



Bericht, 23. Dezember 2016

Auslegeordnung Strommarkt nach 2020

Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien



Inhalt

Management Summary	5
1. Grundlagen	10
1.1. Auftrag und Zielsetzung	10
1.2. Ausgangslage und Fragestellung.....	10
1.3. Situation im Strommarkt.....	11
1.4. Versorgungssicherheit	12
1.4.1. Begriffe	12
1.4.2. Konzept für die Beurteilung der Versorgungssicherheit	13
2. Versorgungssicherheit: Regionale und nationale Betrachtung	14
2.1. Situation in der Region.....	14
2.2. Situation in der Schweiz.....	14
2.2.1. Stromversorgungsgrad in der Schweiz - Eigenversorgung	15
2.2.2. Entwicklung und Analyse am Beispiel der Energiestrategie 2050.....	17
2.2.3. Winterdefizit in der Schweiz und mögliche Konzepte für die Beurteilung.....	17
3. Weiterentwicklung der Marktregulierung in der Schweiz	19
3.1. Analyse Marktdesign	19
3.1.1. Internationale Diskussion des Marktdesigns.....	19
3.1.2. Schweizer Marktdesign nach Umsetzung laufender Projekte	23
3.2. Differenzierte Stromabgabe	24
3.2.1. Umsetzungsvarianten	24
3.2.2. Juristische Einschätzung.....	27
3.3. Fördersysteme für den Zubau erneuerbarer Energien	28
3.3.1. Marktnähe durch Erweiterung der Direktvermarktung	28
3.3.2. Prämie ohne Ausgleich der Marktpreisschwankungen (fixer Bonus)	28
3.3.3. Mehr Investitionsbeiträge anstelle von Einspeiseprämien/-boni	29
3.3.4. Auktionen	29
3.3.5. Quotenmodell.....	31
3.3.6. Juristische Einschätzung.....	33
3.4. Erhalt und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten	33
3.4.1. Marktprämienmodell.....	35
3.4.2. Abnahme- und Vergütungspflichten.....	36
3.4.3. Quotenmodell für bestehende Erneuerbare und den Ausbau erneuerbaren Energien	37
3.4.4. Kapazitätsmechanismen	39
3.4.5. Abgeltung für strategische Speicherreserven	41
3.4.6. Festlegung der Preiszonen	42
3.4.7. Netztarifierung.....	42
3.4.8. Juristische Einschätzung.....	43
3.5. Einordnung Kosten der Massnahmen.....	44
Schlussbemerkungen	45



Anhang I: Gesetzlicher Rahmen im Bereich erneuerbare Stromproduktion	47
Pa.Iv. 12.400	47
Energiestrategie 2050	47
Erstes Massnahmenpaket: Totalrevision Energiegesetz	47
Zweites Massnahmenpaket: Klima- und Energielenkungssystem KELS.....	48
Stromversorgungsgesetz und volle Marktöffnung.....	48
Revision des Stromversorgungsgesetzes	48
Stromverhandlungen	49
Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz)	49
Anhang II: Methoden und Kriterien zur Beurteilung der Versorgungssicherheit.....	51
Anhang III: Analyse zur Situation im Strommarkt	53
1. Grosshandelspreise	53
1.1. Spotmarkt	53
1.2 Preisentwicklung.....	53
1.3 Abhängigkeit der Schweizer Preise vom Ausland.....	53
1.4 Strukturveränderungen.....	54
1.5 Terminmarkt	55
1.6 Kostendeckungsgrad bei der Wasserkraft	55
2. Marktumfeldanalyse	57
2.1. Entwicklung Europäisches Marktumfeld	57
2.2. Entwicklung der fossilen Energiepreise	57
2.3. Entwicklung CO ₂ -Preise	57
Anhang IV: Glossar.....	59



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prozessübersicht und Verantwortlichkeiten für die Beurteilung der Versorgungssicherheit	13
Abbildung 2:	Mittelwerte aus monatlicher inländischer Erzeugung und Verbrauch in GWh.	15
Abbildung 3:	Summe der monatlicher inländischer Erzeugung und Verbrauch 2037 gemäss ES 2050; eigene Berechnungen BFE	17
Abbildung 4:	Verfügbare Leistungen von Kraftwerken in der Schweiz.	18
Abbildung 5:	Verbreitung von Kapazitätsmechanismen in der EU (ACER)	22
Abbildung 6:	Schematische Darstellung v. „SDE+“-Auktionen in den Niederlanden (Quelle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland)	30
Abbildung 7:	Schematische Darstellung der Einnahmen von Produzenten in einem Quotenmodell für bestehende und neu zugebaute Kraftwerke	38
Abbildung 8:	Kostenblöcke für Endverbraucher im Strommarkt	44
Abbildung 9:	Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz. Quelle ENTSO-E, SOAF2015	51
Abbildung 10:	Zeitliche Darstellung von LOLE und ENS; Quelle EC Report Appropriate SOAF Standards	52
Abbildung 11:	Spotpreise für Swissix Base in EUR und CHF	53
Abbildung 12:	Spotpreise in der CH und den Nachbarstaaten	54
Abbildung 13:	Preishöhen und –schwankungen	55
Abbildung 14:	Deckung der Gestehungskosten Schweizer Wasserkraft	56
Abbildung 15:	Differenzierte Kostendeckungsbetrachtung Schweizer Wasserkraft	56
Abbildung 16:	Zusatzkosten Wasserkraftausbau in der Schweiz	57



Management Summary

In den letzten Jahren sind die Grosshandelspreise im Strommarkt stark gefallen. Hauptgründe dafür sind:

- Sinkende Brennstoff- und CO₂-Preise,
- Schwächere Stromnachfrage aufgrund der gedämpften Konjunktur und einer verbesserten Energieeffizienz,
- Starker Ausbau neuer erneuerbarer Energien und Bildung von Überkapazitäten der Stromproduktion in Europa,
- Abschwächung des Euros gegenüber dem Schweizer Franken.

Die gesunkenen Marktpreise haben sich bisher nicht negativ auf die Verfügbarkeit inländischer Kraftwerkskapazitäten ausgewirkt. Die Versorgungssicherheit in der Schweiz ist nach wie vor hoch, vor allem auch weil die Schweiz dank grenzüberschreitender Kapazitäten stark ins europäische Netz eingebunden ist und ungeplante Kraftwerksausfälle durch zusätzliche Importe kompensieren kann.

Zu beachten gilt, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von inländischen Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz basiert, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Weil die inländische Produktion für die Deckung des Landesverbrauchs nicht immer ausreicht, spielen die grossen, grenzüberschreitenden Netzkapazitäten der Schweiz für die erforderlichen Importe eine wichtige Rolle. Die Stromnetze ergänzen also die inländischen Kraftwerkskapazitäten und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zudem auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Eine enge internationale Abstimmung ist aus Sicht der Versorgungssicherheit unerlässlich. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtung der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit deshalb ganzheitliche periodische Analysen zur so genannten „System Adequacy“¹.

