



18. Mai 2015

13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

---

# **Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung**

## **Bericht zuhanden der UREK-S**

---



## Inhalt

Zusammenfassung .....	4
1. Ausgangslage .....	7
2. Wie hoch ist der Finanzbedarf? .....	9
3. Rahmenbedingungen .....	10
3.1. Ziel: Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion aus der Wasserkraft .....	10
3.2. Kriterien für die Unterstützung von bestehenden Wasserkraftwerken .....	10
3.3. Rechtliche Grundlagen .....	10
4. Unterstützungsvorschlag des BFE für bestehende Grosswasserkraft (>10 MW): Finanzierung über Netzzuschlagsfonds .....	12
5. Weitere geprüfte Finanzierungsformen für die Unterstützung .....	17
5.1. Ordentlicher Bundeshaushalt .....	17
5.2. CO <sub>2</sub> -Kompensationspflicht Treibstoffimporteure .....	17
5.3. CO <sub>2</sub> -Abgabe auf fossile Brennstoffe .....	18
5.4. Mehrwertsteuer .....	18
6. Würdigung der im Anhang aufgeführten Unterstützungsmassnahmen aus Sicht des Bundes .....	18
7. Übersicht der Massnahmen (ohne Vorschlag BFE) .....	20
Anhang .....	25
Finanzielle Unterstützungsmassnahmen .....	25
1. Wasserkrafttrappen .....	25
1.1. Wirkung .....	25
1.2. Finanzierung .....	25
1.3. Umsetzung .....	25
1.4. Rechtliche Beurteilung .....	26
2. Unterstützung mittels Einspeiseprämie (Differenzkostenentschädigung) .....	26
2.1. Wirkung .....	26
2.2. Finanzierung .....	26
2.3. Umsetzung .....	27
2.4. Rechtliche Beurteilung .....	27
3. Teilzweckbindung des Netzzuschlags für Wasserkraftstrom .....	28
3.1. Wirkung .....	28
3.2. Finanzierung .....	28
3.3. Umsetzung .....	29
3.4. Rechtliche Beurteilung .....	29
4. Quotenmodell für Zubau und bestehende Wasserkraft anstelle KEV .....	29
4.1. Wirkung .....	29
4.2. Finanzierung .....	30
4.3. Umsetzung .....	30
4.4. Rechtliche Beurteilung .....	30
5. Bundesdarlehen/Bürgschaften .....	31
5.1. Wirkung .....	31
5.2. Finanzierung .....	31
5.3. Umsetzung .....	32
5.4. Rechtliche Beurteilung .....	32
6. Beiträge aus der CO <sub>2</sub> -Abgabe .....	32
6.1. Wirkung .....	33
6.2. Umsetzung .....	33
6.3. Rechtliche Beurteilung .....	34
7. Kompensationspflicht Treibstoffimporteure .....	34
7.1. Wirkung .....	35
7.2. Finanzierung .....	35
7.3. Umsetzung .....	35
7.4. Rechtliche Beurteilung .....	35



8. Finanzierung über die Mehrwertsteuer .....	36
8.1. Finanzierung.....	37
8.2. Wirkung .....	37
8.3. Umsetzung .....	37
8.4. Rechtliche Beurteilung .....	37
Generelle Entlastungsmassnahmen .....	37
9. Reduktion der Wasserzinsen .....	37
9.1. Wirkung .....	38
9.2. Finanzierung.....	38
9.3. Umsetzung .....	39
9.4. Rechtliche Beurteilung .....	39
10. Kein Netzzuschlag auf Anteil des Stroms aus einheimischer Wasserkraft.....	39
10.1. Wirkung .....	40
10.2. Finanzierung.....	40
10.3. Umsetzung .....	40
10.4. Rechtliche Beurteilung .....	40
11. Zweckgesellschaft für unrentable Wasserkraftwerke.....	41
11.1. Wirkung .....	41
11.2. Finanzierung.....	42
11.3. Umsetzung .....	42
11.4. Rechtliche Beurteilung .....	42
12. Bund finanziert Pumpspeicherwerke – Swissgrid betreibt diese .....	43
12.1. Wirkung .....	43
12.2. Finanzierung.....	43
12.3. Umsetzung .....	43
12.4. Rechtliche Beurteilung .....	44
13. Vollständige Marktöffnung auf 2019 verschieben .....	44
13.1. Wirkung .....	44
13.2. Finanzierung.....	45
13.3. Umsetzung .....	45
13.4. Rechtliche Beurteilung .....	45
14. EVU müssen Strom zu Gestehungskosten einkaufen .....	45
14.1. Wirkung .....	46
14.2. Finanzierung.....	46
14.3. Umsetzung .....	46
14.4. Rechtliche Beurteilung .....	46
15. Differenzierte Stromabgabe .....	46
15.1. Wirkung .....	47
15.2. Finanzierung.....	47
15.3. Umsetzung .....	48
15.4. Rechtliche Beurteilung .....	48

---



## Zusammenfassung

Die ständerätliche Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK-S) hat an ihrer Sitzung vom 1. April 2015 das Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, materiell Massnahmen zu prüfen, mit denen die bestehende Wasserkraft unterstützt werden kann. Dies vor dem Hintergrund der schwierigen Rahmenbedingungen auf dem internationalen Strommarkt. Dieser ist aus unterschiedlichen Gründen durch tiefe Strompreise geprägt, was entsprechend auf die Erträge der hiesigen Wasserkraft drückt. Die Branche beklagt, dass aktuell ein Grossteil der Wasserkraftwerke den Strom zu Gestehungskosten produziert, die über den Grosshandelspreisen an den europäischen Strombörsen liegen.

Es besteht jedoch kein klares Bild darüber, wie hoch der Unterstützungsbedarf bei der Wasserkraft ist. Die Gestehungskosten von Wasserkraftwerken unterscheiden sich je nach Art, Standort und Alter des Werkes erheblich. Hinzu kommt eine komplexe Branchenstruktur, innerhalb der es schwierig ist, die Gestehungskosten kraftwerkscharf auszuweisen, was auch Branchenexperten in Gesprächen bestätigen. Entsprechend stehen Forderungen aus der Branche und der Politik im Raum, die zwischen 300 Mio. bis maximal 1 Mrd. Fr. variieren, die jährlich fehlen. Soll die bestehende Grosswasserkraft unterstützt werden, muss u.a. ein Grundsatzentscheid gefällt werden, wie hoch eine solche jährliche finanzielle Unterstützung ausfallen soll.

Das BFE beurteilt die Situation der Wasserkraft wie folgt:

- Die Wasserkraft ist ein wichtiges Standbein der Stromversorgung und nimmt auch künftig innerhalb der Energiestrategie 2050 (ES 2050) eine zentrale Stellung ein.
- Die ES 2050 ist langfristig ausgerichtet, die Ziele beim Zubau der Wasserkraft beispielsweise sollen bis 2035 erreicht werden. Über einen solch langen Planungshorizont ist mit Marktschwankungen zu rechnen, welche auch die Ertragsaussichten der Wasserkraft temporär positiv wie auch negativ beeinflussen können.
- Die Branche ist zweifelslos in einer schwierigen Marktsituation. Vor 2020 ist kaum mit einer Entspannung auf dem europäischen Strommarkt zu rechnen. Viele Anlagen sind bei den heutigen Strompreisen nicht in der Lage, ihre Fixkosten (Eigen- und Fremdkapitalkosten, Steuern, Abschreibungen, Wasserzinsen) vollständig zu decken. Hier sind aber in erster Linie die Eigentümer, nämlich die Kantone und die Gemeinden, gefordert, mit entsprechenden Massnahmen zur Entlastung der Werke beizutragen (Steuern, Eigenkapitalrendite, Wasserzinsen).
- Aus dem von der Branche dem BFE zur Verfügung gestellten Datensatz – dieser umfasst 65% der Gesamtproduktion der Schweizer Wasserkraft – ist ersichtlich, dass die meisten Wasserkraftbetreiber ihre Betriebskosten auch mit den gegenwärtig tiefen Marktpreisen decken können. Solange dies der Fall ist, muss keine Anlage aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden.
- Mit der bestehenden Branchenstruktur ist eine kosteneffiziente Stromproduktion kaum möglich. Eine Strukturbereinigung ist in jedem Fall angezeigt, um die heimische Wasserkraft für die Zukunft im internationalen Wettbewerb zu wappnen.
- Eine rasche Umsetzung von Unterstützungsmassnahmen zugunsten der bestehenden Grosswasserkraft ist aufgrund von nötigen Gesetzesanpassungen – auch innerhalb der ES 2050 – kaum vor 2017 machbar.
- Ziel einer möglichen Unterstützung der Grosswasserkraft ist die Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion.



Aus *finanzpolitischer Sicht* ist festzuhalten, dass direkte finanzielle Unterstützungsmassnahmen zugunsten der Grosswasserkraft durch den Bund nicht ohne Bezug zur Haushaltslage beurteilt werden können. Ein Blick auf die aktuelle Finanzlage des Bundes zeigt dabei, dass kein Spielraum für die Einführung zusätzlicher Subventionstatbestände vorhanden ist. Angesichts drohender Defizite von weit über einer Milliarde Franken pro Jahr ist vielmehr davon auszugehen, dass der Bundeshaushalt in den kommenden Jahren substantiell entlastet werden muss. Neue Ausgaben zugunsten der Grosswasserkraft könnten nur über zusätzliche Einsparungen in anderen Aufgabengebieten kompensiert werden. Dieses Problem kann auch nicht durch ein Ausweichen in den *ausserordentlichen Haushalt* umgangen werden. Ausserordentliche Massnahmen müssen gemäss Finanzhaushaltsgesetz (FHG) ebenfalls in- nert sechs Jahren durch zusätzliche Einsparungen im ordentlichen Haushalt kompensiert werden.

### **Rechtliche Perspektive**

Für die Gewährung von Finanzhilfen sind in rechtlicher Hinsicht folgende Eckwerte zu beachten:

- Jede neue Rechtsbestimmung muss sich auf eine hinreichende Verfassungsgrundlage stützen, hier stehen Art. 76 und 89, allenfalls auch Art. 74 BV, im Vordergrund.
- Gleichzeitig darf den gesetzlichen Bestimmungen keine andere verfassungsrechtliche Vorgabe entgegenstehen. Wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motivierte Eingriffe sind im Grundsatz unerwünscht und nur in Ausnahmefällen zulässig (vgl. Art. 103 BV). Das Gebot der Wettbewerbsneutralität, das Gleichbehandlungsgebot und das Prinzip der Verhältnismässigkeit sind in jedem Fall zu respektieren. Ein System, von dem von vornherein nur einzelne Unternehmen profitieren könnten, wäre als verfassungswidrig zu werten.
- Beim Erlass von Subventionsbestimmungen sind die mit dem Subventionsgesetz (SuG) geschaffenen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen (insbesondere zeitliche Befristung der Unterstützung sowie Beschränkung des Finanzierungsanteils des Bundes in Berücksichtigung der zumutbaren Eigenleistung und der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Empfängers).
- Mit Blick auf ein mögliches Energieabkommen mit der EU ist zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die nicht mit denjenigen der EU vereinbar sind. Welche Massnahme als erlaubte Umweltbeihilfe einzuschätzen ist und in welchen Fällen es sich um eine europarechtlich grundsätzlich unzulässige wirtschaftspolitisch motivierte Massnahme handelt, ist in jedem Einzelfall vertieft zu prüfen.
- Internationale Abkommen (WTO, GATT, Freihandelsabkommen) beinhalten die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung als Grundprinzip. Unzulässig ist damit jegliche Unterscheidung zwischen in- und ausländischem Strom.

### **Bedingungen der Unterstützung**

Das BFE hat eine Auslegordnung von Massnahmen für eine mögliche Unterstützung der Wasserkraft gemacht (vgl. Anhang ab Seite 25). In der Tabelle auf S. 20ff. sind die einzelnen Massnahmen aufgelistet und anhand eines Rasters nach ihrer Tauglichkeit bewertet.

Das Hauptziel der Unterstützungsleistung ist es, die Stromproduktion aus der bestehenden Wasserkraft aufrecht zu erhalten. Da die Grosswasserkraft rund 90% zur jährlichen Wasserkraftproduktion beiträgt, sollen gezielt einzelne Wasserkraftwerke ab 10 MW Leistung unterstützt werden, die ihre Kosten nicht decken können (kein Giesskannenprinzip). In erster Linie soll dabei der Weiterbetrieb – und nicht die Sanierung – garantiert werden. Basis sind die laufenden Betriebskosten des jeweiligen Wasserkraft-



werks. Im Einzelfall ist auch zu prüfen, ob dringend nötige Erneuerungsinvestitionen mitfinanziert werden müssen. Die Produktion für die Grundversorgung ist von der Unterstützung ausgenommen, da diese per Gesetz kostendeckend veräussert werden kann. Zudem wird erwartet, dass Kraftwerkseigentümer, Standortkantone, Privatinvestoren und Konsumenten (keine Befreiungsmöglichkeit für Grossverbraucher) im Sinne eines Solidaritätsbeitrags an die Schweizer Wasserkraft ebenfalls einen substantiellen Beitrag zur Unterstützung der Wasserkraftwerke leisten. Schliesslich soll die Unterstützung über maximal 5 Jahre gewährleistet werden und nicht verlängerbar sein.

### **Mögliche Unterstützungsvariante: Einspeisevergütung für die bestehende Grosswasserkraft**

Dem Auftrag der UREK-S entsprechend hat das BFE einen materiellen Vorschlag erarbeitet, der eine finanzielle Unterstützung der Grosswasserkraft über den *Netzzuschlagsfonds* vorsieht (Kap. 4, S. 12ff.).

Dabei geht das BFE – entsprechend den in Kapitel 3 festgehaltenen Kriterien der Unterstützung – davon aus, dass der gesamte Mittelbedarf je zur Hälfte über den Netzzuschlagsfonds und den Beiträgen Dritter, namentlich der Werkseigentümer, der Standortkantone und Betreiber sowie privaten Investoren geleistet wird.

Anhand von zwei Rechenbeispielen mit einer Untergrenze von rund 120 Mio. Fr. bzw. einer Obergrenze von 300 Mio. Franken wird aufgezeigt, wie rasch der entsprechende Netzzuschlag auf das Maximum angehoben werden müsste bzw. wie die Verteilung der Mittel innerhalb des Netzzuschlagsfonds neu definiert werden müsste, falls die zusätzliche Finanzierung der Grosswasserkraft mit bestehender Mittelverpflichtung nicht vereinbar wäre (max. Zuschlag 2,3 Rp./kWh). Da der Netzzuschlag (als Teil des Elektrizitätstarifs) bereits Ende August des Vorjahres durch die Netzbetreiber kommuniziert werden muss, wäre eine solche Unterstützung allerdings wohl frühestens per 1. Januar 2018 möglich.

In abgaberechtlicher Hinsicht ist die finanzielle Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft aus dem Ertrag des Netzzuschlags unzulässig. Gravierende Bedenken bestehen auch hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem Recht der EU, welches wirtschaftspolitisch motivierte Beihilfen verbietet.



## 1. Ausgangslage

Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S) hat dem Bundesamt für Energie (BFE) am 1. April 2015 den Auftrag erteilt, sämtliche möglichen und in der Diskussion stehenden Massnahmen zur Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft zu prüfen und der Kommission Vorschläge zu unterbreiten, wie aus *materieller Sicht* eine solche Unterstützung auf Bundesebene aussehen könnte.

Die schwierige Marktsituation für die Energieversorger bzw. für die Wasserkraft sind in diversen Berichten des BFE zuhanden der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N) hinreichend dargelegt worden:

- Die Finanz- und Schuldenkrise in Europa drückt auf die Wirtschaftsleistung und insbesondere auf die Industrieproduktion, was die Nachfrage nach Energie reduziert.
- Die Energieversorger erwarteten Mitte der 2000er-Jahre, dass die Stromnachfrage und entsprechend der Preis steigt. Sie bauten fossile Kraftwerke in ganz Europa und schufen damit Überkapazitäten.
- Die CO<sub>2</sub>-Preise im europäischen Emissionshandelssystem sind auf tiefem Niveau. Dies aufgrund der EU-Finanz- und Wirtschaftskrise und der Förderung erneuerbarer Energien.
- Unkonventionelle Gasförderung und sinkende Nachfrage nach Kohle in den USA liessen den Preis für Kohle in Europa soweit sinken, dass alte abgeschriebene Kohlekraftwerke wieder rentieren.
- Der geförderte Zubau erneuerbarer Energie aus Sonnen- und Windkraft verlief in einem Tempo, das die Energieversorger so nicht erwartet haben. Dieser Strom wird unabhängig vom aktuellen Stromangebot vergütet. Dies führt zu einer Reduktion der Marktpreise, was konventionelle Kraftwerke aus dem Markt drängt und deren Rentabilität senkt (Merit-Order-Effekt).
- Prozesse und Maschinen in der Industrie sowie Geräte allgemein werden effizienter. Zudem wird die Energieeffizienz europaweit auf staatlicher Ebene gefördert. Das dämpft die Stromnachfrage.

Das BFE hat im Sommer 2014 im Auftrag der Subkommission Wasserkraft der UREK-N die *Rentabilität der bestehenden Wasserkraft* untersucht.<sup>1</sup> Die Daten wurden von den Betreibern und den Kantonen zur Verfügung gestellt und umfassen rund 65% der Wasserkraftproduktion der Schweiz. Seit Sommer 2014 haben sich verschiedene, für die Rentabilität der Wasserkraft bedeutende Rahmenbedingungen verändert. So sind die für die Schweiz relevanten Marktpreise für Strom im Jahr 2014 noch einmal um rund 20% gefallen. Zudem betrifft die Aufhebung des Euro-Mindestkurses durch die Schweizerische Nationalbank auch die bestehende Wasserkraft, da die Erlöse an den Strombörsen in Euro, die Kosten jedoch in Franken anfallen. Zudem wurde per 1. Januar 2015 das bundesrechtliche Maximum der Höhe der Wasserzinsen von 100 auf 110 Franken pro Kilowatt (kW) erhöht.

Gemäss Aktualisierung der Analyse zur Rentabilität der bestehenden Wasserkraft wird aktuell noch rund 25% der Wasserkraftproduktion (nicht der Wasserkraftwerke!) aus dem erwähnten Sample unter dem Marktpreis<sup>2</sup> produziert. Doch gilt zu relativieren, dass im erwähnten Sample ein bedeutender Teil der Daten von Verbundunternehmen (z.B. Alpiq, Axpo) stammen, welche keine Kunden in der Grundversorgung haben und demnach den Strom zu Marktpreisen veräussern müssen. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) schätzt, dass rund 50% der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung anfällt, zu Gestehungskosten an die Endkunden verkauft werden kann und

<sup>1</sup> Rentabilität der bestehenden Wasserkraft, Bericht zuhanden der UREK-N, BFE, 7. August 2014

<sup>2</sup> Wasserkraft: Einfluss Frankenstärke – Aktualisierung zuhanden der UREK-S, 10. März 2015



damit zumindest hier keine Verluste anfallen. Die Branche hingegen geht von einem Anteil von bloss 30% der Wasserkraftproduktion aus, welche in der Grundversorgung abgesetzt wird. Hier besteht also eine erhebliche Differenz zwischen den Einschätzungen des Regulators und der Branche.

