwasserkraftwerken bei rund 1 CHF/MWh. Damit

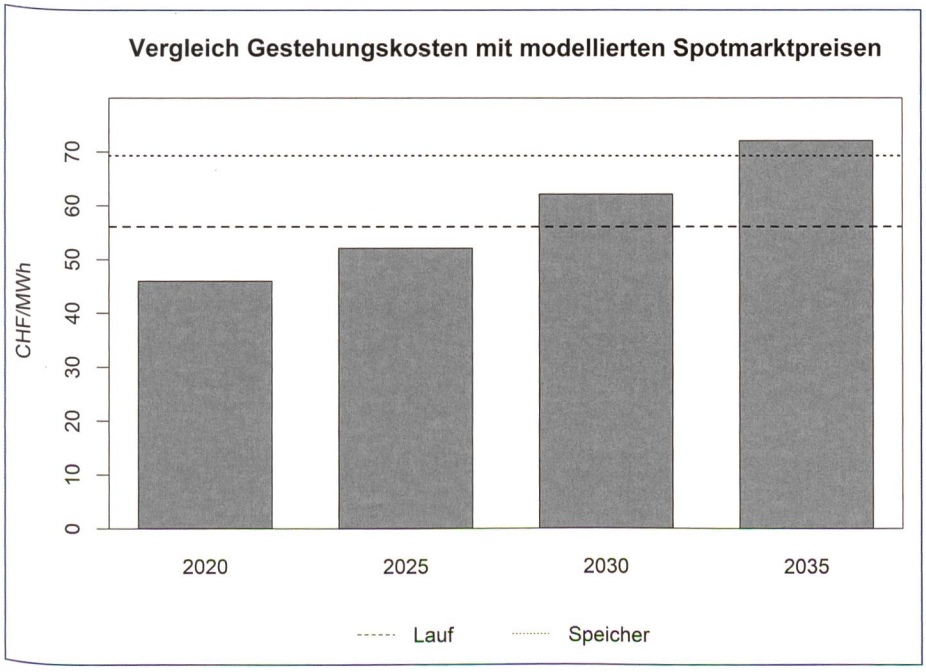

Bild 7. Durchschnittliche Kosten der Laufwasser- (gestrichelt) und Speicherkraftwerke (gepunktet) sowie modellierte Strompreise im Schweizer Spotmarkt für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2035 jeweils in CHF/MWh. Datenquelle: BFE (2018), Pöyry (2017).

verkürzt sich die Phase der Verlustjahre, aber es zeichnet sich ab, dass sowohl Laufwasser- als auch Speicherkraftwerke ohne neue zusätzliche Ertragsmöglichkeiten bei gleichbleibenden Kosten noch etliche Jahre in der Verlustzone verharren werden und folglich keine angemessene Eigenkapitalrendite erwirtschaften werden können.

4. Folgerungen und Ausblick

Dank der Datenerhebung kann der durchschnittliche jährliche Bedarf an Investitionen in den Substanzerhalt der Schweizer Wasserkraft erstmals abgeschätzt werden. Er bettet sich plausibel in den durch die Top-down-Ansätze der Buchwert- und Wiederbeschaffungswertmethode abgesteckten Bereich ein und liegt bei rund CHF 200 Mio. für Laufwasser- und CHF 280 Mio. für Speicherkraftwerke. Insgesamt sind pro Jahr durchschnittlich also CHF 480 Mio. Ersatzinvestitionen in die Wasserkraft notwendig.

Eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft zeigt, dass bei gleichbleibenden Kosten die aktuell erwarteten Erträge am Markt und die Zusatzerträge durch Systemdienstleistungen bis mindestens in das Jahr 2025 nicht ausreichen werden, um eine ausreichende Eigenkapitalrendite zu erzielen. Deshalb ist davon auszugehen, dass in diesem Marktumfeld nur die dringendst notwendigen Ersatzinvestitionen in die Wasserkraft getätigt werden.

Die fehlenden Ersatzinvestitionen führen zu einem Verlust der Substanz der Schweizer Wasserkraftwerke und erhöhen damit das Risiko von Ausfällen, vor allem dann, wenn Anlagenteile, die altershalber ersetzt werden sollten, aus Kosten-Nutzen-Überlegungen nicht ersetzt werden. Wie sich die Ausfallrate und Ausfallmenge in Abhängigkeit von fehlenden Ersatzinvestitionen und über die Zeit entwickeln, kann nicht abgeschätzt werden.