Für die Schweiz stellen sich bezüglich Versorgungssicherheit mittel- und langfristig wirtschaftliche Fragen in Bezug auf Investitionen in bestehende und künftige Kraftwerkskapazitäten (Wasser-, Kern- und allfällige Gaskraftwerke). Dies insbesondere bei der Wasserkraft, der wichtigsten einheimischen erneuerbaren Energiequelle. Weiter laufen Diskussionen zum Marktdesign und zur Netzentwicklung, die den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien, die Dezentralisierung der Stromversorgung und den künftigen Selbstversorgungsgrads der Schweiz im Fokus haben.

Der vorliegende Bericht stellt einzelne Massnahmen zur Stärkung der inländischen Kraftwerkskapazitäten vor. Er behandelt einerseits die differenzierte Stromabgabe, welche vor allem externe Effekte internalisiert und dadurch den erneuerbaren Energien eine bessere Ausgangslage verschafft. Weiter werden Massnahmen vorgestellt wie das Quotenmodell, die Marktprämie, Investitionsbeiträge und Auktionen. Schliesslich werden im Bericht Massnahmen diskutiert, welche die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken verbessern und je nach Ausgestaltung Anreize für Erneuerungs- und Ausbauinvestitionen setzen sowie die langfristige Wettbewerbsfähigkeit von Schweizer Kraftwerken stärken können.

- **Differenzierte Stromabgabe:** Sie hat zum Ziel, die externen Kosten möglichst kosteneffizient zu internalisieren. Dementsprechend würde Strom aus nicht erneuerbaren Energien höher belastet als Strom aus erneuerbaren Energien, die geringere externe Kosten verursachen. Die differenzierte Stromabgabe verbessert die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Kraftwerke jedoch nicht, weil aus handelsrechtlichen Gründen ausländische Herkunftsnachweise nicht diskriminiert werden dürfen. Mit ihnen könnte der gesamte schweizerische Bedarf an Herkunftsnachweisen gedeckt werden. Die Preise der ausländischen Herkunftsnachweise sind gegenwärtig tief. Das setzt keine Anreize für erneuerbare Energien.
- **Quotenmodell:** Je nach Ausgestaltung hat das Quotenmodell zum Ziel, allein den Ausbau von neuen erneuerbaren Energien oder auch den Erhalt erneuerbarer Energien zu unterstützen. Produzenten erhalten im Umfang ihrer Stromproduktion Zertifikate, welche sie am Markt verkaufen und zusätzliche Einnahmen erzielen können. Damit dieses Modell eine Wirkung erzielt und keine überhöhten Mitnahmeeffekte generiert, ist es entscheidend, wie Quoten, Pönalen und allfälligen Anpassungsfaktoren zur Differenzierung von neuen und bestehenden Anlagen festgelegt werden.

¹ Bei der „System Adequacy“ handelt es sich um einen neuen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet.



- **Marktprämienmodell:** Die im Rahmen der Energiestrategie 2050 entwickelte Marktprämie hat zum Ziel, Grosswasserkraftanlagen zu unterstützen, die ihren Strom auf dem freien Markt verkaufen. Sollten sich die Rahmenbedingungen nach der fünfjährigen Befristung dieser Massnahme nicht verbessern, könnte dieses Modell verlängert werden.
- **Abnahme- und Vergütungspflicht:** Diese Massnahme hat die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zum Ziel und geht weiter als das Marktprämienmodell. Qualifizierte Produzenten erhalten nicht nur eine Einspeisevergütung in Form einer Prämie oder eines Einspeisetarifs, sondern zusätzlich eine Garantie für die Abnahme ihres Stroms durch den Netzbetreiber, den Lieferanten oder die Bilanzgruppe.
- **Kapazitätsmechanismus:** . Zweck von Kapazitätsmechanismen ist das Setzen von Investitionsanreizen, damit eine angemessene Bereitstellung von Kraftwerkskapazität mittel und langfristig garantiert werden kann. Diese Mechanismen stellen kein Substitut, sondern eine Ergänzung des bestehenden Energiemarktes dar. Neben dem Verkauf von Energie am Energiemarkt (primär Deckungsbeiträge an die variablen Kosten) bieten Kapazitätsmechanismen davon unabhängige Erträge für die Bereitstellung von Kraftwerksleistung und sichern somit die Finanzierung der Kapitalkosten.
- **Abgeltung strategischer Speicherreserven:** Speicherbetreiber werden entschädigt, wenn sie ihre Einspeisung zeitlich so verschieben, dass sie in kritischen Versorgungsmomenten einspeisen könnten. Die Speicherbetreiber werden für die entstandenen Opportunitätskosten (entgangene Markterträge) entschädigt. Diese Massnahme setzt keine Anreize für Investitionen in Produktionsanlagen. Sie kann an die bestehenden Prozesse zur Beschaffung von Systemdienstleistungen angelehnt werden.

Die verschiedenen Massnahmen haben somit teilweise unterschiedliche Zielsetzungen. Dabei ist auch zu beachten, dass sich die Bedingungen jeweils wieder ändern können. Deshalb ist es wichtig, allfällige Massnahmen mit einer so genannten Sunset-Klausel auszustatten; diese stellt sicher, dass die Massnahmen auslaufen, sollte dafür kein Bedarf mehr bestehen. Das wäre zum Beispiel der Fall, wenn sich die europäischen Marktbedingungen verbessern und in der Folge das Investitionsverhalten zu einer Stärkung der inländisch verfügbaren Produktion führt. Alle Massnahmen sind im Weiteren mit nicht unerheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden und verändern ihrerseits die Marktbedingungen in unterschiedlicher Weise:

- Bei der differenzierten Stromabgabe ist die Differenz zwischen dem Abgabesatz erneuerbarer Energien und demjenigen nicht erneuerbarer Energien entscheidend.
- Quotenmodelle werden über die Festlegung von Quote und Pönale gesteuert. Stromanbieter können die Quote selber erfüllen oder eine entsprechende Menge an Zertifikaten am Markt zukaufen. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis für die Zertifikate.
- Kapazitätzahlungen sowie das Marktprämienmodell und die Vergütungs- und Abnahmepflicht werden administrativ gesteuert und können so über diese Parameter gesteuert respektive auch wieder zum Auslaufen gebracht werden.
- Kapazitätsmärkte können über die auszusprechende Menge gesteuert werden. Die Mengen ergeben sich im Rahmen von der oben erwähnten System-Adequacy-Analysen.