Das BFE hat zudem auf der Basis des erwähnten Samples die *Kostenstruktur der Wasserkraftwerke* analysiert. Dabei wird zwischen variablen Kosten (Betriebskosten) und fixen Kosten (Eigen- und Fremdkapitalkosten, Steuern, Abschreibungen, Wasserzinsen) unterschieden (vgl. Abbildung 1). Ein grosser Teil der Anlagen deckt seine Betriebskosten. Solange diese gedeckt sind, ist es vorteilhafter, ein Kraftwerk laufen zu lassen, als dieses vom Netz zu nehmen. Die meisten der untersuchten Anlagen sind bei den heutigen Strompreisen jedoch nicht in der Lage, die gesamten Fixkosten zu decken. Bei einer solchen Konstellation sind in der Regel die Eigentümer – im Fall der Wasserkraftbranche sind das in erster Linie die Kantone – gefordert, indem sie beispielsweise zusätzliches Kapital einschiessen und/oder bei der Eigenkapitalrendite Abstriche in Kauf nehmen bzw. entsprechend auf Dividendenzahlungen verzichten. Aufgrund dieser unrentablen Situation bestehen für Eigentümer und Investoren kaum Anreize, mittel- bis langfristige in die Kraftwerke zu (re-)investieren<sup>3</sup>.

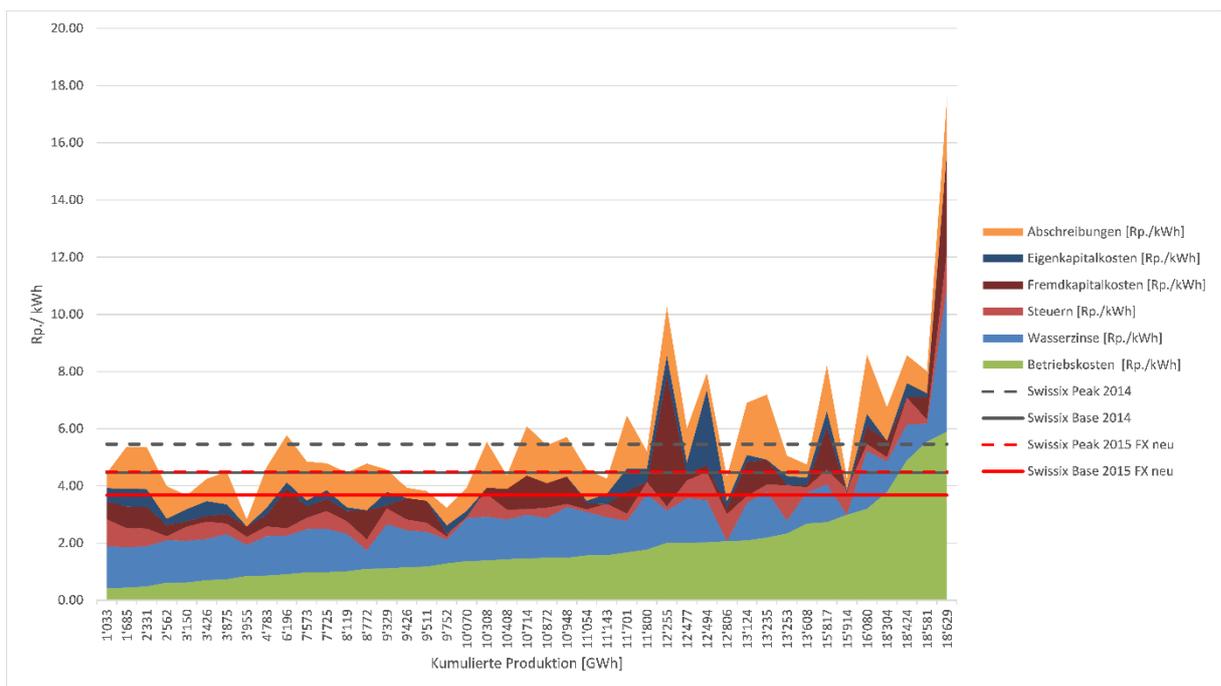


Abbildung 1: Kostenstruktur der Wasserkraftanlagen mit detaillierten Kostenangaben im untersuchten Sample BFE

### Begriffsklärung: Unterstützung versus Förderung

Im Bericht wird unterschieden zwischen Unterstützung und Förderung:

*Unterstützt* werden nicht rentable *bestehende* Grosswasserkraftwerke (>10 MW Leistung).

*Gefördert* werden der *Zubau* neuer erneuerbarer Energien sowie erhebliche *Erweiterungen* und *Erneuerungen* von Wasserkraftwerken.

Im vorliegenden Bericht geht es also um die Prüfung von Unterstützungsmassnahmen für die bestehende Grosswasserkraft.

<sup>3</sup> Swisselectric geht bei ihren Berechnungen der Gestehungskosten von Grosswasserkraftwerken von durchschnittlichen Overheadkosten von 0.8 Rp./kWh aus (Artikel „Steigende Kosten, sinkende Preise“ in VSE Bulletin 2/2015).



## 2. Wie hoch ist der Finanzbedarf?

Wie hoch der Finanzbedarf bei der Schweizer Wasserkraft ist, ist äusserst schwer abschätzbar. Deshalb herrscht darüber keine einheitliche Einschätzung. Der geschätzte Finanzbedarf hängt von der Betrachtungsweise der Gestehungskosten ab sowie vom jeweils erwarteten Unterstützungsumfang. Politik und Branche stellten verschiedenen Aussagen und Forderungen in den Raum:

- Im Positionspapier „*Wirbelsäule Wasserkraft – Schweizer Wasserkraft vor existenziellen Schwierigkeiten (Alpiq, IWB, FMV, AET)*“ gehen die Autoren von einer nötigen Unterstützung für die Wasserkraft von 1,5 Rp./kWh aus, was jährlich 450 Mio. Franken entspricht. Wie viel Produktion unrentabel resp. als unterstützungswürdig angesehen wird, wird offen gelassen.
- Der *Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)* fordert, dass in den nächsten fünf Jahren die Stromkonsumenten die Wasserzinsen bezahlen sollen. Die Summe der jährlichen Wasserzinsen beläuft sich aktuell auf rund 570 Mio. Franken.
- Die *Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (AEE Suisse)* beziffert den Unterstützungsbedarf für die Grosswasserkraft auf zwischen 300 und 400 Mio. Franken pro Jahr.

Das BFE hat nach bestem Wissen und Gewissen mit den dem Amt zugänglichen Daten ebenfalls eine Abschätzung gemacht. Gemäss der Analyse des BFE zur Rentabilität der Wasserkraft kann zurzeit im Minimum ca. 25% des Stroms aus der Wasserkraft rentabel produziert und ca. 50% zu Gestehungskosten an gebundene Kunden verkauft werden (gemäss Einschätzung EICOM, die Branche spricht von rund 30% der Produktion, die an gebundene Kunden veräussert wird). Das heisst, es sind ca. 25% oder 9 Terawattstunden (TWh) der Wasserkraftproduktion nicht mehr rentabel. Auf wie viele Wasserkraftwerke sich dies 9 TWh Produktion verteilen, entzieht sich der Kenntnis des BFE. Nimmt man den Ansatz zur Berechnung des Unterstützungsbedarfs aus dem erwähnten Positionspapier „*Wirbelsäule Wasserkraft – Schweizer Wasserkraft vor existenziellen Schwierigkeiten (Alpiq, IWB, FMV, AET)*“, läge der jährliche Unterstützungsbedarf zwischen 90 und 180 Mio. Franken.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Je nach Position und Betrachtungsweise – insbesondere auch, welche Kostenart (Vollkosten, Betriebskosten, Fixkosten) ins Zentrum der Betrachtung gerückt wird – liegen die ungedeckten Kosten der bestehenden Wasserkraft jährlich zwischen 90 Millionen und 1 Milliarde Franken.



### 3. Rahmenbedingungen

#### 3.1. Ziel: Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion aus der Wasserkraft

Einzelne unrentable Wasserkraftwerke sollen nach erfolgter Einzelfallprüfung unterstützt werden, mit dem alleinigen Ziel, die Produktion sicherzustellen. Alle Anspruchsgruppen sollen ihren Anteil an der Unterstützung leisten (Solidaritätsprinzip).

Eine allfällige Unterstützung von einzelnen Wasserkraftwerken mit öffentlichen Mitteln sollte dazu führen, dass bei den Empfängern ein Anreiz geschaffen wird, Optimierungen durchzuführen und bestehende ineffiziente Strukturen aufzulösen, um die Kosteneffizienz zu steigern. Daher dürfte eine Unterstützung in Hinsicht auf laufende Kosten nicht den gesamten fehlenden Deckungsbetrag umfassen, sondern nur einen Teil davon.

#### 3.2. Kriterien für die Unterstützung von bestehenden Wasserkraftwerken

Die Unterstützung des Bundes soll in erster Linie den Weiterbetrieb des betreffenden Wasserkraftwerks garantieren. Basis sind die Betriebskosten des jeweiligen Kraftwerks. Im Einzelfall ist auch zu prüfen, ob dringend nötige Erneuerungsinvestitionen mitfinanziert werden müssen. Daher die Empfehlung des BFE, sich an folgenden Prämissen zu orientieren:

- **Grosswasserkraft:** Unterstützt wird die bestehende Grosswasserkraft, d.h. Werke mit einer Leistung >10 MW. Diese macht 90% der Wasserkraftproduktion in der Schweiz aus.<sup>4</sup>
- **Produktion im Markt:** Die Produktion für die Grundversorgung ist von jeglicher Unterstützung ausgenommen, da diese per Gesetz kostendeckend zu Gestehungskosten veräussert werden kann.
- **Einzelfallprüfung:** Geprüft wird der Einzelfall. Die Unterstützung soll gezielt jenen einzelnen Wasserkraftwerken Entlastung bringen, die vor dem Konkurs stehen. Sie soll nicht nach dem Giesskannenprinzip erfolgen.
- **Solidaritätsbeitrag, ohne Befreiungsmöglichkeit:** Kraftwerkseigentümer, Standortkantone, Konsumenten sowie mögliche Privatinvestoren leisten einen Beitrag, um die ungedeckten Kosten zu senken (Verzicht Wasserzins und mögliche Steuern, Eigenkapitalrendite, Fremdkapitalrendite, Belastung über Netzzuschlag für alle, keine Befreiungsmöglichkeit für Grossverbraucher).
- **Befristung:** Die Unterstützung ist auf maximal 5 Jahre beschränkt und nicht verlängerbar.
- **Betriebskosten:** Nur die laufenden Kosten sind für die Berechnung des Unterstützungsbedarfs relevant.

Ab Seite 20 sind in einer synoptischen Tabelle die im Anhang geprüften Massnahmen aufgelistet und nach den oben dargelegten Unterstützungskriterien bewertet.

#### 3.3. Rechtliche Grundlagen

##### Verfassungsrechtliche Erwägungen

Für die Gewährung von Finanzhilfen müsste eine Rechtsgrundlage im Energiegesetz geschaffen werden, welche sich auf eine hinreichende Verfassungsgrundlage (hier betroffen primär Art. 76 und 89, allenfalls auch Art. 74 BV) zu stützen hat. Gleichzeitig dürfte dieser Rechtsgrundlage keine andere verfassungsrechtliche Vorgabe entgegenstehen.

---

<sup>4</sup> Die Pumpspeicherkraftwerke Linth Limmern und Nant de Drance fallen nicht in den Kreis der bestehenden Kraftwerke.



Nach Art. 89 Abs. 3 BV fördert der Bund nur die Entwicklung von Energietechniken, 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 er kann punktuell auch detaillierte und vertiefte Regelungen 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 dem Gebot der Wettbewerbsneutralität widerspricht. Dazu kann gesagt werden, dass Eingriffe, die nicht energiepolitisch, sondern wirtschafts- bzw. wettbewerbspolitisch motiviert sind, im Grundsatz unerwünscht sind. Ein System, von dem von vornherein nur einzelne Unternehmen profitieren könnten, wäre unter diesen Gesichtspunkten als verfassungswidrig zu werten.

Wirtschaftspolitisch motivierte Massnahmen können sich allenfalls auf Art. 103 BV stützen; auch diesbezüglich müssen jedoch das Gebot der Wettbewerbsneutralität und das Prinzip der Verhältnismässigkeit respektiert werden. Die Unterstützung muss sich auf ganze Wirtschaftszweige ausrichten; die Förderung lediglich einzelner Unternehmen wäre unzulässig. Mit andern Worten dürfte die Unterstützungsmassnahme nicht so ausgestaltet werden, dass zum vornherein und absehbar nur einzelne, ausgewählte Unternehmen die Voraussetzungen für die Förderung erfüllen – was hingegen nicht ausschliesst, dass durch die festgelegten (für alle Unternehmen geltenden) Bedingungen nur ein Teil der Unternehmen schliesslich *effektiv* in den Genuss einer Unterstützung kommt. Die Grenze zwischen einer zwar einschränkenden, aber noch sachgerechten Wahl der Unterstützungsvoraussetzungen und einer unzulässigen Ausrichtung der Unterstützung auf wenige Unternehmen ist heikel; bei der Ausgestaltung einer Massnahme ist diesbezüglich eine vertiefte Untersuchung und Abwägung notwendig.

### **Vereinbarkeit mit europäischem Recht und internationalen Verpflichtungen der Schweiz**

Bei Erlassänderungen gilt es mit Blick auf ein mögliches Energieabkommen mit der EU zu vermeiden, dass Regelungen geschaffen werden, die nicht mit denjenigen der EU vereinbar sind. Bei der Gewährung von Unterstützungsbeiträgen dürfte es sich zweifelsohne um eine staatliche Beihilfe im Sinne des EU-Rechts handeln. Eine staatliche Beihilfe ist zwar nicht in jedem Fall unzulässig; Vorsicht ist aber insbesondere dann geboten, wenn eine Massnahme wirtschaftspolitisch motiviert ist. Solche Beihilfen sind europarechtlich grundsätzlich unzulässig und zurückzuzahlen. Ob es sich bei der Unterstützung der bestehenden Wasserkraft letztlich um eine (gemäss den „Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien“) erlaubte ‚Umweltbeihilfe‘ handelt (da hauptsächlich umwelt- und energiepolitisch motiviert) oder um eine primär wirtschaftspolitisch motivierte und damit unerlaubte Massnahme (gegenwärtig spricht mehr für diese Einschätzung), ist – insbesondere aufgrund der sehr kasuistisch geprägten Entscheidungspraxis in der EU – schwierig einzuschätzen, weshalb diese Frage nicht mit Sicherheit beantwortet werden kann, solange kein Gericht darüber entschieden hat.



Internationale Abkommen (WTO, GATT, Freihandelsabkommen) beinhalten die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung als Grundprinzip. Unzulässig ist damit jegliche Unterscheidung zwischen in- und ausländischem Strom.

### **Finanzrechtliche Voraussetzungen**

Beim Erlass von Subventionsbestimmungen sind die mit dem Subventionsgesetz (SuG) geschaffenen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. So sollte gestützt auf Art. 7 SuG der Finanzierungsanteil des Bundes in der Regel einen Drittel (gemäss Einschätzung der Eidg. Finanzverwaltung) nicht übersteigen, die Gesetzesbestimmungen über die Finanzhilfen müssten zeitlich befristet und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Gestaltstellers in jedem Einzelfall geprüft und dessen zumutbare Eigenleistung einbezogen bzw. eingefordert werden.

## **4. Unterstützungsvorschlag des BFE für bestehende Grosswasserkraft (>10 MW): Finanzierung über Netzzuschlagsfonds**

Dem Auftrag der UREK-S entsprechend hat das BFE nachfolgenden Vorschlag erarbeitet, der als Unterstützungsmassnahme für die bestehende Grosswasserkraft rein *materiell* in Frage käme. Eine juristische Einschätzung folgt am Ende des Kapitels (Seite 16).

Der Vorschlag beinhaltet eine finanzielle Unterstützung der Grosswasserkraft über den Netzzuschlagsfonds. Dabei geht das BFE – entsprechend den in Kapitel 3 festgehaltenen Kriterien der Unterstützung – davon aus, dass der gesamte Mittelbedarf je zur Hälfte über den Netzzuschlagsfonds und den Beiträgen Dritter, namentlich der Werkseigentümer, der Standortkantone und Betreiber sowie privaten Investoren geleistet wird. Gerechnet werden auch zwei Beispiele mit einer Untergrenze von **120 Mio. Franken** und einer Obergrenze von **300 Mio. Franken**, die aus dem Netzzuschlagsfonds für die Unterstützung der Grosswasserkraft zur Verfügung gestellt werden.

Demnach liegen dem Vorschlag folgende Annahmen zugrunde:

1. *Netzzuschlagsfonds*: 50% der benötigten Unterstützung sollen alle Stromverbraucher (inkl. Grossverbraucher) über den Netzzuschlag bzw. Netzzuschlagsfonds finanzieren.
2. *Reduktion Wasserzins*: Das wasserzinsberechtigende Gemeinwesen leistet 25% der Unterstützung, indem es auf einen Teil der Wasserzinse temporär verzichtet. Angesichts der angespannten Haushaltsbudgets zahlreicher Kantone und Gemeinden würde es die anstehende Neuregelung des Wasserzinsregimes nach 2019 (Kommissionsmotion „Wasserzinsregelung nach 2019“) erlauben, eine Kompensation der entgangenen Einnahmen vorzusehen.
3. *Eigentümer, Betreiber und Privatinvestoren*: Sie tragen die restlichen 25% des benötigten Unterstützungsbedarfs.

Es bestehen wie im Folgenden aufgezeigt grundsätzlich zwei Varianten, wie die Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds für die Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft eingesetzt werden könnten. Dies unter der Voraussetzung, dass der maximale Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh gemäss Vorlage Bundesrat nicht erhöht wird.



a) Netzzuschlag wird bereits per 1. Januar 2018 auf 2.3 Rp./kWh erhöht

Die Erhöhung des erhobenen Zuschlags erfolgt per 1. Januar 2018 auf den Maximalwert von 2.3 Rp./kWh (gem. Botschaft Bundesrat würde der Maximalzuschlag erst 2023 erreicht). Über fünf Jahre würden im Durchschnitt jährlich **120 Mio. Franken aus dem Netzzuschlagsfonds** für die Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft zur Verfügung stehen (siehe Abbildung unten, schraffierte Fläche). Voraussetzung ist – wie eingangs dargelegt – dass die Kraftwerkseigentümer, Standortkantone, Betreiber und Privatinvestoren einen Beitrag in vergleichbarer Höhe leisten. Die Unterstützung beliefe sich demnach auf jährlich 240 Mio. Franken, davon 120 Mio. Franken aus dem Netzzuschlagsfonds. Auf dem Anteil des Netzzuschlags für die bestehende Grosswasserkraft kann kein Antrag auf Grossverbraucher-Rückerstattung gestellt werden. Dies entlastet den Fonds um jährlich 15 Mio. Franken.

Da der Netzzuschlag (als Teil des Elektrizitätstarifs) bereits Ende August des Vorjahres durch die Netzbetreiber kommuniziert werden muss, wäre eine solche Unterstützung frühestens per 1. Januar 2018 möglich (Entscheid des Bundesrates über den Netzzuschlag im Juni 2017 unter neuem Gesetz, Publikation der Elektrizitätstarife Ende August 2017, Inkasso des neuen Netzzuschlags ab 1. Januar 2018).

Vorteil: Der Vorteil dieser Variante wäre, dass der vom Nationalrat beschlossene maximale Zuschlag von 2.3 Rp./kWh ausreichen würde, um die bestehende Grosswasserkraft zu unterstützen und alle anderen vorgesehenen Fördermassnahmen wie geplant durchzuführen.

