



7. August 2014

13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Rentabilität der bestehenden Wasserkraft

Bericht zuhanden der UREK-N

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	3
2. Datenbasis	3
3. Generelle Auswertung der Daten	4
4. Analyse der Kostenkomponenten	7
5. Instrumente zur Unterstützung bestehender Wasserkraft.....	9
5.1. Bundesdarlehen	9
5.2. Bürgschaften	10
5.3. Wasserzinsen	10
6. Rechtliche Beurteilung	10

1. Ausgangslage

Angesichts der aktuell schwierigen Lage für Kraftwerksanlagen auf dem europäischen Strommarkt, hat die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) dem Bundesamt für Energie (BFE) am 27. Mai den Auftrag erteilt, die Rentabilität bestehender Wasserkraftwerke zu untersuchen. Die vorliegende Auswertung dient als Grundlage, um über allfällige Unterstützungsmassnahmen für bestehende unrentable Wasserkraftwerke zu entscheiden. Die Daten für die Auswertung haben Kraftwerksbetreiber und Kantone dem BFE vertraulich zur Verfügung gestellt. Das BFE hat diese Daten anonymisiert, so dass sich keine Rückschlüsse auf einzelne Werke bzw. Werkbetreiber ziehen lassen.

2. Datenbasis

Der von den Betreibern und den Kantonen zur Verfügung gestellte Datensatz umfasst insgesamt 58 Kraftwerksanlagen (34 Laufwasserkraftwerke, 19 Speicherkraftwerke und 5 Pumpspeicherkraftwerke) und deckt 23'108 GWh oder rund 65% der Schweizer Wasserkraftproduktion sowie 10'400 MW oder rund 75% der installierten Wasserkraftleistung ab. Im Datensatz nicht enthalten sind Kleinwasserkraftwerke, die über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert werden.

Die Daten wurden für die Geschäftsjahre 2011 bis 2013 geliefert. Da keine längere Zeitreihe verfügbar ist, kann die Kostenentwicklung auch nicht über eine längere Zeit analysiert werden. Daher ist es auch nicht möglich, Effekte sichtbar zu machen, die aufgrund ausserordentlicher Abschreibungen oder der Wasserverfügbarkeit auftreten.

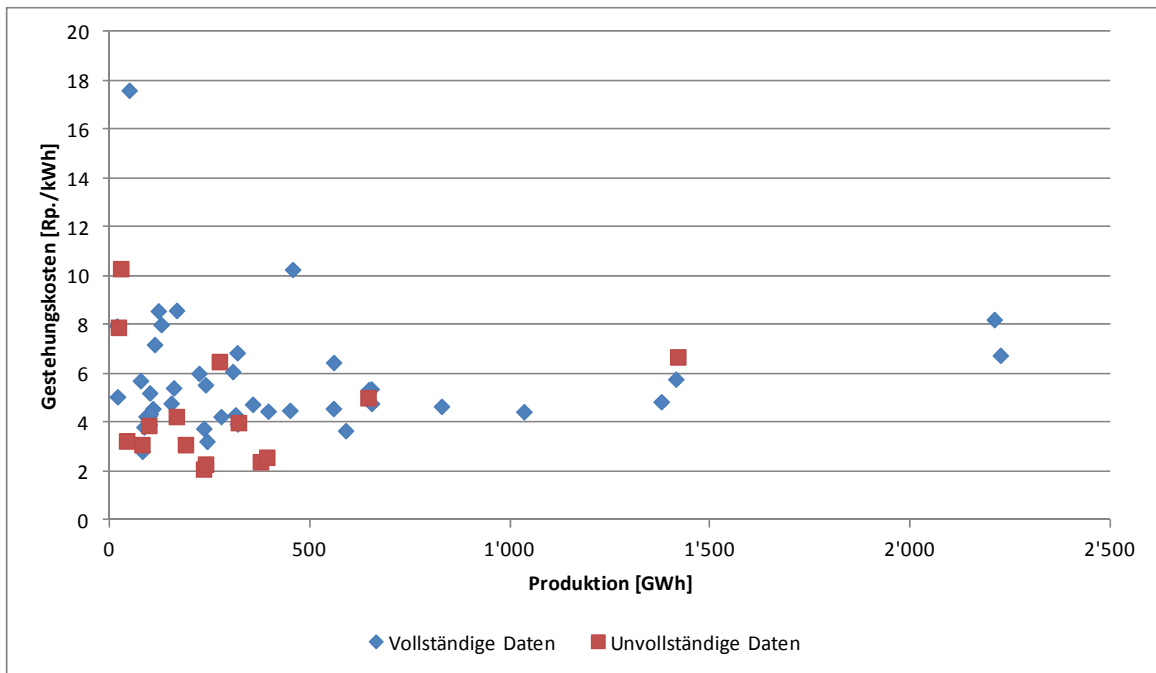
Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die Abdeckung der Datengrundlage nach den einzelnen Kantonen. Die wasserkraftstärksten Kantone Wallis und Graubünden sind mit einem Anteil von über 81% bzw. 71% an der gesamten Produktionserwartung vertreten.