Ein erhöhtes Ausfallrisiko führt über die Zeit unweigerlich zu einer Reduktion der Produktion. Dies wirkt sich einerseits negativ auf die Versorgungssicherheit der Schweiz aus und andererseits wird es noch schwieriger, die Richtwerte des Energiegesetzes zur Produktion aus Wasserkraft zu erreichen, was das Gelingen der Energiestrategie 2050 gefährdet.

Um dieser Entwicklung entgegen zu halten, sind die Rahmenbedingungen so anzupassen, dass ein Zerfall der Substanz der Schweizer Wasserkraft in wirtschaftlich schwierigen Zeiten verhindert werden kann. Hier sind die Politik, Gesellschaft und Wirtschaft in der Verantwortung, die mit ihrem Ja zur Energiestrategie auch ein Zeichen zugunsten einer starken inländischen und erneuerbaren Wasserkraftproduktion gesetzt haben und nun gefordert sind, auch die entsprechenden Taten folgen zu lassen.

Das Investitionsumfeld hat sich in den vergangenen Jahren stark verändert. Mit der (Teil-)marktöffnung können nicht mehr sämtliche Kosten dem Endkunden weitergereicht werden. Deshalb orientieren sich dem Markt unterliegende Produzenten an betriebswirtschaftlichen Grundsätzen. Folglich werden sie ihre begrenzten finanziellen Mittel gezielt in Projekte mit einem aus Firmensicht optimalen Rendite-Risiko-Profil einsetzen. Die Gefahr ist nicht zu unterschätzen, dass aufgrund der langen Investitions- und Abschreibungszyklen von Wasserkraftwerken ein Unternehmen unter rational ökonomischen Gesichtspunkten nicht (mehr) um jeden Preis in die Wasserkraft investieren wird.

Danksagung

Der Autor bedankt sich bei *Guido Conrad* und *René Trächslin* (beide KHR) für die detaillierte Zahlenbasis und das aufschlussreiche Gespräch zum Kraftwerk Hinterrhein, bei der Expertengruppe bestehend aus *Silvia Banfi* (ewz), *Oliver Hugi* (Axpo), *Amédée Murisier* (Alpiq), *Sylvia Savary* (FMV) und *Andreas Stettler* (BKW) für die Bereitstellung der Daten und die fachliche Unterstützung bei der Erstellung dieses Artikels sowie bei *Roger Pfammatter* (SWV) für die kritische Durchsicht und Ergänzungen am Manuskript.

Literatur

Becker, W., Lutz, S., Back, C. (2011): Gabler Kompaktlexikon Modernes Rechnungswesen, Gabler Verlag.

BFE (2012): Wasserkraftpotenzial der Schweiz – Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.

BFE (2018): Rentabilität der Schweizer Wasserkraft – Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag der UREK-N.

CEPE (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Im Auftrag des BFE.

CEPE (2018): Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft – Aktualisierung 2017. Im Auftrag des BFE.

ElCom (2017a): 16.035 – UREK-N: Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2.

ElCom (2017b): System Adequacy 2020 – Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2020.

ETHZ (2017): Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. Forschungsstelle Energienetze ETHZ und Universität Basel Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung. Im Auftrag des BFE.

Frontier Economics (2017): Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020. Im Auftrag des BFE.

Pfammatter, R., Piot, M. (2016): Der Wasserzins – Reformbedarf im neuen Marktumfeld. «Wasser Energie Luft» 3/2016, Seite 173–180.

Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz. WasserWirtschaft 1/2017.

PLEF (2018): Generation Adequacy Assessment. Pentalateral Energy Forum Support Group 2.

Pöyry (2017): Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse. Im Auftrag des BFE.

SWV (1949): Führer durch die schweizerische Wasser- und Elektrizitätswirtschaft, Verbandsschrift Nr. 27 des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes.

swiss economics (2017): Umgang mit bestehenden Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz. swiss economics, Universität Freiburg, Ecofys. Im Auftrag des BFE.

WASTA (2017): Statistik der Wasserkraftanlagen. BFE.

Anschrift des Verfassers

Michel Piot, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3a, 5401 Baden, michel.piot@swv.ch