Nachteil: Mit dieser Variante würde allerdings der bei den Endverbrauchern erhobene Netzzuschlag von 2017 auf 2018 in einem Schritt von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh erhöht, entsprechend gross wäre die Belastung für die Konsumenten.

Würden die jährlichen 120 Mio. Franken aus dem Netzzuschlagsfonds zur Unterstützung der Grosswasserkraft nicht ausreichen, müsste entweder der maximale Zuschlag **auf über 2.3 Rp./kWh erhöht** werden oder die Verteilung der Mittel im Fonds neu definiert werden (siehe Variante b).

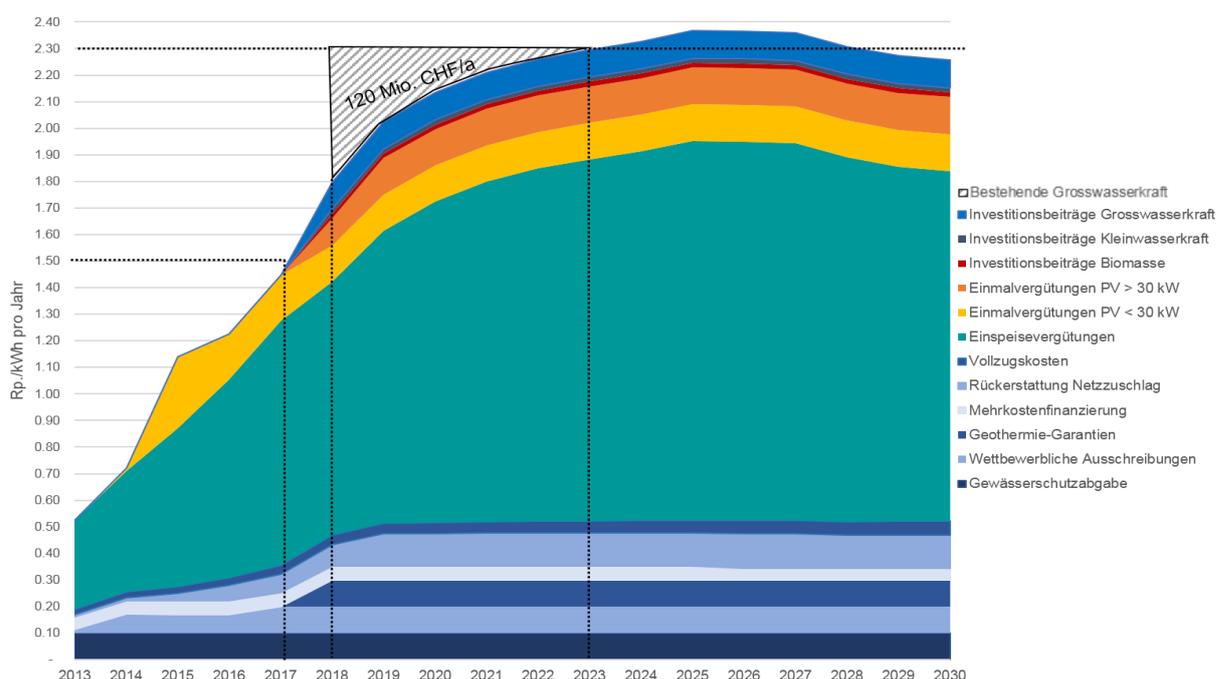


Abbildung 2: Variante (a), Erhöhung Netzzuschlag auf 2.3 Rp./kWh per 1. Januar 2018



b) Netzzuschlag bei max. 2.3 Rp./kWh bis im Jahr 2023; vorübergehende Sistierung anderer Fördermassnahmen

Diese Variante sieht keine weitere Erhöhung des maximalen Netzzuschlags vor. Der maximale Zuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh. Die Unterstützung der bestehenden Wasserkraft erfolgt durch die Kombination einer Erhebung des Zuschlags auf das Maximum und einer temporären Kürzung bzw. Neuaufteilung der Mittel.

Als Beispiel gilt die Annahme, dass der Unterstützungsbeitrag sich jährlich auf rund 600 Millionen Franken beliefe und die Voraussetzungen weiterhin gelten, dass die Kraftwerkseigentümer, Standortkantone, Betreiber und Privatinvestoren einen Beitrag in vergleichbarer Höhe leisten und die Grossverbraucher von der Unterstützung der Grosswasserkraft nicht befreit werden.

Die **Unterstützung aus dem Netzzuschlagsfonds** betrage demnach durchschnittlich **300 Mio. Franken pro Jahr**. Es bestünde die Möglichkeit, den Zuschlag 2018 entweder sofort (b.1) oder schrittweise (b.2) bis 2022 auf das Maximum von 2.3 Rp./kWh zu heben.

Damit aus dem Netzzuschlagsfonds jährlich rund 330 Mio. Franken (b.1) bzw. 290 Mio. Franken (b.2) für die Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft zur Verfügung stehen, müssten folgende Fördermassnahmen vorübergehend **sistiert** werden:

- Investitionsbeiträge für neue und erweiterte Grosswasserkraft gemäss Nationalrat (rund 60 Mio. Fr./a)
- Förderstopp bei den Einspeiseprämien zwischen 2018 – 2022. Keine weiteren Kontingente, kein Abbau der Warteliste (durchschnittlich 70 Mio. Fr./a)
- Geothermie-Garantie und Erkundungsbeiträge (rund 60 Mio. Fr./a)
- Investitionsbeiträge für erweiterte Kleinwasserkraft (rund 10 Mio. Fr./a)
- Investitionsbeiträge für Infrastruktur-Biomasse (rund 10 Mio. Fr./a)

Folgende Abbildung 3 veranschaulicht, woher die Mittel für die Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft stammen würden (weisse Flächen würden entfallen, die schraffierte Fläche käme hinzu):

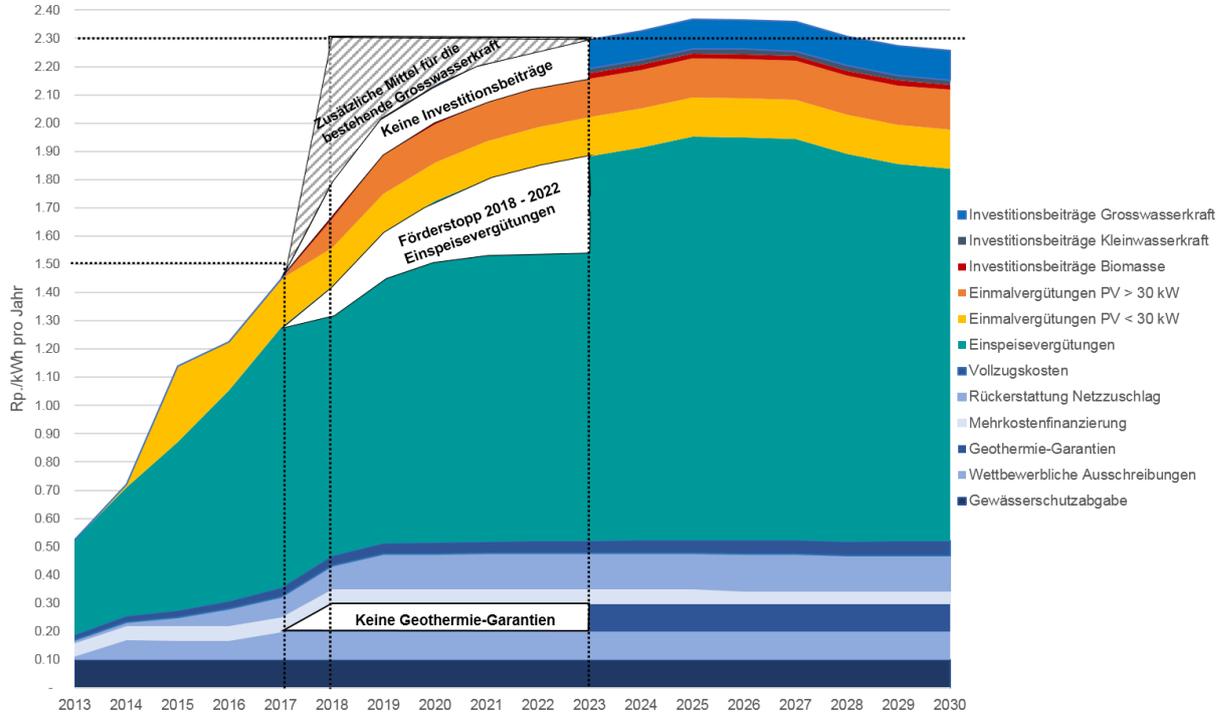


Abbildung 3: Variante (b.1). Erhöhung Netzzuschlag auf 2.3 Rp./kWh per 1. Januar 2018 und Sistierung von anderen Massnahmen

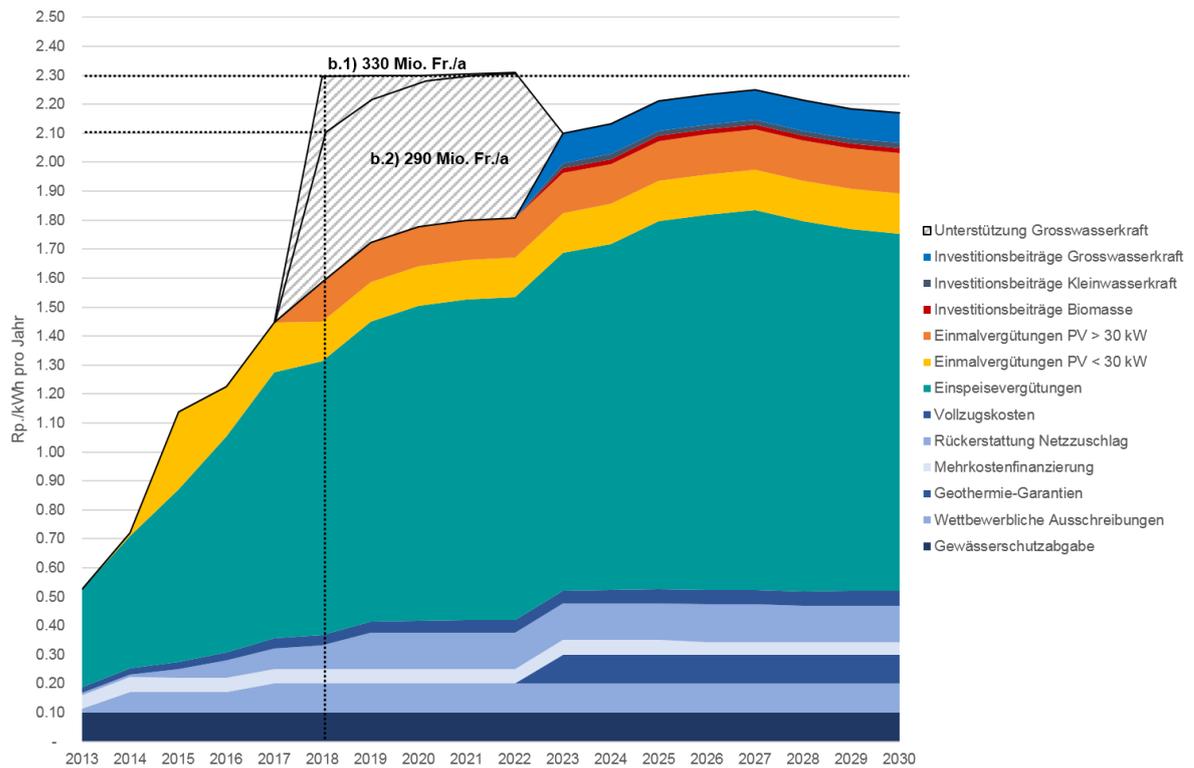


Abbildung 4: Varianten (b.1) und (b.2). Die sistierten Massnahmen sind bereits abgezogen.



Vorteil: Der Vorteil der Varianten (b.1) und (b.2) wäre, dass der vom Nationalrat beschlossene maximale Zuschlag von 2.3 Rp./kWh ausreichen würde, um die bestehende Grosswasserkraft zu unterstützen. Bei der Variante (b.2) würde der Netzzuschlag schrittweise erhöht, was die Belastung der Konsumenten etwas mildern würde.

Nachteil: Die Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft würde jedoch auf Kosten des Zubaus neuer Anlagen erfolgen. Je nachdem, welche Fördermassnahme wie stark gekürzt würde, würde der Zubau während maximal 5 Jahren erheblich reduziert und zeitlich hinausgeschoben. Bei den Einspeiseprämien käme es **zwischen 2018 und 2022 zu einem Förderstopp**. Damit würde die Warteliste weiter anwachsen und die Zubauziele 2035 könnten nicht erreicht werden.

### **Juristische Einschätzung**

Der Netzzuschlag wurde als „Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck“ konzipiert. Er dient dem Ausgleich zwischen den Netzbetreibern für die in ihrem Netzgebiet (unbeeinflussbar) anfallenden, ungleichen Belastungen durch die Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung ihrerseits wurde für eine begrenzte Zahl von Anlagekategorien (Technologien) vorgesehen, bei denen es aufgrund einer umfassenden umwelt- und energiepolitischen Wertung als notwendig und zielführend erachtet wurde, einen Abnahmepreis festzulegen. Dieser Mechanismus kann nicht beliebig geändert oder erweitert werden, sondern grundsätzlich nur, solange den Elementen des ‚Ausgleichgedankens‘ und des ‚besonderen Verwendungszwecks‘ Rechnung getragen wird.

Die in der ES 2050 vorgeschlagenen Modifikationen hinsichtlich der Verwendung des Zuschlags (z.B. Investitionsbeiträge statt Einspeisevergütung) bewegen sich im Bereich desselben ‚besonderen Verwendungszwecks‘, geht es doch um ein Heranführen von noch nicht vollständig marktfähigen, jedoch aus energiepolitischen Motiven erwünschten Technologien an den Markt. Die Finanzierung von *Investitionsbeiträgen* für die Grosswasserkraft dürfte davon auch noch gedeckt sein (wenn auch an der Grenze der rechtlichen Zulässigkeit), da damit der Neu- und Ausbau von aktuell schlecht marktfähigen, aber energie- und umweltpolitisch gewünschten Anlagen (vgl. Wasserkraftzubauziele nach Art. 2 Abs. 2 E-EnG) unterstützt wird. Es handelt sich also um Anlagen, denen es zwar nicht aufgrund ihres aktuellen Entwicklungsstandes, aber aus andern ebenfalls vorübergehenden Gründen an Marktfähigkeit mangelt.

Hingegen liessen sich Beiträge an bestehende, unrentable Anlagen nicht rechtfertigen, da dies in keiner Weise den Ausbauzielen resp. der Entwicklung der Wasserkraft als Ganzes helfen würde. **Es dürfte daher unzulässig sein, über den Netzzuschlagsfonds die Unterstützung bestehender Grosswasserkraft zu finanzieren.**

Falls die Unterstützung der bestehenden Wasserkraft trotz dieser rechtlichen Bedenken über den Netzzuschlag finanziert werden soll, ist mit Blick auf das europäische Beihilferecht darauf hinzuweisen, dass die neuen Beihilfeleitlinien der EU gegen Einspeisevergütungen mit langen Vergütungsdauern sprechen und dass Unterstützungsmodelle nach Möglichkeit als Auktionsmodelle auszugestalten sind.



## 5. Weitere geprüfte Finanzierungsformen für die Unterstützung

Sofern bestehende Wasserkraftwerke vom Bund direkt finanziell unterstützt werden sollen, stellt sich die Frage, wie die dafür notwendigen Mittel unter Einhaltung der Schuldenbremse bereitgestellt werden könnten. Es folgt eine Übersicht zu den möglichen Finanzierungsformen.

### 5.1. Ordentlicher Bundeshaushalt

#### Finanzrechtliche Voraussetzungen

Für eine direkte finanzielle Unterstützung von Wasserkraftwerken stehen verschiedene Finanzierungsinstrumente zur Verfügung: Zu unterscheiden sind *Bürgschaften*, *Darlehen*, *Investitionsbeiträge* und *Betriebsbeiträge*. All diese Finanzierungsformen benötigen eine gesetzliche Grundlage, bei deren Schaffung gemäss Art. 159 Abs. 3 BV (Ausgabenbremse) die Zustimmung der Mehrheit beider Räte erforderlich ist. Sofern überjährige Verpflichtungen eingegangen werden sollen, müsste dem Parlament zusätzlich mit einer gesonderten Botschaft ein Verpflichtungskredit beantragt werden, in welchem die maximale Höhe des Unterstützungsbeitrags festzulegen wäre.

#### Finanzpolitische Auswirkungen

Die Gewährung neuer Finanzhilfen, die grundsätzlich über die ordentliche Rechnung erfolgen müsste, ginge zu Lasten des finanzpolitischen Handlungsspielraums gemäss Schuldenbremse. Angesichts der aktuell sehr angespannten Haushaltslage ist seitens des Bundes jedoch kein Spielraum vorhanden, neue, bisher nicht in der Bundeszuständigkeit liegende Aufgaben zu finanzieren. Bereits im Voranschlag 2016 müssen gegenüber dem geltenden Finanzplan Einsparungen von rund 1,5 Mrd. Franken umgesetzt werden; in den Jahren 2017 und 2018 erhöht sich dieser Bereinigungsbedarf in einer ähnlichen Grössenordnung. Die Einführung neuer Subventionen zur Unterstützung von Wasserkraftwerken hätte konkret zur Folge, dass diese zusätzlichen Ausgaben vollumfänglich in anderen Aufgabengebieten – zusätzlich zu den zuvor genannten Beträgen – eingespart werden müssten. Bei Annahme einer linearen Umsetzung dieser Einsparungen wären die Bereiche Bildung und Forschung, öffentlicher Verkehr und Landwirtschaft überproportional betroffen, weil die Ausgaben in diesen Bereichen eher schwach gebunden und deshalb kurzfristig beeinflussbar sind. Aufgrund der Tatsache, dass knapp 20 Prozent der schwach gebundenen Ausgaben entweder direkt an die Kantone oder an kantonale Institutionen (z.B. Universitäten, Fachhochschulen) fliessen, würde sich eine mögliche Unterstützung von Wasserkraftwerken durch den Bund zwangsläufig auch negativ auf die kantonalen Haushalte auswirken. Damit unterscheidet sich die Wirkung solcher Massnahmen letztlich kaum von den Folgen einer reduzierten oder ausbleibenden Dividendenausschüttung der mehrheitlich in kantonalem Besitz befindlichen Wasserkraftunternehmen; die Unterstützung durch den Bund liefe für die Kantone faktisch auf ein Nullsummenspiel hinaus.

### 5.2. CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht Treibstoffimporteure

Seit Januar 2013 sind die Treibstoffimporteure per CO<sub>2</sub>-Gesetz verpflichtet, mit entsprechenden Massnahmen im Inland bis 2020 mindestens 10% der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verkehr zu kompensieren. Die Finanzierung der Kompensationsmassnahmen erfolgt nicht direkt über einen Fördertopf, sondern über den Kompensationsaufschlag der Treibstoffimporteure, welcher max. 5 Rp./l betragen darf und zurzeit bei ungefähr 1,5 Rp./l liegt. Nach Angaben der Stiftung KliK (CO<sub>2</sub>-Kompensationsgemeinschaft der Mehrheit der Treibstoffimporteure) sind die Importeure auf gutem Weg, die Jahresziele zumindest



bis 2019 zu erreichen. Theoretisch stünde ein Unterstützungsvolumen für die Wasserkraft von rund 320 Mio. Franken pro Jahr zur Verfügung (jährlich rund 9,16 Mrd. Liter Treibstoff, 3,5 Rp./l).