Eine besondere Herausforderung stellt die Finanzierung der jeweiligen Modelle dar. Die Kosten zur Finanzierung von neuen erneuerbaren Energien resp. bestehender Kraftwerke werden am Ende vom Stromkonsumenten über die Netznutzungsentgelte getragen. Dies umso mehr, wenn energieintensive Unternehmen davon befreit werden, um im internationalen Wettbewerb zu bestehen. Die Kostenspanne der verschiedenen Massnahmen ist je nach Zielsetzung sehr breit. Einige Massnahmen decken lediglich die variablen Kosten der Kraftwerke ab und betragen nicht mehr als rund 100 Mio. Fr. pro Jahr. Weitergehende Lösungen stellen hingegen Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten dar und setzen auch Anreize für langfristige Investitionen und Reinvestitionen und können jährlich bis zu 1,5 Mrd. Fr. betragen.

Weiter gilt es zu bedenken, dass singuläre Massnahmen wie solche beispielweise ausschliesslich zum Erhalt der Schweizer Wasserkraftwerke keine optimale Lösung sind. Denn die Massnahmen müssen vielmehr im Gesamtkontext betrachtet werden: Dieser umfasst den Schweizer Strommarkt, die Marktbedingungen und Produktionskapazitäten in den Nachbarstaaten, die Entwicklung des nationalen und internationalen Netzausbaus, laufende und geplante Rechtssetzungsprojekte in der Schweiz wie auch im Zusammenhang mit der energiepolitischen Gesamtstrategie der EU. Daher ist es unabdingbar, eine Gesamtsicht zu entwickeln, welche den Ausbau erneuerbarer Energien, die



Energieeffizienz, klimapolitische Ziele, die Netzentwicklung sowie auch die langfristige und systemische Versorgungssicherheit ins Zentrum stellt und einzelne effiziente und umsetzbare Massnahmen näher prüft.

**Zusammenfassung der Massnahmen:**

Modell	Zielsetzung (Nutziesser)	Vorteile	Nachteile
Differenzierte Stromabgabe	Internalisierung von externen Kosten (Produzenten von Strom mit geringen externen Kosten)	Gute Abbildung externer Kosten im Ausmass der unterschiedlichen Abgabenhöhe zwischen EE und nicht EE	Damit Massnahme wirkt, müssen ausländische Produzenten diskriminiert werden, resp. viele Rahmenbedingungen erfüllt sein, welche den Vollzug erschweren. Rechtliche Zulässigkeit (WTO, Freihandelsabkommen mit EU) zweifelhaft.
Einspeiseprämie	Förderung nEE (nEE)	Sicherheit für Produzenten von nEE. Mehr Marktnähe kann zusätzlich durch eine Ausweitung der Verpflichtung zur Direktvermarktung erreicht werden.	Es gibt lange Wartefristen, Gelder bleiben lang gebunden. Festlegung angemessener Vergütungssätze ist aufwändig und mit Unsicherheiten behaftet. Allgemeinheit muss Marktpreisrisiko tragen.
Investitionsbeitrag	Förderung nEE (nEE)	Förderung wird rasch ausbezahlt, es gibt keine Wartefristen. Im Vergleich zur Einspeiseprämie kann mit weniger Geld mehr Anlagen gefördert werden.	Kleinanlagen werden in Bezug auf Marktsignale weniger sensibilisiert als bspw. bei der Einspeiseprämie mit Direktvermarktung.
Quotenmodell für nEE	Ausbau von erneuerbarer Energie (nEE)	Ein hoher Zubau an neuer erneuerbarer Stromerzeugung wird ausgelöst (falls Pönale genügend hoch ist), so dass Ziele erreicht werden können.	Für effiziente Umsetzung fehlt genügend grosses Volumen, und entsprechend gibt es Mitnahmeeffekte. Illiquider Zertifikatemarkt erzeugt grosse Unsicherheiten und Preissprünge.
Quotenmodell für nEE und bestehende EE	Ausbau EE und Unterstützung bestehender Kraftwerke (EE)	Neben guter Zielerreichung des Ausbaus von neuen erneuerbaren Energien (bei genügend hoher Pönale) können auch bestehende Kraftwerke profitieren.	Es gibt sehr hohe Mitnahmeeffekte für qualifizierte Produzenten aufgrund der Beteiligung von bestehenden Kraftwerken. Relativ stark reguliertes System (Quote, Pönale und Anpassungsfaktor). Rechtliche Zulässigkeit (EU und WTO) unsicher aufgrund staatlicher Beihilfe.



Modell	Zielsetzung (Nutziesser)	Vorteile	Nachteile
Marktprämienmodell	Unterstützung Grosswasserkraft mit Lieferung in den freien Markt	Unterstützt selektiv betroffene Betreiber von Wasserkraftanlagen. Kann relativ rasch eingeführt werden.	Geringe Wirkung resp. höhere Kosten bei voller Marktöffnung. Marktprämienmodell gilt im EU-Recht als staatliche Beihilfe. Ist eher als Übergangslösung gangbar.
Abnahme- und Vergütungspflichten	Versorgungssicherheit (abhängig von Ausgestaltung)	Bietet Unterstützung, indem für Produzenten die marktlichen Mengen- und Preisrisiken sowie auch Verzerrungen im teilliberalisierten Markt zw. Lieferanten mit und ohne Grundversorgung beseitigt werden.	Hoher Finanzierungsbedarf. Es handelt sich um ein stark reguliertes System, kein marktwirtschaftlicher Ansatz: Es findet kein Abgleich der Produktion mit der Nachfrage statt.
Kapazitätsmärkte (Kapazitätsauktionen)	Langfristige Versorgungssicherheit in der Schweiz (je nach Ausgestaltung)	Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten werden erwirtschaftet und langfristige Wettbewerbsfähigkeit mit Erneuerungsinvestitionen gewährleistet (bei langfristiger Ausgestaltung). Finanzierungsbedarf hängt vom Kapazitätsbedarf ab. Dank Kapazitätsauktion werden für effiziente Allokation keine Informationen zur Kostenstruktur der Produzenten benötigt.	Effizientes Instrument, aber trotzdem ein nicht unerheblicher Markteingriff.
Strategische Speicherreserven (Verfügbarkeitsauktionen)	Genügend inländische Energie während Wintermonaten (je nach Ausgestaltung)	Deutlich geringerer Finanzierungsaufwand als bei Kapazitätsauktionen, da (ähnlich wie bei SDL) nur Energie für eine gewisse Zeit (bspw. 2 Wochen) vorgehalten wird. Eher geringer Umsetzungsaufwand - es kann auf bestehende SDL-Prozesse aufgebaut werden.	Generiert keine hohen Deckungsbeiträge für Erhalt der Kraftwerkskapazitäten und setzt keine Anreize für Reinvestitionen. Stellt Markteingriff dar, da eingeschränkte Vermarktung am Energiemarkt.
Festlegung Preiszonen	Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kraftwerken (abhängig von Ausgestaltung und Standort)	Netzengpässe innerhalb der Schweiz werden besser berücksichtigt.	Liquidität nimmt ab und damit erhöhen sich unerwartete Preisausschläge. Unsicherheit für Produzenten/Konsumenten nimmt zu.
Netztarifierung	Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kraftwerken (Kraftwerke auf den tieferen Netzebenen resp. je nach Ausgestaltung)	Es werden nicht nur Strombezüger (Konsumenten), sondern auch Stromimporteure resp. gewisse inländische Produzenten mit Kosten der Netznutzung belastet.	Grössere Verteilungswirkungen zwischen Konsumenten, Importeuren, Exporteuren und Schweizer Produzenten ohne dass Versorgungssicherheit, Ausbau und Erhalt erneuerbarer Energien direkt adressiert werden.