Kanton	Produktionserwartung aller Anlagen gemäss WASTA (GWh)	Produktionserwartung (GWh) der im Datensatz verfügbaren Anlagen	Abdeckung im Datensatz in %
VS	9'618	7'777	81%
GR	7'784	5'525	71%
TI	3'543	2'161	61%
BE	3'322	2'791	84%
AG	3'175	2'104	66%
GL	933	456	49%
GE, OW, SG, SH, SO, SZ, VD, ZH	4'283	2'294	54%
AI, AR, BL, BS, FR, JU, LU, NE, NW, TG, UR, ZG	3'255	0	0%
ALLE	35'912.57	23'108	64%

Tabelle 1 Aufteilung der erhaltenen Daten auf die Kantone

Die Kraftwerksbetreiber und Kantone haben die Daten zu den Wasserkraftwerken unterschiedlich detailliert zur Verfügung gestellt. Für 43 Anlagen liegen Angaben über die detaillierte Kostenstruktur vor, während von den restlichen Anlagen nur Angaben zur Höhe der Gestehungskosten geliefert worden sind.

Die Grafik 1 zeigt die Gestehungskosten pro produzierter Strommenge. Sie sind aufgeschlüsselt nach Anlagen, bei denen die ökonomischen Daten detailliert vorliegen (blau) und von jenen, bei denen nur unvollständige ökonomische Daten geliefert worden sind (rot). Zwei Drittel der untersuchten Kraftwerke weisen Gestehungskosten von weniger als 6 Rp./kWh aus.



Grafik 1 Gestehungskosten der untersuchten Kraftwerke

3. Generelle Auswertung der Daten

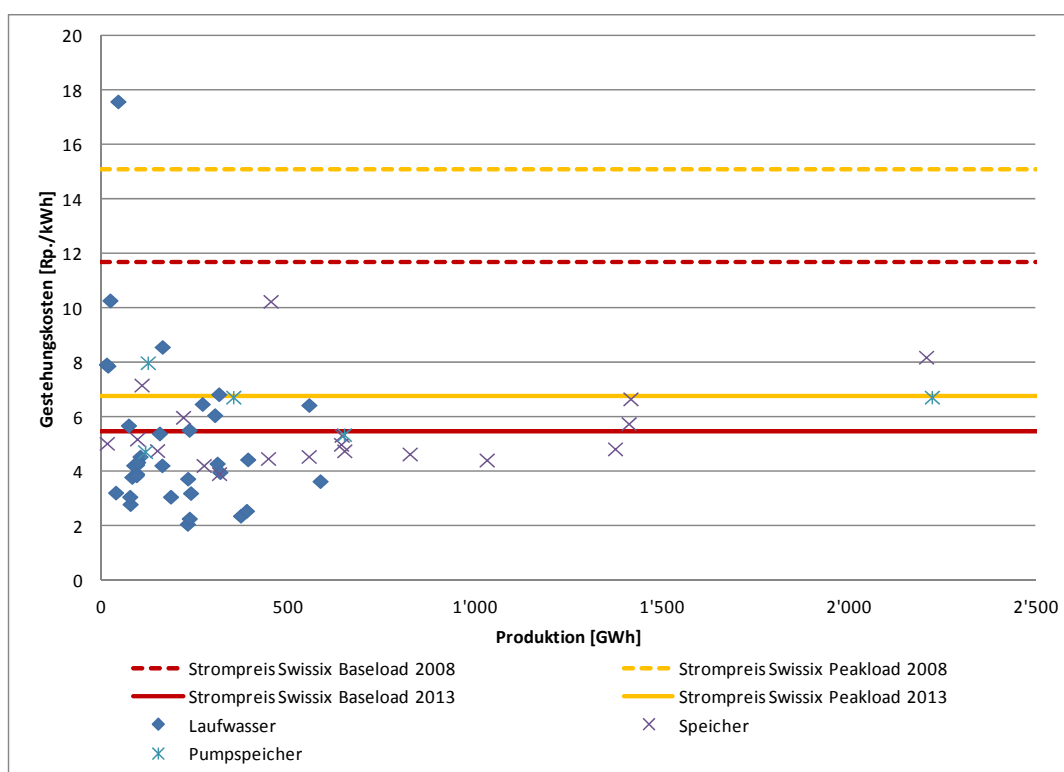
Die Auswertung der Daten ergibt folgendes Bild:

- Die Gestehungskosten der untersuchten Produktionsanlagen variieren zwischen 2,1 Rp./kWh und 17,6 Rp./kWh.
- Der gewichtete Durchschnitt der Gestehungskosten aller Anlagen beträgt 5,6 Rp./kWh. Dieser Wert liegt im Bereich des Preises für Bandenergie an der Swissix im Jahr 2013 (4,5 €cts/kWh bzw. rund 5,5 Rp./kWh).
- Im Durchschnitt haben Laufwasserkraftwerke die tiefsten Gestehungskosten (4,5 Rp./kWh), Pumpspeicherkraftwerke mit 6,4 Rp./kWh die höchsten, insbesondere aufgrund der Energieeinkaufskosten. Dieser Wert liegt im Bereich des Preises für Spitzenenergie an der Swissix im Jahr 2013 (5,5 €cts/kWh bzw. rund 6,8 Rp./kWh).
- Im Durchschnitt ist zur Zeit damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich.

<i>in Rp./kWh</i>	<i>Alle</i>	<i>Laufwasser</i>	<i>Speicher</i>	<i>Pumpspeicher</i>
Gewichteter Durchschnitt	5,6	4,5	5,9	6,4
Minimum	2,1	2,1	3,9	4,8
Maximum	17,6	17,6	10,3	8,6

Tabelle 2 Gestehungskosten nach Anlagenart

Die Grafik 2 zeigt, wie unterschiedlich hoch die Gestehungskosten der verschiedenen Anlagen sind. Zu den Anlagen mit den höchsten Gestehungskosten zählen kleinere Laufwasserkraftwerke, deren Kosten weit über dem aktuellen Marktpreis liegen. Ebenfalls verzeichnen einige Speicher- und Pumpspeichieranlagen Gestehungskosten über den aktuellen Marktpreisen.