### **5.3. CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe**

Die CO<sub>2</sub>-Abgabe ist ein zentrales Instrument zur Erreichung der gesetzlichen Klimaschutzziele. Sie ist eine Lenkungsabgabe und wird seit 2008 auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl oder Erdgas erhoben. Damit verteuert sie diese und setzt Anreize zum sparsamen Verbrauch und zum vermehrten Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler oder CO<sub>2</sub>-armer Energieträger. Zurzeit betragen die jährlichen Erträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe ungefähr 800 bis 900 Mio. Franken (60 Fr./t CO<sub>2</sub>), wovon ein Drittel (maximal 300 Mio. Fr.) in das Gebäudeprogramm von Bund und Kantone fliessen sowie 25 Mio. Franken dem Technologiefonds zugeführt werden. Zwei Drittel der Erträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe werden anteilmässig an die Bevölkerung und Wirtschaft rückverteilt. Für eine zusätzliche Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft müsste entweder

- die CO<sub>2</sub>-Abgabe erhöht werden,
- die Rückverteilung an Wirtschaft und Bevölkerung reduziert werden, oder
- die Teilzweckbindung für Gebäudeprogramm und Technologiefonds reduziert werden.

### **5.4. Mehrwertsteuer**

Im Jahr 2013 lag der Mehrwertsteuerertrag bei 22,5 Mrd. Franken. Unterstützt man die bestehende Wasserkraft über die Erträge aus der Mehrwertsteuer (MWST), so bedeutet dies entweder, dass, bei gleichbleibenden Steuersätzen, andere Ausgaben gekürzt oder die Steuersätze erhöht werden müssen.

## **6. Würdigung der im Anhang aufgeführten Unterstützungsmassnahmen aus Sicht des Bundes**

### **Energiepolitische Aspekte**

Trotz wirtschaftlicher Schwierigkeiten, mit der die Schweizer Wasserkraft konfrontiert ist, ist die Sicherheit der Stromversorgung in der Schweiz nicht gefährdet. Solange die Betreiber einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften können, d.h. die am Markt erzielbaren Preise höher sind als die – sehr geringen – variablen Kosten der Wasserkraftwerke, werden diese weiterhin Strom produzieren.

### **Wirtschaftlichkeit**

- Die Wasserkraft ist ein wichtiges Standbein der Stromversorgung und nimmt auch künftig innerhalb der ES 2050 eine zentrale Rolle ein. Die ES 2050 ist langfristig ausgerichtet, die Zubauziele der Wasserkraft beispielsweise sollen bis 2035 erreicht werden. Es versteht sich von selbst, dass dabei auch mit Marktschwankungen gerechnet werden muss, welche die Bedingungen für einzelne Energieträger temporär positiv wie auch negativ beeinflussen können.
- Die Förderung der erneuerbaren Energien in der Schweiz mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) hat keinen negativen Einfluss auf die Schweizer Wasserkraft. Sie verläuft in einem im Vergleich mit dem Ausland (insbesondere Deutschland) bescheidenen Ausmass und beträgt aktuell rund 600 Mio. Franken pro Jahr. Dies ist zu wenig, um die Marktpreise an den europäischen Strombörsen zu beeinflussen.
- Die Gestehungskosten von Wasserkraftwerken unterscheiden sich je nach Art, Standort und Alter zum Teil erheblich. Die Bandbreiten der variablen und fixen Kosten sind entsprechend hoch.



- Die variablen Kosten sind in der Regel auch mit den heutigen tiefen Marktpreisen noch zu decken. Dies gilt auch für Partnerwerke. Dies bedeutet, dass kurzfristig keine Anlage aus wirtschaftlichen Gründen abgestellt werden muss.
- Ein bedeutender Teil der Produktion (gemäss ECom bis 50%) kann den Kunden in der Grundversorgung geliefert und zu Gestehungskosten verrechnet werden.
- Viele Anlagen sind bei den heutigen Strompreisen aber nicht in der Lage, die gesamten Fixkosten zu decken. Hier sind die Eigentümer gefordert, die entsprechenden Massnahmen zur Entlastung der Werke zu ergreifen.
- Die Branchenstruktur ist intransparent, da komplex und verschachtelt. Eine kosteneffiziente Produktion ist kaum möglich. Eine Strukturbereinigung ist angezeigt, um die Wasserkraft für die Zukunft im internationalen Wettbewerb zu wappnen.

Es sollen nur jene Wasserkraftwerke unterstützt werden, die im aktuellen Marktumfeld Probleme haben. Stromkonzerne, die im aktuellen Marktumfeld ebenfalls Schwierigkeiten haben, erhalten keine Unterstützung. Es sollten Instrumente bevorzugt werden, welche Mitnahmeeffekte und Fehlanreize minimieren. Je allgemeiner eine Unterstützung ist (z.B. Wasserkrafttrappen), desto einfacher kann sie implementiert werden, desto grösser ist jedoch die Gefahr von Mitnahmeeffekten.

### **Finanzpolitische Würdigung**

Wie schon ausgeführt, besteht angesichts der aktuellen Finanzlage des Bundes derzeit kein Spielraum für die Einführung zusätzlicher Subventionstatbestände. Zur Abwendung drohender Defizite von weit über einer Milliarde pro Jahr muss der Bundeshaushalt in den kommenden Jahren vielmehr substantiell entlastet werden. **Neue Ausgaben zugunsten von Grosswasserkraftwerken könnten in diesem Kontext – unabhängig von ihrer Ausgestaltung – nur über zusätzliche Einsparungen in anderen Aufgabengebieten kompensiert werden; davon wären auch Subventionen an die Kantone betroffen.**

Die Notwendigkeit zur Kompensation kann nicht durch den Verweis auf einen „ausserordentlichen Zahlungsbedarf“<sup>5</sup> umgangen werden. Unabhängig davon, ob die Voraussetzungen für die Ausserordentlichkeit im vorliegenden Fall erfüllt sind, müssten ausserordentliche Ausgaben gem. Art. 17b Abs. 1 des Finanzhaushaltgesetzes ebenfalls innert sechs Jahren durch zusätzliche Einsparungen im ordentlichen Haushalt kompensiert werden.

---

<sup>5</sup> Art. 126 Abs. 2 BV



## 7. Übersicht der Massnahmen (ohne Vorschlag BFE)

### Finanzielle Unterstützungsmassnahmen

Massnahmen	Möglicher Beitrag der Anspruchsgruppen		Wer trägt die Hauptlast?	Rechtliche Beurteilung / Kompatibilität		Unterstützung		Wirkung	Risiken
	Unternehmen/Eigentümer/Dritte	Kantone/Gemeinden		Verfassung	Internationales	Einzelfallprüfung	Giesskanne		
<b>Nr. 1 (S. 25f.)</b> Wasserkraft-rappen	Eigen- (EK)- und Fremdkapital (FK)- Rendite	Wasserzins	Stromkonsumenten, ohne Befreiungsmöglichkeit der Grosskunden	–	–	+		hoch	Unternehmen lassen Rückzahlung nicht in Wasserkraft (WK) fliessen (Zweckentfremdung). Hoher administrativer Aufwand, um Mitnahmeeffekte zu reduzieren.
<b>Nr. 2 (S. 26ff.)</b> Einspeiseprämie für Grosswasserkraft (Differenzkostenentschädigung)	EK und FK-Rendite	Wasserzins	Stromkonsumenten, ohne Befreiungsmöglichkeit der Grosskunden	–	0	+		hoch	Finanzierung der Einspeiseprämie aus Erträgen des Netzzuschlags ist abgaberechtlich unzulässig.
<b>Nr. 3 (S. 28f.)</b> Teilzweckbin-	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Stromkonsumenten, ohne Befreiungsmöglichkeit der Grosskunden	–	0	+		hoch	Ein auf Zubau ausgerichtetes Modell wird missbraucht.



<p>Netzzuschlag WK-Strom</p>									<p>Falls am maximalen Zuschlag von 2.3 Rp./kWh festgehalten wird, reduziert sich die Förderung anderer Technologien.</p>
<p><b>Nr. 4 (S. 29ff.)</b> Quotenmodell</p>	<p>EK- und FK-Rendite</p>	<p>–</p>	<p>Stromkonsumenten</p>	<p>(+)</p>	<p>0</p>		<p>+</p>	<p>mittel</p>	<p>Zwei politische Ziele werden miteinander verknüpft. Illiquider Markt. Paradigmenwechsel hemmt Investitionen aufgrund von Unsicherheiten. Höhere Effektivität und Effizienz im Vergleich zur KEV nicht gegeben.</p>
<p><b>Nr. 5 (S. 31ff.)</b> Bundesdarlehen/Bürgschaften</p>	<p>EK- und FK-Rendite</p>	<p>Wasserzins</p>	<p>Bundeshaushalt Kantone</p>	<p>+</p> <p>(+)</p>	<p>0</p>		<p>+</p>	<p>klein/ mittel</p>	<p>Zunahme der Unternehmensverschuldung drückt Rating.</p>
<p><b>Nr. 6 (S. 33f.)</b> Beiträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe</p>	<p>EK- und FK-Rendite</p>	<p>Wasserzins</p>	<p>Bevölkerung und/oder Wirtschaft</p>	<p>–</p>	<p>0</p>		<p>+</p>	<p>hoch</p>	<p>Zweckentfremdung ist politisch negatives Zeichen für die Einführung der Lenkungsabgabe ab 2020.</p>



									Territorialprinzip gemäss Kyoto-Protokoll wird verletzt.
<b>Nr. 7 (S. 35f.)</b> CO <sub>2</sub> -Kompensationspflicht Treibstoffimporteure	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Treibstoffkonsumenten	( - )	0	+		hoch	Unterstützung geht zulasten der Treibstoffimporteure bzw. wird über den Benzinspreis finanziert.
<b>Nr. 8 (S. 36ff.)</b> Mehrwertsteuer	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Konsumenten und Wirtschaft	-	0	+		hoch	Politisch nicht umsetzbar. Weckt neue Begehrlichkeiten.



## Generelle Entlastungsmassnahmen

Massnahme	Möglicher Beitrag der Anspruchsgruppen		Wer trägt die Hauptlast?	Rechtliche Beurteilung / Kompatibilität		Unterstützung		Wirkung	Risiken
	Unternehmen/Eigentümer	Kantone/Gemeinden		Verfassung	Internationales	Einzelfallprüfung	Giesskanne		
<b>Nr. 9 (S. 38ff.)</b> Wasserzinsen reduzieren (z.B. auf 80 Fr.)	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Kantone/Gemeinden	±	±	+	+	mittel	Bergkantone und –gemeinden ziehen nicht mit.
<b>Nr. 10 (S. 40f.)</b> Kein Netzzuschlag für WK-Strom	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Stromkonsumenten	(+)	(+)	–	+	hoch	Fehlender Netzzuschlag würde dem Strom aus Kernenergie und Graustrom zugeschlagen, was zu Verteuerung führt. V.a. Kernkraft würde betroffen sein.
<b>Nr. 11 (S. 41ff.)</b> Zweckgesellschaft (Bad Bank)	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Bundeshaushalt + Kantone	(+)	(–)	+		hoch	„Too-big-to-fail“-Problematik ist nicht gegeben.
<b>Nr. 12 (S. 43ff.)</b> Bund finanziert Pumpspeicher, Swissgrid als Betreiber	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Bundeshaushalt + Kantone	(–)	–	+		mittel	Unterstützung ist nur auf Pumpspeicherwerke beschränkt. Swissgrid erhält Marktmacht bei den Systemdienstleistungen.



<b>Nr. 13 (S. 45f.)</b> Vollständige Marktöffnung verschieben	EK- und FK-Rendite	-	Stromkonsumenten	+	-	+	klein	Vollständige Marktöffnung ist Voraussetzung für Stromabkommen mit der EU.
<b>Nr. 14 (S. 46f.)</b> Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen, zu Gestehungskosten einzukaufen	EK- und FK-Rendite	Wasserzins	Stromkonsumenten	( - )	-	+	hoch	Teilmarktöffnung wird zusätzlich eingeschränkt. Risiko zusätzlicher Verzögerung beim Stromabkommen. Strompreis für die Kunden in Grundversorgung steigt. Risiko, dass Kunden auf günstigeren nicht erneuerbaren Strom ausweichen.
<b>Nr. 15 (S. 47f.)</b> Differenzierte Stromabgabe/Dreckstromabgabe	EK- und FK-Rendite	-	Stromkonsumenten	+	-	+	hoch	Verstoss gegen internationales Recht. Kann Stromabkommen verzögern.

Legende: + ja bzw. kompatibel

- nein bzw. nicht kompatibel

0 Die Abgrenzung zwischen erlaubter Umweltbeihilfe und unzulässiger wirtschaftspolitischer Massnahme ist heikel; wo genau die Grenze liegt, müsste vertieft geprüft werden.

± Verfassung: Die Verfassungswidrigkeit hängt von der Ausgestaltung der Massnahme ab. Bei einer generellen Wasserzinsreduktion, die allen Kraftwerken zu Gute kommt, entsteht eher keine unzulässige Wettbewerbsverzerrung. Werden nur punktuell und gezielt unterstützungsbedürftige Kraftwerke von der Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses ausgenommen, liegt eine verfassungswidrige Wettbewerbsverzerrung vor.

Internationales: Es wäre genauer abzuklären, ob die im internationalen Kontext an sich problematische Entlastungsmassnahme beihilferechtlich auf irgendeine Art ausgestaltet werden könnte, damit sie zulässig würde.

(+) bzw. (-) Eher ja bzw. eher nein; vertiefte Prüfung wäre nötig

Mit „Aufwand“ ist nicht die Einzelfallprüfung gemeint, sondern der Mechanismus der Beschaffung und Verteilung der finanziellen Mittel.



## Anhang

### Finanzielle Unterstützungsmassnahmen

#### 1. Wasserkraftrappen

Der Wasserzins wird nicht mehr wie bisher von den Kraftwerksbetreibern bezahlt, sondern über den Zuschlag gemäss Artikel 15b des geltenden EnG (Netzzuschlag) von den Endverbrauchern finanziert.

Unter der Annahme, dass in allen Kantonen das bundesgesetzliche Maximum an Wasserzinsen von aktuell 110 Franken pro kW Bruttoleistung ausgeschöpft wird, ergeben sich Wasserzinsen in der Höhe von aktuell rund 566 Mio. Franken pro Jahr. Der Netzzuschlag wird auf rund 57.4 TWh/Jahr erhoben. Wird die Rückerstattung des Netzzuschlages für energieintensive Unternehmen (ca. 4 bis 5 TWh/Jahr) berücksichtigt, müsste für die Finanzierung des Wasserzinses ein Netzzuschlag von rund 1 Rp./kWh erhoben werden. Den in Kapitel 3.2 dargelegten Kriterien der Unterstützung entsprechend würde demnach die Hälfte der Wasserzinsen, insgesamt rund 300 Mio. Franken, über den Netzzuschlagsfonds finanziert werden, was einem Netzzuschlag von rund 0,5 Rp./kWh entspricht.

##### 1.1. Wirkung

Diese Massnahme würde sich auf alle bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke > 1 MW Leistung auswirken. Um hohe Mitnahmeeffekte zu vermeiden, müssten zwingend Einzelfallprüfungen vorgenommen werden. Bestehende KEV-Kraftwerken >1 MW Leistung müssen von der Massnahme ausgeschlossen werden können, ansonsten der Wasserzins zwei Mal erstattet würde.

##### 1.2. Finanzierung

Da die Hälfte der Wasserzinse über den Netzzuschlag erhoben würde, müsste entweder der maximale Netzzuschlag gemäss Vorlage Bundesrat von 2,3 Rp./kWh erhöht oder aber die Mittel zur Unterstützung anderer Technologien aus dem Fonds gekürzt werden.

##### 1.3. Umsetzung

Als Rückzahlungsmechanismen für die erhobenen Beträge kommen primär zwei Varianten in Betracht:

- a) Entweder bleibt der Konzessionär nach wie vor Schuldner für die Wasserzinsen und erhält die bezahlten Wasserzinsen zurückerstattet oder
- b) die Wasserzinsen werden von der Netzgesellschaft mit Mitteln aus dem für die Zahlung des Wasserzinses erhobenen Netzzuschlag direkt den berechtigten Gemeinwesen überwiesen.

Ein geringerer administrativer Aufwand ist mit der Erstattung des Wasserzinses (Variante a) zu erwarten. Da die Massnahme auf unrentable Anlagen beschränkt ist, müssten diese jährlich einen Antrag stellen und ihre Bedürftigkeit nachweisen. Bei positiver Prüfung würde ein Teil der gezahlten Wasserzinsen erstattet. Um zu vermeiden, dass ein solcher Systemwechsel zu einer versteckten Preiserhöhung führt, müsste sichergestellt werden, dass die Senkung der Gestehungskosten dem Endverbraucher weitergegeben wird. In der Praxis wäre dies nicht einfach zu kontrollieren.



## 1.4. Rechtliche Beurteilung

Die Einführung eines Wasserkraftrappens zur Finanzierung des Wasserzinses via Netzzuschlag würde wie oben erwähnt einen Systemwechsel darstellen, welcher dem Konzessionssystem widerspricht. Bislang ist der Wasserzins die wesentliche Gegenleistung des Konzessionärs für die exklusive Nutzung der Wasserkraft an einer Gewässerstrecke. Diese Gegenleistung würde nun durch den Endverbraucher übernommen, der damit vor allem Stromproduzenten unterstützt, die den Strom am Markt absetzen.

Gemäss Art. 76 Abs. 4 BV dürfen die Kantone nur für die Wassernutzung in den Schranken der Bundesgesetzgebung Abgaben erheben. Mit der Einführung des Wasserkraftrappens würde nicht mehr die Wassernutzung durch den Betreiber des Wasserkraftwerks, sondern der Energiekonsum beim Endverbraucher mit einer Abgabe belastet. Dafür existiert keine verfassungsmässige Grundlage, weshalb der Wasserkraftrappen verfassungswidrig wäre. Zudem sind gemäss BV die Kantone zuständig für die Erhebung des Wasserzinses, nicht der Bund. Der Bund hat somit keine Kompetenz, bei den Konsumenten den Wasserkraftrappen zu erheben.

## 2. Unterstützung mittels Einspeiseprämie (Differenzkostenentschädigung)

Bestehende und bereits produzierende Grosswasserkraftwerke sollen wie neue Kleinwasserkraft-, Bio-masse-, Wind- und Photovoltaik-Anlagen vorübergehend mit einer Einspeiseprämie unterstützt werden. Dabei wird die produzierte Energie wie im Rahmen der ES 2050 vorgesehen direkt am Markt verkauft (Direktvermarktung). Aus dem Netzzuschlagsfonds wird zusätzlich eine Einspeiseprämie (= Differenzkostenentschädigung) ausbezahlt. Diese kann aufgrund von Daten der individuellen Einzelanlage, anhand der Kosten typischer Referenzanlagen oder – wie AEE SUISSE vorschlägt – mittels Auktionen bestimmt werden.

### 2.1. Wirkung

Ist eine Anlage unterstützungswürdig, wird jede produzierte kWh über eine Einspeiseprämie direkt unterstützt. Die Wirkung ist abhängig von der Stringenz der in Kapitel 3 aufgeführten Kriterien: Definition der Anlagen in sehr schlechter finanzieller Lage, Definition eines Rentabilitätskriteriums zum Nachweis einer dringend notwendigen Erneuerungsinvestition sowie Definition der Unterstützungsdauer (z.B. fünf Jahre). Je strenger diese Kriterien ausfallen, desto geringer werden die Mitnahmeeffekte. Zudem ist die Unterstützungswirkung abhängig von der Methode zur Bestimmung der Höhe der Einspeiseprämie (siehe unten).

