

Aktuelle Vorschläge zum Strommarkt:

Inwiefern werden damit die erneuerbaren Energien gefördert?

Studie im Auftrag von aeeSuisse
Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und
Energieeffizienz

Zentrum für Energie und Umwelt

Reto Schleiniger

Regina Betz

Unter Mitarbeit von:

Arturo Egli, Energieloft GmbH

Julia Baer

Thomas Geissmann

Februar 2018

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
1 Einleitung.....	5
2 Die politischen Rahmenbedingungen	7
2.1 Das revidierte Energiegesetz (EnG) und die Energieförderungsverordnung (EnFV)	7
2.2 Das zu revidierende CO ₂ -Gesetz	9
3 Die ökonomischen Rahmenbedingungen	9
3.1 Zukünftige Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit	10
3.2 Preisentwicklung auf dem Spotmarkt	11
4 Die befristete Grundversorgungsprämie für Wasserkraft GVP	14
4.1 Wirkungsweise der GVP	14
4.2 Auswirkungen der GVP auf Wasserkraftproduktion und -Investitionen ..	16
4.3 Auswirkungen der GVP auf die Kostenverteilung	18
4.4 Fazit zur befristeten Grundversorgungsprämie.....	21
5 Das Versorgungs- und Klimamarktmodell VKMM	22
5.1 Wirkungsweise des VKMM.....	22
5.2 Alternative Vorstösse mit ähnlicher Stossrichtung	25
5.3 Auswirkungen des VKMM auf erneuerbare Energien	26
5.3.1 Einflussfaktoren auf den VKMM-Zuschlag.....	26
5.3.2 Preisliche Auswirkungen des VKMM auf die verschiedenen Technologien.....	29
5.4 Auswirkungen des VKMM auf CO ₂ -Emissionen	32
5.5 Fazit zum Versorgungs- und Klimamarktmodell	34
6 Der Kapazitätsmarkt und die Verfügbarkeitsauktion	35
6.1 Wirkungsweise des Kapazitätsmarktes	35
6.2 Auswirkungen des Kapazitätsmarktes auf erneuerbare Energien.....	36
6.3 Die Verfügbarkeitsauktion	39
6.4 Fazit zum Kapazitätsmarkt mit Verfügbarkeitsauktion	42
7 Auswirkungen auf Energieeffizienz	43
7.1 Auswirkungen auf den Endverbrauch durch Preiserhöhungen	43
7.2 Effizienzmassnahmen im Rahmen des Kapazitätsmarktes	44
8 Ergebnisse im Überblick und Schlussfolgerungen	47
Literatur und Statistiken	48
Gesetze und Verordnungen	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufteilung des Netzzuschlags auf die einzelnen Förderinstrumente.....	8
Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf und Ablauf der einzelnen Förderinstrumente	9
Abbildung 3: Reservekapazitäten im Jahre 2035	10
Abbildung 4: Wahrscheinlichkeit Lastkürzung pro Stunde im 2035 (in %)	10
Abbildung 5: Entwicklung des Day-Ahead Strompreises (Swissix), 2006 bis 2017 ...	11
Abbildung 6: Die Energieversorgungslandschaft der Schweiz	12
Abbildung 7: Durchschnittliche Kosten und Kostenarten von Wasserkraftwerken, absolut in Rp./kWh und anteilmässig in Prozent (2015 bis 2016)	16
Abbildung 8: Nivellierung der Tarife durch die GVP gemäss Swisselectric	18
Abbildung 9: Pseudo Merit-Order der Wasserkraftwerke in der Schweiz (2015 bis 2016)	19
Abbildung 10: Produktion und Verbrauch von Strom in den Jahren 2015 und 2035.	24
Abbildung 11: Der VKMM-Zuschlag in Abhängigkeit von drei Faktoren	27
Abbildung 12: Der Einfluss des Zertifikatspreises	28
Abbildung 13: VKMM-Zuschlag und Gestehungskosten fossiler Strom in Abhängigkeit des Zertifikatspreises.....	29
Abbildung 14: Das Spektrum der durchschnittlichen VKMM-Zuschläge übers Jahr ..	31
Abbildung 15: Fossiler Stromimport und europäische CO2-Emissionen	33
Abbildung 16: Füllungsgrad Speicherseen.....	40
Abbildung 17: Preisdauerlinie Winterhalbjahr 2015/2016 und April 2016	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Tarifauswirkung der Teilnahme einzelner typisierter Kraftwerke an der GVP	20
Tabelle 2: Saisonale Produktionsanteile der einzelnen Technologien.....	30
Tabelle 3: Maximaler Vergütungssatz (Rp./kWh) und Vergütungsdauer (Jahre) bei Einspeisevergütung	32
Tabelle 4: Erlös pro kW Nennleistung aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD.....	37
Tabelle 5: Erlös pro kWh aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD Lebensdauer: 20 Jahre (ausser Kernkraft); WACC: 5.5%.....	38
Tabelle 6: Break-Even Strompreis aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD.....	39
Tabelle 7: Day Ahead Durchschnittspreise (CHF/MWh)	41
Tabelle 8: Speichereinheit im Vergleich zum Verbrauch im April	41
Tabelle 9: Verbrauchsrückgang durch Preiserhöhung (alle drei Modelle)	43
Tabelle 10: Zusammenfassung Erfahrungen mit Energieeffizienzmassnahmen in Kapazitätsmärkten.....	46

1 Einleitung

Energiewende, Energiestrategie 2050, Liberalisierung Strommarkt: Das sind einige Stichwörter, die darauf hinweisen, dass in der Schweiz derzeit eine intensive energiepolitische Diskussion im Gange ist, welche auch nach der Revision des Energiegesetzes anhält. So haben die grossen Stromkonzerne Alpiq und Axpo sowie davon unabhängig BKW folgende Massnahmen und Instrumente zur zukünftigen Gestaltung des Strommarktes vorgeschlagen:

- **Befristete Grundversorgungsprämie:** Die bestehenden Wasserkraftwerke, welche Strom unter den Gestehungskosten verkaufen, werden jährlich mit zusätzlich rund 500 Millionen Franken unterstützt, welche über einen Stromzuschlag bei den gebundenen Kunden von rund 1.5 Rp./kWh finanziert wird.
- **Versorgungs- und Klimamarktmodell:** Auf nicht erneuerbarem Strom wird eine CO₂-Abgabe in Höhe der Differenz zwischen der Schweizerischen CO₂-Abgabe und dem europäischen Zertifikatspreis erhoben.
- **Kapazitätsmarkt mit Verfügbarkeitsauktion:** Es wird ein Kapazitätsmarkt für die Wintermonate eingeführt, der mit einer Verfügbarkeitsauktion für die Zeit am Ende des Winters ergänzt wird.

Die vorliegende Studie untersucht, inwiefern die drei Vorschläge zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen beitragen. Grundsätzlich ist dazu festzuhalten, dass die zu untersuchenden Vorschläge primär darauf abzielen, die Produktionskapazität im Inland generell zu erhalten bzw. neue zu generieren. Es geht also um die Frage des Marktdesigns im Rahmen des liberalisierten Strommarktes und wie damit die Versorgungssicherheit im Inland in Zukunft gewährleistet werden kann. Mit der Förderung von erneuerbaren Energien hat das zunächst wenig zu tun. Deshalb kann a priori auch nicht erwartet werden, dass diese Vorschläge zu einem zielgerichteten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien führen. Dennoch kann man sich fragen, inwiefern von diesen Instrumenten als Nebeneffekt eine Förderwirkung resultiert.

Die Studie beruht auf qualitativen und quantitativen Analysen, modellbasierte Simulationen werden jedoch nicht angewandt. Ausgehend von den konkreten Vorschlägen werden die zusätzlichen Erlöse für die erneuerbare Stromproduktion abgeschätzt, und davon lässt sich dann ableiten, wie stark die Förderwirkung ist.

Vor der eigentlichen Erörterung der drei Vorschläge in den Kapiteln 4, 5 und 6 werden in den zwei folgenden Kapiteln die politischen und die ökonomischen Rahmenbedingungen in dem Masse, wie sie für die Fragestellung relevant sind, dargelegt.

In Kapitel 7 wird kurz auf die Auswirkungen der Vorschläge auf die Energieeffizienz bzw. den Stromverbrauch eingegangen.

Kapitel 8 schliesst mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.

2 Die politischen Rahmenbedingungen

Der schweizerische Strommarkt ist trotz der bestehenden Teilliberalisierung nach wie vor stark reguliert. Im Zusammenhang mit der zukünftigen Entwicklung der Stromproduktionskapazität aus erneuerbaren Energiequellen sind dabei v.a. das revidierte Energiegesetz mit der dazugehörigen Energieförderungsverordnung und die geplante Totalrevision des CO₂-Gesetzes von Bedeutung.

2.1 Das revidierte Energiegesetz (EnG) und die Energieförderungsverordnung (EnFV)

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen ist durch die am 21. Mai 2017 vom Schweizer Volk angenommene Revision des Energiegesetzes, welche Anfang 2018 in Kraft getreten ist, u.a. in folgenden Punkten angepasst worden.

- In Artikel 2 des Energiegesetzes sind Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verankert worden. So ist bei der Produktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien, also ohne Wasserkraft, ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4.4 TWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11.4 TWh liegt. Das ist ein im Vergleich zu den aktuell produzierten 3.2 TWh eine Steigerung um den Faktor 3.5 bis ins Jahr 2035.

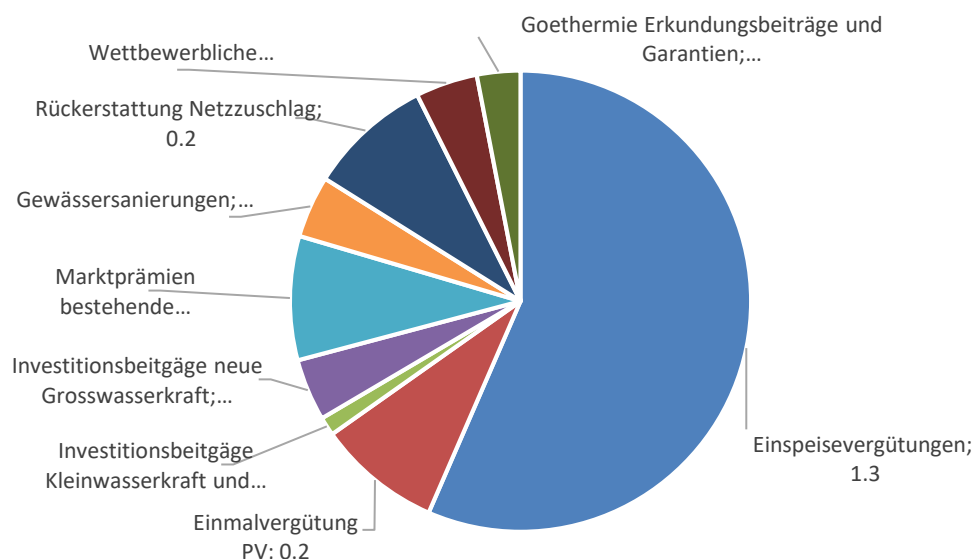
Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist bis ins Jahr 2035 ein Ausbau auf mindestens 37.4 TWh anzustreben. Das entspricht im Vergleich zu heute einer Produktionssteigerung von rund 2 bis 3 TWh. Im Unterschied zu den anderen erneuerbaren Energien ist das ein weit geringere Zunahme, die sich dadurch erklärt, dass die inländische Wasserkraft schon sehr stark genutzt wird und daher das verbleibende Ausbaupotential beschränkt ist.

- Die kostendeckende Einspeisevergütung KEV mit den bisherigen fixierten Vergütungssätzen wird für grössere Anlagen durch ein Vergütungssystem mit Direktvermarktung ersetzt (Art. 21 EnG). Dadurch werden produktionsseitig Anreize geschaffen, den produzierten Strom dann einzuspeisen, wenn er besonders knapp, sprich die Preise relativ hoch sind.
- Während für neue Photovoltaikanlagen unter 100 kW Nennleistung nur noch Einmalvergütungen gesprochen werden, haben Anlagen zwischen 100 kW und 50 MW eine Wahlmöglichkeit zwischen Einmalvergütung oder Einspeisevergütung mit Direktvermarktung (Art. 9 EnFV).
- Sowohl die Einspeise- wie die Einmalvergütung sind zeitlich beschränkt. Neue Einspeisevergütungen werden nur bis Ende 2022 bewilligt, Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge nur bis 2030 (Art. 38 EnG).

- Bestehende Grosswasserkraftanlagen können für die Dauer von fünf Jahren eine Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh beantragen, wenn ihre Gestehungskosten über den Marktpreisen liegen (Art. 30 EnG).
- Bis 2019 unterbreitet der Bundesrat dem Parlament einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem (Art. 30, Absatz 5 EnG).

Die Finanzierung der Förderkosten erfolgt über einen allgemeinen Netzzuschlag, der neu maximal 2.3 Rp./kWh beträgt. Die Abbildung 1 illustriert, wie sich dieser Betrag auf die verschiedenen aufteilt. Dabei ist der grösste Anteil in Höhe von 1.3 Rp./kWh für das Einspeisevergütungssystem vorgesehen.

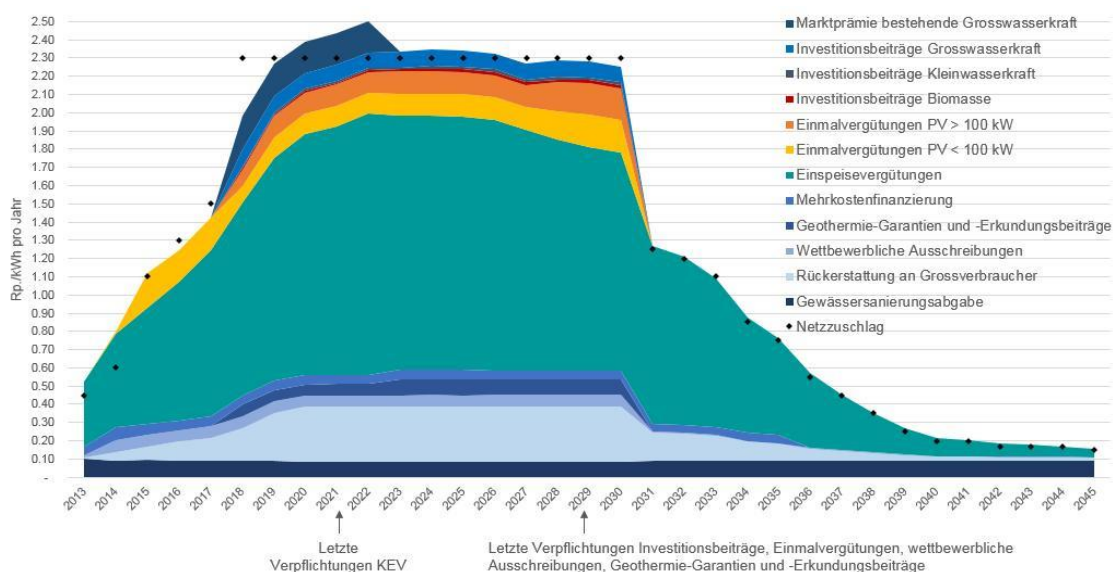
Abbildung 1: Aufteilung des Netzzuschlags auf die einzelnen Förderinstrumente¹



Der geplante zeitliche Verlauf der Fördermassnahmen ist in der Abbildung 2 dargestellt. Es ist vorgesehen, dass ab dem Jahr 2030 die Unterstützungszahlungen stark abnehmen und im weiteren Verlauf die Einspeisevergütungen, welche mit Ausnahme von Biomasseanlagen neu auf 15 Jahre beschränkt sind, auslaufen.

¹ Abbildung übernommen aus UVEK (2017), S. 2

Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf und Ablauf der einzelnen Förderinstrumente²



2.2 Das zu revidierende CO₂-Gesetz

Die Totalrevision des CO₂-Gesetzes regelt die CO₂-Emissionen für den Zeitraum von 2021 bis 2030. Der Bundesrat hat die Vorlage Ende 2017 verabschiedet, so dass sie im Jahr 2018 vom Parlament beraten werden kann.

Für die Strommarktpolitik von Bedeutung sind dabei v.a. die Regelungen für fossilthermische Kraftwerke. Es ist vorgesehen, dass diese Kraftwerke ins europäische Handelssystem für Treibhausgasemissionen eingebunden werden. Art. 21 Absatz 4 des revidierten CO₂-Gesetzes hält dazu fest, dass den Betreibern von solchen Anlagen keine Emissionsrechte kostenlos zugeteilt werden, so dass sie ihre Emissionen vollständig über den Kauf von entsprechenden Zertifikaten kompensieren müssen.

3 Die ökonomischen Rahmenbedingungen

Der schweizerische Strommarkt wird von zahlreichen ökonomischen Gegebenheiten beeinflusst. So ist er stark mit dem europäischen Strommarkt vernetzt. An dieser Stelle sollen aber nur die Rahmenbedingungen erörtert werden, welche einen direkten Bezug zur Fragestellung des Berichts haben. Es sind dies die zukünftige Versorgungssicherheit, die Preisentwicklung auf dem Spotmarkt und damit verbunden die finanzielle Lage der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

² Abbildung übernommen aus UVEK (2017), S. 3

3.1 Zukünftige Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit

Die fünf Schweizer Kernkraftwerke werden am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt. Gleichzeitig laufen langfristige Lieferverträge mit Frankreich aus. Welche Auswirkungen dies auf die zukünftige Versorgungssicherheit hat, wurde in einer Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie von der ETH Zürich und der Universität Basel erst kürzlich analysiert³.