1. Grundlagen

1.1. Auftrag und Zielsetzung

Im Zusammenhang mit der Botschaft zum Klima- und Energielenkungssystem (KELS) hat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) einen zusätzlichen Bericht in Aussicht gestellt, der die Machbarkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten einer differenzierten Stromabgabe untersucht. Dieser Bericht soll über die differenzierte Stromabgabe hinaus weitere mögliche Systeme zur Förderung und Stützung der heimischen erneuerbaren Stromproduktion auf Umsetzbarkeit, rechtliche Kompatibilität und ökonomische Wirksamkeit prüfen.

Im Rahmen der Beratungen in der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) zum KELS erfolgte zusätzlich der Auftrag, in diesem Bericht auch Fragen in Bezug auf ein für die Stromversorgungssicherheit adäquates Marktdesign zu behandeln.

Zusammengefasst geht es einerseits um die langfristige Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit und andererseits um den effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien. Dabei wird auf eine zeitgerechte, zielgerichtete und befristete Umsetzung allfälliger Massnahmen geachtet.

Der Bericht soll eine Grundlage für die Diskussion sein, wie das Schweizer Energiesystem langfristig ausgestaltet werden könnte. Dabei spielt neben dem wirtschaftlich tragbaren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Senkung des Energieverbrauchs und dem Erreichen der klimapolitischen Ziele auch der Erhalt der langfristigen Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle.

Die Erstellung des vorliegenden Berichts steht im Kontext des geltenden gesetzlichen Rahmens und fällt zeitlich zusammen mit neuen Massnahmen, die sich bereits im gesetzgeberischen Prozess befinden oder zumindest geplant sind. Sie werden die Energielandschaft der Zukunft stark mitprägen. In *Anhang I* wird der gesetzliche Rahmen im Bereich der erneuerbaren Stromproduktion erläutert.

1.2. Ausgangslage und Fragestellung

Mit dem vom Parlament verabschiedeten ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 steht die Schweiz vor dem Umbau ihres Energiesystems. So soll der Stromverbrauch pro Person gemäss den Richtwerten im revidierten Energiegesetz² bis 2020 um 3 Prozent und bis 2035 um 13 Prozent im Vergleich zum Jahr 2000 reduziert werden. Angestrebt wird zudem eine Erhöhung der durchschnittlichen inländischen Produktion erneuerbarer Energie ohne Wasserkraft bis 2020 auf mindestens 4,4 und auf 2035 auf mindestens 11,4 Terawattstunden (TWh). Bei der Produktion von Strom aus Wasserkraft wird ein Ausbau angestrebt, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion 2035 bei mindestens 37,4 TWh liegt. Neu sollen Wasserkraftwerke für ihren Strom, den sie auf dem freien Markt unter den Gestehungskosten verkaufen, während fünf Jahren eine Prämie von maximal einem Rappen pro Kilowattstunde (kWh) erhalten (Marktprämienmodell). Die Finanzierung erfolgt über den Netzzuschlag (0.2 Rp./kWh). Weiter wird die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgebaut und zeitlich befristet. So dürfen ab dem sechsten Jahr nach Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets keine neuen Anlagen mehr ins Fördersystem aufgenommen werden (Sunset-Klausel). Der Netzzuschlag wird für die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Gewässersanierungen zeitgleich mit Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets auf 2.3 Rp./kWh erhöht. Die Gewässerschutzmassnahmen werden wie bisher mit 0.1 Rp./kWh finanziert. Für Kleinwasserkraft- und für Biomasse-Infrastrukturanlagen wird es Investitionsbeiträge bis zu 0.1 Rp./kWh geben. Investitionsbeiträge von 0.1 Rp./kWh werden zudem für neue, erheblich erweiterte und erneuerte Grosswasserkraftanlagen ausgerichtet.

Ein weiteres wichtiges Element im Strombereich ist die vorgesehene Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG). Sie soll bestehende Lücken im Gesetz schliessen und den sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Strombranche Rechnung tragen. Mit der Revision sollen verschiedene Massnahmen angestossen werden, die den Regulierungsrahmen in der Schweiz speziell im Netzbereich und an den Schnittstellen hin zum Markt verbessern. Denn mit dem steigenden Anteil an neuen erneuerbaren Energien wird die Koordination zwischen Produktion und Verbrauch anspruchsvoller, weil damit die Produktion dezentraler aber auch volatiler wird. Dadurch steigt der Bedarf an Flexibilität

² vgl. BBl (2016): Energiegesetz vom 30. September 2016 (nach Schlussabstimmung im Parlament).



im Strommarkt (bspw. aus Speichern, Laststeuerung/Demand Side Management, virtuellen Kraftwerken etc.). Flexibilitätsanbieter (Netzbetreiber, Energielieferant, Produzent, Verbraucher, Energiedienstleister, Pooler etc.) sollen grundsätzlich selber entscheiden können, wie sie ihre Flexibilität einsetzen, also wann sie wieviel ein- bzw. ausspeisen wollen. Vom Verteilnetzbetreiber sollen entsprechende Flexibilitäten zur Engpassbeseitigung eingesetzt werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Situation auf dem europäischen Strommarkt stellt sich die Frage, wie die Versorgungssicherheit in der Schweiz langfristig gewährleistet bleiben kann. Die Schweizer Wasserkraft ist ein wichtiges Standbein der Stromversorgung und nimmt hier eine besondere Stellung ein. In diesem Bericht werden daher auch Massnahmen vorgestellt, welche die Versorgungssicherheit ins Zentrum stellen.

1.3. Situation im Strommarkt

In diesem Kapitel werden die Entwicklungen auf den Stromhandelsmärkten in den letzten Jahren skizziert, die zur aktuellen Situation auf dem Schweizer und europäischen Strommarkt geführt haben. Eine detaillierte Darstellung hierzu findet sich im *Anhang III*.

Die Strompreise sind europaweit seit 2008 erheblich gesunken. Dies betrifft sowohl den Spot- als auch den Terminmarkt. Der Strompreis in der Schweiz orientiert sich stark an den Grosshandelspreisen unserer Nachbarländer. Für die Schweiz zeigt sich dies in der Entwicklung der Schweizer Spotmarktpreise (Swissix). Hier gab es (in Schweizer Franken) eine Preisreduktion um gut 60 Prozent. Zudem sind die Strompreise durch die steigende Menge der dargebotsabhängigen Energien (Photovoltaik und Wind) volatiler geworden. Das Preisniveau in der Schweiz liegt zwischen demjenigen von Deutschland und Italien (welches v.a. im Winter preisbestimmend ist).