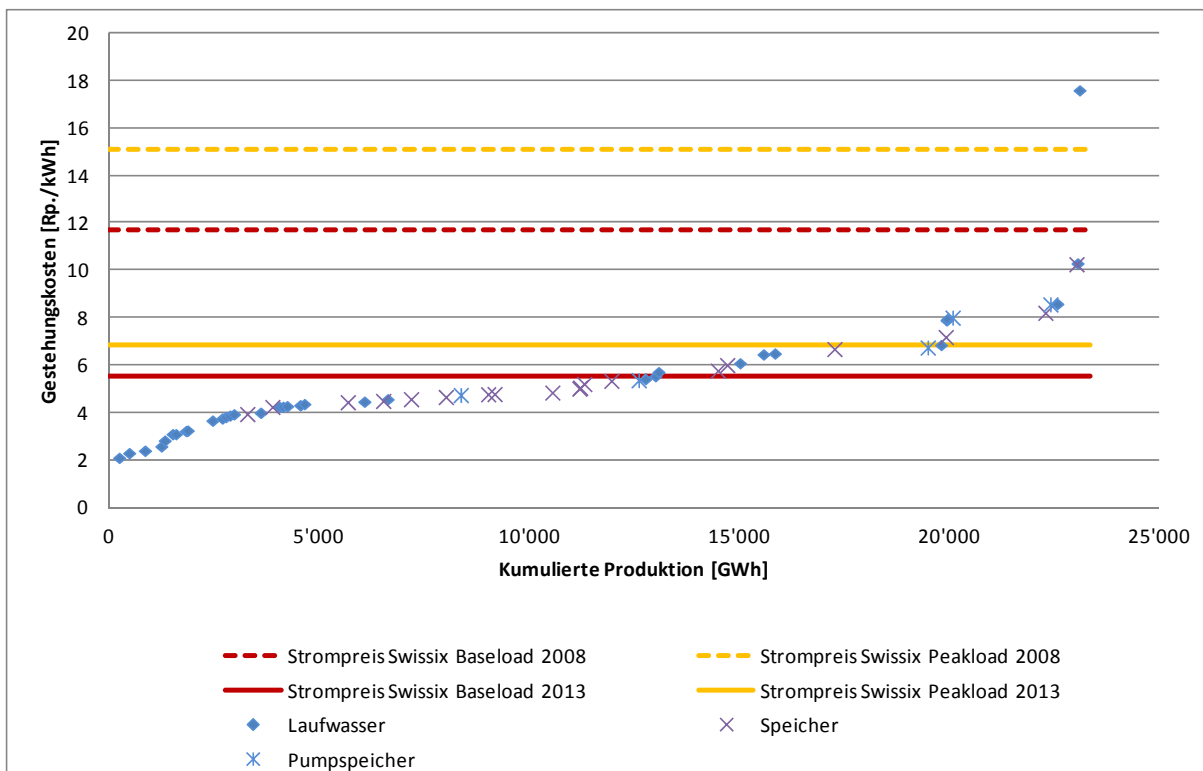


Grafik 2 Die Gestehungskosten im Vergleich mit aktuellen Marktpreisen und jenen aus 2008

Wie in Grafik 3 dargelegt, produziert mehr als die Hälfte der untersuchten Wasserkraftwerke mit Gestehungskosten, die unter den aktuellen Marktpreisen liegen. Ein kostendeckender Betrieb, bei dem der Strom am Grosshandelsmarkt vermarktet wird, ist daher möglich.

Allerdings sind nicht alle Kraftwerke gleichermaßen den Spotmarktpreisen ausgesetzt. So sind die Verbraucher mit weniger als 100 MWh Verbrauch pro Jahr nicht marktberechtigt und beziehen den Strom zu Gestehungskosten einer effizienten Produktion (gemäss Art. 4 der Verordnung zum Stromversorgungsgesetz, StromVV). Dies entspricht rund 50% des Schweizer Verbrauchs. Das bedeutet auch, dass Kraftwerke mit Endverbraucher in der Grundversorgung ihren Strom zu Gestehungskosten verkaufen können, auch wenn der Marktpreis tiefer ist als die Gestehungskosten der Anlage. Das

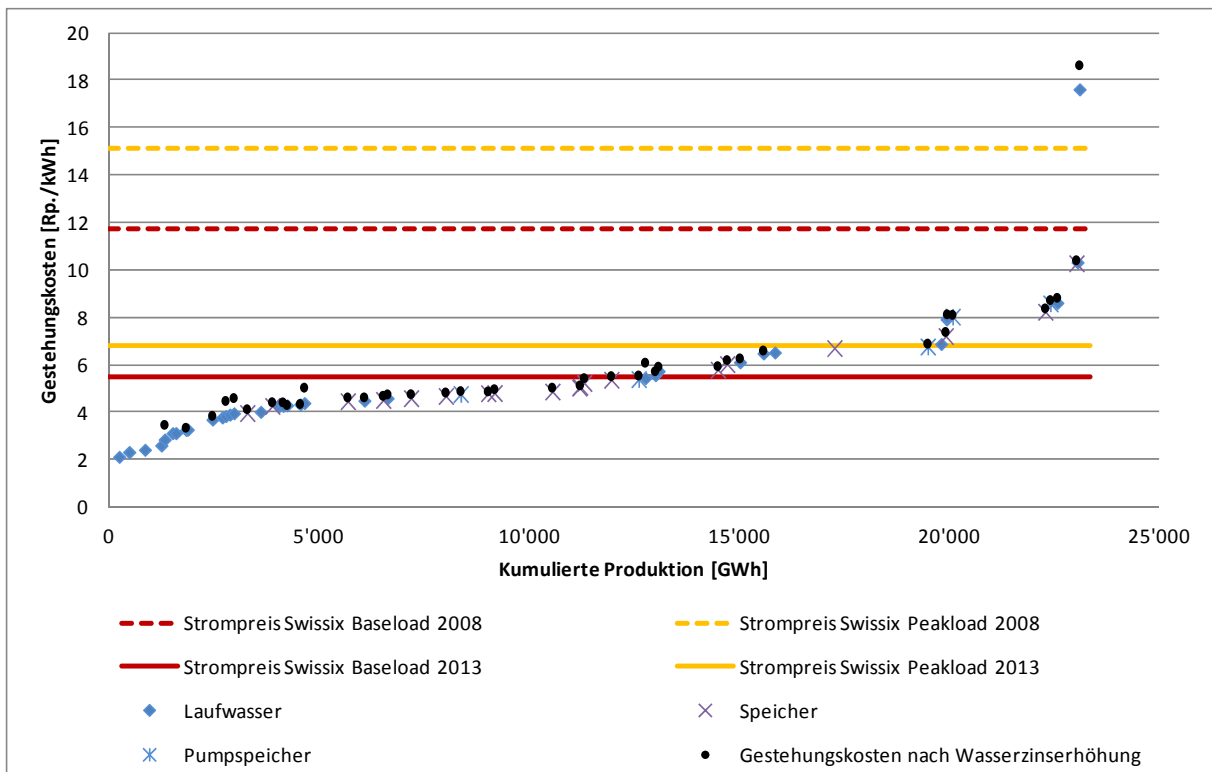
Kraftwerk kann also kostendeckend produzieren, unter der Bedingung, dass seine Produktion effizient ist (gemäss Art. 4 StromVV).