Abbildung 3: Reservekapazitäten im Jahre 2035⁴

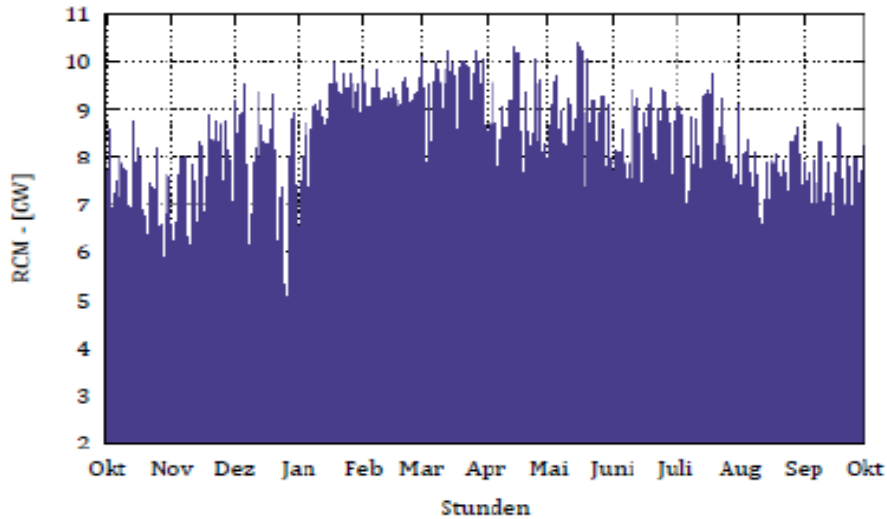
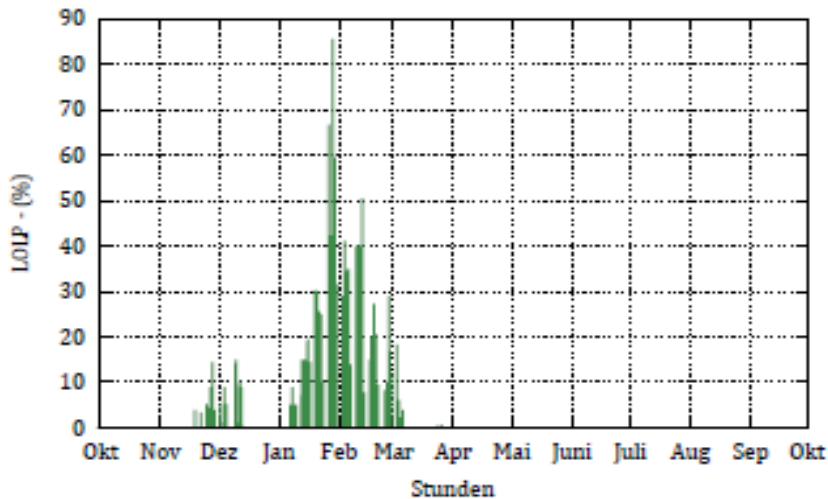


Abbildung 4: Wahrscheinlichkeit Lastkürzung pro Stunde im 2035 (in %)⁵



In verschiedenen Modellvarianten und stochastischen Durchläufen wurde dabei die Versorgungssicherheit im Jahre 2035 untersucht. Als Indikatoren der Versorgungssicherheit dienten dabei Reservekapazität und Wahrscheinlichkeit von Lastabwürfen.

³ Demiray et al. (2017)

⁴ Abbildung übernommen aus Demiray et al. (2017), S. 50

⁵ Abbildung übernommen aus Demiray et al. (2017), S. 50

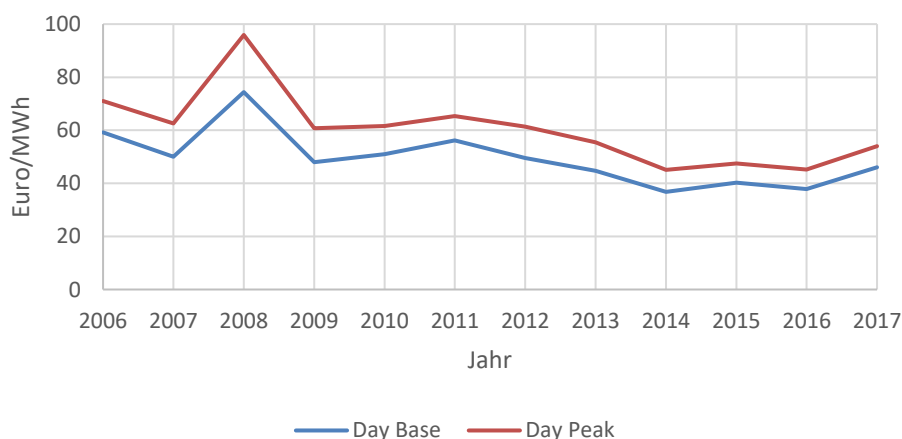
Eine grössere Reservekapazität, d.h. eine grössere Kapazität, die nach Abdeckung der Nachfrage als Reserve noch zu Verfügung steht, und eine kleinere Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfes zeigen demnach eine grössere Versorgungssicherheit an.

Die Abbildung 3 und die Abbildung 4 zeigen die Ergebnisse für ein als kritisch bezeichnetes Szenario. Daraus geht hervor, dass auch in den Wintermonaten die Reservekapazität nie negativ ist, wenn auch die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfes im Februar hoch ist. Dies deutet darauf hin, dass nicht die Produktionskapazität, sondern Netzengpässe der Grund für die verlorenen Energiemengen sind⁶.

Die Studie kommt zum Schluss, «dass die Versorgungssicherheit der Schweiz auch in Zukunft meist als unkritisch einzustufen ist»⁷. Eine Bedingung dafür ist aber, dass die Schweiz in den europäischen Strommarkt eingebunden bleibt und damit v.a. saisonal auftretende inländische Nachfrageüberschüsse durch Importe kompensiert werden können. Ebenso gehen die Autoren der Studie bei den hier präsentierten Ergebnissen davon aus, dass die inländische Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ungefähr im Ausmass der Richtziele des revidierten Energiegesetzes zunehmen und gleichzeitig die Gesamtenergienachfrage aufgrund von Effizienzfortschritten leicht abnehmen wird.

3.2 Preisentwicklung auf dem Spotmarkt

Abbildung 5: Entwicklung des Day-Ahead Strompreises (Swissix), 2006 bis 2017⁸



Die Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Day-Ahead Spotmarktpreise für die Schweiz über die Jahre 2006 bis 2017. Dabei ist der «Base»-

⁶ Demiray (2017), S. 48

⁷ Demiray (2017), S. 73

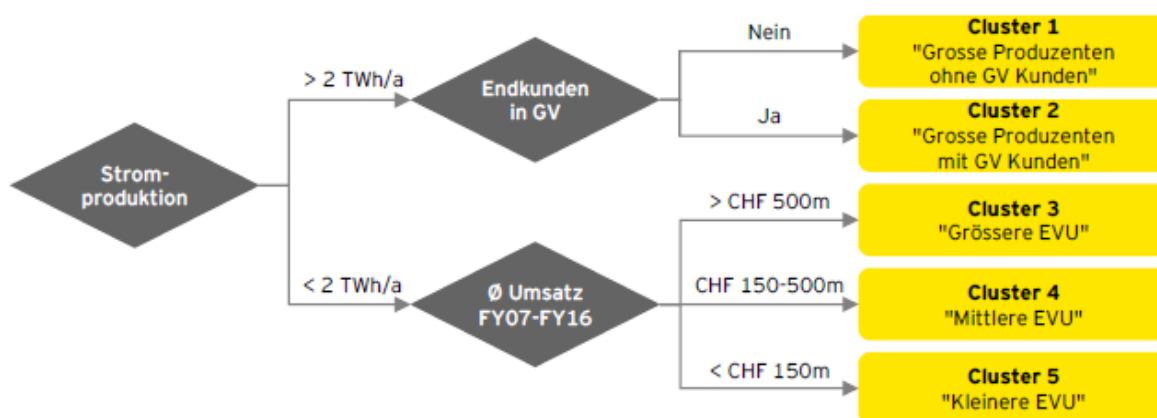
⁸ <http://www.bricklebrit.com/epex.html>

Preis das arithmetische Mittel über alle 24 Stunden des Tages, der «Peak»-Preis dagegen nur über die Stunden von 9 bis 20 Uhr.

Im Jahre 2008 lagen die Preise mit 74 bzw. 96 EUR/MWh auf dem höchsten Niveau seit Einführung des Spotmarktes im Jahre 2006. Danach sind sie gefallen und haben im 2014 und 2016 mit rund 37 bzw. 45 EUR/MWh den tiefsten Stand erreicht. Im Jahr 2017 zeichnete sich allerdings mit Durchschnittspreisen von 46 bzw. 54 EUR/MWh eine Aufwärtstendenz ab, die sich auch in den aktuellen Preisen auf dem Terminmarkt widerspiegelt.

Die relativ tiefen Preise auf dem Spotmarkt in den letzten Jahren haben sich v.a. bei denjenigen Stromproduzenten negativ in der Erfolgsrechnung niedergeschlagen, welche keine Kunden in der Grundversorgung beliefern.

Abbildung 6: Die Energieversorgungslandschaft der Schweiz⁹



Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Alpiq ▶ Axpo 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ AET ▶ BKW ▶ CKW ▶ EWZ ▶ Repower 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ EKZ ▶ GRO ▶ IWB ▶ ROM ▶ SIG 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ AEW ▶ AIL ▶ EBL ▶ EBM ▶ EKT ▶ EWB ▶ FMV ▶ SAK ▶ WWZ 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ESR ▶ EWA ▶ EWB ▶ EWD ▶ EWO ▶ EWS ▶ EWN ▶ IBA ▶ SHP
2 Unternehmen	5 Unternehmen	5 Unternehmen	9 Unternehmen	9 Unternehmen

Ernst & Young (2017) haben im Auftrag des Bundesamtes für Statistik die finanzielle Entwicklung der EVU in den Jahren 2007 bis 2016 untersucht. Sie haben aufgrund der Struktur und der unternehmerischen Ausrichtung der einzelnen EVU die Branche in fünf Cluster aufgeteilt, die in der Abbildung 6 dargestellt sind.

⁹ Abbildung und zugehörige Tabelle übernommen aus Ernst & Young (2017), S. 8

In Cluster 1 befinden sich die beiden grossen Produzenten Alpiq und Axpo, welche den Strom hauptsächlich auf dem freien Markt zu entsprechenden Preisen absetzen und keine Möglichkeit haben, über die Grundversorgung kostendeckende Tarife zu verlangen. Dieser Cluster unterscheidet sich gemäss Ernst & Young in finanzieller Hinsicht grundsätzlich darin, dass sich Umsatz, EBITDA¹⁰ und Reingewinn negativ entwickelt haben. Dagegen war bei allen anderen EVU bezüglich Umsatz und EBITDA eine positive Entwicklung festzustellen. Mit Ausnahme des Jahres 2013 war auch der Reingewinn in dieser zweiten Gruppe immer positiv.

¹⁰ Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

4 Die befristete Grundversorgungsprämie für Wasserkraft GVP

Die befristete Grundversorgungsprämie für Wasserkraft GVP ist ein Vorschlag, der von Swisselectric nicht als eigentlich neues Marktmodell, sondern als Sofortmassnahme im Rahmen eines Paketes gefordert worden ist. Sie soll mittelfristig vom Versorgungs- und Klimamarktmodell abgelöst werden, das in Kapitel 5 analysiert wird.

4.1 Wirkungsweise der GVP

Ziel der GVP ist die finanzielle Unterstützung von Wasserkraftanlagen, die den Strom gegenwärtig unter den Gestehungskosten verkaufen. Diese Defizite sollen über einen Zuschlag der Tarife bei den gebundenen Endverbrauchern finanziert werden.

Im Grunde entspricht die GVP einer Ausdehnung der mit dem revidierten Energiegesetz eingeführten Marktprämie für Grosswasserkraft, wobei folgenden Unterschiede zu vermerken sind:

- Die Kosten werden nur von den Verbrauchern in der Grundversorgung finanziert.
- Auch kleine Wasserkraftwerke sind teilnahmeberechtigt, sofern sie nicht über das Einspeisevergütungssystem kostendeckend gefördert sind.
- Die Entschädigungsmodalitäten sind so gestaltet, dass Kraftwerke, die Gewinne erwirtschaften, ins System einzahlen

Dazu Swisselectric (2017a), S. 2:

Fällt die Differenz [zwischen Gestehungskosten und Markterlös – Anm. d. Verf.] positiv aus, so erfolgt eine Zahlung dieses Betrags von der zentralen Vollzugsstelle an den Kraftwerksbetreiber. Fällt sie negativ aus, so erfolgt eine Zahlung in entsprechender Höhe vom Kraftwerksbetreiber an die Vollzugsstelle.

- Der Gesamtbetrag der Entschädigungszahlungen ist nach oben nicht begrenzt.

Bestimmung der Grundversorgungsprämie:

Dazu Swisselectric (2017a), S. 2:

Jedes ins GVP-System eintretende Kraftwerk hat Anspruch auf eine Entschädigung der Differenz zwischen Gestehungskosten und erwartetem Markterlös. Diese Differenz wird jährlich über die Formel

$$C - E \times P \times f$$

berechnet, wobei C die Gestehungskosten (in Franken), E die erwartete Energieproduktion (in Megawattstunden), P den erwarteten mittleren Grosshandelspreis (in Franken pro Megawattstunde) und f den erwarteten Marktwertfaktor des Kraftwerks im Lieferjahr darstellt.

Dabei wird der Grosshandelspreis vorgängig als gewichteter Durchschnitt des täglichen Preises des EEX Swiss Base Year Futures der letzten beiden Jahre

bestimmt. Mit dem Marktwertfaktor wird das zeitliche Produktionsprofil des Kraftwerkes berücksichtigt, ob es also mehr oder weniger zu Zeiten produziert, in den der Spotmarktpreis hoch oder tief ist.

Bestimmung Preiszuschlag auf bestehende Tarife gemäss Swisselectric:

Swisselectric schätzt die Zusatzkosten, welche von den gebundenen Endverbrauchern zu tragen sind, auf rund 1.5 Rp./kWh. Dieses Ergebnis beruht auf folgenden Eckwerten:

- Die Produktionserwartung der Wasserkraftzentralen mit einer Leistung von mehr als 300 kW beträgt 34.7 TWh.
- Die durchschnittlichen Produktionskosten der Kraftwerke (Lauf- und Speicherwasser) belaufen sich auf 7.1 Rp./kWh.
- Die Ertragserwartung für das Jahr 2018 auf Basis des EEX Swiss Base Year Futures entspricht 3.7 Rp./kWh.
- Daraus errechnet sich ein Gesamtdefizit von rund 1.2 Mrd. CHF pro Jahr.
- Es wird angenommen, dass die Hälfte dieses Defizits bereits über die kostendeckenden Tarife der gebundenen Kunden verrechnet wird.
- Von den verbleibenden 600 Mio. CHF werden zudem 120 Mio. CHF über die bestehende Marktprämie für Grosswasserkraft gedeckt.
- Damit müssen noch 480 Mio. CHF finanziert werden. Bei einem geschätzten jahresverbrauch in der Grundversorgung von 32 TWh resultiert ein Aufschlag von 1.5 Rp./kWh.

Dieser Tarifzuschlag ergibt wie dargestellt bei einem Terminpreis von 3.7 Rp./kWh.. Pro Rappen, welcher dieser Preis höher liegt, sinkt der Tarifzuschlag um rund 0.5 Rp./kWh..

Teilnahmerecht bzw. –Pflicht:

Wie erwähnt können sich nur Wasserkraftwerke, die nicht bereits über ein kostendeckendes Einspeisevergütungssystem gefördert werden, am System beteiligen.

Ansonsten ist es jedem Wasserkraftbetreiber freigestellt, ob und mit welchen Kraftwerken er dem System beiträgt. Eine Teilnahmepflicht besteht also nicht, da dies von Swisselectric als zu grosser Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit betrachtet wird, welches u.U. als entschädigungspflichtiger Enteignungstatbestand taxiert werden könnte.