Mehrere wichtige Faktoren beeinflussen die Preisentwicklung:

Tiefe fossile Energie- und CO₂-Preise

Der Preiszerfall von Kohle und CO₂ hat dazu geführt, dass die Stromproduktion in Kohlekraftwerken attraktiver geworden ist und in der Stromangebotskurve (Merit-Order) den Preis bestimmt (vgl. auch weitergehende Erklärungen in Anhang III).³ Kohlekraftwerke produzieren derzeit am günstigsten und drängen konventionelle (Gross-) Kraftwerke wie Gaskraftwerke aus dem Markt. Seit 2015 sind mit der Reduktion des Ölpreises allerdings auch die Gaspreise gesunken, so dass die im Markt verbliebenen Gaskraftwerke langsam wieder profitabel werden.

Abnehmende Nachfrage und steigende Energieeffizienz

Die Senkung des Energieverbrauchs wird für die EU und die Schweiz immer wichtiger. Energieeffizienzmassnahmen sind ein Mittel, um Treibhausgasemissionen zu senken, die Versorgungssicherheit zu verbessern und die Ausgaben für Energie zu reduzieren. Zusammen mit dem konjunkturbedingten Nachfragerückgang, u.a. als Folge der seit der Finanz- und Schuldenkrise tiefen Industrieproduktion, führt dies zu einer preissenkenden Wirkung. Bis zum Ende des Jahrzehnts zeichnet sich auf den Terminmärkten keine grundlegende Änderung ab.

Zunahme erneuerbarer Energien und Veränderung der Stromangebotskurve (Merit-Order)

Europäische Produzenten haben in den Nuller-Jahren den Ausbau ihres Kraftwerkparks in Annahme einer höheren Stromnachfrage und höherer Strompreise vorangetrieben und damit das Angebot erhöht. Gleichzeitig hat das Stromangebot aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien (insbesondere in Deutschland) zugenommen. Das Tempo dieses Zubaus erfolgte teils rascher als von vielen Marktteilnehmern antizipiert. Aufgrund ihrer sehr geringen variablen Kosten verdrängen geförderte erneuerbare Energien in der Stromangebotskurve (Merit-Order), die konventionellen Kraftwerke. Solange deren variable Kosten aber noch gedeckt sind, bleiben diese meist im Markt, was das Überangebot aufrechterhält.

Aus Sicht der Schweizer Stromproduzenten kommt die *Wechselkurssituation* mit dem stark gestiegenen Schweizer Franken hinzu: Die in Euro notierten Grosshandelspreise sind seit 2008 umgerechnet in Schweizer Franken um 33 Prozent gesunken.

Vom Preiszerfall sind alle nicht geförderte Kraftwerke, insbesondere auch die Wasserkraftwerke, betroffen, die sich über den Markt finanzieren müssen. Ihre Gestehungskosten liegen teilweise über den

³ Seit 2008 sind die variablen Kosten von Kohlekraftwerken um fast 50% gesunken, diejenigen von Gaskraftwerken hingegen um weniger als 15% (CEPS, Stand 2014).



tiefen Grosshandelspreisen an den Strombörsen. Nachteilig hinzu kommt für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, dass die bis anhin profitable Mittagsspitze durch das Dargebot an Photovoltaik und Windenergie weggebrochen ist. Bei einem weiteren Ausbau der Photovoltaik wird sich die Reduktion der Mittagspreise weiter fortsetzen. Dadurch ist das bisherige Businessmodell kaum noch rentabel.

Das Problem der tiefen Elektrizitätspreise gefährdet auch in anderen europäischen Ländern die (Re-) Finanzierung konventioneller Erzeuger, speziell von Kraftwerken zur Abdeckung der Spitzenlast wie Gas- und Dampf-Kombikraftwerken sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Deren Erlöse reichen nicht aus, um die Fixkosten der Anlagen zu decken. Dies wird als das Missing-Money-Problem bezeichnet. Die Folge sind zu geringe Anreize zum Neubau und gegebenenfalls auch Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten.

1.4. Versorgungssicherheit

Die Sicherstellung der Versorgung eines Landes mit Elektrizität (Versorgungssicherheit) ist grundsätzlich Sache der Stromwirtschaft und erfolgte in Vergangenheit primär durch vertikal integrierte Unternehmen, in denen die Systemplanung auf allen Ebenen zentral gesteuert wird - Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Die neuen Regulierungen im Energiebereich in Richtung offener und wettbewerbsorientierter Märkte haben die traditionellen Ansätze zur Beurteilung der Zuverlässigkeit verändert. Die Richtlinien zur Stromversorgungssicherheit 2003/54 und 2005/89 der EU schreiben zwingend vor, dass jedes EU-Mitglied alle zwei Jahre einen Bericht zur Versorgungssicherheit veröffentlicht und zwar mit einem Zeithorizont von fünf bis fünfzehn Jahren. Er muss eine Bewertung der Erzeugung und der Angemessenheit der Netzinfrastruktur hinsichtlich der Versorgung im staatlichen Hoheitsgebiet enthalten. Die Analyse muss politische Rahmenbedingungen im Land und in der EU, z. B. Effizienzziele, sowie aktuelle Entwicklungen berücksichtigen.

1.4.1. Begriffe

Mit der Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes und dem Umbau des Energie-Portfolios hin zu erneuerbarer Produktion aufgrund der europäischen Klima- und Energiepolitik stellt sich in Europa zunehmend die Frage, wie die Versorgungssicherheit auch künftig sichergestellt werden kann. Diese beinhaltet verschiedene zeitliche Dimensionen: Von Millisekunden bis hin zu mehreren Jahrzehnten. Versorgungssicherheit lässt sich zudem in drei Teilbereiche aufteilen: Zuverlässigkeit, Sicherheit und Angemessenheit. In der internationalen Literatur werden meist die englischen Begriffe Reliability, Security und Adequacy benutzt.

Der Begriff **Reliability oder Zuverlässigkeit** wird allgemein als Versorgungssicherheit bezeichnet und beinhaltet sowohl Elemente der Security und Adequacy. Der abgedeckte Zeitbereich reicht dabei von wenigen Sekunden bis in die kurzfristige Zukunft von fünf Jahren. Dieser Bereich wird in der Regel durch historische Daten und aktuelle Projekte dokumentiert. Der sehr kurzfristige Bereich der Security ist durch die Betriebsweise des elektrischen Systems definiert und wird durch technische und betriebliche Standards vorgegeben. Im Wesentlichen wird dabei beurteilt, wie das System auf Ereignisse wie Kurzschlüsse, technisches Versagen von Komponenten oder plötzlich auftretende externe Einflüsse wie z.B. klimatische Extremverhältnisse oder Marktversagen reagiert. Durch die enge Vermaschung des schweizerischen mit dem europäischen Übertragungsnetz kann diese Aufgabe nur im Verbund mit den Nachbarstaaten erfolgen und wird durch sogenannte Regional Security Centers unterstützt.