### 2.2. Finanzierung

Die Einspeiseprämien für die bestehende Grosswasserkraft würden aus dem Netzzuschlag finanziert. Der maximale Netzzuschlag von 2.3 Rp./kWh müsste um den Umfang der anvisierten Unterstützung erhöht werden (siehe Kapitel 2, S. 9). Ohne eine Erhöhung des maximalen Zuschlags könnten weder die neuen Massnahmen der ES 2050 umgesetzt, noch die KEV-Warteliste mit allen seit 2012 hängigen Anmeldungen abgebaut werden.

Die Branchenorganisation AEE SUISSE schlägt eine Erhöhung des maximalen Netzzuschlags von 2.3 Rp./kWh auf 2.5 Rp./kWh vor; davon sollen höchstens 0.5 Rp./kWh temporär der Grosswasserkraft zur Verfügung gestellt werden.



## 2.3. Umsetzung

Als Eintrittskriterien für diese Massnahme gelten die Voraussetzungen nach Kapitel 3.

Die Einspeiseprämien können a) mittels Einzelfallprüfung bestimmt werden, b) sich an Referenzanlagen orientieren oder c) über Auktionen definiert werden. Je individueller die Prämien gestaltet werden, desto geringer sind die Mitnahmeeffekte, umso höher werden jedoch Vollzugsaufwand und Verwaltungskosten.

### a) Einspeiseprämien mittels **Einzelfallprüfungen**:

Jedes Kraftwerk muss alle notwendigen Daten offenlegen, um die vorhandenen Erlösmöglichkeiten und Betriebskosten zu belegen. Für jeden gestellten Unterstützungsantrag werden anschliessend die effektiven Betriebskosten ermittelt. Die individuelle Prämie entspricht dann der Differenz zwischen den Betriebskosten und dem Referenzmarktpreis. Die Bestimmung der vorhandenen Erlösmöglichkeiten sowie der Betriebskosten ist komplex und aufwendig. Mitnahmeeffekte und übermässige Unterstützung durch missbräuchliche Angaben wären auch mit einer Prüfung nicht auszuschliessen.

### b) Einspeiseprämien nach **Referenzanlagen**:

Unter den begünstigten Wasserkraftwerken werden angemessene Kategorien gebildet, nach denen sich die Prämien orientieren. Eine Prämie entspricht jeweils der Differenz zwischen den Betriebskosten der Referenzanlage und dem Referenzmarktpreis. Das gleiche Prinzip wird gemäss ES 2050 bereits für die Förderung von neuen oder erneuerten Kraftwerken angewendet. Der Vollzugsaufwand wäre im Vergleich zu einer Einzelfallprüfung geringer, aber aufgrund der Heterogenität der Anlagen sind hohe Mitnahmeeffekte zu erwarten. Daher erachtet das BFE diese Umsetzungsvariante als nicht geeignet.

### c) Einspeiseprämien mittels **Auktionen** (Vorschlag AEE SUISSE):

Im Rahmen einer öffentlichen Auktion würde z.B. eine bestimmte Produktionsmenge ausgeschrieben, für die eine Einspeiseprämie gewährt wird (z.B. 1.5 TWh über fünf Jahre). Den Zuschlag erhalten jene Werke, welche die tiefsten Einspeiseprämien pro kWh anbieten. Dieses Vorgehen hat für bestehende Anlagen aber den Nachteil, dass die rentabelsten Kraftwerke zuerst von einer Unterstützung profitieren würden, da diese die niedrigsten Einspeiseprämien anbieten könnten. Bei Auktionen für den Zubau von neuen/erneuerten Kraftwerken ist dies wünschenswert, bei bestehenden Kraftwerken sollen jedoch gerade die unrentabelsten Kraftwerke unterstützt werden, die sonst ihren Betrieb einstellen müssten. Die Idee von Auktionen findet international vor allem dann Anwendung, wenn es darum geht, Ausbauziele zu erreichen. Das BFE erachtet diese Umsetzungsvariante als nicht tauglich.

## 2.4. Rechtliche Beurteilung

Die Finanzierung der Einspeiseprämie aus Erträgen des Netzzuschlags ist aus abgaberechtlicher Hinsicht unzulässig (siehe hierzu die Ausführungen in Kap. 4).

Der Netzzuschlag ist eine „Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck“. Er dient dem Ausgleich zwischen den Netzbetreibern für die in ihrem Netzgebiet (unbeeinflussbar) anfallenden, ungleichen Belastungen durch die Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung ihrerseits wurde für eine begrenzte Zahl von Anlagekategorien (Technologien) vorgesehen, bei denen es aufgrund einer umfassenden umwelt- und energiepolitischen Wertung als notwendig und zielführend erachtet wurde, einen Abnahmepreis festzulegen. Dieser Mechanismus kann nicht beliebig geändert oder erweitert werden,



sondern grundsätzlich nur, solange den Elementen des ‚Ausgleichgedankens‘ und des ‚besonderen Verwendungszwecks‘ Rechnung getragen wird.

Beiträge an bestehende, unrentable Anlagen dienen nicht demselben ‚besonderen Verwendungszweck‘, da es dabei nicht um das Heranführen von noch nicht vollständig marktfähigen, jedoch aus energiepolitischen Motiven erwünschten Technologien an den Markt geht, sondern um eine strukturelle Unterstützung, mit welcher das Erreichen der in der ES 2050 vorgesehenen Ausbauziele für die Wasserkraft in keiner Weise gefördert würde.

Eine Unterscheidung zwischen inländischer und ausländischer Produktion ist zudem aufgrund des Prinzips der Nichtdiskriminierung problematisch hinsichtlich der Vereinbarkeit mit bestehenden internationalen Abkommen (WTO, GATT, Freihandelsabkommen).

### **3. Teilzweckbindung des Netzzuschlags für Wasserkraftstrom**

Diese Massnahme beabsichtigt eine Teilzweckbindung des Netzzuschlags für Strom aus Wasserkraft sowie auf nicht geförderte erneuerbare Energien.

Der Netzzuschlag soll weiterhin auf allen konsumierten kWh erhoben werden. Allerdings würde jener Anteil des Netzzuschlags, der bei den Endverbrauchern auf Energie aus inländischer Wasserkraft erhoben wird, als Unterstützungsbeitrag für die bestehende Wasserkraft ausbezahlt. Denkbar wäre ebenfalls eine teilweise Auszahlung, um eine übermässige Unterstützung zu vermeiden.

Diese Unterstützung würde im Rahmen des in der ES 2050 vorgesehenen Einspeiseprämiensystems abgewickelt (vgl. Massnahme 2 „Unterstützung mittels Einspeiseprämie (Differenzkostenentschädigung)). Die produzierte Energie wird im Rahmen der Direktvermarktung am Markt verkauft. Aus dem Netzzuschlagsfonds wird zusätzlich eine Einspeiseprämie ausbezahlt.

#### **3.1. Wirkung**

Ist eine Anlage unterstützungswürdig, wird jede produzierte kWh über eine Einspeiseprämie direkt unterstützt. Die Wirkung ist abhängig von der Stringenz der in Kap. 3 definierten Kriterien: Definition der Anlagen in sehr schlechter finanzieller Lage (Einzelfallprüfung), Definition eines Rentabilitätskriteriums zum Nachweis einer dringend notwendigen Erneuerungsinvestition sowie Definition der Unterstützungsdauer (z.B. fünf Jahre). Je strenger diese Kriterien ausfallen, desto geringer werden die Mitnahmeeffekte.

#### **3.2. Finanzierung**

Die Produktion aus einheimischer Wasserkraft stellt maximal 55% des Stromverbrauchs dar. Somit würden, mit einem fixen Zuschlag von 2,3 Rp./kWh, rund 1,3 Rp./kWh (rund 730 Mio. Fr./Jahr) für die Unterstützung der Grosswasserkraft eingesetzt. Aus den 2,3 Rp./kWh sind bis zum Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets zur ES 2050 bereits 1,5 Rp./kWh vollständig verpflichtet und somit stünden maximal weitere 0,8 Rp./kWh zur Verfügung. Eine Erhöhung des maximalen Zuschlags würde zu einer weiteren Erhöhung der Auszahlungen an die Wasserkraft führen. Somit wäre nur eine teilweise Verwendung des Wasserkraftzuschlags als sinnvolle Lösung denkbar.



Den in Kapitel 3 dargelegten Kriterien der Unterstützung entsprechend würde jedoch nur die Hälfte des Anteils des Netzzuschlags, der bei den Endverbrauchern auf Energie aus inländischer Wasserkraft erhoben wird, den Wasserkraftwerken zurückerstattet. Kraftwerkseigentümer, Standortkantone und Privatinvestoren hätten demnach einen Beitrag in gleichem finanziellen Umfang zu leisten.

Es ist ausserdem zu bedenken, dass mit jedem neuen Verwendungszweck des Netzzuschlags der Förderanteil für die neuen erneuerbaren Energien wesentlich eingeschränkt wird. Mit 2.3 Rp./kWh ist es lediglich möglich, die Warteliste bis zu den Anmeldungen bis Ende 2014 abzubauen.

### **3.3. Umsetzung**

Sowohl die Prüfung der Teilnahmeberechtigung als auch die Festlegung eines fairen Verteilschlüssels mit adäquaten Kriterien zur Unterstützungswürdigkeit eines Kraftwerkes sind mit hohem Aufwand und Einzelfallbetrachtungen verbunden.

### **3.4. Rechtliche Beurteilung**

In rechtlicher Hinsicht gilt das Gleiche, wie bei Massnahme 2 (Unterstützung mittels Einspeiseprämie) ausgeführt: Auch hier geht es um eine Finanzierung der Unterstützung bestehender Grosswasserkraft über den Netzzuschlag, was aus abgaberechtlichen Gründen unzulässig ist.

## **4. Quotenmodell für Zubau und bestehende Wasserkraft anstelle KEV**

Das Quotenmodell würde die heutige KEV bzw. deren Weiterentwicklung im ersten Massnahmenpaket der ES 2050 (Einspeiseprämiensystem mit Direktvermarktung) ersetzen.

Alle Stromlieferanten in der Schweiz sollen verpflichtet werden, einen Mindestanteil aus inländischen erneuerbaren Energien zu liefern. Der Anteil soll kontinuierlich steigen (z.B. von 60% in 2020 auf 100% bis 2050). Die Verpflichtung kann durch eigene Produktion oder durch den Zukauf von Zertifikaten erfüllt werden. Wird die Pflicht nicht erfüllt, ist eine Busse zu bezahlen.

Mit einem Quotensystem gäbe es ab 2020 keine positiven KEV-Bescheide mehr. Die bisher eingegangenen KEV-Verpflichtungen würden jedoch erfüllt.

Quotenmodelle werden eingesetzt, um den Zubau von neuen erneuerbaren Energien zu fördern (beispielsweise in Schweden und Norwegen). Sollen unterschiedliche politische Ziele (Zubau neue Kraftwerke und Unterstützung bestehende Kraftwerke) mit demselben Instrument erreicht werden, führt dies zu Zielkonflikten bei der Ausgestaltung des Modells.

### **4.1. Wirkung**

Der Preis für ein Zertifikat wird in einem Quotenmodell über Angebot und Nachfrage bestimmt. Die Gesamtnachfrage ist dabei fix vorgegeben; sie entspricht dem gesetzlich festgelegten Zubaupfad. Das Angebot wird durch die Kraftwerke bestimmt, welche aus erneuerbaren Energien Strom produzieren. Dabei kommen zuerst die günstigsten Kraftwerke zum Zug. Diese sind bereit, ihr Zertifikat zu einem relativ tiefen Preis zu verkaufen. Der Marktpreis für ein Zertifikat wird aber vom teuersten Kraftwerk bestimmt, welches gerade noch nötig ist, um das Zubauziel zu erreichen. Auch die günstigen Kraftwerke



erhalten denselben (hohen) Marktpreis für ihr Zertifikat, obwohl für einen rentablen Betrieb ein viel tieferer Preis gereicht hätte. Der Marktpreis wird die Höhe der Busse nie übersteigen, da es für einen Stromlieferanten lohnenswerter ist, die Busse zu bezahlen als ein teureres Zertifikat zu kaufen. Liegen also die Gestehungskosten der für den Zubau nötigen Kraftwerke über dem Preis der Busse, werden diese Kraftwerke nicht gebaut und das Zubauziel verfehlt.

Ein Quotenmodell würde daher dazu führen, dass Betreiber von bestehenden erneuerbaren Kraftwerken zwar profitieren würden, die Zubauziele für erneuerbare Energien würden aber dennoch nicht erreicht.

## **4.2. Finanzierung**

Die Kosten für ein Quotenmodell werden indirekt über den Energiepreis an die Endkunden weitergegeben. Dazu ist keine spezielle Abgabe nötig. Da die Stromlieferanten die Zertifikate erwerben bzw. selber generieren müssen, werden sie die entsprechenden Kosten auf die Energiekomponente des Strompreises umlegen.

## **4.3. Umsetzung**

Ein Quotenmodell könnte innerhalb von ca. zwei Jahren aufgebaut werden. Die Vollzugskosten für die KEV würden dabei jedoch nicht entfallen, da die bisher eingegangenen Verpflichtungen weiterhin erfüllt werden müssen.

Der Vollzug eines Quotensystems könnte mit dem Vollzug der Herkunftsnachweise (HKN) kombiniert werden. Die Kosten eines Quotensystems können grob aus den Nutzungsgebühren der Quotensysteme in anderen Ländern hergeleitet werden. Daraus ergibt sich ein geschätzter Vollzugsaufwand von rund 2 Mio. Franken pro Jahr. Dieser wird über die Gebühren finanziert, welche anlässlich der Ausstellung eines Zertifikats erhoben und auf den Stromkonsumenten abgewälzt werden.

Ein funktionierendes Quotenmodell bedingt einen effizienten und liquiden Markt. Das BFE erachtet die Grösse des Schweizer Marktes als zu gering, als dass ein Wettbewerb innerhalb eines Quotensystems funktionieren könnte (Gefahr von Absprachen). Zudem hätte die Einführung einer Quotenregelung einen Paradigmenwechsel zur Folge. Eine solche grundlegende Änderung verursacht grosse Unsicherheit am Markt. Damit sich eine Umstellung auszahlt, müssten die Effizienz und die Effektivität eines Quotenmodells diejenigen eines Einspeisevergütungssystems deutlich übersteigen. Dies ist aufgrund von Erfahrungen anderer europäischer Länder mit Quotenregelungen nicht der Fall.

## **4.4. Rechtliche Beurteilung**

Das Quotenmodell würde das Einspeiseprämiensystem ablösen und das für die zweite Etappe der ES 2050 vorgesehene Lenkungssystem ersetzen. Es handelt sich um ein Fördermodell; die Förderung würde – allerdings auf radikal andere Art als bisher – weitergeführt. Die Gesetzgebung zur Förderung der erneuerbaren Energien müsste daher grundlegend angepasst werden (vor allem Energiegesetz und Energieverordnung). Zudem müsste wohl auch das Konzept des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) und allenfalls weiterer Erlasse angepasst werden. Der Regelungsbedarf ist als sehr gross einzuschätzen. Die wettbewerblichen Auswirkungen der Massnahme müssten vertieft geprüft werden - der mit der Unterstützung bestehender Wasserkraft stattfindende Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit und



die dadurch verursachten Wettbewerbsverzerrungen sind auch hier als äusserst problematisch einzuschätzen.

## 5. Bundesdarlehen/Bürgschaften

Zinsgünstige Bundesdarlehen oder Bürgschaften würden die Kapitalkosten der Wasserkraftbetreiber reduzieren und somit die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke senken. Zinslose Darlehen müssen nach Ablauf ihrer Laufzeit vollumfänglich zurückbezahlt werden. Über ihre gesamte Laufzeit hinweg betrachtet sind sie somit aus Sicht der Bundesfinanzen haushaltsneutral. Kurzfristig belasten sie den Haushalt indes und führen zu zusätzlichen Einsparungen in anderen Aufgabengebieten.

Variante Bürgschaften: Der Bund kann für Energieversorgungsunternehmen, die grosse Investitionsprojekte am Kapitalmarkt finanzieren müssen, zeitlich und betragsmässig beschränkte Bürgschaften eingehen. Dabei verpflichtet sich der Bund gegenüber den Gläubigern der betreffenden Unternehmen, im Falle von Zahlungsausfällen für vertraglich festgelegte Amortisationsanteile sowie ausstehende Schuldzinsen aufzukommen. Die betreffenden Investitionsvorhaben werden dadurch de facto mit einer Staatsgarantie ausgestattet, was geringere Risikoaufschläge und somit tiefere Zinssätze zur Folge hat. Es ist davon auszugehen, dass die Finanzierungskosten bei der Übernahme von Bürgschaften durch den Bund annähernd auf das Niveau von Bundesobligationen 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. Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass Firmen mit vergleichsweise hohen Finanzierungskosten stärker von Bürgschaften profitieren würden als Unternehmen, die sich bereits heute relativ günstig finanzieren können.

### 5.1. Wirkung

Bundesdarlehen/Bürgschaften erleichtern den Betreibern von Wasserkraftwerken, noch günstiger an Kapital zu gelangen und ihre Kreditwürdigkeit zu stärken. Im aktuellen Umfeld der Tiefzinse dürfte dies die Fremdkapitalkosten nur beschränkt reduzieren. 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. Unter der Annahme, dass die zinslosen Bundesdarlehen Finanzierungen über den Kapitalmarkt ersetzen und deshalb nicht zu einer zusätzlichen Verschuldung führen, dürfte das Kreditrating der Unternehmen im Vergleich zu einem Szenario ohne Bundesdarlehen jedoch nicht verschlechtert werden.

Zudem könnte eine namhafte finanzielle Unterstützung von bestehenden Grosswasserkraftwerken nur über grössere Umpriorisierungen im Haushalt finanziert werden, weil Darlehen erst nach ihrer Laufzeit zurückbezahlt werden müssen. Die Risikoexposition des Bundes entspricht bei der Darlehensvergabe jener von Bürgschaftsverpflichtungen.

### 5.2. Finanzierung

Bundesdarlehen würden – soweit Kosten anfallen – über den allgemeinen Bundeshaushalt finanziert. Sie unterstehen somit der Schuldenbremse. Im aktuellen finanzpolitischen Umfeld führen sie zur Ver-



drängung anderer Aufgaben aus dem Bundeshaushalt. Bei Bürgschaften handelt es sich um eine indirekte Form der Finanzierung, die – ausser im Fall von Kreditausfällen – keine Finanzflüsse zur Folge hat.