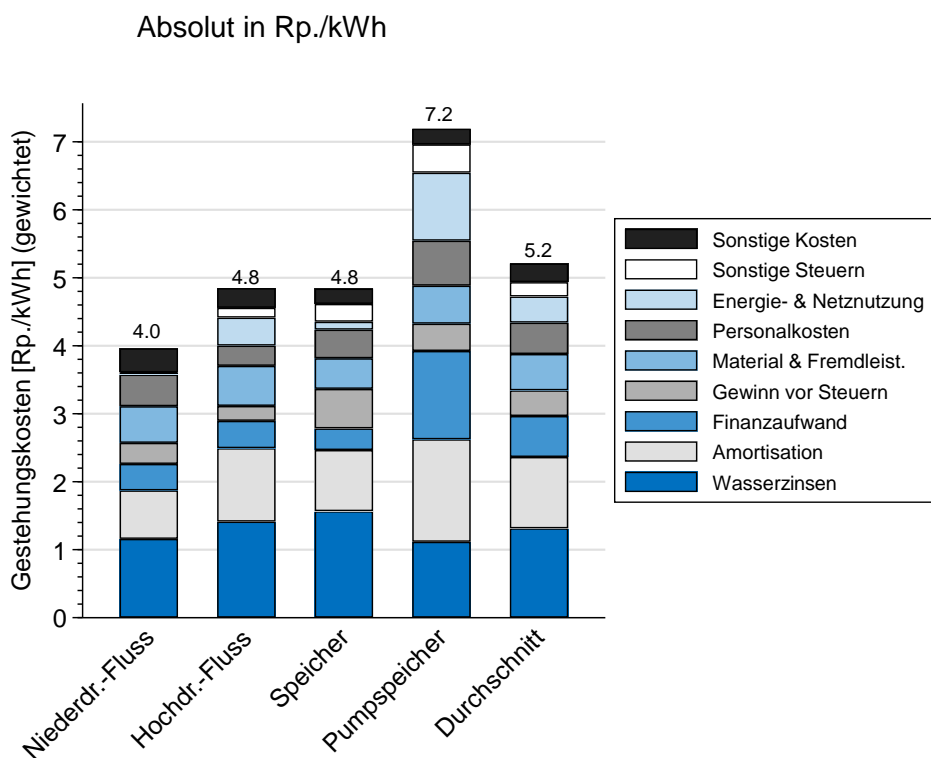
4.2 Auswirkungen der GVP auf Wasserkraftproduktion und -Investitionen

Solange bestehende Wasserkraftwerke mit dem Erlös ihre variablen Kosten decken können, erwirtschaften sie einen positiven Deckungsbeitrag an die fixen Kosten. Pro Einheit ist dies dann der Fall, wenn der Preis höher als die durchschnittlichen variablen Kosten ist.

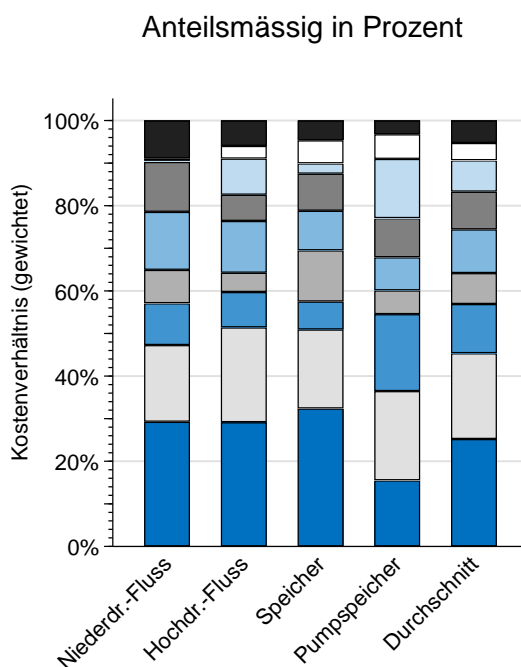
Auch wenn dabei der Deckungsbeitrag nicht die ganzen Fixkosten decken kann, so ist es dennoch von Vorteil für die Wasserkraftbetreiber, die Produktion aufrecht zu halten, weil sonst, also bei einer Einstellung der Produktion, gar kein Deckungsbeitrag anfiel und das Defizit in Höhe der gesamten fixen Kosten noch grösser wäre. Da die Fixkosten unabhängig von der Produktionsmenge sowieso anfallen, beeinflussen sie den Produktionsentscheid kurzfristig, d.h. solange die Fixkosten fix sind, nicht.

Die GVP hätte daher nur dann einen Einfluss auf die Produktionsmenge, wenn ohne die Prämie die variablen Kosten nicht gedeckt werden könnten und durch die Prämie sich der Erlös in dem Ausmass erhöhte, dass er neu grösser als die variablen Kosten ist. In diesem Fall würde sich für das Kraftwerk die (Wieder-)Aufnahme der Produktion lohnen.

Abbildung 7: Durchschnittliche Kosten und Kostenarten von Wasserkraftwerken, absolut in Rp./kWh und anteilmässig in Prozent (2015 bis 2016)¹¹



¹¹ Eigene Berechnungen im Rahmen des NFP70 Projekts Zukunft der Schweizer Wasserkraft in Anlehnung an Filippini und Geissmann (2014)



Die Abbildung 7 zeigt die in einzelne Kostenarten unterteilten Gestehungskosten verschiedener Typen von Wasserkraftwerken über die Jahre 2015 und 2016. Dabei zeigt sich, dass der Fixkostenanteil bei allen Typen sehr hoch ist. So sind sicher die Amortisation und die Kapitalverzinsung, aber auch der Wasserzins in seiner heutigen Form zu den fixen Kosten zu zählen. Auch von den verbleibenden Kostenarten dürfte zumindest ein Teil produktionsunabhängig anfallen. So zählt etwa der VSE die Betriebs- und Unterhaltskosten der Wasserkraft ebenfalls zu den Fixkosten.¹² Damit liegt der Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten bei mehr als 60 %.

Die Folge davon ist, dass die durchschnittlichen variablen Kosten aller Kraftwerkstypen unterhalb der aktuell tiefen Marktpreise liegen. Das zeigt sich auch darin, dass bisher noch kein Kraftwerk aufgrund des tiefen Marktpreises seinen Betrieb eingestellt hat.

Daher ist zu erwarten, dass die GVP keinen Einfluss auf die Stromproduktion hat. Sie dient vielmehr dazu, die Fixkosten der defizitär arbeitenden Wasserkraftwerke zu decken. Die Frage, wer dieses Defizit zu tragen hat, ist allerdings eine politische Verteilungsfrage und hat wenig mit der ökonomischen Entscheidung zu tun, wie viel Strom und welche Art von Strom produziert wird.

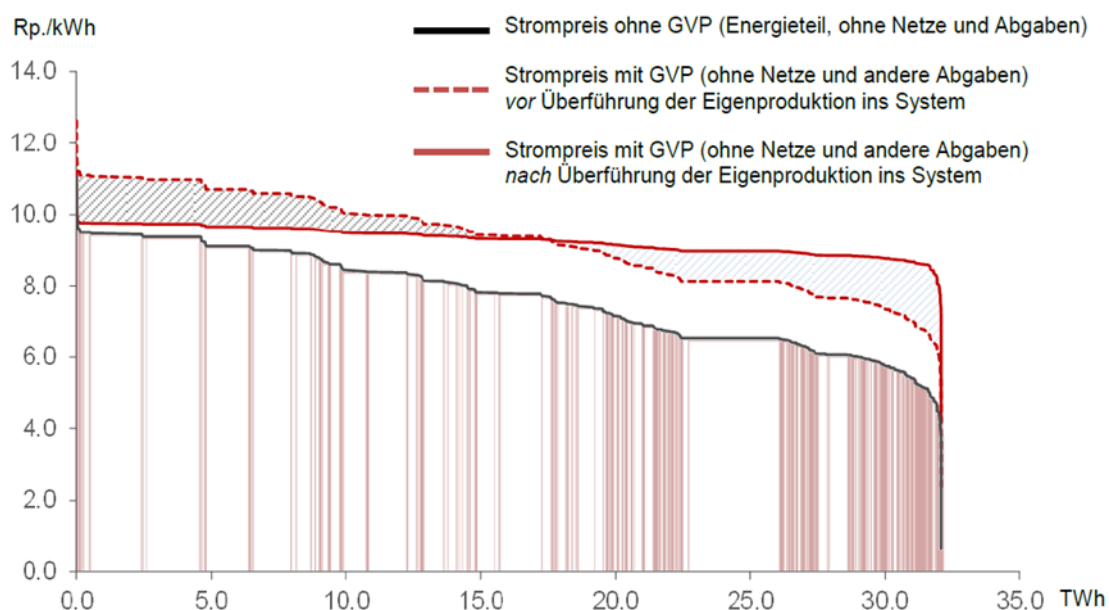
Da die GVP explizit als befristete Massnahme vorgesehen ist, kann sie auch keine Auswirkungen auf langfristige Investitionsentscheide haben. Das wird allerdings von den Protagonisten der Massnahme auch nicht beabsichtigt. Dazu soll vielmehr das Versorgungs- und Klimamarktmodell dienen, dass in Kapitel 5 behandelt wird.

¹² VSE (2014a), S. 8

4.3 Auswirkungen der GVP auf die Kostenverteilung

Eine erste und wichtige Umverteilung ergibt sich durch die GVP dadurch, dass diejenigen EVU, die ihre Stromproduktion aus Wasserkraft nicht kostendeckend in der Grundversorgung absetzen konnten, durch die Prämie eine Defizitdeckung erhalten, die dann indirekt auf die Endverbraucher in der Grundversorgung überwältzt wird.

Abbildung 8: Nivellierung der Tarife durch die GVP gemäss Swisselectric¹³



Weil durch die GVP zudem Anlagen mit relativ hohen Gestehungskosten auch eine höhere Prämie erhalten als Anlagen mit relativ tiefen Kosten, erwartet Swisselectric, dass dadurch ein Ausgleich der bestehenden Tarifunterschiede in der Grundversorgung resultiert, so wie er in Abbildung 8 dargestellt ist.

Ein vollständiger Ausgleich ergibt sich allerdings nur dann, wenn alle Wasserkraftbetreiber ins GVP-System einträten und gleichzeitig das Produktions- und Strombezugsportfolio in Bezug auf die Nicht-Wasserkraft, die ja nicht von der GVP erfasst wird, für alle Netzbetreiber anteilmässig gleich wäre.

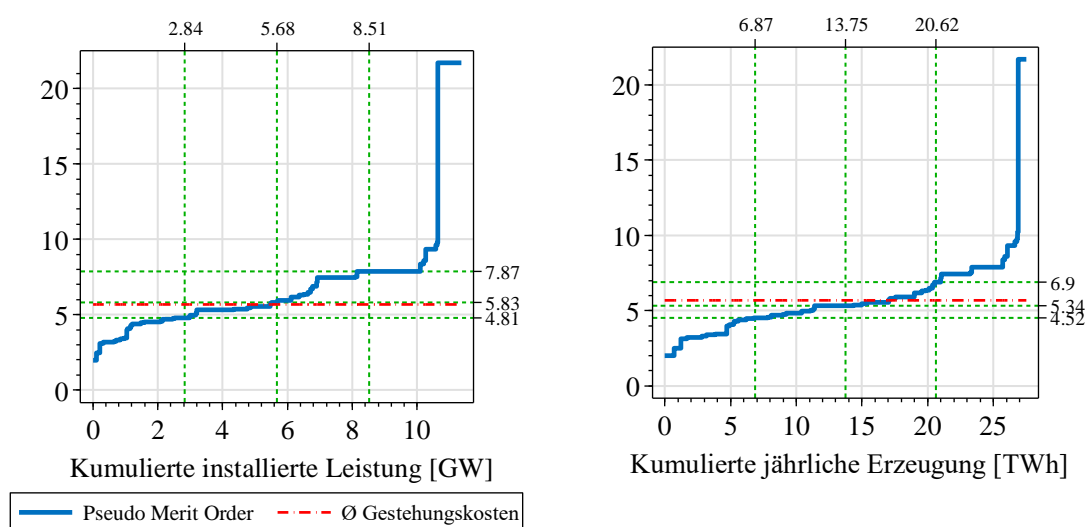
In Abbildung 9 ist eine so genannte Pseudo Merit-Order¹⁴ der schweizerischen Wasserkraftwerke dargestellt, einmal in Abhängigkeit der installierten Leistung und einmal in Abhängigkeit der erzeugten Energie. Sie zeigt die Gestehungskosten in Rp./kWh der verschiedenen Kraftwerke in den Jahren 2014 und 2015 – geordnet von

¹³ Abbildung übernommen aus Swisselectric (2017a), S. 3

¹⁴ Die eigentliche Merit-Order stellt die kurzfristige Angebotskurve der bestehenden Kraftwerkskapazität dar und enthält nur die jeweiligen Grenzkosten. Weil in der obigen Abbildung die gesamten Gestehungskosten pro kWh abgetragen sind, wird von einer Pseudo Merit-Order gesprochen.

relativ tief bis relativ hoch. Daraus wird zuerst einmal ersichtlich, dass die Varianz der Gestehungskosten über den gesamten Kraftwerkspark beträchtlich ist und dass auch bei den aktuell tiefen Spotmarktpreisen von rund 4 Rp./kWh einige Kraftwerke Gestehungskosten aufweisen, die darunterliegen. Dabei handelt es sich v.a. um Niederdruck-Flusskraftwerke. Diese Kraftwerke erhielten beim Eintritt in das GVP-System keine Prämie, sondern müssten eine Abgabe in Höhe der Differenz zwischen Marktpreis und Gestehungskosten einzahlen. Wegen der Freiwilligkeit der Teilnahme am System, ist nicht davon auszugehen, dass sich die kostengünstigsten Anlagen ans System anschliessen würden.

Abbildung 9: Pseudo Merit-Order der Wasserkraftwerke in der Schweiz (2015 bis 2016)¹⁵



Zur zahlenmässigen Illustration dieses Aspektes zeigt die Tabelle 1 die Tarifauswirkungen, welche sich für die verschiedenen Kraftwerke ergeben, exemplarisch auf. Dabei werden die Annahmen von Swisselectric mit den Kosteninformationen von Abbildung 9 verknüpft. Es wird also von rund 35 TWh Stromproduktion aus Wasserkraft mit durchschnittlichen Kosten von 7.1 Rp./kWh ausgegangen, wobei die Hälfte nicht über die Grundversorgung kostendeckend abrechnen kann. Die andere Hälfte wird unterteilt in die drei Typen W1 mit überdurchschnittlichen Gestehungskosten, W2 mit unterdurchschnittlichen Kosten, die aber über dem Marktpreis liegen, und in W3 mit Kosten, die tiefer als der Marktpreis sind. In der Grundversorgung werden neben den 17.5 TWh aus Wasserkraft noch 14.5 TWh aus übrigen Quellen berücksichtigt, so dass gesamthaft 32 TWh in die Grundversorgung fliessen¹⁶.

¹⁵ Eigene Berechnungen im Rahmen des NFP70 Projekts Zukunft der Schweizer Wasserkraft

¹⁶ Die angenommenen Produktionskosten von 0.1 CHF/kWh in der letzten Spalte sind für das hergeleitete Resultat nicht relevant.

Tabelle 1: Tarifauswirkung der Teilnahme einzelner typisierter Kraftwerke an der GVP

EVU/Anlage	ohne Grundversorgung		mit Grundversorgung		
	Wasser	W1	W2	W3	kein Wasser
Produktion (TWh)	17.5	8.75	7	1.75	14.5
Preiserwartung (CHF/kWh)	0.0370	0.0370	0.0370	0.0370	0.0370
Gestehungskosten (CHF/kWh)	0.0710	0.0950	0.0500	0.0300	0.1000
Tarif GV (CHF/kWh)		0.0950	0.0500	0.0300	0.1000
Teilnahme keine geb. Kunden					
Prämie (CHF/kWh)	0.0340	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Tarifzuschlag auf Kosten GV (CHF/kWh)		0.0186	0.0186	0.0186	0.0186
Tarif inkl. Zuschlag GV		0.1136	0.0686	0.0486	0.1186
Teilnahme W1					
Prämie (CHF/kWh)	0.0340	0.0580	0.0000	0.0000	0.0000
Tarifzuschlag auf Kosten GV (CHF/kWh)		0.0345	0.0345	0.0345	0.0345
Tarif inkl. Zuschlag (CHF/kWh)		0.0715	0.0845	0.0645	0.1345
Teilnahme W1 und W2					
Prämie (CHF/kWh)	0.0340	0.0580	0.0130	0.0000	0.0000
Tarifzuschlag auf Kosten GV (CHF/kWh)		0.0373	0.0373	0.0373	0.0373
Tarif inkl. Zuschlag (CHF/kWh)		0.0743	0.0743	0.0673	0.1373
Teilnahme W1, W2 und W3					
Prämie (CHF/kWh)	0.0340	0.0580	0.0130	0.0070	0.0000
Tarifzuschlag auf Kosten GV (CHF/kWh)		0.0369	0.0369	0.0369	0.0369
Tarif inkl. Zuschlag (CHF/kWh)		0.0739	0.0739	0.0739	0.1369

Wenn nun die Wasserkraftwerke ohne gebundene Kunden ins GVP-System eintreten, dann muss deren Defizit durch die Grundversorgung getragen werden. Das ergibt einen Tarifzuschlag von 1.86 Rp./kWh. Der Wert liegt darum über den von Swisselectric hergeleiteten 1.5 Rp./kWh, weil in der Tabelle die 120 Mio. CHF Marktprämie für die bestehende Grosswasserkraft noch nicht abgezogen ist.