Die **Adequacy** zielt auf die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung und Verbrauch mit entsprechender Netzinfrastruktur. Es wird also die Ausgestaltung des zukünftigen Stromversorgungssystems abgedeckt. Man spricht hier auch von **System Adequacy**, wenn dabei die Netzinfrastruktur berücksichtigt wird, und von **Generation Adequacy** ohne Berücksichtigung der Netze.

Die Stromversorgungssicherheit in der EU wird länderübergreifend durch die Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) beurteilt. In der Schweiz ist die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Sie analysiert in regelmässigen Abständen die Versorgungssicherheit und liefert alle zwei Jahre im Bericht „Stromversorgungssicherheit der Schweiz“ eine umfassende Übersicht über den Zustand der Versorgungssicherheit (EiCom 2016).

1.4.2. Konzept für die Beurteilung der Versorgungssicherheit

Wie im Kapitel Begriffe erläutert, hat die Versorgungssicherheit unterschiedliche zeitliche Dimensionen und benötigt für die Beurteilung ein entsprechend differenziertes Vorgehen mit unterschiedlichen Prozessen, die auf unterschiedlichen Szenarien beruhen. Im kurz- und mittelfristigen Bereich soll vor allem die Zuverlässigkeit aufgrund aktueller Daten und gesicherter Annahmen analysiert werden. Im langfristigen Bereich hingegen wird die System Adequacy basierend auf politisch abgestimmten Szenarien beurteilt und es werden nötige Investitionen sichtbar gemacht. In der Schweiz ist ein solches Vorgehen noch nicht vollständig institutionalisiert. Die folgende Grafik stellt die Prozesse und mögliche künftige Verantwortlichkeiten für die Beurteilung der Versorgungssicherheit dar.

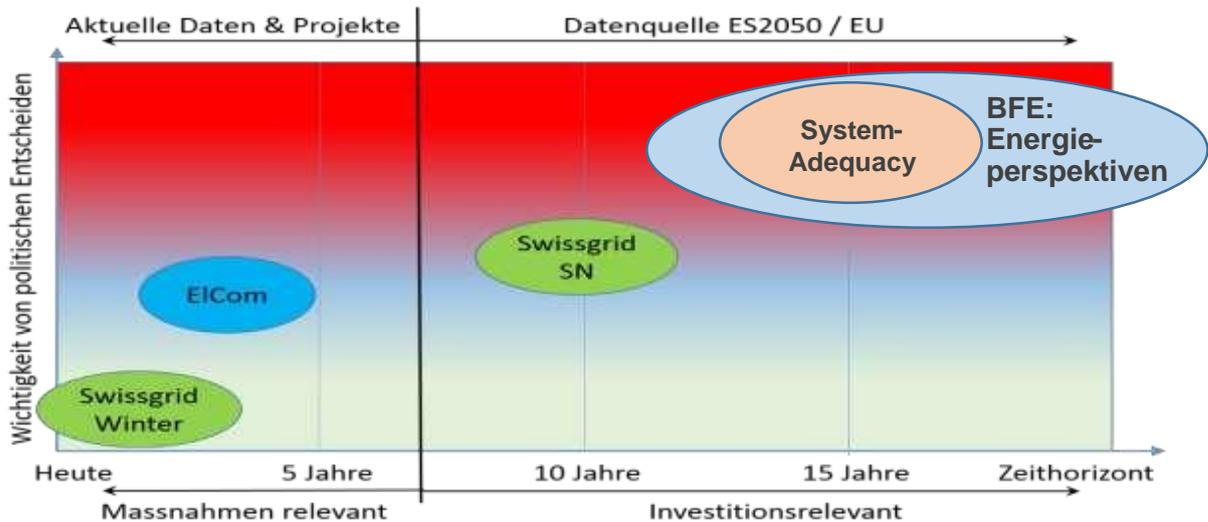


Abbildung 1: Prozessübersicht und Verantwortlichkeiten für die Beurteilung der Versorgungssicherheit

In der Ausgestaltung könnte der folgende, dreistufige Prozess sinnvoll sein:

Zeiträume von mehr als fünf Jahren: Entscheide für grössere Investitionen mit langfristigen Auswirkungen, sei es im Höchstspannungsnetz oder bei Grosskraftwerken sowie für Gesetzesänderungen erfordern Szenarien, die einen Zeithorizont von 10 bis 20 Jahren oder länger abdecken. Diese Szenarien werden für die Schweiz in Konsistenz mit dem Ausland konzipiert. Die Simulationen berücksichtigen die elektrisch nahen Regionen und werden auch durch Simulationen der Nachbarstaaten ergänzt. Die Beurteilungen liegen im **Verantwortungsbereich des Bundesamts für Energie (BFE) für energiepolitische Massnahmen (Gesetze und Verordnungen) und der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid** (strategische Netzplanung).

Für die **mittelfristige Planung (Zeitraum bis fünf Jahre)** wird die Versorgungssicherheit der Schweiz regelmässig überprüft und mit einem Fünfjahres-Ausblick dargelegt. Dabei soll die Gefährdung der Versorgungsunsicherheit, geplanten Projekten und neu aufgetretenen Umständen aufgezeigt werden. Für diesen Zeitraum können die wesentlichen Rahmenbedingungen mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit festgelegt werden. Sie liegen im Verantwortungsbereich der **EiCom**. Die EiCom publiziert seit Sommer 2014 im Zweijahresrhythmus einen Situationsbericht. Die verwendeten Grunddaten dieser Berichte basieren auf historischen Daten und gesicherten Projekten im Zeithorizont von Monaten bis fünf Jahre in die Zukunft. Szenarien spielen eine untergeordnete Rolle.

Der **kurzfristige Zeitraum (Zeitraum 6 Monate)** wird durch eine Modellierung der Versorgungssicherheit und der Systemsicherheit unter Berücksichtigung des aktuellen Geschehens in der Schweiz und der benachbarten Staaten in einem Ausblick für das jeweils kommende Winterhalbjahr überprüft und liegt im Verantwortungsbereich der **Swissgrid**. Für den Winter 2015/16 wurde von Swissgrid erstmals ein solcher Bericht für die Schweiz erstellt ([Swissgrid Bericht Winter 2015/2016](#)).