### **5.3. Umsetzung**

Die Höhe der in Anspruch genommenen Darlehen ist abhängig von den Darlehensbedingungen. Eine Rolle spielen dabei insbesondere der maximale Anteil des Darlehens an der Investitionssumme, der Zinssatz und die Darlehensdauer. Folgende Kriterien sind zu regeln:

- Der Investor muss das Projekt mit mindestens 40% Eigenkapital unterlegen. Das Verhältnis 40% Eigenkapital / 60% Fremdkapital entspricht branchenüblichen langfristigen Investitionsprojekten.
- Nach beispielsweise 10 oder 20 Jahren muss das Bundesdarlehen vollumfänglich zurückbezahlt werden. Wird eine Refinanzierung notwendig, muss dies über den Kapitalmarkt geschehen. Für neue Bundesdarlehen müsste wieder eine neue, ebenfalls befristete Gesetzesänderung beschlossen werden.
- Die Vergabe eines Darlehens ist im jeweiligen Voranschlagsjahr in jedem Fall mit einem hohen Mittelabfluss verbunden. Die dafür notwendigen jährlichen Zahlungskredite müssen dem Parlament im Rahmen des Voranschlags beantragt werden. Sie sind Bestandteil der Finanzierungsrechnung und beeinflussen damit den von der Schuldenbremse vorgegebenen finanzpolitischen Handlungsspielraum.

### **5.4. Rechtliche Beurteilung**

Die Gewährung von Darlehen ist in verfassungsrechtlicher Hinsicht heikel, da der Bund zu wettbewerbsneutralem Handeln verpflichtet ist und strukturpolitisch motivierte Abweichungen vom Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit nur ausnahmsweise zulässig sind.

Hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem Recht der EU müsste vertieft abgeklärt werden, ob es sich bei der Unterstützung der bestehenden Wasserkraft um eine erlaubte ‚Umweltbeihilfe‘ oder um eine unzulässige wirtschaftspolitisch motivierte Massnahme handelt (vgl. Kap. 3.3).

Schliesslich wäre bei Bejahen der Vereinbarkeit mit Verfassung und internationalem Recht selbstverständlich auch eine materiell-rechtliche Grundlage in der Energiegesetzgebung zu schaffen, welche die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen regelt (Laufzeit, Rückzahlungsbedingungen usw.). Die gesetzliche Grundlage für neue Subventionstatbestände unterstünde der Ausgabenbremse, was in beiden Räten das absolute Mehr erfordern würde. In Umsetzung der Rahmenvorgaben des SuG sollte die Bestimmung zeitlich befristet werden (vgl. Kap. 3.3). Bundesdarlehen oder –bürgschaften könnten ausserdem nur gewährt werden, wenn sich die Kantone an den Massnahmen ebenfalls beteiligen. Die Gewährung von Darlehen erfordert als Verpflichtung über das Voranschlagsjahr hinaus einen Bundesbeschluss, neben einer materiell-rechtlichen Grundlage in der Energiegesetzgebung. In diesem Bundesbeschluss wäre die Höhe der Darlehen im Rahmen eines Verpflichtungskredits festzulegen.

## **6. Beiträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe**

Der Vorschlag, die bestehenden Wasserkraft über Erträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe zu unterstützen, wird im Positionspapier „Wirbelsäule Wasserkraft“ von Alpiq, FMV, AET und IWB bereits aufgegriffen. Das



Unterstützungsmodell soll so ausgestaltet werden, dass der Nachteil der Schweizer Wasserkraft aufgrund der tiefen CO<sub>2</sub>-Preise in der EU kompensiert werden kann. Gemäss dem Positionspapier ist von 1 bis 2 Rp./kWh auszugehen. Die Unterstützung soll jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahren festgelegt und ausbezahlt werden. Anschliessend wird sie entsprechend der effektiven Differenz des CO<sub>2</sub>-Preises in der EU und der Schweiz neu berechnet und muss von den Kraftwerksbetreibern wieder neu beantragt werden. Für eine Unterstützung muss bei der EICom Anspruch geltend gemacht werden.

## 6.1. Wirkung

Mit der Verwendung von Erträgen der CO<sub>2</sub>-Abgabe für die Wasserkraft stünde ein Finanzierungstopf für Massnahmen zur Verfügung. Bei der Unterstützung der Wasserkraft handelt es sich allerdings um eine Zweckentfremdung der CO<sub>2</sub>-Abgabe, bei welcher keine inländischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (Territorialprinzip) reduziert werden. Das heisst, die Emissionen des importierten Stroms werden dem Herkunftsland angerechnet.

## 6.2. Umsetzung

Die Erträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe werden im gleichen Jahr verteilt, in dem sie anfallen. Die Rückverteilung basiert somit auf Schätzungen. Würde dieses System auch auf die Unterstützung der bestehenden Wasserkraft angewendet, wäre somit eine rasche Umsetzung der Massnahme möglich.

Das BAFU ist federführend betreffend CO<sub>2</sub>-Gesetz, das BFE im Bereich erneuerbare Energien. Die Eidg. Zollverwaltung (EZV) erhebt die CO<sub>2</sub>-Abgabe und erstattet sie auch zurück. Bei einer Unterstützung der Wasserkraft über die Erträge der CO<sub>2</sub>-Abgabe wäre das BFE verantwortlich für die Prüfung der unterstützungsberechtigten Wasserkraftwerke und die EZV für die Erhebung der CO<sub>2</sub>-Abgabe, die Verwaltung der Gelder für die Unterstützung der Wasserkraft und die Verteilung dieser Gelder. Der grösste Vollzugsaufwand fällt bei der Einzelprüfung der Anlagen und dem jährlichen Monitoring an. Der Aufwand für Erhebung, Verwaltung und Auszahlung der Gelder dürfte vergleichsweise gering ausfallen, da man mit der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf ein bestehendes Instrument abstützt.

Rund zwei Drittel der Abgabeerträge werden verbrauchsunabhängig an Bevölkerung und Wirtschaft zurückverteilt. Ein Drittel der Erträge (max. 300 Mio. Fr.) fliesst in das Gebäudeprogramm zur Förderung energetischer Sanierungen und erneuerbarer Energien, weitere 25 Mio. Franken in den Technologiefonds. Der Bund verteilt die Gelder zwischen Bevölkerung und Wirtschaft im Verhältnis der Abgabeerträge.

Im Jahr 2015 werden insgesamt 615 Mio. Franken an CO<sub>2</sub>-Abgabe Einnahmen rückverteilt, wovon 379 Mio. Franken (62%) an die Bevölkerung und 236 Mio. (38%) an die Wirtschaft gehen. Die Bevölkerung bekommt somit 62.40 Franken pro Person über die Krankenkassenprämie rückerstattet. Die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe, die von der Wirtschaft entrichtet wurden, werden an alle Arbeitgeber zurückverteilt, proportional zur abgerechneten AHV-Lohnsumme ihrer Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer. Der Verteilfaktor beträgt 0,739 ‰. Somit erhalten die Arbeitgeber pro 100 000 Franken abgerechneter AHV-Lohnsumme des Jahres 2013 73.90 Franken rückverteilt. Massgebend für die Lohnsummenerhebung des Jahres 2013 ist die am 31. Oktober 2014 deklarierte Lohnsumme.



Verwendet man nun einen Drittel (max. 300 Mio. Fr.) des CO<sub>2</sub>-Abgabe-Ertrags für die Unterstützung der bestehenden Wasserkraft und belässt die Teilzweckbindung für das Gebäudeprogramm und den Technologiefonds gleich, so reduziert sich die Rückverteilung an die Bevölkerung und die Wirtschaft um die Hälfte (von zwei auf ein Drittel). Wie man die Reduktion auf Bevölkerung und Wirtschaft aufteilt, wird offengelassen. Man kann sie gleichmässig aufteilen, damit an beide nur noch die Hälfte rückverteilt wird. Man kann bspw. aber auch in Betracht ziehen, dass die Reduktion nur zu Lasten der Bevölkerung geht und die Wirtschaft verschont bleibt. Auch hier gilt, gemäss definierten Unterstützungskriterien in Kapitel 3: Werkseigentümer, Standortkanone, Betreiber und private Investoren leisten denselben Beitrag zur Unterstützung der Werke, wie aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe Mittel zur Unterstützung der Wasserkraft bereitgestellt werden.

### 6.3. Rechtliche Beurteilung

Bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe handelt es sich um eine reine Lenkungsabgabe, die sich auf die Sachkompetenz des Bundes stützt (d.h. keiner speziellen Verfassungsgrundlage bedarf). Ein Teil der Erträge einer reinen Lenkungsabgabe kann im entsprechenden Sachbereich oder in einem mit diesem eng verknüpften Bereich *zur Verstärkung der mit der Abgabenerhebung verfolgten Ziele* eingesetzt werden. Nicht zulässig ist hingegen die Mittelverwendung für andere Bundesaufgaben. An die Zulässigkeit der Mittelverwendung sind strenge Anforderungen zu knüpfen.<sup>6</sup>

Ziel der Klimalenkungsabgabe ist die Verminderung der Treibhausgasemissionen. Lenkungszielkonform sind somit alle Massnahmen, die ebenfalls der Verminderung der Treibhausgasemissionen dienen. Dies ist bei der Unterstützung der Wasserkraft nicht der Fall, da damit keine inländischen CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert werden. Die Verwendung eines Teils des Abgabbeertrags für die Unterstützung von bestehender Grosswasserkraft ist daher verfassungswidrig.

Hinzu kommt, dass der Zweck einer Lenkungsabgabe hauptsächlich in der Verhaltenslenkung durch die Abgabbeerhebung liegen muss und dass das Steuersubstrat der Kantone dadurch nicht wesentlich beeinträchtigt werden darf. Unter diesem Aspekt wurde in quantitativer Hinsicht die Teilzweckbindung von *mehr* als einem Drittel des Abgabbeertrages bisher als unzulässig angesehen. Je höher der für die Mittelverwendung vorgesehene Anteil des Ertrags festgelegt wird, desto mehr tritt die Lenkungswirkung in den Hintergrund und die Finanzierung in den Vordergrund, was mit dem Grundprinzip einer Lenkungsabgabe nicht zu vereinbaren ist.

## 7. Kompensationspflicht Treibstoffimporteure

Treibstoffimporteure sind gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz verpflichtet, einen Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der energetischen Nutzung der Treibstoffe entstehen, zu kompensieren. Laut Art. 26 Abs. 2 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes beträgt der Rahmen der Kompensation 5 bis 40%. In der CO<sub>2</sub>-Verordnung hat der Bundesrat den Kompensationssatz für 2020 auf 10% festgelegt (Art. 89 CO<sub>2</sub>-Verordnung). Dieser Satz kann erhöht werden, wenn ersichtlich wird, dass die gesetzten CO<sub>2</sub>-Ziele verfehlt werden. Zur Finanzierung der Kompensationsprojekte ist ein Kompensationsaufschlag auf Treibstoffe von maximal 5 Rappen pro Liter zulässig (Art. 26 Abs. 2 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes). Zurzeit werden ungefähr 2 Rp./l erhoben, um die Projekte zu finanzieren (der exakte Aufschlag ist nicht bekannt). Damit besteht theoretisch noch ein Spielraum für eine weitere Kompensationspflicht im Umfang von rund. 3 Rp./l, womit für die Unterstützung der Grosswasserkraftwerke zusätzliche Mittel im Umfang von ca. 240 Mio. Franken zur Verfügung stünden. Die Importeure fossiler Treibstoffe würden durch das Energiegesetz dazu verpflichtet, einen Teil des

<sup>6</sup> Keller, Helen und Matthias Hauser (2008). Rechtsgutachten über den verfassungsrechtlichen Rahmen einer Klimalenkungsabgabe des Bundes. Zürich, 2008



importierten Stroms durch Investitionen in die Grosswasserkraft zu kompensieren. Investitionen in die Grosswasserkraft werden durch Wasserkraft-Zertifikate (z.B. blaue Stromzertifikate) bestätigt. Die Importeure fossiler Treibstoffe können die Investitionen in die Grosswasserkraft entweder direkt tätigen oder auf dem Markt die entsprechende Menge an Wasserkraftzertifikaten erwerben. Damit ein Wasserkraftzertifikat ausgestellt wird, müssen u.a. die Finanz- und Emissionsadditionalität gegeben sein, d.h. Projekte dürfen nicht wirtschaftlich sein und müssen durch die Kompensationspflicht überhaupt erst ermöglicht werden. Es dürfte somit kein Giesskannenprinzip angewendet und nur unrentable Kraftwerke unterstützt werden.

Für die Berechnung der auszustellenden Wasserkraftzertifikate ist die Menge des Wasserkraftstroms relevant, der dank der direkten Investition oder dem Erlös aus den blauen Stromzertifikaten zusätzlich produziert wird. Die Kosten für die Finanzierung würden die Bezüger von fossilem Treibstoff tragen, Nutzniesser sind Betreiber unwirtschaftlicher Wasserkraftwerke. Für die Treibstoffimporteure würde diese zusätzliche Kompensationspflicht eine weitere Belastung darstellen.

Alle Treibstoffimporteure sind frei, ihren Kompensationsaufschlag festzulegen, solange dieser 5 Rp./l nicht überschreitet. Wie diese zusätzliche Kompensationspflicht im Bereich der Wasserkraft ausgestaltet werden soll, bleibt daher ebenfalls den Treibstoffimporteuren überlassen.

### **7.1. Wirkung**

Geht man davon aus, dass die Importeure fossiler Treibstoffe einen zusätzlichen Kompensationsaufschlag von 3 Rp./l erheben werden, würden dadurch rund 240 Mio. Franken pro Jahr zur Verfügung stehen.

### **7.2. Finanzierung**

siehe Kapitel 3 („Rahmenbedingungen“)

### **7.3. Umsetzung**

Der Aufschlag auf den Treibstoffpreis zur Unterstützung der bestehenden Wasserkraft bleibt den Treibstoffimporteuren überlassen. Damit das System funktioniert, muss jedoch eine neue Währung geschaffen werden, mit der Investitionen in die Grosswasserkraft „bestätigt“ werden. Beispielsweise könnte ein „blaues Stromzertifikat“ eingeführt werden. Pro kWh Strom aus Grosswasserkraft, die dank der Investition zusätzlich produziert wird, erhält der Investor ein blaues Stromzertifikat. Die Importeure fossiler Treibstoffe müssen jedes Jahr im Umfang des importierten Kohlestroms blaue Zertifikate abgeben. Ob sie diese selbst durch direkte Investitionen in die Grosswasserkraft generieren oder auf dem Markt zu kaufen, bleibt den Treibstoffimporteuren überlassen.

### **7.4. Rechtliche Beurteilung**

Die Verpflichtung der Treibstoffimporteure, einen Teil des importierten Kohlestroms durch Investitionen in die Grosswasserkraft zu kompensieren, ist systemwidrig und daher rechtlich äusserst bedenklich, allenfalls sogar verfassungswidrig.



## 8. Finanzierung über die Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer (MWST) wurde am 1. Januar 1995 eingeführt und ersetzte die Warenumsatzsteuer (WUST). Die Kompetenz zur Erhebung liegt ausschliesslich beim Bund und wird im Bundesgesetz über die Mehrwertsteuer (MWSTG) und der damit verbundenen Ausführungsverordnung (MWSTV) geregelt.

Die MWST ist eine allgemeine Verbrauchssteuer. Das Ziel der Besteuerung liegt im nicht unternehmerischen inländischen Konsum von Gegenständen und Dienstleistungen. Sie wird auf allen Stufen der Produktion, des Handels und des Dienstleistungssektors (Inlandsteuer), auf dem Bezug von Leistungen von Unternehmen mit Sitz im Ausland (Bezugsteuer) sowie auf der Einfuhr von Gegenständen (Einfuhrsteuer) erhoben. Steuerpflichtig ist, wer ein Unternehmen betreibt und nicht von der Steuerpflicht befreit ist (Inlandsteuer). Von der Steuerpflicht befreit ist, wer:

- im Inland innerhalb eines Jahres weniger als 100 000 Franken Umsatz aus steuerbaren Leistungen erzielt oder
- als nicht gewinnanstrebender, ehrenamtlich geführter Sport- oder Kulturverein oder als gemeinnützige Institution im Inland weniger als 150 000 Franken Umsatz aus steuerbaren Leistungen erzielt.

Gegenwärtig zählt die MWST rund 353 000 Steuerpflichtige.

Seit dem Jahr 2011 betragen die MWST-Sätze:

- 2.5% (reduzierter Steuersatz) auf Ess- und Trinkwaren, Medikamente, usw.
- 3.8% (Sondersatz, befristet auf Ende 2017) auf Beherbergungsleistungen
- 8% (Normalsatz) auf allen übrigen Leistungen

Zuständig für die Erhebung und den Einzug der Inland- und der Bezugsteuer ist die Eidgenössische Steuerverwaltung (ESTV). Im Gegensatz dazu fällt die Steuererhebung auf der Einfuhr von Gegenständen in den Zuständigkeitsbereich der Eidgenössischen Zollverwaltung (EZV).

Gemäss den gegenwärtig geltenden Verfassungsbestimmungen (Art. 130 BV, Art. 196 Ziff. 3 Abs. 2 Bst. e und Ziff. 14 Abs. 2 und 3 Übergangsbestimmung BV) sind knapp 23% des MWST-Ertrags zweckgebunden für die AHV, für die IV, für grosse Eisenbahnprojekte und für die Prämienverbilligung der Krankenversicherung und fliessen daher nicht in die allgemeine Bundeskasse<sup>7</sup>:

- Der Ertrag aus einem Steuerprozentpunkt (1% des Normalsatzes, 0,5% des Sondersatzes für Beherbergungsleistungen und 0,3% des reduzierten Satzes) ist für die AHV bestimmt.
- Der Ertrag aus 0,4 Steuerprozentpunkten (0,4% des Normalsatzes, 0,2% des Sondersatzes für Beherbergungsleistungen und 0,1% des reduzierten Steuersatzes) wird zur befristeten Finanzierung der IV (1. Januar 2011 bis 31. Dezember 2017) verwendet.
- Der Ertrag aus 0,1 Prozentpunkten wird zur Finanzierung von grossen Eisenbahnprojekten eingesetzt.
- Vom verbleibenden Betrag werden 5% für die Prämienverbilligung in der Krankenversicherung zugunsten unterer Einkommensschichten verwendet.

<sup>7</sup> Schweizerische Steuerkonferenz SSK (2014). Die geltenden Steuern von Bund, Kantonen und Gemeinden; BFS (2014). Die Mehrwertsteuer in der Schweiz 2012. Resultate und Kommentare. Abrufbar unter <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/news/publikationen.Document.178642.pdf>



## 8.1. Finanzierung

Im Jahr 2013 lag der Mehrwertsteuerertrag bei 22,5 Mrd. Franken.<sup>8</sup> Die Mehrwertsteuer (MWST) läuft immer über den Bundeshaushalt.

Unterstützt man die bestehende Wasserkraft über die Erträge aus der MWST, so bedeutet dies entweder, dass bei gleichbleibenden Steuersätzen andere Ausgaben gekürzt oder die Steuersätze erhöht werden müssen.

## 8.2. Wirkung

Geht man von einem Unterstützungsvolumen für die bestehende Wasserkraft zwischen 90 Mio. und 550 Mio. Franken aus, macht dies gegenüber den Einnahmen im Jahr 2013 (22,561 Mrd. Fr.) 0.4 bzw. 2.44% aus. Verteilt man diesen Betrag auf die drei Steuersätze, müssten diese folgendermassen erhöht werden:

Jahr	MWST (in Mio.)	WK-Unterstützung (in Mio.)	Erhöhung in %	Anpassung Normalsatz (8%)	Anpassung Sondersatz (3.8%)	Anpassung re- duzierter Satz (2.5%)	Satz
2013	22'561	90	0.399%	8.032%	3.815%	2.510%	
2013	22'561	550	2.438%	8.195%	3.893%	2.561%	

## 8.3. Umsetzung

Eine Erhöhung der MWST erfordert in jedem Fall eine Verfassungsänderung und damit auch die Zustimmung von Volk und Ständen.