Die Tabelle zeigt weiter, dass es sich für die Kraftwerke des Typs W1 und W2 insofern lohnt, am System teilzunehmen, weil sie dadurch ihre Mehrkosten gegenüber dem Marktpreis auf alle anderen Endverbraucher in der Grundversorgung abwälzen können. Dadurch können sie ihre Tarife reduzieren (von 11.4 auf 7.1 Rp./kWh für die Gruppe W1 und von 8.4 auf 7.43 Rp./kWh für die Gruppe W2). Anders verhält es sich jedoch für den Typ W3. Falls alle anderen Wasserkraftwerke am GVP-System

teilnehmen, würde ein Eintritt von W3 bedeuten, dass sie ihren Kostenvorteil mit allen anderen in der Grundversorgung teilen müsste, was zu einem Anstieg des Tarifs von 6.7 auf 7.4 Rp./kWh führen würde.

Ein Tarifausgleich findet unter diesen Bedingungen nur zwischen W1 und W2 statt bzw. zwischen Netzbetreibern, deren Eigenproduktion alleine aus Typ W1 und W2 besteht. Die letzte Spalte der Tabelle zeigt zudem, dass Netzbetreiber, die mehr Strom aus anderen Quellen als Wasser produzieren, höhere Tarife verrechnen müssen, weil sich dieser Strom über den Tarifzuschlag verteuert, ohne dass eine Prämie zur Auszahlung kommt.

4.4 Fazit zur befristeten Grundversorgungsprämie

- ⇒ Die befristete GVP hat kaum Einfluss auf die produzierte Strommenge.
- ⇒ Bei der GVP geht es nicht um die ökonomische Allokationsfrage, wie viel Strom und mit welcher Technologie produziert wird, sondern um die politische Verteilungsfrage, wer die bereits angefallenen Kosten bezahlen soll.
- ⇒ Die GVP löst folgende Umverteilungen aus:
 - Von den gebundenen Kunden an die Stromproduzenten, die ihre Kosten am Markt nicht decken können
 - Innerhalb der gebundenen Kunden: Von den Verbrauchern mit bisher tiefen Tarifen zu denjenigen mit hohen Tarifen.
 - Die GVP in ihrer vorgesehenen befristeten Ausgestaltung trägt weder zur Überwindung möglicher zukünftiger Kapazitätsengpässe noch zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen bei.

Zu diesem Fazit ist festzuhalten, dass die aufgeführten Punkte den Protagonisten der GVP durchaus bewusst. Nach intensiver politischer Diskussion ist Alpiq in der Zwischenzeit (Stand Februar 2018) von der GVP abgekommen und favorisiert ein «grünblaues» Wahlmodell der abgesicherten Stromversorgung.

5 Das Versorgungs- und Klimamarktmodell VKMM

Im Unterschied zur GVP ist das Versorgungs- und Klimamarktmodell langfristig ausgerichtet und soll gemäss Swisselectric (2017b) der Stärkung der inländischen Stromproduktion sowie der Unterstützung der Klimaziele des Bundes dienen.

5.1 Wirkungsweise des VKMM

Kern des VKMM ist eine Abgabe auf Strom, welche die unterschiedliche Belastung von CO₂-Emissionen zwischen der Schweiz und Europa in den Monaten, in denen die Schweiz Strom netto importiert, ausgleichen soll.

Höhe des CO₂-Zuschlags auf Strom während Importmonaten:

Der Zuschlag ergibt sich als Differenz des CO₂-Abgabesatzes in der Schweiz und dem Preis für europäische CO₂-Verschmutzungsrechte, berechnet auf dem CO₂-Gehalt des gesamten Strommixes der EWR-Staaten und der Schweiz.

Bei einem CO₂-Gehalt von 276 g/kWh, einem CO₂-Abgabesatz von 84 CHF/t CO₂ und einem Zertifikatspreis von 6 CHF/t CO₂ ergibt sich ein Zuschlag von 2.15 Rp./kWh.¹⁷

Abgabebefreiung produktionsseitig:

Im Inland produzierter CO₂-freier Strom wird von der Abgabe befreit. Die Befreiung wird über entsprechende Herkunftsnachweise (HKN) abgewickelt. So haben die Nachfrager die Wahl zwischen importiertem Strom inklusive Zuschlag oder inländischem CO₂-freiem Strom, der mit einem HKN gekoppelt ist.

Während in Exportmonaten die HKN nicht knapp sind und daher auch keinen Wert besitzen, führt in Importmonaten die Knappheit zu einem Preisanstieg der HKN in Höhe des CO₂-Zuschlags, weil nur dann der importierte Strom gleich teuer ist wie der CO₂-freie inländische Strom. Inländische Produzenten von CO₂-freiem Strom erhalten also in Importmonaten einen um diesen Zuschlag höheren Erlös pro kWh.

Die Gültigkeit der HKN ist auf den Monat, in dem der Strom tatsächlich produziert wird, beschränkt, um zu verhindern, dass Strom aus Exportmonaten in Importmonaten «verkauft» wird.

Vgl. dazu Axpo (2017), S. 4:

Keine CO₂-Abgabe ist auf Strom zu bezahlen, der in der Schweiz CO₂-frei produziert wird. Dies beinhaltet konventionell erzeugten Strom aus Wasser- und Kernkraft sowie aus neuen Energien. Der Nachweis kann mit den heute existierenden und handelbaren

¹⁷ Swisselectric (2017b), S. 3

Herkunftsnachweisen erbracht werden. Gültig sind jeweils nur Herkunftsnachweise aus demselben Monat, in dem der Strom verbraucht wird.

Umgang mit geförderter erneuerbarer Energie:

Gemäss Swisselectric sollen Besitzer von Anlagen, die kostendeckend gefördert werden, keine HKN erhalten und damit nicht vom VKMM-Zuschlag profitieren können.

Hier stellt sich die Frage, welche Anlagen tatsächlich kostendeckend gefördert werden. Sicher scheint, dass Anlagen im Einspeisevergütungssystem vom VKMM ausgeschlossen sind. So hält Art. 22 Absatz 1 des revidierten Energiegesetzes folgendes fest:

Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein.

Zudem schliesst auch die Energieförderungsverordnung in Art. 13, Absatz 2 eine doppelte Abgeltung aus:

Der ökologische Mehrwert ist mit der definitiven Teilnahme am Einspeisevergütungssystem (Art. 25) abgegolten.

Ob auch Anlagen mit Einmalvergütung und Investitionsbeiträgen als kostendeckend gefördert gelten, müsste noch explizit geregelt werden, da es aus Art. 29, Absatz 2 des Energiegesetzes nicht eindeutig hervorgeht¹⁸:

Bei der Festlegung der Ansätze und bei deren allfälliger Anpassung ist sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis.

Umgang mit zu Gestehungskosten verkauftem Strom:

Um eine doppelte Abgeltung zu vermeiden, werden auch für die inländische Stromproduktion, welche in der Grundversorgung zu Gestehungskosten abgesetzt werden kann, keine HKN ausgestellt.

Abgabebefreiung verbrauchsseitig:

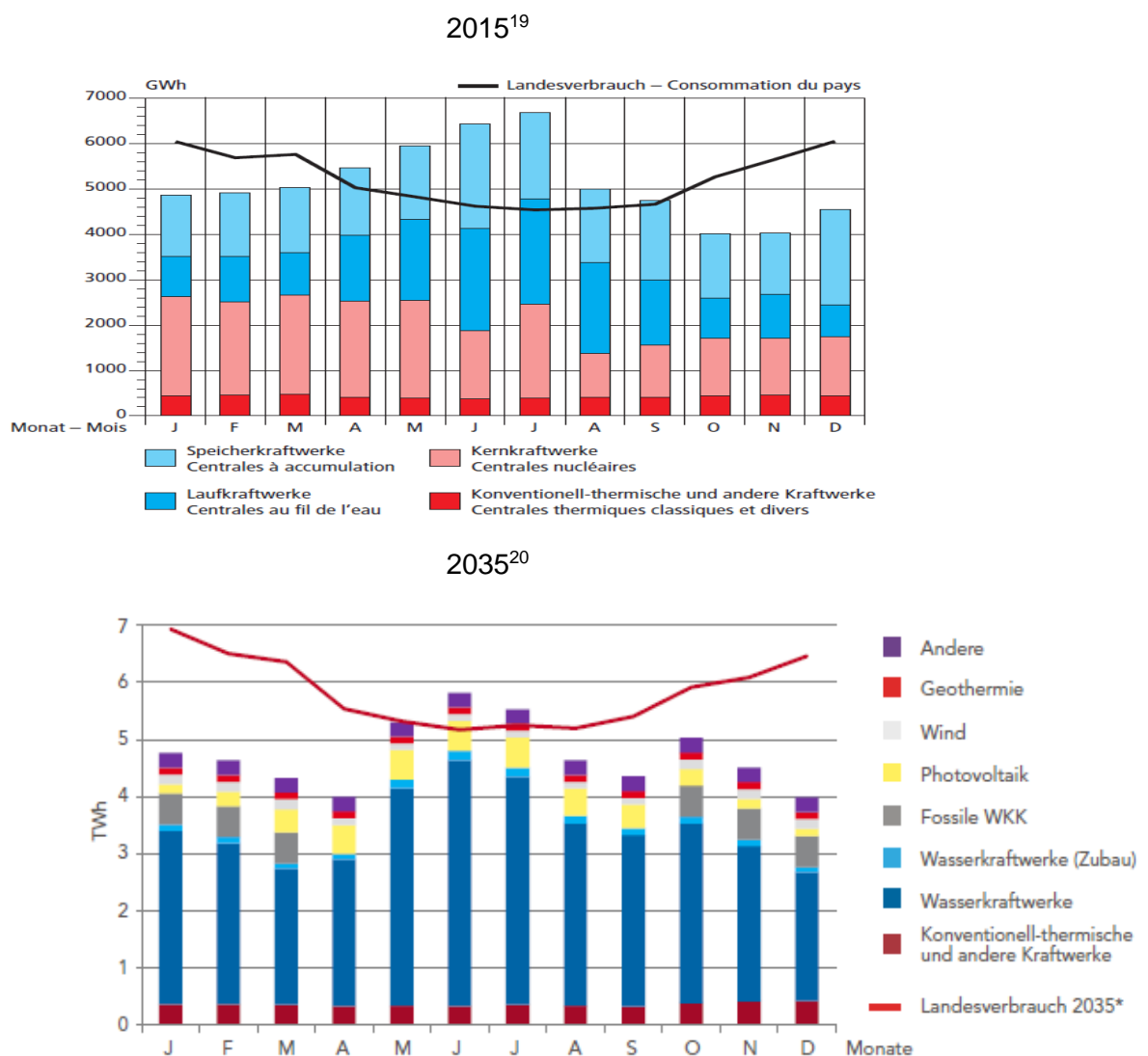
Energieintensive Unternehmen können, wie dies auch bei der CO₂-Abgabe möglich ist, von der Abgabe befreit werden.

¹⁸ Im Falle von nur teilweise kostendeckend geförderten Anlagen, könnten gemäss Axpo HKN im Ausmass des nicht geförderten Anteils ausgegeben werden.

Preisanstieg:

Swisselectric rechnet bei den gegenwärtigen Marktbedingungen mit einem Preisanstieg übers Jahr von rund 1.3 Rp./kWh. Der Einfluss von sich ändernden Marktbedingungen wird in Abschnitt 5.3.1 im Einzelnen beleuchtet. Ein wichtiger Aspekt dabei ist, in wie vielen Monaten des Jahres eine Nettoimportsituation vorliegt und somit das VKMM zum Tragen kommt. Während dies aktuell in den sechs Wintermonaten der Fall ist, rechnet Axpo in Anlehnung an die Energieperspektiven 2050 damit, dass im Jahre 2035 in neun Monaten des Jahres Strom netto importiert wird (vgl. dazu Abbildung 10).

Abbildung 10: Produktion und Verbrauch von Strom in den Jahren 2015 und 2035



*Von Axpo (2017) Geschätzter Stromverbrauch (rote Linie) basiert auf dem Mittel externer Prognosen (ETH, VSE, BFE, SCS, Cleantech, Greenpeace, PSI).

¹⁹ Bundesamt für Energie (2017), Schweizerische Elektrizitätsstatistik, S. 14

²⁰ Abbildung übernommen aus Axpo (2017), S. 5

Der Preiszuschlag auf den importierten Strommengen führt zu staatlichen Einnahmen. Wie diese Einnahmen verwendet werden, geht aus den Ausführungen von Swisselectric und Axpo nicht hervor.

Vereinbarkeit mit internationalem Handelsrecht:

Nach der Auffassung von Axpo ist das VKMM sowohl mit dem internationalen Handelsrecht als auch mit dem europäischen Beihilferecht kompatibel²¹, da der Handel mit Herkunftsnachweisen nicht dem Warenverkehr zugeordnet wird und daher die Bevorzugung von inländischen HKN keinen diskriminierenden Umgang mit eigentlichen Handelsgütern darstellt. Ob dies auch auf die unterschiedliche Belastung von inländischen und ausländischen CO₂-freien Strom während den Importmonaten zutrifft, soll und kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Es muss der Hinweis genügen, dass die Frage juristisch und politisch nicht unumstritten ist.

5.2 Alternative Vorstösse mit ähnlicher Stossrichtung

i) Genfer Standesinitiative «Schweizer Stauanlagen und Wasserenergie retten»:

Darin forderte der Grosse Rat des Kantons Genf die Bundesbehörden u.a. auf, «eine Steuer auf Strom aus nichterneuerbaren Energieträgern einzuführen, mit der die externen Kosten in den Strompreis einbezogen werden können»²²

Da die Initiative im Nationalrat am 20 September 2017 mit 58 Ja zu 118 Nein abgelehnt wurde, wird sie nicht mehr weiterverfolgt.

ii) Parlamentarische Initiative Röstli «Sicherung der Selbstversorgung mit Strom aus Wasserkraft zur Überbrückung der aktuellen Preisbaisse»:

Die von Nationalrat Albert Röstli am 16 Juni 2017 eingereichte Initiative verlangt, Voraussetzungen zu schaffen, «dass trotz der aktuellen enormen Preisbaisse für Strom die Wasserkraftwerke, die über 55 Prozent an die Schweizer Stromproduktion liefern, ihre Produktionskapazität aufrechterhalten können. Dazu ist ein zeitlich befristetes Massnahmenpaket bestehend aus zum Beispiel zinslosen oder zinsvergünstigten Darlehen zu schnüren. Ebenso ist ein neues Marktmodell wie zum Beispiel das Quotenmodell zu prüfen und bei Bedarf einzuführen.»²³

²¹ Axpo (2017), S. 4

²² <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20150313>

²³ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20160448>

Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates hat der Initiative Röstli am 18. August 2017 Folge gegeben. In den Räten ist sie dagegen per Ende 2017 noch nicht behandelt worden.

Kurzfristig verlangt die Initiative Röstli ganz ähnlich wie die befristete Grundversorgungsprämie GVP Sofortmassnahmen zur Stützung der Wasserkraftwerke. Auch das zu prüfende neue Marktmodell bezieht sich nur auf Wasserkraft, dies im Unterschied zum Versorgungs- und Klimamarktmodell VKMM, welches allgemein die CO₂-freie Stromproduktion, also auch Strom aus Kernkraftwerken umfasst.

5.3 Auswirkungen des VKMM auf erneuerbare Energien

Die Auswirkungen des VKMM auf die erneuerbare Stromproduktion werden analysiert, indem hergeleitet wird, welche zusätzlichen Erlöse sich für die verschiedenen erneuerbaren Produktionstechnologien pro kWh ergeben.