Grafik 3 Gestehungskosten relativ zur kumulierten Produktion

Das Wasserrechtsgesetz sieht vor, dass die Kantone ab 2015 die Wasserzinsen erhöhen können, von heute 100 Fr./kW Bruttoleistung auf 110 Fr./kW Bruttoleistung. Dies wird die Gestehungskosten erhöhen und möglicherweise mehr Anlagen in die Verlustzone bringen – je nach dem, wie sich die Grosshandelspreise entwickeln.

Die zu erwartenden Mehrkosten im Vergleich zu den gesamten Gestehungskosten sind allerdings relativ gering. In der Grafik 4 werden die Gestehungskosten derjenigen Anlagen dargestellt, welche die Kosten für die Wasserzinsen angegeben haben. Es gilt die Annahme, dass die Kantone das Maximum ausschöpfen und den Erhöhungsschritt bei den Wasserzinsen von 100 Fr./kW Bruttoleistung auf 110 Fr./kW Bruttoleistung vollziehen werden.

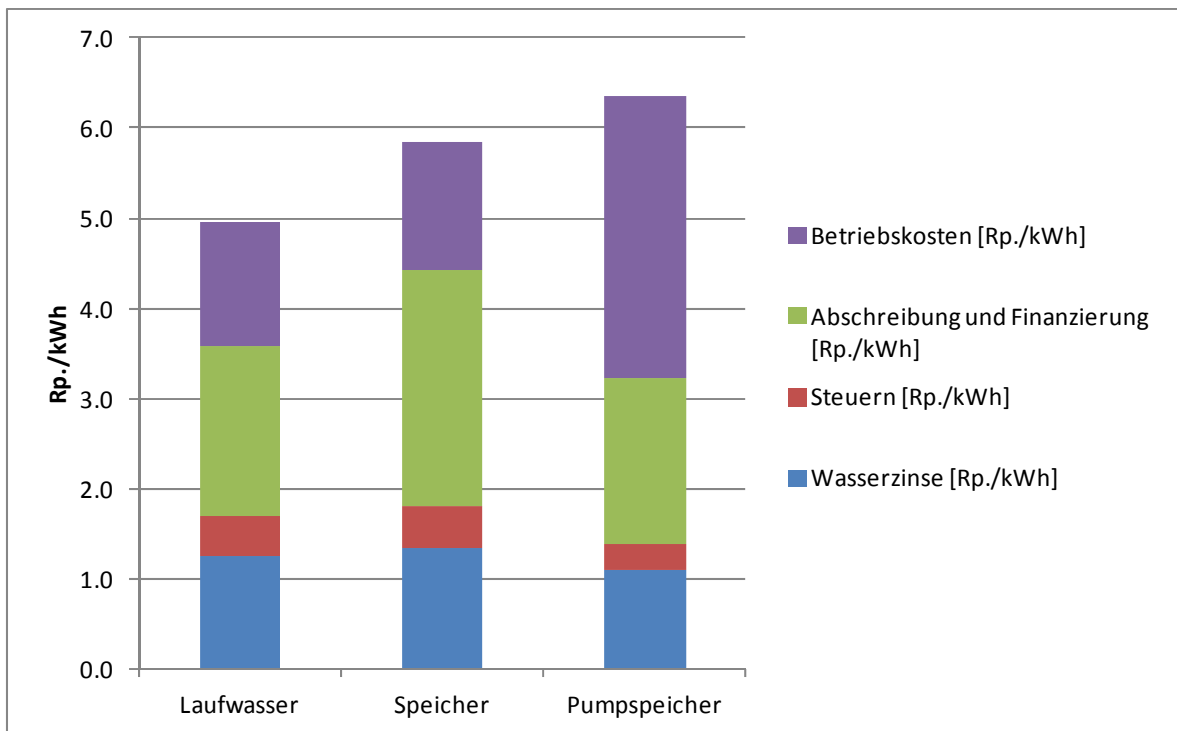


Grafik 4 Gesteuerungskosten relativ zur kumulierten Produktion nach der Erhöhung der Wasserzinsen 2015

4. Analyse der Kostenkomponenten

In Grafik 5 sind die produktionsgewichteten Gesteuerungskosten nach Wasserkrafttyp und Kostenart für die 43 Anlagen (entspricht rund 50% der Jahresproduktion aus Wasserkraft) abgebildet, bei denen detaillierte Kostendaten vorhanden sind. Dabei handelt es sich um Durchschnittswerte der Jahre 2011 bis 2013.