Wird eine Erhöhung der MWST beschlossen, so müssten die Mittel entweder zweckgebunden (Art. 53 FHG) oder in einen Spezialfonds (Art. 52 FHG) eingelegt werden.

## 8.4. Rechtliche Beurteilung

Will man die bestehende Wasserkraft über eine Erhöhung der MWST unterstützen, so benötigt dies eine Änderung der BV, wie dies auch bei den anderen zweckgebundenen Erhöhungen der Fall ist (siehe Art. 196 Ziff. 3 Abs. 2 Bst. e und Ziff. 14 Abs. 2 und 3 Übergangsbestimmung BV).

## Generelle Entlastungsmassnahmen

### 9. Reduktion der Wasserzinsen

Als mögliche Massnahme zur Unterstützung der bestehenden Wasserkraft wird ein (teilweiser) Verzicht auf die Wasserzinsen vorgeschlagen. Diese könnten entweder generell für alle Wasserkraftwerke (allgemeine Reduktion) oder unter bestimmten Kriterien nur für einzelne Kraftwerke reduziert werden.

<sup>8</sup> <http://www.estv.admin.ch/mwst/dokumentation/00294/index.html?lang=de>



Der Wasserzins stellt in der Schweiz das Entgelt für das Recht zur wirtschaftlichen Nutzung der Wasserkraft dar. Art. 76 BV weist das Verfügungsrecht über die Wasservorkommen den Kantonen zu, diese wiederum teilweise den Gemeinden. Das verfassungsberechtigte Gemeinwesen darf gemäss Artikel 49 des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Wasserzins in der Höhe von maximal 110 Franken pro kW Bruttoleistung erheben (Ausnahmen: Wasserkraftwerke < 1 MW<sub>br</sub>: Befreiung vom Wasserzins; 1 - 2 MW<sub>br</sub>: linearer Anstieg bis zum zulässigen Maximum). Wenn in allen Kantonen das bundesgesetzliche Maximum an Wasserzinsen von aktuell 110 Franken pro kW Bruttoleistung ausgeschöpft wird, ergeben sich für die Schweiz insgesamt bezahlte Wasserzinsen von 566 Mio. Franken pro Jahr. Über 60% der gesamtschweizerischen Wasserzinseinnahmen entfallen auf die Gebirgskantone Graubünden, Obwalden, Tessin, Uri und Wallis und haben teils eine wesentliche Bedeutung für den Finanzhaushalt.

Der Anteil des Wasserzinses an den Gestehungskosten der analysierten bestehenden Wasserkraftwerke<sup>9</sup> beträgt rund 1,3 Rp./kWh.

Die Massnahme der Wasserzinsreduktion weist, je nach Ausgestaltung, keine Koppelung an die Marktsituation (z.B. an den CO<sub>2</sub>-Preis) und somit auch keinen automatischen Ausstiegsmechanismus auf. Deshalb sollte sie befristet oder mit einer periodischen Überprüfungs Klausel versehen werden.

### **9.1. Wirkung**

Massgeblich für das einzelne Kraftwerk ist die Höhe der Reduktion der Wasserzinsen. Eine Senkung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums auf 80 Franken pro kW Bruttoleistung würde beispielsweise zu einer Reduktion der Gestehungskosten von 7% führen. Dies würde die Gemeinwesen jährlich rund 160 Mio. Franken kosten.

Die grösste Auswirkung der Reduktion der Wasserzinsen besteht in der Verminderung der Einkünfte der wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.

Eine allgemeine Reduktion der Wasserzinsen würde zu grossen Mitnahmeeffekten führen, d.h. es würden auch Wasserkraftwerke unterstützt, welche keine Hilfe benötigen. Dadurch könnte das Ziel, nämlich die Unterstützung unrentabler Wasserkraftwerke, nicht erreicht werden, da ein Grossteil der Mittel in die allgemeine Stützung der Branche fliessen würde. Die Mitnahmeeffekte könnten deutlich reduziert werden, wenn nur eine nach klaren Kriterien definierte Gruppe von Kraftwerken, mithin defizitäre Werke, von einer Wasserzinsreduktion profitieren könnte. Die Evaluation, ob ein Kraftwerk in eine entsprechend definierte Kategorie gehören würde, hätte allerdings einen hohen administrativen Aufwand zur Folge.

### **9.2. Finanzierung**

Da es sich bei dieser Massnahme um einen befristeten teilweisen Erlass geschuldeter Abgaben handeln würde, wäre keine eigentliche Finanzierungsquelle notwendig. Indirekt müssten betroffene Gemeinden und Kantone ihre Ausgaben jedoch reduzieren, neue Einnahmequellen suchen (z.B. Steuererhöhungen) oder tiefere Erträge resp. höhere Aufwandüberschüsse akzeptieren.

---

<sup>9</sup> Bundesamt für Energie, 10. März 2015: Rentabilität der bestehenden Wasserkraft – Aktualisierung des Berichts zuhanden der UREK-N vom 7. August 2014.



### 9.3. Umsetzung

Eine temporäre Reduktion der Wasserzinsen liegt in der Kompetenz der Kantone und könnte von diesen schnell umgesetzt werden. Soweit in den kantonalen Gesetzen definiert ist, dass das bundesrechtliche Wasserzinsmaximum anzuwenden ist, würden kantonale Gesetzesänderungen notwendig. Der Bund hat gestützt auf die geltenden Bestimmungen des WRG nicht die Kompetenz, die Kantone als Inhaber der Gewässerhoheit zu verpflichten, von der Erhebung von Wasserzinsen abzusehen. Alternativ könnte mittels Senkung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums darauf hingewirkt werden, dass die Kantone tiefere Wasserzinsen berechnen könnten resp. müssten.

Eine Anpassung der Regelung auf Bundesebene, beispielsweise die Herabsetzung des Wasserzinsmaximums für unterstützte bestehende Anlagen, bedingt eine Änderung des WRG (vgl. Kap. 9.4).

### 9.4. Rechtliche Beurteilung

Der Wasserzins gehört zur Kategorie der Kausalabgaben. Der Abgabepflichtige muss den Wasserzins nicht grundlos bezahlen, sondern erhält vom Gemeinwesen eine Gegenleistung, nämlich das Recht zur exklusiven Wasserkraftnutzung an einem Standort. Eine individuelle Betrachtung der Leistungsfähigkeit eines Abgabepflichtigen ist in diesem System nicht enthalten. Soll das aktuell geltende System abgeändert werden, müsste genauer geprüft werden, ob es abgaberechtlich zulässig wäre, nebst der nutzbaren Wassermenge und dem nutzbaren Gefälle eine weitere Komponente, nämlich die Möglichkeit der Kategorienbildung, einzufügen. Es könnten so beispielsweise Gruppen von unterschiedlich unterstützungsbedürftigen Kraftwerken gebildet werden. Eine Einzelfallbetrachtung in Abhängigkeit der individuellen Leistungsfähigkeit, analog einer Steuerberechnung, scheint aber nicht möglich. In jedem Fall wäre auf Bundesebene eine Revision des WRG, insbesondere von Art. 48 und 51 WRG, unumgänglich.

Für eine modifizierte Ausgestaltung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums müsste das WRG geändert werden.

Aus wettbewerbsrechtlicher Sicht ist eine finanzielle Unterstützung der Branche resp. eine Reduktion von Abgaben durch den Bund problematisch, da Bund und Kantone von Verfassungswegen zu wettbewerbsneutralem Handeln verpflichtet und strukturpolitisch motivierte Abweichungen vom Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit nur ausnahmsweise zulässig sind. Es müsste genau untersucht werden, unter welchen Bedingungen eine verfassungskonforme Unterstützung möglich wäre.

## 10. Kein Netzzuschlag auf Anteil des Stroms aus einheimischer Wasserkraft

Auf den Zuschlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz würde im Umfang des Anteils an Energie aus einheimischer Wasserkraft (optional auch an jener aus anderen inländischen erneuerbaren Energien) verzichtet. Die Endverbraucher müssten somit für ihren bezogenen Strom aus inländischer Wasserkraft keinen Zuschlag zahlen, womit die Energie aus einheimischer Wasserkraft im Vergleich zur restlichen Energie aus fossilen oder nuklearen Quellen oder aus dem Ausland faktisch verbilligt und attraktiver würde. Ziel wäre es, Energie aus Wasserkraft gegenüber der Kernenergie und dem Graustrom besserzustellen und damit die Schweizer Stromproduktion aus Wasserkraft (optional auch aus den anderen Erneuerbaren) zu unterstützen.



### **10.1. Wirkung**

Diese Lösung hätte die gleiche Wirkung wie eine differenzierte Stromabgabe. Die Differenzierung müsste ausschliesslich auf inländischen Kraftwerken basieren. Sie würde dazu führen, dass die Konsumenten vermehrt Strom aus einheimischer Wasserkraft nachfragen würden. Dies wiederum führte zu einer Preissteigerung der Herkunftsnachweis-Zertifikate (HKN), von der die Produzenten profitieren könnten.

Profitieren würden teilweise auch die Stromhändler. Der Preis aus erneuerbarer Elektrizität würde steigen, bis er das Niveau des nicht erneuerbaren Energiepreises zuzüglich Netzzuschlag erreicht hätte. Im Anschluss würde sich wieder ein Gleichgewicht einstellen. Der Umfang an Gesamteinnahmen aus dem Netzzuschlag verändert sich nicht, jedoch würden die Endverbraucher die höheren HKN-Kosten für den Wasserkraftstrom tragen.

Es bestünde keine Möglichkeit, die Entlastung auf jene Anlagen zu beschränken, die am stärksten unterstützt werden müssten. Deshalb sind hohe Mitnahmeeffekte zu erwarten. Allenfalls entstünden Doppelförderungen, wenn Anlagen neu gebaut, erweitert oder erneuert werden (Investitionsbeitrag), da die Anlagen mit der Wasserkraft-Einspeiseprämie zusätzlich im Betrieb unterstützt würden.

### **10.2. Finanzierung**

Der Netzzuschlag würde mit dieser Massnahme demnach gegenwärtig auf 44% der konsumierten TWh nicht erhoben (Energie aus Wasserkraft). Wenn der maximale Netzzuschlag die gleichen Einnahmen wie bei den in der ES 2050 vorgesehenen 2.3 Rp./kWh generieren soll, müsste der effektiv erhobene Zuschlag auf der nicht erneuerbaren Elektrizität auf bis zu 4.1 Rp./kWh erhöht werden.

Maximal beträgt die Produktion aus Schweizer Wasserkraftstrom 55% des Stromverbrauchs. In diesem Fall würde der Netzzuschlag auf die nicht erneuerbare Elektrizität 5.1 Rp./kWh sein. Dieser effektive erhobene Zuschlag müsste je nach Strommix laufend angepasst werden, sonst wäre die Liquidität des Netzzuschlagsfonds gefährdet.

### **10.3. Umsetzung**

Der Anteil an inländischer Wasserkraft (optional an einheimischen Erneuerbaren) am individuellen Strommix müsste für jeden Stromkunden bestimmt werden, damit berechnet werden kann, wie hoch der zu bezahlende Zuschlag ist. Die Einnahmen aus dem Netzzuschlag würden von Jahr zu Jahr variieren und wären nur ex-post bekannt. Das kann zu Liquiditätsproblemen des Netzzuschlagsfonds führen. Die oben erwähnten Charakteristika lassen einen aufwändigen Vollzug erahnen.

### **10.4. Rechtliche Beurteilung**

Die wettbewerblichen Auswirkungen der Massnahme und eine allfällige Diskriminierung ausländischer Produzenten bzw. die Vereinbarkeit mit internationalem Recht müssten vertieft geprüft werden.



## 11. Zweckgesellschaft für unrentable Wasserkraftwerke

Die Massnahme lehnt sich an das Massnahmenpaket zur Stabilisierung des Schweizer Finanzsystems an, das am 15. Oktober 2008 von Bundesrat, Schweizerischer Nationalbank (SNB) und Eidgenössischer Bankenkommission (EBK) beschlossen und von der UBS in Anspruch genommen wurde. Mit diesem Ansatz können Unternehmen, die unmittelbar vom Konkurs bedroht sind, über einen gewissen Zeitraum mit ausreichend Liquidität versorgt und damit ihre Zahlungsunfähigkeit abgewendet werden. Bund und Kantone als Hauptinvestoren der Zweckgesellschaft können das Risiko der Assets (unrentable Wasserkraftwerke) besser tragen als die Energieversorgungsunternehmen (EVU), da sie mit dem Verkauf der Vermögenswerte warten können, bis sich die Märkte erholt haben und für die Vermögenswerte wieder ein angemessener Marktpreis bezahlt wird.

### 11.1. Wirkung

Voraussetzung ist eine *systemrelevante Notsituation*, in der ohne das Eingreifen des Staates ein Zusammenbruch des Marktes bzw. der Versorgungssicherheit zu befürchten ist. Gemäss Schlussbericht der Expertengruppe zur Limitierung von volkswirtschaftlichen Risiken durch Grosskonzerne sind Wasserkraftwerke nicht systemrelevant. Alle weiteren Ausführungen stehen unter diesem Vorbehalt. Zumindest theoretisch könnten unrentable Wasserkraftwerke, bzw. deren Aktienanteile, in eine Zweckgesellschaft überführt werden, deren Mehrheitseigentümer der Bund bzw. die Kantone sind. Auf diese Weise wird die Bilanz der EVU von unrentablen Wasserkraftwerken entlastet und stärkt gleichzeitig deren Eigenmittel durch die Bereitstellung von Kapital.

Im Sinne erster Überlegungen zur Ausgestaltung einer solchen Lösung ist davon auszugehen, dass zunächst die Eigenkapitalbasis der EVU mit Hilfe von Pflichtwandelanleihen des Bundes und der Kantone gestärkt werden müsste. Durch dieses zusätzlich verfügbare Eigenkapital (EK) würden die EVU in die Lage versetzt, eine Zweckgesellschaft zu gründen und diese ihrerseits mit dem nötigen EK auszustatten. Diese Zweckgesellschaft würde die unrentablen Kraftwerke übernehmen, diese auf eigene Rechnung weiter betreiben und später wenn möglich veräussern. Das hierfür erforderliche Fremdkapital müsste der Zweckgesellschaft dabei von Bund und Kantonen mittels Darlehen zur Verfügung gestellt werden.

Das den EVU in Form von Pflichtwandelanleihen übertragene Kapital wäre bis zu dessen Umwandlung in Aktienkapital zu verzinsen. Sofern die Pflichtwandelanleihen nicht vorgängig an einen oder mehrere andere Interessenten verkauft würden, erhielten Bund und Kantone nach deren Wandlung Aktien der EVU.

Bei dieser Massnahme treten Bund bzw. Kantone als Investoren auf. Beide erhalten einen jährlichen Zins von der Zweckgesellschaft für das gewährte Darlehen. Ob Verluste entstehen, hängt davon ab, ob die Pflichtwandelanleihe mit Gewinn oder Verlust verkauft werden kann und ob der Bund bzw. die Kantone das volle Darlehen zurückerhalten oder nicht. Somit tragen der Bund bzw. die Kantone das volle Risiko, nicht aber die EVU. Nach spätestens fünf Jahren erhalten der Bund und die Kantone eine Gewinnbeteiligung in angemessener Höhe und die Hälfte des EK abzüglich der anfänglich eingebrachten EK-Summe. Die Zweckgesellschaft wird über den gesamten Zeitraum ihrer Existenz die unrentablen Wasserkraftwerke auf dem Markt zum Verkauf anbieten. Findet ein Verkauf statt, steigt entsprechend das EK. Die Frage, wie viel diese heute unrentablen Wasserkraftwerke nach Ablauf der Frist von maximal fünf Jahren wert sein werden, ob sie Geld durch Stromverkauf generieren und ob bzw. wie viele der Wasserkraftwerke verkauft werden könnten, lässt sich im Voraus nicht beantworten.



Im Unterschied zum Rettungspaket der UBS kann eine aktive Rolle der SNB im Massnahmenpaket zur Unterstützung bestehender Wasserkraft rechtlich nicht begründet werden, da sich die Rettung unrentabler Wasserkraftwerke in keine der unter Artikel 5 des Nationalbankgesetzes aufgeführten Aufgaben der SNB einordnen lässt.

## **11.2. Finanzierung**

Bei dieser Massnahme treten der Bund bzw. die Kantone als Investoren auf, die je nach Ausgestaltung der Rückzahlungsmodalitäten nach Auflösung der zeitlich befristeten Zweckgesellschaft entsprechend dem Risiko entschädigt werden. Das Risiko sollte gemeinsam von Bund und Kantone getragen werden, insbesondere weil die Kantone wesentlicher Träger der EVU sind und deshalb auch an einer allfälligen Problemlösung beteiligt werden sollten.

Die Errichtung von Pflichtwandelanleihen zugunsten der EVU und die Vergabe von Darlehen müssten aus subventionsrechtlichen Gründen über die Finanzierungsrechnung des Bundes abgewickelt werden. Dies würde bedeuten, dass selbst im Falle einer ausserordentlichen Finanzierung einer solchen Massnahme andere Ausgaben im Bundeshaushalt verdrängt würden.

## **11.3. Umsetzung**

Bevor unrentable Wasserkraftwerke in die Zweckgesellschaft überführt werden können, muss das EVU das Kraftwerk auf dem Markt zu einem angemessenen Preis zum Verkauf anbieten. Findet sich kein Käufer, wird der Kaufpreis des Wasserkraftwerks durch eine vom Bund beauftragte Due-Diligence-Prüfung festgelegt und in die Zweckgesellschaft überführt. Jedes Kraftwerk muss sich einer Einzelfallprüfung unterziehen.

Diese Massnahme dürfte in zwei bis drei Jahren umsetzbar sein, wenn man berücksichtigt, dass es eine rechtliche Grundlage braucht und das Verhältnis zwischen Bund und Kantone in der Zweckgesellschaft geklärt werden muss (wer leistet wie viel, Organisation der Zweckgesellschaft, Beschaffung der Ressourcen für den Betrieb, usw.). Hinzu kommt, dass im Finanzplan entsprechend den Mehrausgaben zur Finanzierung der Zweckgesellschaft gleichzeitig Einsparungen in anderen Aufgabengebieten ermittelt und eingeführt werden müssten. Jedes Wasserkraftwerk, das in die Zweckgesellschaft überführt werden soll, muss darüber hinaus vorab einer Due-Diligence-Prüfung unterzogen werden. Der Umfang dieser Prüfung hängt massgeblich von der Übertragungsform ab, die bei der Übernahme eines vollständigen Wasserkraftwerks mit allen Aktiven und Passiven auf sämtliche Werte und Verbindlichkeiten zeitintensiver ausfallen dürfte. Die oftmals mehrere Milliarden Franken teuren Wasserkraftwerke dürften in ihren Kostenstrukturen unterschiedlich ausfallen. Gleichzeitig müsste der Betrieb der unrentablen Wasserkraftwerke in der Zweckgesellschaft durch die öffentliche Hand sichergestellt werden. Auch hierfür müssten entsprechende Ressourcen zur Verfügung gestellt werden.