5.3.1 Einflussfaktoren auf den VKMM-Zuschlag

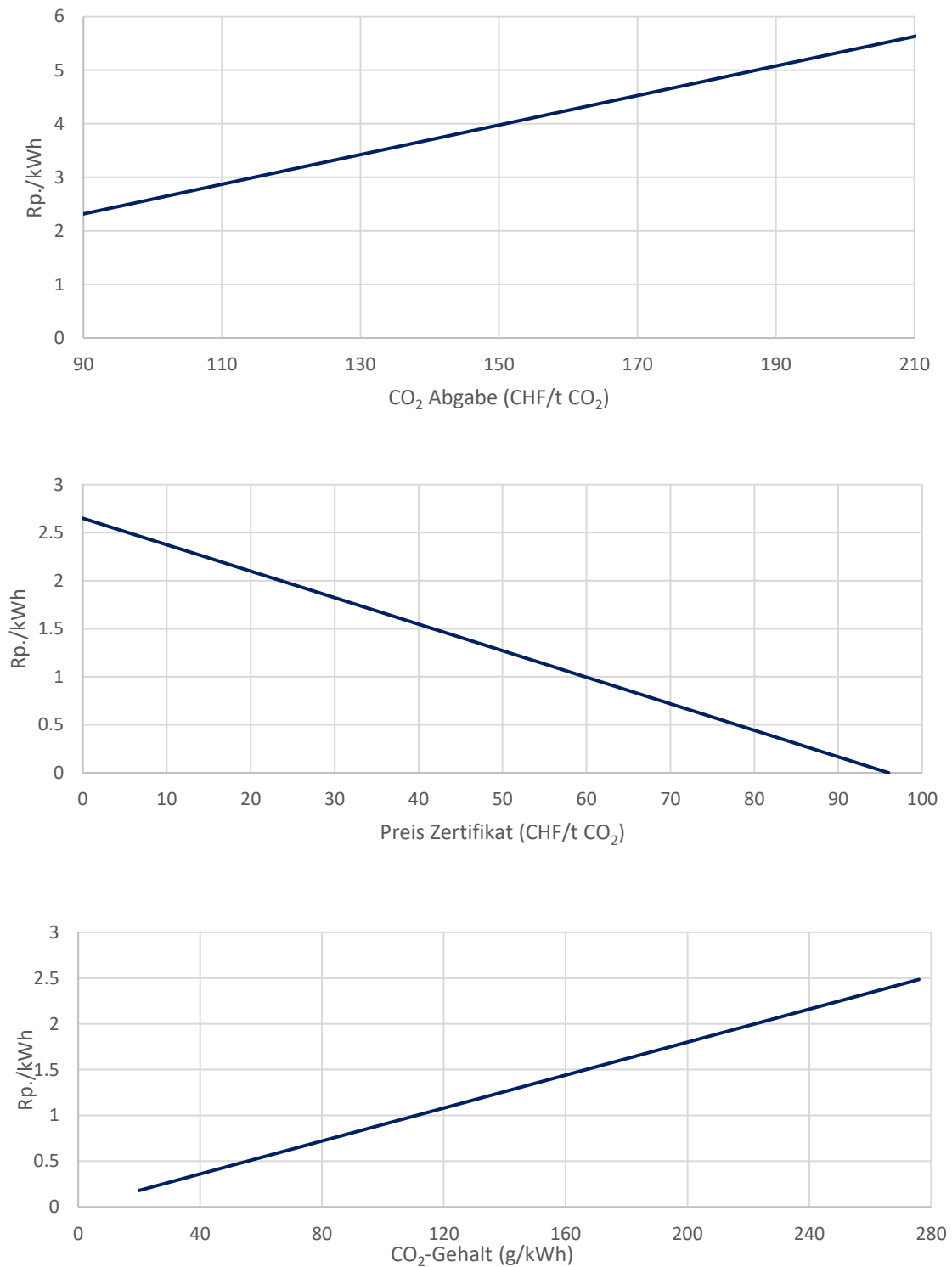
Wie bereits erwähnt ergibt sich ein Preisaufschlag in Importmonaten von gut 2 Rp./kWh bei einer CO₂-Abgabe in Höhe von 84 CHF/t CO₂, einem Zertifikatspreis von 6 CHF/ t CO₂ und einem CO₂-Gehalt des europäischen Stroms von 276 g/kWh. All diese Einflussfaktoren können sich natürlich zukünftig stark ändern. Bereits angepasst per Anfang 2018 wurde der CO₂-Abgabesatz auf 96 CHF/t CO₂. Auch sieht das totalrevidierte CO₂-Gesetz einen neuen Höchstsatz von 210 CHF /t CO₂ vor.

Die Abbildung 11 zeigt, wie sich der Zuschlag in Abhängigkeit von jeweils einem der drei Einflussfaktoren anpasst, wobei die anderen beiden Faktoren auf der Höhe von 96 CHF/t CO₂ (CO₂-Abgabesatz), 6 CHF/t CO₂ (Zertifikatspreis) und 276 g/kWh (CO₂-Gehalt) festgehalten werden.

Der Zuschlag steigt mit dem CO₂-Abgabesatz und dem CO₂-Gehalt und er fällt mit dem Zertifikatspreis. Wenn der Zertifikatspreis den CO₂-Abgabesatz erreicht, gibt es keinen Zuschlag mehr.

Der höchste Zuschlag von rund 5.5 Rp./kWh ergibt sich bei einem CO₂-Abgabesatz von 210 CHF/t CO₂. Dieser Fall erscheint allerdings sehr unwahrscheinlich, weil kaum zu erwarten ist, dass der CO₂-Abgabesatz auf sein gesetzliches Maximum angehoben wird und gleichzeitig der europäische Zertifikatspreis unverändert bei 6 CHF/t CO₂ verbleibt.

Abbildung 11: Der VKMM-Zuschlag in Abhängigkeit von drei Faktoren



Bei der Analyse des Einflusses der verschiedenen Faktoren auf den VKMM-Zuschlag ist zu beachten, dass die einzelnen Faktoren nicht unabhängig voneinander sind. Namentlich ist zu erwarten, dass der europäische Zertifikatspreis den CO₂-Gehalt des europäischen Strommixes beeinflusst, weil mit ansteigendem Preis die Produktions-

kosten von Strom aus fossilen Quellen zunehmen. Die Abbildung 12 zeigt diese Wirkungskette auf.

Abbildung 12: Der Einfluss des Zertifikatspreises



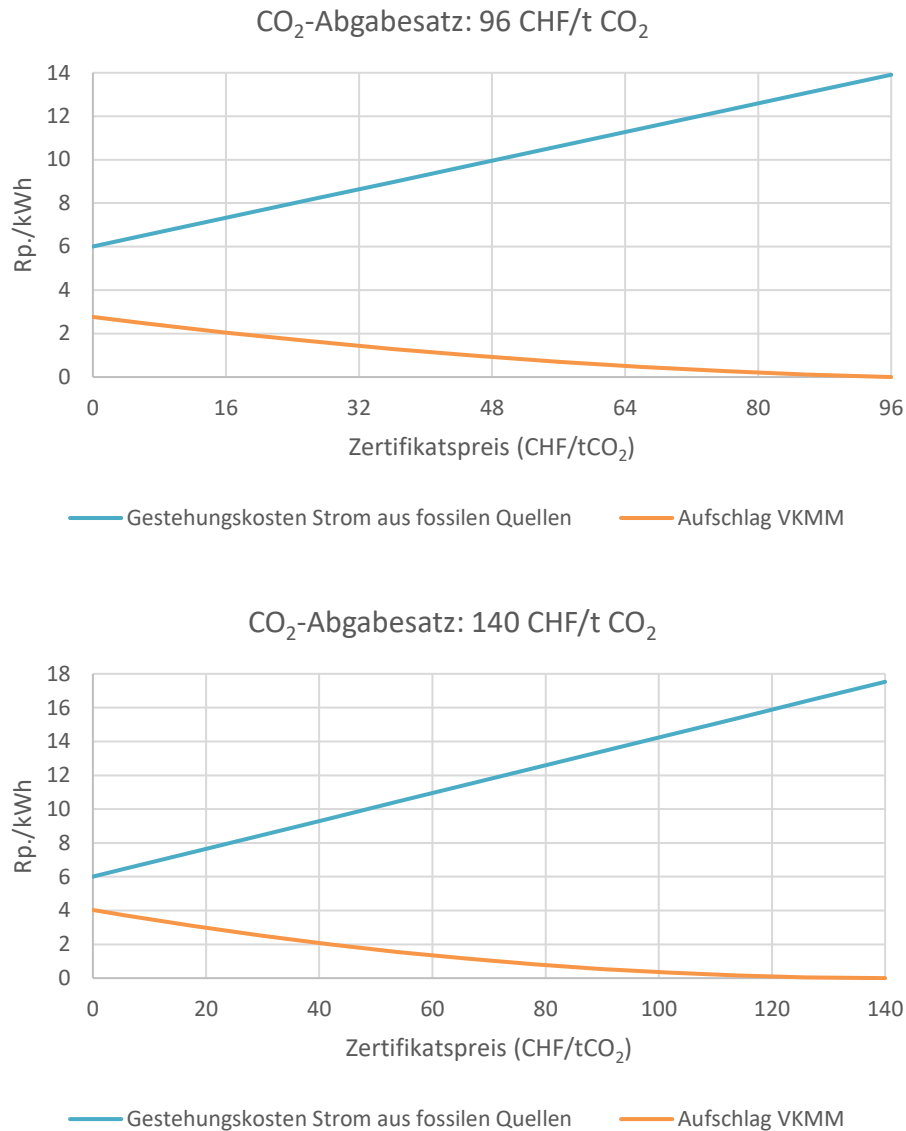
Für die folgenden Herleitungen wird von der Annahme ausgegangen, dass pro Erhöhung des Zertifikatspreises um einen Franken der CO₂-Gehalt mittelfristig um 2 g/kWh sinkt. Das bedeutete, dass bei einem Zertifikatspreis von 144 CHF/t CO₂ praktisch kein fossiler Strom mehr produziert würde²⁴.

Die Abbildung 13 zeigt nun den Verlauf des VKMM-Aufschlages sowie der Gestehungskosten für fossile Energie in Abhängigkeit des Zertifikatspreises, einmal bei einem CO₂-Abgabesatz von 96 CHF/tCO₂ und einmal bei einem Satz von 140 CHF/t CO₂. Die nichtlineare Abnahme des VKMM-Zuschlages ergibt sich dabei, weil mit ansteigendem Zertifikatspreis nicht nur die Differenz zum CO₂-Abgabesatz, sondern auch der CO₂-Gehalt des Importstroms abnimmt.

Aus der Abbildung ist ebenso ersichtlich, dass die Gestehungskosten des fossilen Stroms stärker auf eine Veränderung des Zertifikatspreises reagiert als der VKMM-Zuschlag. Das bedeutet, dass der europäische Zertifikatspreis über die Kosten der fossilen Stromproduktion einen stärkeren Einfluss auf die CO₂-freie Stromproduktion ausübt als über den VKMM-Zuschlag. Der Grund dafür ist, dass der VKMM-Zuschlag auf dem durchschnittlichen CO₂-Gehalt des europäischen Strommixes berechnet wird, während die Gestehungskosten der fossilen Stromproduktion vom höheren CO₂-Gehalt der fossilen Energieträger bestimmt wird. Mit anderen Worten ergibt sich bei einem tiefen Zertifikatspreis für fossilen Strom ein Kostenvorteil, welcher durch den VKMM-Zuschlag nur zum Teil ausgeglichen wird.

²⁴ Zudem wird ein fossiler Strommix von zwei Drittel aus Kohle und einem Drittel aus Gas unterstellt. Das entspricht dem Verhältnis, wie die beiden Kraftwerkstypen aktuell den Spotmarktpreis in der Schweiz bestimmen. (Meister, 2016, S. 4)

Abbildung 13: VKMM-Zuschlag und Gestehungskosten fossiler Strom in Abhängigkeit des Zertifikatspreises



5.3.2 Preisliche Auswirkungen des VKMM auf die verschiedenen Technologien

Um den Einfluss des VKMM auf die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien abzuschätzen, muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass das VKMM nur während Importmonaten zu einem Preisaufschlag führt. Welche Auswirkungen dies auf den jährlichen Durchschnittspreis hat, hängt davon ab, wie gross der Produktionsanteil der einzelnen Technologien in den Importmonaten ist.

In Tabelle 2 sind die für die Berechnung verwendeten Produktionsanteile während der sechs Wintermonate und während neun Monaten (mit April, August und September) ausgewiesen. Die Daten dazu stammen für Wasser und Kernkraft aus der Elektrizitätsstatistik, für Photovoltaik und Wind aus Produktionszahlen bestehender grosser Anlagen in der Schweiz und für Biomasse aus den KEV Quartalsberichten.

Zudem wurde für Photovoltaik und Wind ein Alternativszenario 2025 berücksichtigt, dass etwas grössere Produktionsanteile in den Wintermonaten vorsieht.

Tabelle 2: Saisonale Produktionsanteile der einzelnen Technologien

	Prod.anteil Winter	Prod.anteil 9 Monate
Laufwasser	34.44%	61.81%
Speicher	47.37%	70.44%
Kernkraft	55.05%	0.775
Photovoltaik	26.79%	59.65%
Photovoltaik (2025)	31.28%	65.64%
Wind	55.78%	77.14%
Wind (2025)	66.67%	83.33%
Biomasse	55.05%	77.01%

Es zeigt sich, dass Laufwasser und v.a. Photovoltaik in den Wintermonaten relativ wenig produzieren, weil einerseits die Flüsse im Winter weniger Wasser führen und andererseits die Sonneneinstrahlung geringer ist. Anders sieht es bei Windkraft aus, wo für das Jahr 2025 angenommen wird, dass rund zwei Drittel der Stromproduktion im Winter anfallen wird.

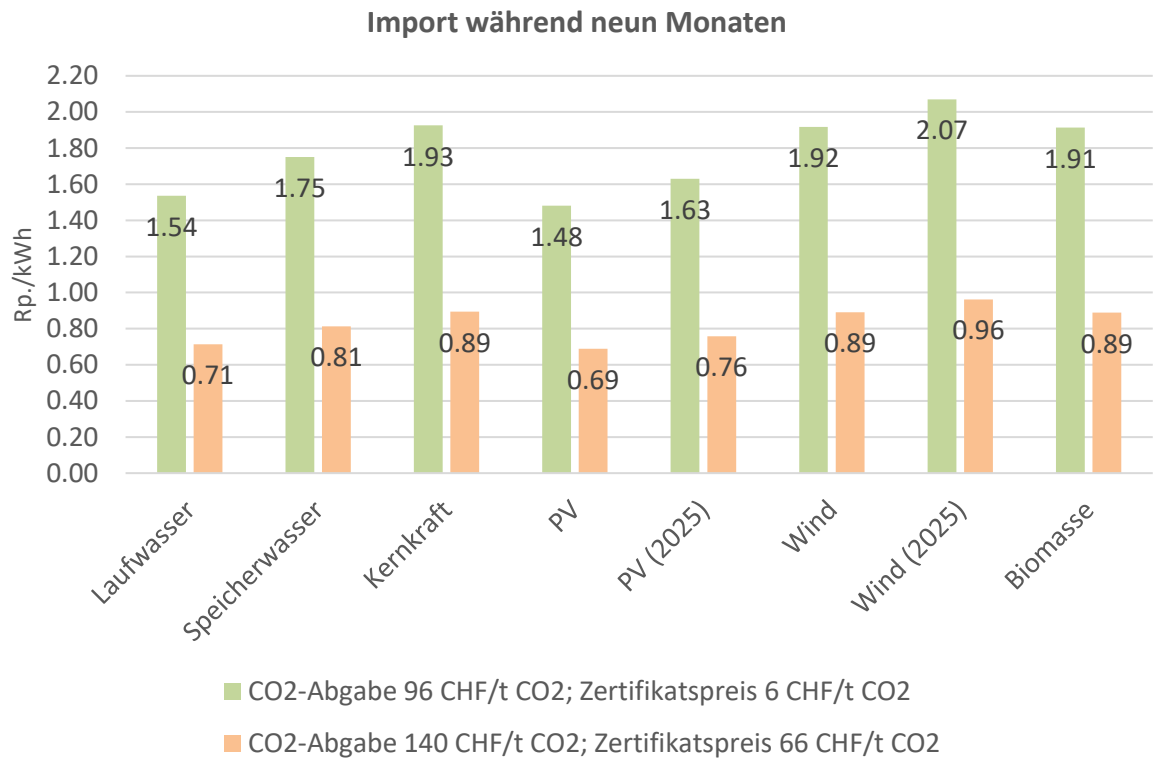
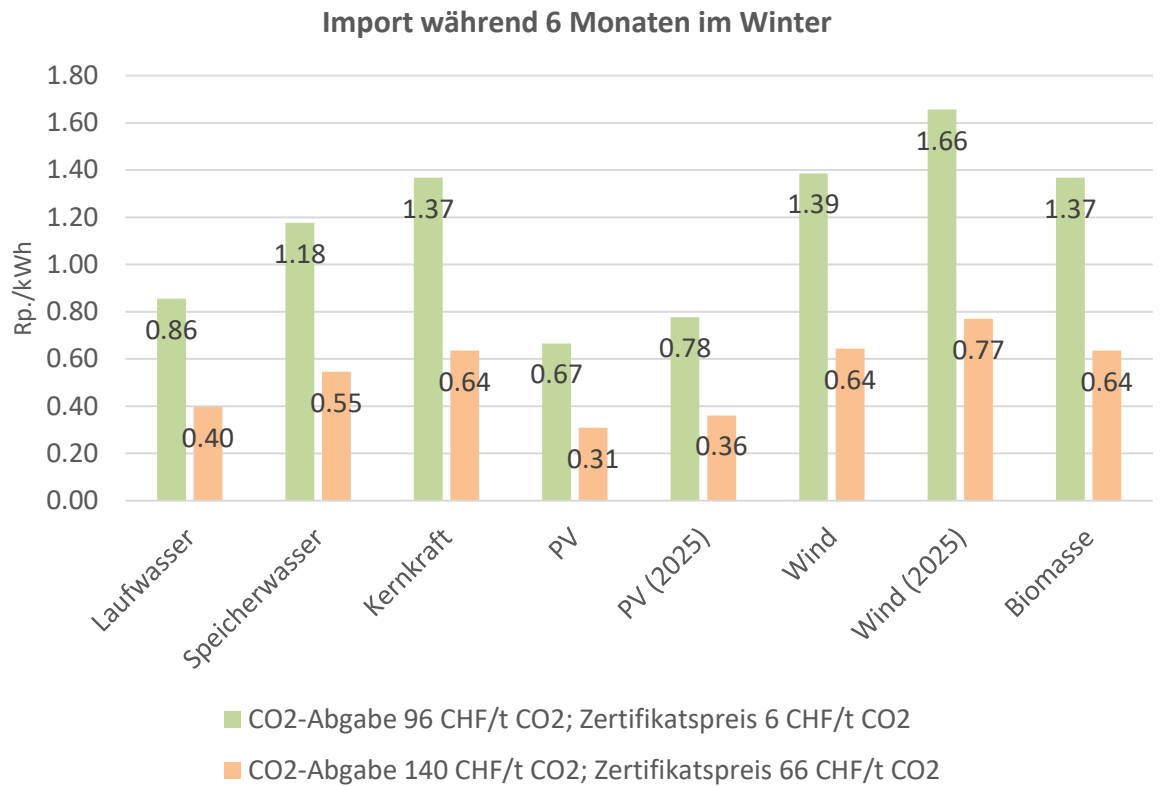
Die Abbildung 14 zeigt nun das Spektrum der durchschnittlichen VKMM-Zuschläge über das ganze Jahr verteilt, einmal bei einer Importsituation während sechs und einmal während neun Monaten. Zudem wurde zur besseren Illustration die Anzahl der möglichen Kombinationen von CO₂-Abgabesatz und Zertifikatspreis auf zwei Fälle beschränkt. Der Abgabesatz von 96 CHF/t CO₂ und der Zertifikatspreis von 6 CHF/t CO₂ entspricht dabei der aktuellen Situation, während ein Abgabesatz von 140 CHF/t CO₂ und ein Zertifikatspreis von 66 CHF/t CO₂ ein mögliches zukünftiges Szenario darstellt²⁵.