Es wird ersichtlich, dass die Kapitalkosten mit Abschreibungen und Finanzierungsaufwand für Eigen- und Fremdkapital bei den Laufwasser und Speicheranlagen den höchsten Anteil ausmachen (rund 2,4 Rp./kWh). Ein weiterer grosser Kostenblock mit rund 1,3 Rp./kWh stellen die Wasserzinsen dar. Aufgrund der Pumpenergie weisen die Pumpspeicherkraftwerke hohe Betriebskosten auf. Die Overheadkosten sowie die Kosten für das Asset Management und die Energievermarktung fliessen in die Berechnungen nicht ein.

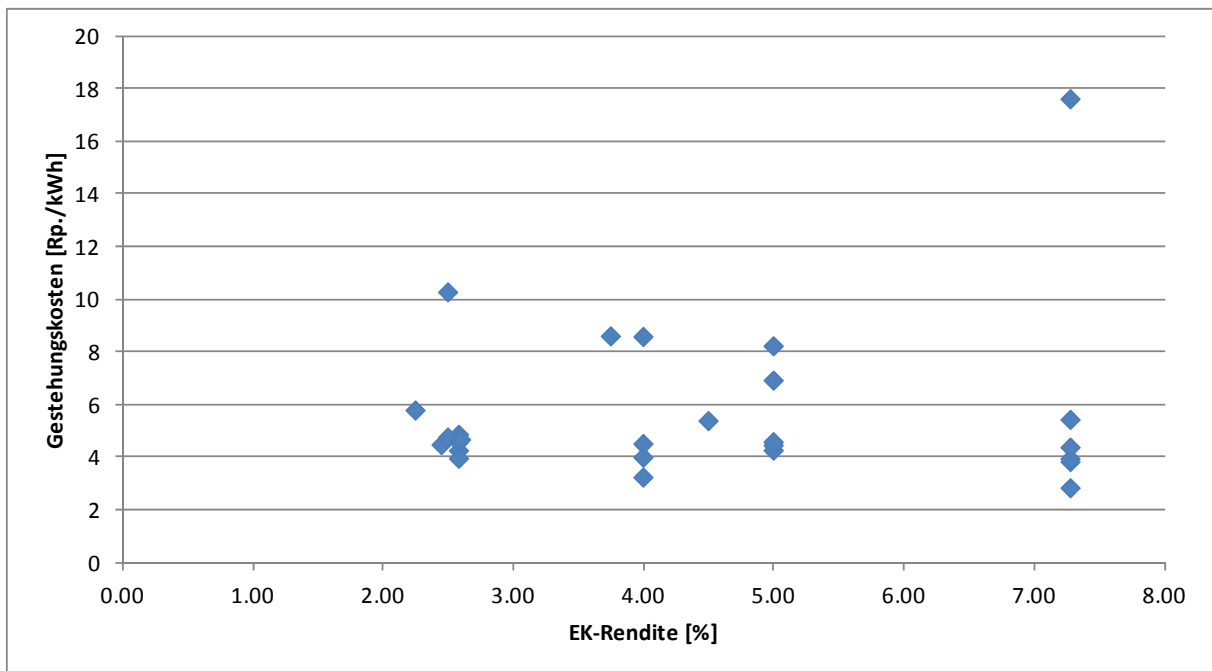


Grafik 5 Produktionsgewichtete Gestehungskosten nach Wasserkrafttyp und Kostenart (43 Anlagen)

Ein Vergleich der Eigenkapitalkosten zeigt, dass hier grosse Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen bestehen. Auffällig ist, dass die Eigenkapitalrendite von Partnerwerken deutlich tiefer ist als von Anlagen, welche in einem Stromkonzern integriert sind. So beträgt der durchschnittliche Eigenkapitalzins der untersuchten Partnerwerke 3,5%, während der Eigenkapitalzinssatz von integrierten Unternehmen bei 6,95% liegt. Eine Erklärung dafür könnte sein, dass die Partner als Aktionäre der Anlagen an günstigen Strombezugskonditionen interessiert sind, um den Strom möglichst gewinnbringend weitervermarkten zu können und deshalb die Dividenden tief halten.