Die Massnahmen können relativ kurzfristig und meist ohne grosse Investitionen umgesetzt werden. Die Herausforderung liegt beim Sicherstellen eines langfristig stabilen Regulierungsrahmens. Damit können strategische Ausrichtungen vorgenommen und Anreize für die nötigen Investitionen gesetzt werden. Wie die jüngsten Beispiele von eingeführten Kapazitätsmechanismen in Europa zeigen, können die Energy-Only-Märkte (EOM, vgl. Kap. 3.1.1.) nicht genügend klare Signale generieren, um



längerfristig die Investitionen in Produktionskapazitäten anzureizen. Durch eine laufende Überprüfung der erzielten Erfolge mit einem Monitoring kann eine Anpassung an die aktuelle Situation vorgenommen werden.

2. Versorgungssicherheit: Regionale und nationale Betrachtung

In der Vergangenheit wurde die Versorgungssicherheit hauptsächlich national betrachtet und die nationalen Berichte waren oft nicht vergleichbar. Im stark vernetzten europäischen Binnenmarkt ist dieser Ansatz überholt. Seit kurzem wird das Thema deshalb vermehrt länderübergreifend betrachtet. Die regionale Kooperationsplattform des PENTA Forums (FR, BE, NL, LUX, DE, AT und CH), spielte dabei eine Vorreiterrolle mit dem Projekt „Regional Generation Adequacy Assessment (GAA)“. Als wesentliche Verbesserung zu den bisherigen Methoden wurde dabei die räumliche Betrachtung auf die Region des PENTA Forums ausgedehnt sowie eine wahrscheinlichkeitsorientierte Methode angewendet. Es wurden also verfügbare Grenzkapazitäten unter Marktbedingungen und die Produktion von neuen erneuerbaren Energien (nEE) mitberücksichtigt.

2.1. Situation in der Region

Das PENTA Forum veröffentlichte im März 2015 den ersten regionalen Report. Der Bericht analysiert die Situation in der PENTA Region mit Blick auf die Jahre 2015/16 sowie 2020/21. Er zeigt die Kenngrößen LOLE und ENS⁴ einerseits für die ganze Region unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzkapazitäten unter Marktbedingungen (Grenzkapazitäten = maximal) und andererseits für jedes Land im isolierten Fall (Grenzkapazität = null). Zusätzlich wurde untersucht, welche Änderungen bei Berücksichtigung eventuell vorhandener strategischer Reserven zu erwarten sind. Die Analyse zeigt, dass die Schweiz mit den bestehenden Grenzkapazitäten auch in einem sehr kalten Winter und trockenem Jahr keine Versorgungsengpässe zu befürchten hat. Eine Simulation ohne Grenzkapazitäten, d.h. keine Importe in die Schweiz, zeigt dagegen, dass der Elektrizitätsverbrauch während über tausend Stunden im Jahr nicht gedeckt werden kann. Dies deckt sich auch mit den monatlichen Energiebilanzwerten, die in den Wintermonaten eine Unterdeckung zeigen. Wie gross die Menge an Energie ist, die zur jeweiligen Stunde fehlt, ist daraus aber nicht ersichtlich.

2.2. Situation in der Schweiz

Die ECom kommt im neuesten Bericht Stromversorgungssicherheit der Schweiz (2016) zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Beobachtungsgrößen im Bereich Netze blieben stabil oder haben sich sogar leicht positiv entwickelt. Mit dem „Strategischen Netz 2025“ identifizierte Swissgrid die erforderlichen Netzprojekte, die für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 relevant sind. Aufgrund der Situation im Winter 2015/16 wurden die Prioritäten aber neu gesetzt, um die Verfügbarkeit der Importkapazitäten insbesondere im Winterhalbjahr zu verbessern. Die Versorgungssicherheit im Bereich Verteilnetz beurteilt die ECom als sehr gut und erachtet auch den Netzerhalt und Ausbau als angemessen.
- Die Versorgungssicherheit wird aus Produktionssicht bis 2020 insgesamt als gewährleistet beurteilt. Im Bereich Produktion wird die Situation in der Schweiz über Kriterien auf Basis der gebräuchlichen (bisherigen) ENTSO-E-Methodik beurteilt. Dabei wird eine Leistungsreserve von 500 MW (im Winterhalbjahr 2015) ausgewiesen. Falls die Ziele der Energiestrategie 2050 nicht erreicht werden, wird aufgrund zunehmender Last und der Stilllegung der Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau I+II jedoch von einer Abnahme der Leistungsreserven ausgegangen. Die tiefen Marktpreise werden dabei als weitere Herausforderung gesehen, da damit die Kapitalkostendeckung bestehender Anlagen sinkt.
- Als langfristige Massnahmen sollen die Marktzugangsbedingungen und die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazität verbessert sowie der grenzüberschreitende Stromhandels optimiert werden, da von einem höheren Importanteil ausgegangen wird, wenn fossile Kraftwerke im Inland nicht realisierbar sind.

⁴ LOLE: Erwartete Stunden mit Versorgungsausfall (Loss of Load Expectation)

ENS: Nicht gelieferte Energie (Energy not Served)

Details siehe Anhang II



Der Bericht der EICOM beruht im Wesentlichen auf der Beurteilung der Zuverlässigkeit (Reliability) der Energieversorgung, also auf historischen Daten gesicherter Projekte und Daten aus dem ENTSO-E Bericht.

2.2.1. Stromversorgungsgrad in der Schweiz - Eigenversorgung

Energiebilanz der Schweiz

Der Eigenversorgungsgrad der Schweiz wurde bisher als ausgeglichene Energiebilanz über das Jahr dargestellt. Diese Betrachtung ergibt ein ausgeglichenes Bild mit mehrheitlichem Ausfuhrüberschuss⁵ und wird ebenfalls für die Fortschreibung resp. die Energiestrategie 2050 benutzt.⁶

Nebst der ausgeglichenen Energiebilanz wird sowohl in der Elektrizitätsstatistik als auch in der Energiestrategie auf eine ausreichende installierte Kraftwerksleistung hingewiesen. Bei der monatlichen Betrachtung der Energiebilanz zeigt sich, dass heute in den Sommermonaten Strom exportiert und in den Wintermonaten Strom importiert wird. Die Ursache liegt im Kraftwerkportfolio der Schweiz. Die installierten Kraftwerkstypen bestehen hauptsächlich aus Kern- und Wasserkraftwerken. Während die Kernkraftwerke eine mehrheitlich konstante Produktion aufweisen, haben insbesondere die Laufwasserkraftwerke eine saisonale Produktionscharakteristik. Die Produktion aus thermischen Kraftwerken, die wärmegeführt, d.h. vorwiegend im Winter betrieben werden, kann in der Schweiz vernachlässigt werden. Hinzu kommt, dass der Strombedarf im Winter leicht steigt. Dies zeigt die folgende Grafik.