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die Zuschläge für die erste Kombination höher sind, v.a. weil beim tiefen Zertifikatspreis von 6 CHF/t CO₂ von einem höheren CO₂-Gehalt des europäischen Stroms ausgegangen wird.

Die geringsten Zuschläge ergeben sich aufgrund der tiefen Winterproduktion für Photovoltaik und Laufwasser, die grössten Zuschläge für Wind, Kernkraft und Biomasse.

²⁵ Ab 2020 wird das Cap der europäischen Emissionsbegrenzung um jährlich 2.2 Prozent reduziert, wodurch zumindest mittelfristig ein Anstieg des Zertifikatspreises zu erwarten ist.

Abbildung 14: Das Spektrum der durchschnittlichen VKMM-Zuschläge übers Jahr



Die Abbildung zeigt auch, dass sich die zusätzlichen Erlöse der erneuerbaren Energien im Rahmen des VKMM zwischen 0.31 und 2.07 Rp./kWh bewegen. Damit sind sie

deutlich geringer als die Prämien, welche im Vergütungssystem zur Förderung von erneuerbaren Energien im revidierten Energiegesetz zur Anwendung kommen. In Tabelle 3 sind die maximalen Vergütungssätze gemäss neuer Energieförderungsverordnung für die einzelnen Technologien aufgeführt. Davon muss noch der über ein Viertel Jahr gemittelte Marktpreis, der in der Direktvermarktung erzielt werden konnte, abgezogen werden, um auf die eigentliche Prämie im Vergütungssystem zu kommen. Bei den aktuellen Marktpreisen führt dies aber in jedem Fall zu deutlich höheren Prämien als beim VKMM.

Tabelle 3: Maximaler Vergütungssatz (Rp./kWh) und Vergütungsdauer (Jahre) bei Einspeisevergütung

	Kleinwasserkraft	Photovoltaik	Wind	Biomasse
Vergütungssatz	32.4 ¹	11.0	21.5 ^{2,3}	28 ⁴
Vergütungsdauer	15	15	15	20
Inbetriebnahme ab	1.1.2013	1.1.2018	1.1.2013	1.1.2013

1 Für Kleinanlagen <30 kW Bonus. Starke Abnahme der Fördersätze mit zunehmender Leistung.

2 plus Höhenbonus von 2.5 Rp./kWh für Grosswindanlagen über 1'700 Meter über Meer.

3 Für Grossanlagen je nach Stromertrag Reduktion nach fünf Jahren

4 Plus Bonus für Holzkraftwerke 8 Rp./kWh bzw. Bonus für landwirtschaftliche Biomasse 18 Rp./kWh.

Es bestehen also keine Anreize, aus dem Vergütungssystem auszutreten, um dann von der VKMM-Prämie profitieren zu können. Mit anderen Worten stellt die VKMM-Prämie keinen gleichwertigen Ersatz für das bestehende Vergütungssystem dar. Die in Abbildung 14 ausgewiesenen Preiszuschläge schaffen kaum Anreize zum Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen.

5.4 Auswirkungen des VKMM auf CO₂-Emissionen

Sowohl von Axpo als auch von Swisselectric wird darauf hingewiesen, dass das VKMM «gut für das Klima»²⁶ ist und dadurch die «Erreichung der politischen Klimaziele begünstigt wird»²⁷. Diese Argumentation übersieht allerdings, dass die europäischen Treibhausgasemissionen über ein Handelssystem mit Emissionszertifikaten mengenmässig reguliert sind. Ebenso ist vorgesehen, dass eventuelle Gaskraftwerke in der Schweiz in das europäische Handelssystem eingebunden würden.

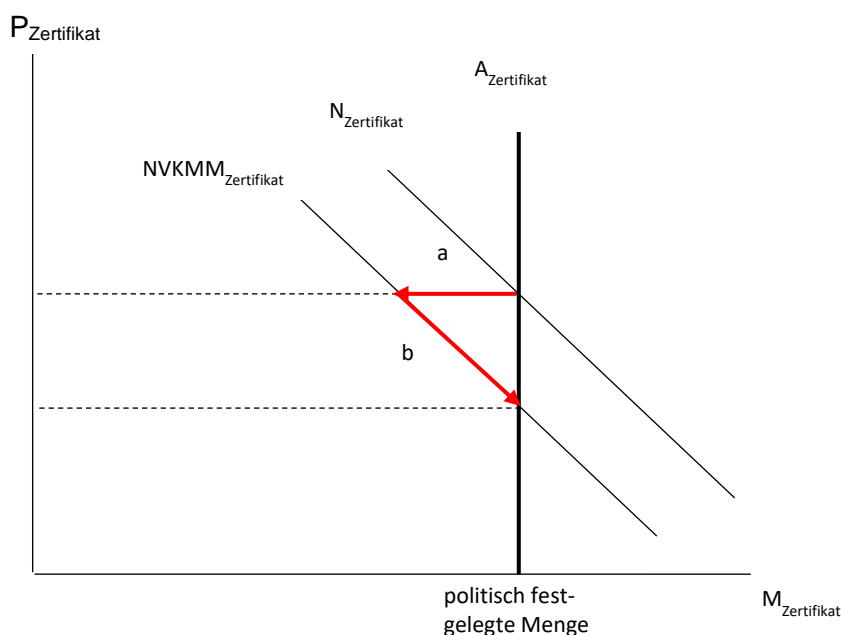
²⁶ Axpo (2017), S. 4

²⁷ Swisselectric (2017b), S 3

Aufgrund dieser Mengenregulierung hat weder die Importmenge noch die im Inland produzierte Menge von Strom aus fossilen Quellen einen Einfluss auf die CO₂-Emissionen in der Schweiz und in Europa²⁸.

Die Abbildung 15 illustriert diesen Aspekt anhand eines Marktdiagrammes für Emissionszertifikate. Durch die politisch festgelegte Emissionsmenge ist dabei das Angebot von Zertifikaten vollkommen preisunelastisch und verläuft vertikal. Wenn nun durch die Einführung des VKMM weniger Strom aus fossilen Quellen importiert wird, dann verschiebt sich die Nachfragekurve nach Zertifikaten nach links (Pfeil a in der Abbildung). Dies führt zu einem Überschussangebot an Zertifikaten und als Folge davon zu einer Abnahme der Zertifikatspreise. Dadurch nimmt die nachgefragte Menge wieder zu (Pfeil b in der Abbildung), indem in anderen Industrien wie z.B. der Stahlindustrie weniger Reduktionsanstrengungen unternommen werden, so dass am Ende des Anpassungsprozesses wieder die unveränderte Menge an Emissionen zu einem tieferen Preis resultiert.

Abbildung 15: Fossiler Stromimport und europäische CO₂-Emissionen



Das Beispiel illustriert allgemein, dass im Rahmen eines so genannten Cap and Trade Systems für Treibhausgasemissionen die Strommarktpolitik keinen Einfluss auf die Menge der CO₂-Emissionen haben kann.

²⁸ Schleiniger (2016)

Interessanterweise besteht hier eine Asymmetrie, indem die Klimapolitik durchaus Rückwirkungen auf die Menge und die Art und Weise der Stromproduktion hat, indem eine knappere Vergabe von Zertifikaten zu einem höheren Preis und damit zu höheren Gestehungskosten von Strom aus fossilen Quellen führt.

Die Asymmetrie liegt darin begründet, dass das Ausmass der CO₂-Emissionen im Rahmen des Emissionshandelssystems fest vorgegeben ist, während für den CO₂-freien Strom in der Schweiz kein vergleichbares Mengensystem vorliegt²⁹.

5.5 Fazit zum Versorgungs- und Klimamarktmodell

- ⇒ Die erneuerbare Stromproduktion, welche über Einspeise- oder Einmalvergütung unterstützt wird, erhält im VKMM keine weiteren Zuschüsse.
- ⇒ Die finanzielle Unterstützung durch Einspeise- oder Einmalvergütung ist deutlich höher als durch das VKMM. Daher lohnt es sich nicht, auf die Vergütung zu verzichten, um vom VKMM profitieren zu können.
- ⇒ Für zukünftig nicht geförderte Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen betragen die durchschnittlichen VKMM-Zuschläge übers Jahr je nach Technologie und CO₂-Preis zwischen 0.3 und 2.1 Rp./kWh.
- ⇒ Damit wird nur ein geringer Investitionsanreiz für erneuerbare Energien geschaffen.
- ⇒ Der Preis für europäische CO₂-Zertifikate hat einen stärkeren Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien als das VKMM.
- ⇒ Das VKMM hat wegen der bestehenden Mengenregulierung des europäischen Emissionshandelssystems keinen Einfluss auf die CO₂-Emissionen.

²⁹ Bei einem Zertifikatssystem für grünen Strom wäre dies anders, dann hätte die europäische Klimapolitik nur Einfluss auf den Preis der grünen Zertifikate, die Menge an erneuerbarem Strom bliebe aber unverändert.

6 Der Kapazitätsmarkt und die Verfügbarkeitsauktion

Der Kapazitätsmarkt und die Verfügbarkeitsauktion sind ein Massnahmepaket, das von BKW in die Diskussion eingebracht worden ist. Die beiden Vorschläge sind allerdings unabhängig voneinander und lassen sich deshalb auch getrennt analysieren.

6.1 Wirkungsweise des Kapazitätsmarktes

Ein Kapazitätsmarkt ist ein Markt in Ergänzung zum Strom- bzw. Energiemarkt. Während auf Letzterem Energie in Form von z. B. MWh gehandelt wird, wird auf dem Kapazitätsmarkt Leistung in Form von z.B. MW gehandelt. Während in einigen europäischen Länder wie dem Vereinigten Königreich, Frankreich und Italien Kapazitätsmärkte eingeführt worden sind bzw. sich in der Einführungsphase befinden, werden sie in anderen Ländern zumindest als eine Möglichkeit diskutiert, um das so genannte Missing Money Problem zu lösen. Das Problem entsteht dann, wenn auf dem Energiemarkt die Erlöse auch langfristig nicht ausreichen, um neben den variablen auch die fixen Kosten der Stromproduzenten zu decken, was dazu führen kann, dass die vorhandene Produktionskapazität zu klein ist. In dem Falle können auf Kapazitätsmärkten durch den Verkauf von Kapazität die fehlenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet und eine meist politisch vorgegebene Produktionskapazität erhalten bzw. aufgebaut werden.

BKW schlägt dazu eine für schweizerische Verhältnisse zugeschnittenen Forward Kapazitätsauktion vor, welche den Erhalt bzw. den Ausbau der Produktionsfähigkeit im Winter zum Ziel hat und folgenden Charakteristika vorweist³⁰:

- Der Eigenversorgungsgrad und die damit verbundene Kapazität wird vorgängig durch die Politik oder den Regulator festgelegt.
- Kapazitätsauktionen finden jährlich und zentral (z.B. über Swissgrid) vier Jahre im Voraus statt. Diese Vorlaufzeit erlaubt, dass auch neue Anlagen mitbieten können.
- Die Auktion ist offen für bestehende, erneuerte und neue Anlagen.
- Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, sind für neue Anlagen langfristige Verträge über z.B. 15 Jahre vorgesehen, während für bestehende Anlagen die Vertragslaufzeit jeweils ein Jahr beträgt.
- Die Auktion ist technologieneutral unter Einbezug von nachfrageseitigen Massnahmen.

³⁰ BKW (ohne Jahr)

- Die Angebote der verschiedenen Technologien werden mit einem so genannten De-Rating angepasst. Der dabei verwendete Faktor entspricht dem Anteil der tatsächlichen mittleren Winterproduktion am theoretischen Maximum der installierten Kapazität. So entspricht das theoretische Maximum einer Kapazität von einem kW Nennleistung einem Wert von 4'380 kWh ($1 \text{ kW} * 24 \text{ h} * 365 / 2$)³¹.
- Es besteht kein Teilnahmepflicht. Allerdings ergibt sich für bestehende Anlagen ein grosser Anreiz, bei der Kapazitätsauktion mitzubieten.
- BKW schätzt die Kosten des Kapazitätsmechanismus in Anlehnung an den britischen Kapazitätsmarkt auf 1.3 Mrd. CHF jährlich bzw. auf rund 0.5 Rp./kWh, welche von allen Endverbrauchern über eine Gebühr zu zahlen sind.

Eine Abschätzung der Folgen eines solchen Kapazitätsmechanismus ist insofern schwierig vorzunehmen, als die Parameter des Marktmodells, insbesondere die Festlegung der Kapazität, numerisch nicht bekannt sind. Ebenso ist das Verfahren, nach dem die Auktion ablaufen soll, nicht näher beschrieben. Daher beruhen die nachfolgenden Herleitungen v. a. auf theoretischen Überlegungen.

6.2 Auswirkungen des Kapazitätsmarktes auf erneuerbare Energien

Die verschiedenen Technologien zur Stromproduktion unterscheiden sich kostenmässig durch die unterschiedlichen Anteile der fixen und der variablen Kosten an den gesamten Gestehungskosten. Für Kraftwerke mit relativ hohen Fixkosten und relativ tiefen variablen Kosten wie Wasserkraftwerke ist es wirtschaftlich sinnvoll, möglichst durchgängig Strom zu produzieren, weil damit ein möglichst grosser Deckungsbeitrag an den Fixkosten erwirtschaftet werden kann. Kraftwerke mit einem hohen Anteil an variablen Kosten wie Gaskraftwerke produzieren dagegen sinnvollerweise nur zu Spitzenzeiten, wenn der Marktpreis über deren durchschnittliche variablen Kosten ansteigt.

Kapazitätsmärkte lassen sich nun so ausgestalten, dass der so genannte Peaker, also der Kraftwerkstyp, der nur kurzfristig zu Zeiten der Spitzenlast eingesetzt wird, seine Fixkosten über den Kapazitätsmarkterlös gerade abdecken kann. Der Preis, der sich im Kapazitätsmarkt dabei ergibt, entspricht dann den Fixkosten des Peakers³².

Aufgrund der Vorgaben bezüglich Wirkungsgrad kommen dafür in der Schweiz eigentlich nur Gaskombikraftwerke GuD in Frage³³. Aus diesem Grund werden in Tabelle 4 die Fixkosten eines solchen Kraftwerkstyps als preissetzende Referenzanlage

³¹ Die Division durch zwei erfolgt, weil die maximale Produktion nur für die sechs Wintermonate bestimmt wird.

³² Stoff (2012), S. 184

³³ CO₂-Kompensationsverordnung, Art. 2

verwendet. Alle Kosteninformationen sind den entsprechenden Dokumenten des VSE entnommen³⁴.

Bei Fixkosten von 1'000 CHF/kW Nennleistung eines Gaskombikraftwerkes und einem De-Rating Faktor von 90 Prozent ist das fixkostendeckende Gebot des Peakers 1'111 CHF/kW, so dass nach einem Abzug von zehn Prozent gerade die Fixkosten gedeckt sind. Dabei wird der Einfachheit halber unterstellt, dass die Vertragsdauer gerade der Lebensdauer des Peakers von 20 Jahren entspricht³⁵.

Aus diesem Kapazitätsmarkterlös lassen sich nun die Erlöse der anderen Kraftwerkstypen unter Einbezug der technologiespezifischen De-Rating Faktoren bestimmen. Dazu werden dieselben Informationen herangezogen, die bereits zur Herleitung der VKMM-Zuschläge in Abschnitt 5.3.2 verwendet wurden. Zusätzlich wurden die Vollaststunden bei neuen Wasserkraftwerken (2025) im Vergleich zu den aktuellen Zahlen um 20 Prozent gekürzt, um zu berücksichtigen, dass das Ausbaupotenzial von Wasserkraft begrenzt ist und neue Standorte tendenziell ungünstigere Produktionsbedingungen aufweisen.