Aus dem Datensample ist zudem ersichtlich, dass einige Partnerwerke in den letzten Jahren die Eigenkapitalrendite reduziert haben. Bei den 30 Kraftwerken mit einer Jahresproduktion im Jahr 2012 von 16,1 TWh (40% der totalen Produktion aus Wasserkraft), bei denen Rückschlüsse auf die Dividendenausschüttung gemacht werden können, betragen diese im Jahr 2012 67 Millionen Franken, respektive 0.41 Rp./kWh oder 6.1% der Gestehungskosten.

Zwischen der Eigenkapitalrendite und den Gestehungskosten ist kein statistischer Zusammenhang erkennbar (siehe Grafik 6). Der Korrelationskoeffizient beträgt lediglich 0.12.



Grafik 6 Es ist kein statistischer Zusammenhang zwischen Eigenkapitalrendite und Gestehungskosten feststellbar.

Auch die durchschnittlichen Fremdkapitalzinsen sind bei Partnerwerken tiefer (2% gegenüber 3% bei Anlagen, die in einen Konzern integriert sind). Der durchschnittliche Fremdkapitalzins liegt für die untersuchten Anlagen bei 2,24%.

Unter der Annahme eines durchschnittlichen Eigenkapitalanteils von 40%, ergäbe dies einen WACC von 3,1% (für Partnerwerke 2,6% und 4,56% für in Konzerne integrierte Produzenten).

5. Instrumente zur Unterstützung bestehender Wasserkraft

Die Auswahl von Instrumenten, mit denen unrentable Kraftwerke in die Wirtschaftlichkeit geführt werden könnten, ist beschränkt. Kapitalkosten und Wasserzinsen sind grosse Kostenblöcke. Zu prüfen wären demnach Bundesdarlehen oder Bürgschaften sowie die Reduktion der Wasserzinsen. Dabei gelten dieselben Vorgaben, wie für die allfällige Förderung eines Zubaus der Grosswasserkraft: Einzelfallprüfung sowie zeitlich limitierte Unterstützung.

5.1. Bundesdarlehen

Die Gewährung von Darlehen würde eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung erfordern, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt.

Kosten/Nutzen

- Kapitalkosten machen einen wesentlichen Teil der Gestehungskosten von Wasserkraftwerken aus. Zinsgünstige Bundesdarlehen würden die Kapitalkosten und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke reduzieren.

Finanzierung

- Bei einem Darlehen fliesst Geld aus dem Bundeshaushalt, das nach Ablauf der Laufzeit vollumfänglich vom Schuldner zurückbezahlt wird. Zum Zeitpunkt des Mittelabflusses wird es jedoch

vollumfänglich der Finanzrechnung belastet, unterliegt somit den Vorgaben der Schuldenbremse und engt den finanzpolitischen Handlungsspielraum für die Aufgabenerfüllung in anderen Bereichen entsprechend ein.

- Sollte der Schuldner seinen Verpflichtungen gegenüber dem Bund nicht mehr nachkommen können, muss der Bund den Ausfall tragen und eine entsprechende Wertberichtigung in der Erfolgsrechnung vornehmen.
- Darlehen des Bundes werden in den Bilanzen der Subventionsempfänger als Fremdkapital geführt. Die damit verbundene Zunahme der Unternehmensverschuldung kann dazu führen, dass die Kreditwürdigkeit der betreffenden Unternehmen beeinträchtigt und deren Refinanzierungskosten steigen werden.

5.2. Bürgschaften

Die Gewährung von Bürgschaften würde eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung erfordern, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt.

Kosten/Nutzen

- Die Übernahme von Bürgschaftsverpflichtungen durch den Bund würde es den Kraftwerkseignern ermöglichen, die Kapitalkosten eines unrentablen Kraftwerks zu reduzieren und dessen Wirtschaftlichkeit damit zu verbessern.
- Es ist davon auszugehen, dass die Finanzierungskosten bei der Übernahme von Bürgschaften durch den Bund annähernd auf das Niveau von verzinslichen Bundesobligationen (2%) sinken würden.
- Wie stark dies die Finanzierungskosten der Unternehmen im Einzelfall senken würde, hängt von den Bedingungen ab, zu denen diese sich am Kapitalmarkt finanzieren können.