## **11.4. Rechtliche Beurteilung**

### **Finanzpolitische Perspektive**

Die Finanzierung einer Zweckgesellschaft für unrentable Wasserkraftwerke durch den Bund bedingt die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage, wobei auch die in der Verfassung verankerte Ausgabenbremse (Art. 159 Abs. 2 Bst b BV) zu lösen wäre. Dies erfordert in beiden Räten das absolute Mehr. Rechtliche Grundlagen dürften im Übrigen auch bei den Kantonen nötig sein



Gemäss Art. 3 Abs. 1 Subventionsgesetz wäre ein Engagement des Bundes als Finanzhilfe einzustufen. Für die Gewährung einer Finanzhilfe braucht es zwingend einen vom Parlament zu beschliessenden, den Vorgaben der Schuldenbremse genügenden, Voranschlagskredit. Falls ein ausserordentlicher Zahlungsbedarf (vgl. Art. 126 Abs. 3 BV) geltend gemacht würde, wäre hierfür die Zustimmung der absoluten Mehrheit in beiden Räten erforderlich. Der zusätzliche Finanzbedarf müsste in den sechs folgenden Rechnungsjahren durch Einsparungen in anderen Bereichen kompensiert werden (vgl. Art. 126 Abs. 4 BV und Art. 17b FHG).

### **Generelle Perspektive**

Ob eine Verfassungsänderung notwendig und unter welchen Bedingungen eine verfassungskonforme Untersetzung möglich wäre, müsste vertieft geprüft werden.

## **12. Bund finanziert Pumpspeicherwerke – Swissgrid betreibt diese**

Gemäss dem Vorschlag soll es dem Bund ermöglicht werden, von den negativen bzw. tiefen Kapitalmarktzinsen zu profitieren und mit diesen Mitteln neue Pumpspeicherkraftwerke zu finanzieren bzw. sich an solchen Werken direkt oder indirekt zu beteiligen. Zudem soll die Möglichkeit geschaffen werden, dass diese durch Swissgrid betrieben werden können.

Denkbar ist auch, dass sich der Bund nicht vollständig an den Kraftwerken beteiligt, sondern nur zu einem gewissen Anteil. In Frage käme allenfalls auch die Gewährung von Bürgschaften.

### **12.1. Wirkung**

Diese Massnahme hilft den betroffenen Unternehmen, ihre Kapitalkosten zu reduzieren. Davon profitieren würden Unternehmen wie Alpiq oder Axpo, deren Anlagen Nant de Drance und Hongrin-Léman resp. Linth-Limmern sich im Bau befinden. Es handelt sich dabei um ein Investitionsvolumen von über 4 Mrd. Franken.

Beteiligt sich der Bund nur zu einem gewissen Teil, kann angenommen werden, dass das Kreditrating des Kraftwerks und die Kreditbedingungen bei weiteren Geldgebern verbessert werden.

### **12.2. Finanzierung**

Eine direkte oder indirekte Bundesbeteiligung wäre in jedem Fall über die Finanzierungsrechnung des Bundes abzuwickeln. Dies erforderte einen oder mehrere Voranschlagskredite und allenfalls auch Verpflichtungskredite. Für die Schaffung der erforderlichen Rechtsgrundlage wäre sodann die Zustimmung einer absoluten Mehrheit beider Räte notwendig (Ausgabenbremse, Art. 159 Abs. 3 Bst. b BV). Dabei ist zu beachten, dass die Umsetzung einer solchen Lösung andere Aufgaben innerhalb des Bundeshaushaltes verdrängen würde.

### **12.3. Umsetzung**

In einer Einzelfallprüfung würde festgelegt, wie hoch die erforderlichen Investitionen des Bundes in Pumpspeicherkraftwerke ausfallen sollen. Damit könnte man sicherstellen, dass nur jene Anlagen unterstützt werden, die ansonsten nicht überleben könnten oder gar nicht erst gebaut würden.



Es wäre dadurch ein Marktmonitoring mit entsprechendem Vollzugaufwand notwendig, um sicherzustellen, dass Swissgrid ihre Marktstellung nicht zuungunsten anderer Produzenten ausnutzt. Der Grund: Betreibt Swissgrid die Pumpspeicherkraftwerke selber, würde dies dem Prinzip der Entflechtung widersprechen. Der Übertragungsnetzbetreiber darf keine Produktionsanlagen betreiben. Sollte sich dies mit vorliegender Massnahme ändern, bestünde die Gefahr von Marktmissbrauch und Diskriminierung gegenüber anderen Mitbieter. Ein Ausschluss dieser Pumpspeicherkraftwerke vom Markt für Systemdienstleistungen (SDL) würde die Liquidität und dadurch auch die Effizienz in diesem Markt stark reduzieren.

#### **12.4. Rechtliche Beurteilung**

Bei diesem Vorschlag geht es nicht um die Unterstützung bestehender Grosswasserkraft, sondern um die Förderung sich im Bau befindender sowie neuer Pumpspeicherkraftwerke.

Die Ermöglichung einer Beteiligung des Bundes an Kraftwerken stellt einen fundamentalen und unerwünschten Systemwechsel dar. Gemäss Art. 4 EnG ist die Stromversorgung Sache der Energiewirtschaft. Bund und Kantone sorgen mit geeigneten staatlichen Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Aus wettbewerbsrechtlicher Sicht ist eine finanzielle Beteiligung durch den Bund problematisch, da eine solche zu einer Marktverzerrung und zu einer Benachteiligung der übrigen Wettbewerbsteilnehmer führen kann. Die BV verpflichtet den Bund zu wettbewerbsneutralem Handeln. Strukturpolitisch motivierte Abweichungen vom Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit sind nur ausnahmsweise zulässig.

Gemäss Art. 18 Abs. 6 StromVG darf Swissgrid keine Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, –verteilung oder –handel ausüben. Würde Swissgrid die Pumpspeicherkraftwerke selber betreiben, widerspräche dies dem Prinzip der Entflechtung, welches eine notwendige Voraussetzung für das Stromabkommen mit der EU ist. Da Swissgrid den Systemdienstleistungsmarkt betreibt und Ausschreibungen für die Beschaffung von Regelenergie durchführt, selber aber als Betreiber der Pumpspeicherkraftwerke an diesen Auktionen mitbieten könnte, bestünde die Gefahr von Marktmissbrauch und Diskriminierung gegenüber anderen Mitbieter.

### **13. Vollständige Marktöffnung auf 2019 verschieben**

Der zweite Öffnungsschritt des Strommarkts ist gemäss Vernehmlassungsvorlage per 1. Januar 2018 vorgesehen. Mit der hier beschriebenen Massnahme soll die vollständige Marktöffnung um ein Jahr auf den 1. Januar 2019 verschoben werden. Dadurch könnten Elektrizitätsversorger den Strom ein Jahr länger zu Gestehungskosten anstatt zu Marktpreisen an ihre Endkonsumenten mit weniger als 100 MWh Jahresverbrauch verkaufen. Konsumenten, welche heute nicht marktberechtigt sind, könnten erst ein Jahr später von den möglicherweise tieferen Marktpreisen profitieren. Es handelt sich dabei um rund 50% der in der Schweiz verbrauchten Elektrizität, d.h. rund 30 TWh pro Jahr.

#### **13.1. Wirkung**

Die Wirkung dieser Massnahme dürfte limitiert sein, da aufgrund der Erfahrung bei den Grosskunden nicht zu erwarten ist, dass mit der vollständigen Marktöffnung ein grosser Teil der Kunden in den freien



Markt wechselt. Bei den Grosskunden sind heute nach Angaben der EICOM 33% der Endkunden und 53% der marktberechtigten Energie im freien Markt. 2009 waren es 9% der Kunden. Angenommen, die Marktpreise liegen rund 1.2 Rp./kWh unter den durchschnittlichen Gestehungskosten und im ersten Jahr der vollständigen Marktöffnung wechseln 10% der neu marktberechtigten Kunden mit 10% der neu marktberechtigten Strommenge, würde dies Mindererträge von rund 36 Mio. Franken für die Lieferanten ausmachen. Durch eine Verschiebung des zweiten Marktöffnungsschrittes könnten die Lieferanten ein Jahr länger diese Mindererträge auf die gebundenen Endkonsumenten überwälzen.

Unwirksam ist die Massnahme für Lieferanten, welche keine Kunden in der Grundversorgung beliefern und den Strom an den Strombörsen verkaufen (z.B. Alpiq, Axpo). Der Nutzen aus der vollständigen Strommarktöffnung (intensiverer Wettbewerb, Effizienzgewinne) würde sich zudem mit dieser Massnahme verzögern.

### **13.2. Finanzierung**

Es werden keine staatlichen Mittel benötigt zur Finanzierung dieser Massnahme. Die Finanzierung erfolgt über die Konsumenten, die höhere Energietarife tragen.

### **13.3. Umsetzung**

Die Massnahme wirkt sich lediglich auf das Geschäftsjahr 2018 aus. Eine raschere Umsetzung ist nicht möglich. Bei der Verwaltung entstünde zudem kein zusätzlicher Vollzugsaufwand.

### **13.4. Rechtliche Beurteilung**

Gemäss Art. 34 Abs. 3 StromVG sollte der zweite Marktöffnungsschritt fünf Jahre nach Inkrafttreten des StromVG (1. Januar 2008) durch einen dem fakultativen Referendum unterstehenden Bundesbeschluss in Kraft gesetzt werden. Nichtsdestotrotz besteht auch ohne Gesetzesänderung ein gewisser Spielraum für eine spätere Umsetzung der vollständigen Marktöffnung. Die Teilmarktöffnung ist nicht kompatibel mit dem EU-Recht; die vollständige Liberalisierung des Strommarktes ist deshalb eine Voraussetzung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU.

## **14. EVU müssen Strom zu Gestehungskosten einkaufen**

Diese Massnahme verpflichtet die EVU, ihren Strom für Endkunden in der Grundversorgung von Vorlieferanten zu Gestehungskosten zu beziehen. Dadurch soll der Grosshandelsmarkt für die Grundversorgung ausgeschaltet werden. Die Vorlieferanten erhalten so die Möglichkeit, ihren Strom anstatt am Grosshandelsmarkt zu Gestehungskosten abzusetzen.

Negativ betroffen von dieser Massnahme wären die Endkunden in der Grundversorgung eines EVU, welches heute auf dem Strommarkt zu günstigen Konditionen Strom einkauft und durch diese Massnahme steigende Beschaffungskosten hätte. Diese würden auf die Endkonsumenten in der Grundversorgung überwälzt werden (höherer Stromtarif). Nicht kompatibel ist diese Massnahme mit der vollständigen Marktöffnung, da sich der Wettbewerb unter den Lieferanten dadurch nicht entwickeln könnte.



### **14.1. Wirkung**

Es stehen keine Daten zur Verfügung, welchen Anteil die EVU aus Eigenproduktion direkt an die Endkunden liefern und welchen Anteil sie am Markt oder von Vorlieferanten und zu welchen Konditionen beschaffen. Es kann daher nicht genau quantifiziert werden, für welche Energiemenge diese Massnahme wirksam wäre. Eine grobe Schätzung liegt bei rund 15 TWh, rund 50% der nicht marktberechtigten Energiemenge, welche die EVU neu zu Gestehungskosten anstatt zu Marktbedingungen einkaufen müssten.

### **14.2. Finanzierung**

Es werden keine staatlichen Mittel benötigt zur Finanzierung dieser Massnahme. Die Finanzierung erfolgt über die Endkonsumenten, welche höhere Energietarife tragen.

### **14.3. Umsetzung**

Bei einer Umsetzung dieser Massnahme müsste geregelt werden, von welchem Vorlieferanten ein EVU den Strom beziehen müsste. Da heute etliche EVU für einige Jahre im Voraus auf dem Markt strukturiert beschaffen, würde diese Massnahme zu riesigen Unsicherheiten im Markt führen und es müsste den EVU eine Übergangsfrist eingeräumt werden, um ihre Beschaffung anzupassen. Eine rasche Umsetzung dieser Massnahme ist dadurch und wegen der erforderlichen Schaffung einer gesetzlichen Grundlage nicht möglich. Da heute viele EVU Aktionäre ihres Vorlieferanten sind (bspw. AIL, EBM, EBL, IBA, WWZ, Romande Energie, SIG von Alpiq und AEW, EKT, EKZ, SAK von Axpo) wäre eine privatwirtschaftliche Lösung bzgl. der Lieferkonditionen zu bevorzugen.

### **14.4. Rechtliche Beurteilung**

Die Massnahme stellt einen massiven Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit dar. Gemäss heutiger Regelung im StromVG sind EVU keine Endverbraucher; sie beziehen den Strom im freien Markt und zahlen dafür Marktpreise. Die Massnahme ist nicht mit der Marktöffnung kompatibel, sondern würde vielmehr gegenüber der heutigen Teilmarktöffnung einen Rückschritt bedeuten. Sie ist daher auch nicht vereinbar mit den Vorschriften der EU zum Energiebinnenmarkt und das Zustandekommen eines Stromabkommens würde dadurch verunmöglicht.

## **15. Differenzierte Stromabgabe**

Zweck einer differenzierten Stromabgabe ist es, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland zu unterstützen respektive die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber ausländischer oder fossiler Stromproduktion zu erhöhen. Der Strom wird aufgrund seiner Produktionsmethode differenziert behandelt, indem eine nach Produktionsart differenzierte Stromabgabe erhoben wird. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (darunter auch die Grosswasserkraft) würde dadurch von einem niedrigen Abgabesatz profitieren, während Strom aus Kernkraftwerken oder fossiler Energie einem höheren Abgabesatz unterliegen würde. Stromimporte würden ebenfalls mit der Abgabe belastet.

In physikalischen Stromflüssen ist nicht nachweisbar, aus welchen Anlagen der Strom kommt. Als Nachweis für die Stromkennzeichnung dienen deshalb Herkunftsnachweise (HKN). Diese enthalten Angaben zur Energiequelle, aus der der Strom erzeugt wurde, sowie Angaben zu Zeitpunkt und Ort. Damit es nicht zu einem Import von günstigen grünen HKN aus dem Ausland kommt, welche den gesamten



Stromkonsum in der Schweiz als «erneuerbar» zertifizieren könnten, werden diese ausgeschlossen. Alle Stromimporte (auch aus erneuerbaren Energien) für den Verbrauch in der Schweiz würden entweder mit dem höheren Abgabesatz belastet oder es könnte ein pauschaler Durchschnittswert auf Importstrom wie z.B. ein ENTSO-E-Mix (europäischer Stromproduktionsmix aus fossiler, Kernenergie und erneuerbarer Energie) angewendet werden (widerspricht in beiden Fällen WTO- und EU-Recht). Für den Stromtransit wird keine Abgabe erhoben.

### **„Dreckstromabgabe“ als Variante der differenzierten Stromabgabe**

Die teilweise von der Politik geforderte „Dreckstromabgabe“ oder auch die Importabgabe auf „Dreckstrom“ – was einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Importstrom entspricht – ähnelt grundsätzlich der differenzierten Stromabgabe. Auch hier wird der Strom aufgrund seiner Produktionsmethode differenziert behandelt. Bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Importstrom stellen sich bei der Umsetzung die gleichen Probleme wie mit der differenzierten Stromabgabe, da hier ebenfalls mittels HKN differenziert wird. Die Anwendung eines pauschalen Durchschnittswertes auf Importstrom wie z.B. ein europäischer Stromproduktionsmix aus fossiler Energie, Kernenergie und erneuerbarer Energie (ENTSO-E-Mix) diskriminiert ebenfalls, da dadurch Importe pauschal besteuert werden und somit ein reiner Import aus ausländischen erneuerbaren Kraftwerksanlagen mit einer Abgabe belegt wird.

## **15.1. Wirkung**

Durch diese Massnahme würden bei einer Differenz zwischen der Abgabe auf nicht erneuerbarem und der Abgabe auf erneuerbarem Strom von bspw. 3 Rp./kWh die erneuerbaren Energien inkl. Grosswasserkraft gegenüber der schweizerischen Kernenergie und fossil betriebenen Kraftwerken besser gestellt. Da für den Nachweis von erneuerbarem Strom in der Schweiz Herkunftsnachweise (HKN) gekauft werden müssen, trägt die Besserstellung dem Preis der HKN aus erneuerbaren Energien, der beim Verkauf an die Endkunden erzielt wird. Schweizer Endkunden sind in diesem System bereit, bis zu 3 Rp./kWh mehr für Strom aus inländischen erneuerbaren Energien zu bezahlen. Schweizer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien würde demnach einen Mehrertrag von knapp 3 Rp./kWh (abzüglich Marge der Stromlieferanten) erzielen. Die Kosten von Importstrom für den Verbrauch in der Schweiz würden je nach Ausgestaltung entweder generell oder gemäss ENTSO-E-Mix (d.h. für das Jahr 2013 mit dem Faktor von 0.69) um 3 Rp./kWh erhöht werden.

Die erneuerbaren Energien profitieren aus dem zusätzlichen Erlös der HKN, welche durch die differenzierte Stromabgabe an Wert gewinnen.

Durch die Rückverteilung des Abgabeertrags werden Personen und Unternehmen mit einem niedrigen Stromverbrauch belohnt. Sie erhalten mehr Geld zurück, als sie an Stromabgaben entrichten. Andererseits führt ein hoher Stromverbrauch auch nach der Rückverteilung zu einer Nettobelastung. Stromintensive Unternehmen werden stärker belastet.

## **15.2. Finanzierung**

Die Abgabe wird bei den Unternehmen erhoben, die in der Schweiz Endverbraucher mit Elektrizität beliefern (kennzeichnungspflichtige Unternehmen). Die Abgabe wird von den Unternehmen auf ihre Kunden überwält. Der Abgabeertrag abzüglich Verwaltungskosten wird an die Bevölkerung und Wirtschaft zurückverteilt. Die differenzierte Stromabgabe ist eine reine Lenkungsabgabe.



### **15.3. Umsetzung**

Die differenzierte Stromabgabe könnte innerhalb von zwei Jahren eingeführt werden. Die Vollzugskosten der Stromabgabe (für Verwaltung, Abgabenerhebung, Rückverteilung) können analog zur heutigen CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffe abgeschätzt werden. Sie dürften rund 2 bis 3 Mio. Franken pro Jahr ausmachen.

Für stromintensive Unternehmen, welche im internationalen Wettbewerb stehen, könnten Abfederungsmassnahmen in Form von Abgabenerleichterungen bzw. Abgabebefreiungen vorgesehen werden. Allerdings sind solche Massnahmen mit zusätzlichen Verwaltungskosten verbunden. Sowohl die Lenkungsabgabe als auch die Rückverteilung des Abgabenertrags haben Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Gemäss Modellsimulationen im Auftrag des Bundes (Ecoplan 2012, 2013, 2015) sind die Auswirkungen über einen längeren Zeitraum, je nach Abgabenhöhe und Rückverteilungsvariante, jedoch als moderat einzuschätzen.

### **15.4. Rechtliche Beurteilung**

Die Schweiz ist im Bereich des Energierechts und des Handels mit Energieträgern an verschiedene multilaterale und bilaterale Verträge und Übereinkommen gebunden (z.B. WTO, Freihandelsabkommen zwischen der Schweiz und der EU sowie Drittstaaten). Diese beinhalten die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung als Grundprinzip. Eine Unterscheidung zwischen inländischem und ausländischem Strom, wie in der Massnahme oben beschrieben, ist nicht zulässig. Der niedrigere Abgabesatz auf Strom aus erneuerbaren Energien müsste deshalb sowohl auf den inländischen als auch auf den importierten Strom gewährt werden. Das Nicht-Diskriminierungsprinzip gilt auch für die ausländischen Herkunftsnachweise (HKN), welche den Strom als erneuerbar kennzeichnen. Daher verfehlt auch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf importiertem Graustrom ihre Wirkung, da diese durch den Kauf von günstigen HKN aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland umgangen werden kann.