Tabelle 4: Erlös pro kW Nennleistung aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD

	Investitions- kosten CHF/kWp	De-Rating Winter	Gebot CHF/kW	Kapazitäts- markterlös CHF/kWp
GuD (Peaker)	1'000	90.00%	1'111	1'000
PV	2'600	5.64%	-	63
PV (2025)	2'400	7.90%	-	88
Kleinwasser	10'000	32.31%	-	359
Kleinwasser (2025)	10'000	25.85%	-	287
Grosswasser	5'300	32.31%	-	359
Grosswasser (2025)	5'300	25.85%	-	287
Wind	2'500	23.24%	-	258
Wind (2025)	2'000	30.44%	-	338
Biomasse Holz	8'300	33.86%	-	376

Unter diesen Annahmen ergeben sich aufgrund der im Vergleich zu Gaskombikraftwerk relativ tiefen De-Rating Faktoren Kapazitätsmarkterlöse für erneuerbare Energien von 63 bis 376 CHF/kW Nennleistung. Zusammen mit den relativ hohen Fixkosten zeigt sich, dass durch die Implementierung eines

³⁴ VSE (2014a und b) und VSE (a, b, c und d)

³⁵ Die Annahme ist für die herzuleitenden Ergebnisse nicht entscheidend, macht aber die Berechnung einfacher.

Kapazitätsmechanismus, wie er von BKW vorgeschlagen wird, nur ein sehr kleiner Teil der Fixkosten von erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Am geringsten ist der Anteil bei Photovoltaik mit 2.41 und am höchsten bei Wind (2025) mit 16.91 Prozent.

Die in der Tabelle 4 ausgewiesenen Kapazitätsmarkterlöse lassen sich in Erlöse pro produzierter Kilowattstunde umrechnen. Dabei wird ein Zinssatz von 5.5 Prozent eingesetzt, der dem aktuellen WACC (Weighted Average of Capital Cost) für Stromproduktionsanlagen entspricht.

**Tabelle 5: Erlös pro kWh aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD
Lebensdauer: 20 Jahre (ausser Kernkraft); WACC: 5.5%**

	KKW*		Wasser		PV		Wind		Biomasse
	aktuell	aktuell	2025	aktuell	2025	aktuell	2025	aktuell	
Kapazitätserlös (CHF/kWp)	701	359	287	63	88	258	338	376	
Barwertfaktor	7.54	11.95	11.95	11.95	11.95	11.95	11.95	11.95	
Kapazitätsmarkterlös (CHF/kWp und a)	83.68	30.04	24.03	5.24	7.34	21.61	28.30	31.49	
Volllaststunden	7'884	4'368	3'494	921	1'106	1'700	2'000	2'681	
Kapazitätsmarkterlös (CHF/kWh)	0.0106	0.0069	0.0069	0.0057	0.0066	0.0127	0.0142	0.0117	

* Restlaufzeit: 10 Jahre, De-Rating 90%

Aus der Tabelle 5 wird ersichtlich, dass sich die Kapazitätsmarkterlöse für die erneuerbaren Energien um einen Rp./kWh herum bewegen und damit etwa ähnlich gross wie die VKMM-Zuschläge sind. Das bedeutet, dass die Zusatzerlöse, welche erneuerbare Energien auf einem Kapazitätsmarkt erwirtschaften können, deutlich unter den aktuellen Fördersätzen liegen. Aus diesem Grund kann auch nicht erwartet werden, dass ein Kapazitätsmarkt als gleichwertiger Ersatz für die bestehenden Instrumente zur Förderung von erneuerbaren Energien dienen könnte.

Diese Folgerung lässt sich durch eine weitere Darstellung unterstreichen, indem berechnet wird, wie hoch der Strompreis für die einzelnen Technologien sein müsste, damit sie auf dem Kapazitätsmarkt mit dem Gaskombikraftwerk konkurrieren könnten. Allgemein müsste der Strompreis so hoch sein, dass damit ein grosser Teil der Fixkosten bereits abgedeckt ist und über den Kapazitätsmarkt nur der Teil dieser Kosten beschafft werden müssten, der in Tabelle 4 als Kapazitätsmarkterlös ausgewiesen ist.

Aus Tabelle 6 wird ersichtlich, dass die Break-Even Strompreise nur bei Grosswasserkraftwerken und bei Wind (2025) unter 10 Rp./kWh liegen. Allerdings sind sie mit 8 und 9 Rp./kWh immer noch deutlich über den aktuellen Marktpreisen. Zusätzlich ist zu bedenken, dass bei so hohen Preisen auch ein Gaskombikraftwerk einen Teil der Fixkosten auf dem Strommarkt erwirtschaften könnte und daher auf dem Kapazitätsmarkt ein tieferes Gebot abgeben könnte.

Für alle anderen Technologien liegt der Break-Even Strompreis noch weit höher. Daher können diese ohne zusätzliche Förderung auf dem Kapazitätsmarkt noch viel weniger mit Gaskombikraftwerken konkurrieren.

Tabelle 6: Break-Even Strompreis aus Kapazitätsauktion bei Referenzgebot durch GuD

	Photovoltaik		Wind		Biomasse
	aktuell	2025	aktuell	2025	aktuell
Diff. Inv.kosten zu Kap.erlös (CHF/kWp)	2'537	2'312	2'242	1'662	7'924
Lebensdauer (a)	20	20	20	20	20
Barwertfaktor	11.95	11.95	11.95	11.95	11.95
FK Break-Even Erlös (CHF/kWp und a)	212	193	188	139	663
Vollaststunden (h/a)	921	1'106	1'700	2'000	2'681
FK Break-Even Erlös (CHF/kWh)	0.23	0.18	0.11	0.07	0.25
Betriebs- und Unterhaltskosten (CHF/kWh)	0.05	0.042	0.03	0.02	0.09
Variable Kosten (CHF/kWh)					0.05
Break-Even Strompreis (CHF/kWh)	0.28	0.22	0.14	0.09	0.40

	Laufwasser klein		Laufwasser gross	
	aktuell	2025	aktuell	2025
Diff. Inv.kosten zu Kap.erlös (CHF/kWp)	8'579	8'650	3'676	3'748
Lebensdauer (a)	25	25	40	40
Barwertfaktor	13.37	13.37	15.70	15.70
FK Break-Even Erlös (CHF/kWp und a)	642	647	234	239
Vollaststunden (h/a)	4'368	3'494	4'368	3'494
FK Break-Even Erlös CHF/kWh	0.15	0.19	0.05	0.07
Wasserzins (CHF/kWh)	0.01	0.01	0.01	0.01
Betrieb- und Unterhaltskosten (CHF/kWh)	0.03	0.04	0.01	0.02
Break-Even Strompreis CHF/kWh	0.19	0.24	0.08	0.09

6.3 Die Verfügbarkeitsauktion

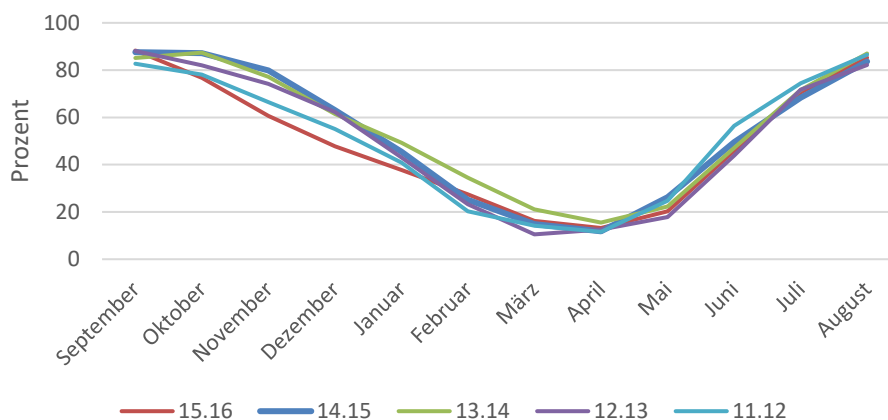
Als Ergänzung zum Kapazitätsmarkt schlägt BKW eine Verfügbarkeitsauktion zur Vorhaltung von Leistung und Energie in «kritischen» Monaten, d.h. am Ende des Winters, vor. Dabei verpflichten sich Kraftwerksbetreiber, z.B. während 10 Tagen im April permanent eine bestimmte Leistung bereitzuhalten. Die Auktion soll jährlich sechs Monate im Voraus stattfinden und ist nur für bestehende Anlagen möglich.

Der Auktionsmechanismus ist an sich technologieneutral. Seine Ausgestaltung ist aber auf Speicherkraftwerke zugeschnitten und soll verhindern, dass die Speicherseen während des Winters nicht zu stark entleert werden, so dass Ende Winter noch genügend Reserven vorhanden sind.

Die Abbildung 16 zeigt den monatlichen Füllungsgrad der Speicherseen in den letzten fünf hydrologischen Jahren. Man erkennt, dass sich die Speicherseen jeweils im Winter

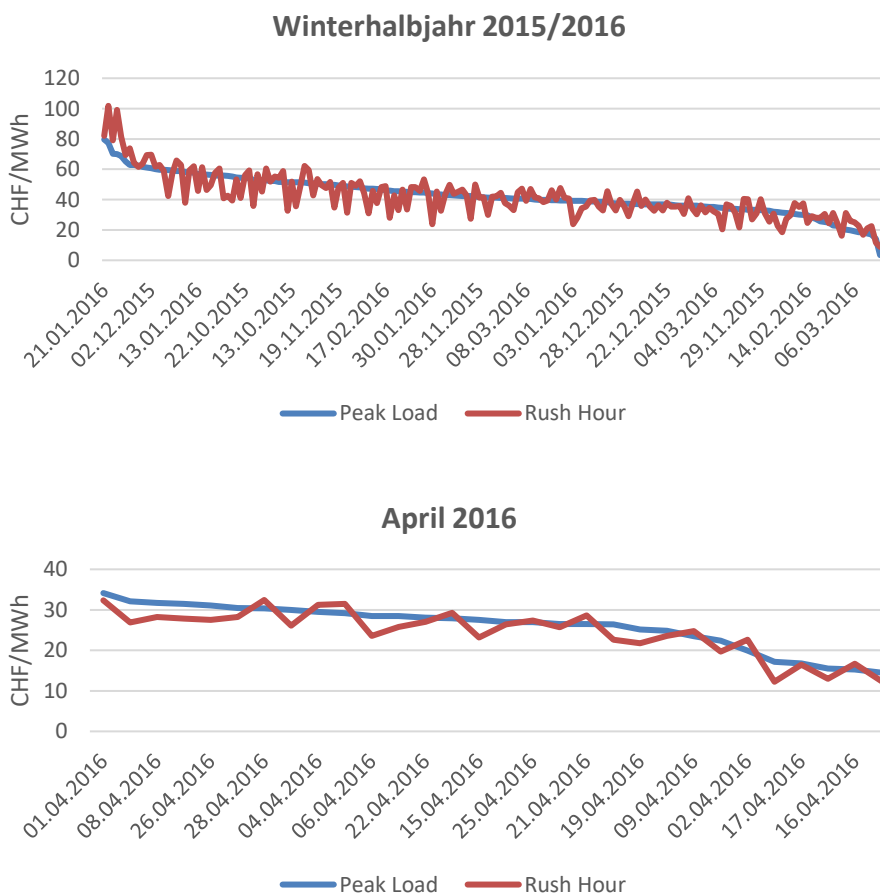
aufgrund der Nettoentnahme von Wasser entleeren und gegen April einen minimalen Füllungsgrad von rund 10 Prozent erreichen.

Abbildung 16: Füllungsgrad Speicherseen³⁶



Die Speicherseen werden im Winterhalbjahr entleert, weil in dieser Zeit die Stromnachfrage grösser und daher die Strompreise höher sind.

Abbildung 17: Preisdauerlinie Winterhalbjahr 2015/2016 und April 2016



³⁶ Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistiken

Die Abbildung 17 zeigt die so genannte Preisdauerlinie der Day-Ahead Preise für Peak Load (09:00 bis 20:00 Uhr) und Rush Hour (17:00 bis 20:00 Uhr) einmal während des Winterhalbjahres 2015/2016 und einmal während des darauffolgenden Aprils 2016. Die Preisdauerlinie ergibt sich durch die absteigende Anordnung der während dieses Zeitraumes realisierten Preise. Man erkennt daraus, dass die Preise für die Rush Hour um den Peak Load Preis herum schwanken und dass im Winterhalbjahr die Preise an wenigen Tagen über 60 CHF MWh betragen.

Die in Tabelle 7 ausgewiesenen Durchschnitte zeigen, dass die Preise im Winterhalbjahr rund 17 CHF/MWh über den Aprilpreisen lagen, dass es sich für die Speicherkraftwerke zumindest in dieser Periode also gelohnt hat, die Speicherseen im Winter zu leeren.

Tabelle 7: Day Ahead Durchschnittspreise (CHF/MWh)

	Winterhalbjahr 2015/2016	April 2016
Peak Load	42.93	25.96
Rush Hour	42.18	24.50

Wenn nun die Speicherkraftwerke über eine Verfügbarkeitsauktion dazu veranlasst werden sollen, Ende Winter eine grössere Reserve zurückzubehalten, so werden sie dafür mindestens den Preis verlangen, der ihnen im Winter dadurch entgeht. Das sind die Opportunitätskosten der höheren Reservehaltung.

Tabelle 8: Speicherinhalt im Vergleich zum Verbrauch im April

April 2016	GWh	Füllungsgrad
Speicherinhalt Ende März 2016	1'427	15.2%
Landesverbrauch (10 Tage April 2016)	1'674	19%
Produktion Bandenergie ohne KKW (10 Tage April 2016)	962	11%
Differenz Verbrauch zu Produktion Bandenergie ohne KKW	712	8%

Eine andere Frage ist, inwiefern Ende Winter überhaupt eine Knappheitssituation vorliegt. Zur Beantwortung dieser Frage werden in Tabelle 8 die gespeicherte Energie am Ende des Winters dem Verbrauch gegenübergestellt. Ende März 2016 waren demnach noch 1'427 GWh Energie gespeichert. Der Landesverbrauch in zehn Apriltagen betrug 1'674 GWh. Davon lieferte inländische Bandenergie ohne Kernkraftwerke 962 GWh, so dass sich Residuum von 712 GWh ergibt. Dieser Restbetrag entspricht der Hälfte der Ende März in den Speicherseen zurückgehaltenen Energie. Mit anderen Worten konnte mit dieser Energie die Residuallast auch ohne

Kernkraftwerke für 20 Tage im April gedeckt werden und eine zehntägige Verfügbarkeit war im April 2016 auch ohne spezielle Auktion gegeben.

Wenn aber in diesem Sinne keine Knappheit besteht, dann ist nicht zu erwarten, dass der Auktionspreis über die Preise ansteigt, die im April bezahlt werden. Damit lassen sich durch die Auktion kaum zusätzliche Erlöse erwirtschaften.

Bezüglich Förderung von erneuerbaren Energien ist allerdings entscheidender, dass Photovoltaik und Wind gar nicht an der Auktion teilnehmen können, da sie keine permanente Energielieferung während zehn Tagen garantieren können.

6.4 Fazit zum Kapazitätsmarkt mit Verfügbarkeitsauktion

- ⇒ Neu zu erstellende erneuerbare Stromproduktionsanlagen sind auf dem Kapazitätsmarkt gegenüber Gaskombikraftwerken kaum konkurrenzfähig.
- ⇒ Daher ist zu erwarten, dass auf dem Kapazitätsmarkt v.a. bestehende Anlagen und neue GuD-Anlagen Kapazität anbieten.
- ⇒ Dadurch erhalten auch bestehende - grosse - Anbieter von erneuerbarem Strom einen Preiszuschlag in der Höhe von 0.5 bis 1.5 Rp./kWh.
- ⇒ Der zu erwartende Kapazitätspreis bietet nur einen sehr kleinen Anreiz zur Investition in erneuerbare Stromproduktion.

- ⇒ Bei der Verfügbarkeitsauktion bieten Laufwasserkraftwerke und thermische Kraftwerke im Ausmass ihrer erwarteten Produktion zu einem Preis, der mindestens so hoch wie der erwartete Preis im April ist.
- ⇒ Speicherkraftwerke bieten - bei Knappheit - zu Opportunitätskosten, d. h. zum entgangenen Preis im Winter.
- ⇒ Bei den aktuell tiefen Preisen bzw. kleinen saisonalen Preisspannen ist zu erwarten, dass der Auktionspreis für die Vorhaltung von Energie nicht sehr hoch sein wird.
- ⇒ Photovoltaik und Wind können aufgrund der schwankenden Produktion und der relativ hohen Kosten nicht mitbieten.