Finanzierung

- Anlässlich einer Bürgschaft fließt kein Geld aus dem Bundeshaushalt. Sie beeinflusst demnach den finanzpolitischen Handlungsspielraum gemäss Schuldenbremse nicht.
- Sollte der Schuldner seinen Verpflichtungen gegenüber dem Kreditgeber nicht mehr nachkommen können, springt der Bund ein. Er finanziert allfällige Ausfälle über den allgemeinen Bundeshaushalt. In diesem Fall kommt die Schuldenbremse zum Tragen.

5.3. Wasserzinsen

Für eine Reduktion des Maximalsatzes der Wasserzinsen müsste das Wasserrechtsgesetz (WRG) angepasst werden. Aus wettbewerblicher Sicht problematisch wäre, wenn alle Wasserkraftwerksbetreiber von günstigeren Wasserzinsen profitieren würden (Giesskanne) und nicht nur die nachgewiesenen unrentablen Kraftwerke. Aus rechtlicher Sicht hingegen ist eine Reduktion des Wasserzinses, die nicht für alle Kraftwerksbetreiber gilt, sondern beschränkt ist auf jene, deren Anlagen eine unzureichende Rentabilität aufweisen, mit Blick auf die Wirtschaftsfreiheit unzulässig (da wettbewerbsverzerrend, vgl. auch Ziff. 6).

6. Rechtliche Beurteilung

Für die Gewährung von Finanzhilfen müsste eine Rechtsgrundlage im E-EnG geschaffen werden, welche ihrerseits verfassungsmässig sein muss.

Zwar soll der Bund nach Art. 89 Abs. 3 BV nur die *Entwicklung* von Energietechniken fördern, nicht auch deren Anwendung. Gleichzeitig enthält jedoch Art. 89 Abs. 2 BV eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz des Bundes im Bereich der Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien. Diese Grundsatzgesetzgebungskompetenz berechtigt den Bund nicht nur dazu, Grundsätze vorzusehen sondern auch dazu, punktuell detaillierte und vertiefte Regelungen zu erlassen. In dem Rahmen, als ihm der Erlass materieller Regelungen zusteht, ist er denn auch berechtigt, finanzielle Unterstützungen vorzusehen und deren Rahmenbedingungen und Voraussetzungen zu regeln. Insofern dürfte die Kompetenz des Bundes, Massnahmen zur Unterstützung der Stromproduktion aus Wasserkraft vorzusehen, zu bejahen sein. Allerdings dürfte hier zumindest eine gewisse Zurückhaltung geboten sein angesichts der beschränkten Förderkompetenz in Art. 89 Abs. 3 BV, die eine Förderung der reinen Anwendung von Produktionstechniken (also eine Förderung über das eigentliche Entwicklungsstadium hinaus), gerade *nicht* vorsieht.

Darüber hinaus müsste bei der konkreten Ausgestaltung der Unterstützungsmassnahme darauf geachtet werden, dass die Massnahme weder dem Gleichbehandlungsgebot noch der Wirtschaftsfreiheit – namentlich dem Gebot der Wettbewerbsneutralität – widerspricht. *Eingriffe sind im Grundsatz unerwünscht, die nicht energiepolitisch, sondern wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motiviert sind.* Ein System, von dem von vornherein nur einzelne Unternehmen profitieren könnten, wäre unter diesen Gesichtspunkten als verfassungswidrig zu werten. Mit Unterstützungsmassnahmen, die nicht für eine Technologie (resp. Betrieb, Ausbau, Neubau von entsprechenden Anlagen) als solche notwendig sind, sondern nur, wie hier, für einzelne Unternehmen aufgrund von deren individueller finanzieller Lage, dürfte der Rahmen des rechtlich Zulässigen klar überschritten werden.

Bei Erlassänderungen gilt es schliesslich mit Blick auf ein mögliches Energieabkommen mit der EU zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die nicht mit denjenigen der EU vereinbar sind. Bei den Massnahmen nach 5.1.-5.3. dürfte es sich ab einer gewissen Höhe zweifelsohne um eine staatliche Beihilfe im Sinne des EU-Rechts handeln. Eine staatliche Beihilfe ist zwar nicht in jedem Fall unzulässig. Vorsicht ist jedoch immer dann geboten, wenn eine Massnahme wirtschaftspolitisch motiviert ist: Solche Beihilfen sind europarechtlich grundsätzlich unzulässig. Es gilt hier zu beachten, dass unzulässige Beihilfen nach EU-Recht zurückbezahlt werden müssen.