7 Auswirkungen auf Energieeffizienz

Ebenso wie die Förderung von erneuerbaren Energien steht auch die Energieeffizienz nicht im Zentrum der drei erörterten Vorschläge. Dennoch werden an dieser Stelle die möglichen Auswirkungen auf die Energieeffizienz diskutiert. Dabei geht es einerseits um die Folgen der Preiserhöhungen für Endverbraucher und andererseits um die denkbare Teilnahme von Effizienzmassnahmen am Kapazitätsmarkt.

7.1 Auswirkungen auf den Endverbrauch durch Preiserhöhungen

Die Erhöhung des Endverbrauchspreises wird bei der befristeten Grundversorgungsprämie auf 1.5 Rp./kWh, beim Versorgungs- und Klimamarktmodell auf 1.3 Rp./kWh und beim Kapazitätsmechanismus auf 0.5 Rp./kWh geschätzt. Dabei wird die Grundversorgungsprämie nur von den gebundenen Kunden, die zusammen rund 32 TWh konsumieren, getragen, während bei den anderen Modellen die Mehrkosten auf den gesamten Landesverbrauch von rund 60 TWh überwältzt werden. Dabei ist eine mögliche Rückverteilung der Einnahmen, welche sich durch den VKMM-Zuschlags auf importierten Strom ergeben, nicht berücksichtigt.

Entscheidend für die Auswirkungen der Preiserhöhung ist die so genannte Preiselastizität der Nachfrage, die ausdrückt, um wie viele Prozent die nachgefragte Menge pro Prozent Preisanstieg zurückgeht. In der neuesten empirischen Studie für die Schweiz werden Preiselastizitäten für private Haushalte von kurzfristig -0.3 und langfristig -0.58 geschätzt³⁷. Da keine entsprechenden Resultate für Unternehmen vorliegen, werden die Haushaltswerte auch für diesen Sektor angewandt.

Tabelle 9: Verbrauchsrückgang durch Preiserhöhung (alle drei Modelle)

		Ausgangspreis CHF/kWh	Preiserhöhung CHF/kWh	Verbrauch vorher TWh	Verbrauchsrückgang TWh
GVP	kurze Frist	0.1849	0.015	32	-0.78
	lange Frist	0.1849	0.015	32	-1.51
VKMM	kurze Frist	0.1777	0.013	60	-1.32
	lange Frist	0.1777	0.013	60	-2.55
Kapazitätsmarkt	kurze Frist	0.1777	0.005	60	-0.51
	lange Frist	0.1777	0.005	60	-0.98

Die Tabelle 9 zeigt in der letzten Spalte die bei diesen Preiselastizitäten resultierenden Verbrauchsreduktionen. Langfristig betragen sie ein bis 2.5 TWh pro Jahr, das entspricht 1.6 bis 4.3 Prozent des Gesamtverbrauchs.

³⁷ Boogen et al. (2017), S. 92

Da die Preiserhöhungen nicht zwischen verschiedenen Produktionstechnologien differenzieren, kommt es nur zu einem allgemeinen Rückgang des Verbrauchs und nicht zu einer Substitution zwischen den Technologien.

7.2 Effizienzmassnahmen im Rahmen des Kapazitätsmarktes

Die Nachfrageseite wird über Energieeffizienzmassnahmen in verschiedenen Kapazitätsmärkten z.B. in den USA berücksichtigt, da sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass bei nichtdiskriminierenden Auktionen, die alle Arten von Massnahmen zur Erreichung des angestrebten Gesamtkapazitätsziels erlauben, eine effiziente Allokation zwischen Energieerzeugung und Energienachfrage erreicht werden kann.³⁸ Auf der Nachfrageseite wird dabei zwischen Flexibilisierungsmassnahmen, d.h. Massnahmen die temporär die Spitzenlast reduzieren und Effizienzmassnahmen, d.h. Massnahmen, die zu einer permanenten Reduktion der Spitzenlast führen, unterschieden.

Die längsten Erfahrungen mit Effizienzmassnahmen in Kapazitätsmärkten liegen aus den USA vor, wo seit 2007 Flexibilisierungsmassnahmen im Kapazitätsmarkt von PJM Interconnection (PJM) und seit 2010 im Kapazitätsmarkt von ISO New England (ISO-NE) mitbieten können. Im ISO-NE wurden zeitgleich auch Energieeffizienzmassnahmen zugelassen.

In Europa liegen Erfahrungen mit der Förderung im Rahmen von Kapazitätsmechanismen erst seit Kurzem vor. In Grossbritannien wurde seit 2015 ein Pilotprojekt zu Energieeffizienzmassnahmen gestartet und seit 2017 innerhalb des Kapazitätsmarktaktion auch Flexibilisierungsmassnahmen erlaubt. In Frankreich wurde der Kapazitätsmarkt erst Ende 2016 von der Europäischen Kommission genehmigt, so dass dort erst im Winter 2017/18 die ersten Auktionen stattfinden. Im Rahmen der Auktionen sind auch Flexibilisierungsmassnahmen zugelassen.³⁹

Je nachdem ob in einem Land die Spitzenlast im Winter durch elektrische Heizungen z.B. Grossbritannien und Frankreich oder im Sommer durch Klimaanlage z.B. PJM und ISO-NE erreicht wird, werden im Rahmen der Kapazitätsmechanismen entweder Effizienzmassnahmen zugelassen, die im Winter oder im Sommer wirken. Bei den Flexibilisierungsmassnahmen wird neben Winter und Sommer auch noch die Häufigkeit der Lastreduktion, die Uhrzeit und die Länge der zeitlichen Befristung sowie ob es sich um Echtzeit Massnahmen handelt unterschieden.

³⁸ Spees et al. (2013)

³⁹ Siehe https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rmvmc.jsp

Die Erfahrungen zeigen, dass die Details in der Implementierung und die bestehenden Rahmenbedingungen den Einsatz der Massnahmen stark beeinflussen. So spielte für die steigende Anzahl an Effizienzmassnahmen im Kapazitätsmarkt von ISO-NE vor allem eine Rolle, dass diese Massnahmen durch andere Programme oder durch Energieeffizienzvorgaben bei halbstaatlichen Organisationen gefördert wurden. Die gängigsten Massnahmen werden im Bereich Beleuchtung im Haushalts- und Industrie/Dienstleistungssektor durchgeführt, so dass ca. 6% der Auktionskapazität in 2019/20 auf diese Effizienzmassnahmen entfiel.

In PJM sind die Rahmenbedingungen anders, dort liegt der Anteil bei nur ca. 0.7% in der Auktion 2018/19. In Grossbritannien nahmen an der Pilotauktion mit Einmalzahlung nur wenige Bieter teil. Als Hauptgrund für die geringe Teilnahme werden die zeitliche Befristung der Zahlungen, hohe Transaktionskosten für die Überwachung der Massnahmen aber auch der geringe Beitrag der Energieeffizienz an der Spitzenlast aufgeführt.⁴⁰

Es kann somit festgehalten werden, dass in den Kapazitätsmärkten Energieeffizienzmassnahmen wettbewerbsfähig sind, in denen sie durch flankierende andere Programme und Massnahmen bereits gefördert werden. Dadurch scheinen Mitnahmeeffekte nicht auszuschliessen zu sein.

Bei den Flexibilisierungsmassnahmen sieht es genau umgekehrt aus. Dort hat man in PJM einen höheren Anteil erreicht. Im Jahr 2015/16 stammten dort ca. 9% der Kapazität aus Flexibilisierungsmassnahmen der Nachfrageseite, wobei diese in letzter Zeit wieder gesunken sind, da auf Grund einer Regeländerung eine schnellere Verfügbarkeit der Massnahmen notwendig ist. Im ISO-NE Markt lag der Anteil bei 4 bis 5% in 2015/16 und ist 2019/20 auf 1% gesunken, da die Preisuntergrenze abgeschafft wurde und es Pflicht wurde, die Massnahmen auch auf dem Elektrizitätsmarkt anzubieten. In Grossbritannien lag der Anteil von Flexibilisierungsmassnahmen im Verhältnis zur gesamten Auktionsmenge bei nur 1%. Als wichtigste Flexibilisierungsmassnahmen lassen sich Wärme-, Kühlungs- und Belüftungsmassnahmen und Demand Side Response im verarbeitenden Gewerbe und bei kleinen Generatoren nennen. Flexibilisierungsmassnahmen bei Haushalten spielen hingegen bisher kaum eine Rolle.⁴¹

An den Entwicklungen aus PJM und ISO-NE lässt sich gut veranschaulichen, wie sensitiv das Angebot dieser Massnahmen auf Regeländerungen des Marktes reagiert. Neben den bereits genannten Faktoren, die sich negativ auf die gebotene Kapazität

⁴⁰ Liu (2017)

⁴¹ Ebenda

auswirken spielt auch die Messung und Verifizierung der flexiblen Kapazität eine grosse Rolle, da sie die Kosten für die Massnahmen erhöht. Letztere ist für Flexibilisierungsmassnahmen besonders schwierig, da es darum geht nachzuweisen, dass man ohne die Massnahmen Elektrizität konsumiert hätte, d.h. es muss ein hypothetischer Referenzfall gebildet werden. Dies kann in bestimmten Bereichen einfach sein, in denen ohne Unterbrechung Strom bezogen wird. In Bereichen, wo natürliche Stromnachfrageschwankungen bestehen, ist dies schwieriger. Hier könnten intelligente Messgeräte in Zukunft eine Lösung liefern. Beispielsweise indem Endkunden mit intelligenten Messgeräten das Recht auf den in der Bewertung der Flexibilisierungsmassnahme verwendeten Referenzverbrauch zuvor explizit einkaufen müssen (so genanntes «buy your baseline»)⁴².

In Tabelle 10 ist das wichtigste nochmals zusammengefasst. Für die Schweiz lässt sich festhalten, dass die Wirkung eines eingeführten Kapazitätsmarktes auf Energieeffizienzmassnahmen im Wesentlichen auch von den tatsächlich gesetzten Regeln (z.B. Dauer der Verfügbarkeit, Preisuntergrenze) und den sonstigen Rahmenbedingungen für Energieeffizienz abhängen wird.

Tabelle 10: Zusammenfassung Erfahrungen mit Energieeffizienzmassnahmen in Kapazitätsmärkten

Flexibilisierungsmassnahmen (Demand Response)	Effizienzmassnahmen (EE)
Eigenschaft: steuerbare temporäre Spitzenlastreduktion	Eigenschaft: permanente Spitzenlast Reduktion
Einsatz: USA: seit 2007 im Kapazitätsmarkt von PJM seit 2010 im Kapazitätsmarkt von ISO-NE Europa: seit 2017 Kapazitätsmarkt in Grossbritannien	Einsatz: USA: seit 2012 im Kapazitätsmarkt von PJM seit 2010 im Kapazitätsmarkt von ISO-NE Europa: 2015-18 Pilotprojekt in Grossbritannien
Produkte: Echtzeit, Winter oder Sommer, zeitliche Befristung (Uhrzeit, Länge), Häufigkeit der Lastreduktion	Produkte: Winter oder Sommer,
Erfahrungen: PJM: ca. 9% in 2015/16, Rückgang da schnellere Verfügbarkeit gefordert ISO-NE: Starker Rückgang von 4-5% in 2015/16 auf 1% in 2019/20, da Preisuntergrenze abgeschafft wurde und Pflicht in Energiemarkt zu bieten eingeführt wurde GB: ca. 1%	Erfahrungen: PJM: Sehr geringe Mengen ca. 0.7% der Kapazität der Auktion in 2018/19, von sehr geringem Niveau ISO- NE: stetig steigende Mengen, Maximum in 2019/20 mit 6.3% der Auktionskapazität abhängig von anderen Energieeffizienzprogrammen (Gefahr Mitnahmeeffekte) GB: Pilotauktion mit Einmalzahlung, wenige Gebote
Technologien: Wärme, Kühlung und Belüftung, verarbeitendes Gewerbe und kleine Generatoren, wenig DR im Haushaltsbereich	Technologien: Beleuchtung im Haushalts und Industrie-/Dienstleistungssektor
Wichtigste Faktoren: Verfügbarkeitsvorgaben, Preis	Wichtigste Faktoren: bestehende Programme und halbstaatliche Organisationen
Schwierigkeit: Messung und Verifizierung, Anforderung im Energiemarkt mitzubieten, um Verfügbarkeit zu belegen	Schwierigkeit: Spitzenlastbeitrag der EE gering, Befristung der Teilnahme, hohe Transaktionskosten z.B. Verifizierung

⁴² Bushnell et al. (2009)

8 Ergebnisse im Überblick und Schlussfolgerungen

Die Folgerungen zu den einzelnen untersuchten Vorschlägen sind hier nochmals in aller Kürze wiedergegeben:

- GVP:
Die GVP führt weder zu mehr Versorgungssicherheit noch zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen.
- VKMM:
Das VKMM führt zu einem Preisaufschlag übers Jahr von kaum mehr als 2 Rp./kWh für regenerative Energien.

Im Vergleich zu den bestehenden Fördersätzen für erneuerbare Energien ist das deutlich weniger.
- Kapazitätsmarkt:
Neu zu erstellende erneuerbare Stromproduktionsanlagen sind auf dem Kapazitätsmarkt gegenüber Gaskombikraftwerken kaum konkurrenzfähig.

Wie beim VKMM liegt der Zusatzerlös von 0.5 bis 1.5 Rp./kWh für erneuerbare Energien weit unter den derzeitigen Fördersätzen.

Daraus ergibt sich die Schlussfolgerung, dass die untersuchten Vorschläge nur einen kleinen Anreiz zum Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien schaffen. Sie sind daher kein gleichwertiger Ersatz für die auslaufenden Fördermassnahmen wie die Einspeise- und die Einmalvergütung. Wie einleitend erwähnt sind diese Modelle auch nicht mit dem zentralen Ziel der Förderung der erneuerbaren Stromproduktion konzipiert wurden.

Es zeigt sich also einmal mehr, dass mit einem Instrument nicht verschiedene Ziele erreicht werden können, zumindest nicht wirksam und effizient. Namentlich sind zur Erreichung der Versorgungssicherheit andere Massnahmen gefragt als zur Förderung der erneuerbaren Energien. Ebenso kann man nicht erwarten, dass eine höhere Versorgungssicherheit sozusagen automatisch eine stärkere Förderung der erneuerbaren Stromproduktion mit sich bringt.

Literatur und Statistiken

- AXPO (2017). Heimische Wasserkraft stützen, CO₂-Abgabe auf «Dreckstrom», Energiedialog April 2017.
- BKW (ohne Jahr). Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz, Energie für morgen.
- Boogen, N. et al. (2017), Dynamic models of residential electricity demand: Evidence from Switzerland, *Energy Strategy Reviews* 18, 85-92.
- Bundesamt für Energie (verschiedene Jahre). Schweizerische Elektrizitätsstatistiken, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016. Bern.
- Bushnell, James, Benjamin F. Hobbs, und Frank A. Wolak (2009). When It Comes to Demand Response, Is FERC Its Own Worst Enemy? *The Electricity Journal* 22, Nr. 8: 9–18. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2009.08.004>.
- Demiray, T. et al. (2017). Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Schlussbericht im Auftrag vom Bundesamt für Energie, 26. Oktober, 2017.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (2017), Faktenblatt «Förderung der erneuerbaren Energien», 21. März 2017.
- Ernst & Young (2017). Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, November 2017.
- Filippini, M. und Geissmann, T. (2014). Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht zuhanden des Bundesamtes für Energie, 1. Dezember 2014.
- Liu, Yingqi (2017). Demand Response and Energy Efficiency in the Capacity Resource Procurement: Case Studies of Forward Capacity Markets in ISO New England, PJM and Great Britain, *Energy Policy*, 100, 271-282.
- Meister, U. (2016). Wasserkraft zwischen Regulierung und freiem Markt, BKW Vertriebsleitertagung, 27. September 2016.
- Schleiniger, R. (2016). Die Beziehungen zwischen Strom- und Klimapolitik, *Die Ökonomenstimme*, 28 Oktober 2016.
- Spees, Kathleen; Newell, Samuel A.; Pfeifenberger, J. (2013). Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade, *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 2/2, p. 1-25.
- Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung. Quartalsberichte 1/2014 bis 2/2017.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics*, Wiley IEEE Press.
- Swisselctric (2017a). Grundversorgungsprämie (GVP), 23. März 2017.
- Swisselctric (2017b). Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM), 23. März 2017.
- UVEK Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (2017), Erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie, Faktenblatt «Förderung der erneuerbaren Energien».
- VSE (2014a). Grosswasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand Februar 2014.
- VSE (2014b). Kleinwasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand März 2014
- VSE (2015a). Gaskombikraftwerk, Basiswissen-Dokument, Stand September 2015.
- VSE (2015b). Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung, Basiswissen-Dokument, Stand November 2015.
- VSE (2015c). Strom aus Biomasse, Basiswissen-Dokument, Stand September 2015.
- VSE (2015d). Windenergie, Basiswissen-Dokument, Stand November 2015.

Gesetze und Verordnungen

Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen (CO₂-Gesetz), Vorabdruck
Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016.

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien
(Energieförderungsverordnung, EnFV), gestützt auf das Energiegesetz vom 30. September
2016.

Verordnung Entwurf über die Kompensation der CO₂-Emissionen von fossil-thermischen
Kraftwerken (CO₂-Kompensationsverordnung).