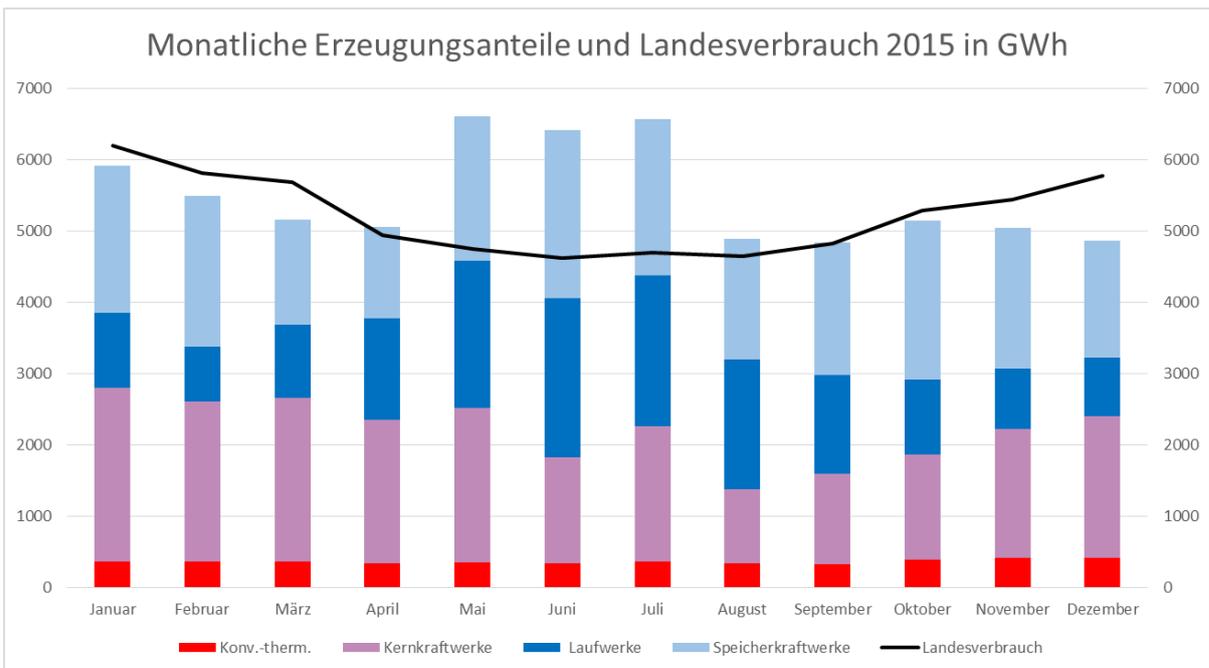


Abbildung 2: Mittelwerte aus monatlicher inländischer Erzeugung und Verbrauch in GWh.

Die fehlende Produktion im Winter wird heute importiert. Aufgrund der historischen Entwicklung dieser Winterimporte verfügt die Schweiz über grosse Netzkapazitäten an den Grenzen. Sie sind in der Regel ausreichend, können aber durch Netzengpässe innerhalb der Schweiz behindert werden, wie es z.B. im Winter 2015/16 der Fall war. Diese Engpässe manifestierten sich damals durch das gleichzeitig auftretende Fehlen von Produktion auf der 220kV-Netzebene und einer verminderten Produktion der Wasserkraftwerke, was zu einem erhöhten Importbedarf auf der 380kV-Netzebene führte. Die geänderten Lastflüsse im Netz führten in der Folge zu besagten Engpässen bei der Transformation von 380kV auf 220kV. Diese Situation zeigt deutlich, dass Aussagen über die erreichbare Versorgungssicherheit erst möglich werden, wenn eine Vielzahl an Ausfallszenarien berücksichtigt wird und geeigneten Methoden eingesetzt werden, welche sich auf politisch abgestimmte Szenarien stützen.

⁵ Siehe Elektrizitätsstatistik des BFE

⁶ ES 2050



Verbleibende Produktionskapazität und Eigenversorgungsgrad Schweiz

Eine bis heute übliche Grösse, die Versorgungssicherheit zu messen, ist die Gegenüberstellung der verbleibenden Produktionskapazität (Leistungsreserven) mit der erwarteten Höchstlast an ausgewählten Tagen. Dabei werden zwar mögliche Nichtverfügbarkeiten angenommen und nur die als gesichert angenommene Kapazität berücksichtigt. Der marktwirtschaftlich getriebene Einsatz der Kapazitäten sowie die nicht steuerbare Produktion aus Wind, Photovoltaik und teilweise Wasserkraft bleibt unberücksichtigt (siehe auch Anhang II).

Die ersten Einschätzungen von ENTSO-E zeigen, dass in der Schweiz auch künftig genügend Leistungsreserven vorhanden sein werden.⁷ Gemäss einem Bericht von 2015 erreichen die Reserven nach der Steigerung der installierten Kapazitäten durch die Inbetriebnahme der neuen Pumpspeicherkraftwerke 2017/2018 während der Wintermonate einen Wert von ca. 5 Gigawatt (GW), unabhängig von den betrachteten Szenarien. Mit der erwarteten Importkapazität von mehr als 5 GW ergibt sich über die kritische Zeitperiode eine „theoretische“ Überdeckung von mehr 10 GW.

Die Verfügbarkeit der Kapazitäten sagt aber noch nichts darüber aus, wieviel Energie tatsächlich im Inland geliefert werden kann. Dies kann gerade für die Schweiz zu Fehleinschätzungen führen, da die Schweizer Kraftwerke im Winter für die Deckung des Bedarfs zu wenig Strom produzieren.

Im Bericht der ECom zur Stromversorgungssicherheit 2016 wird eine Messgrösse für den Eigenversorgungsgrad erwähnt, die auf dem so genannten „Zehn-Werke-Bericht“ aus dem Jahr 1981 beruht. Messgrösse sind dabei die Anzahl Jahre, in denen im Winterhalbjahr Strom netto importiert wurde und dies über einen Betrachtungshorizont von 20 Jahren. Diese Grösse wird in Prozent ausgedrückt. Sie nahm in den vergangenen Jahren kontinuierlich ab und liegt heute bei ca. 20 Prozent - d.h. in 16 von 20 Jahren wird netto importiert.

Ob und mit welcher Häufigkeit die zukünftige Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr vom Ausland abhängig sein wird, hängt auch von politischen Entscheiden ab. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie geht in der Schweiz eine Bandleistung von über 3.3 Gigawatt und 14.5 TWh Energie während des Winterhalbjahres verloren. Aus heutiger Sicht kann diese Energiemenge nicht alleine durch die Speicherseen ersetzt werden, denn die maximal nutzbare Energiemenge aller Speicherseen liegt heute bei ca. 8,8 TWh. Heute ist noch nicht bekannt, wann das letzte Kernkraftwerk in der Schweiz vom Netz geht. Ob dann die entsprechende Strommenge im Inland produziert werden kann, bleibt abzuwarten, da dies auch vom Zubau der neuen erneuerbaren Energien, der Entwicklung der saisonalen Speicher und dem allfälligen Bau neuer Grosskraftwerke (z.B. Gaskombikraftwerke) abhängt.

Der Eigenversorgungsgrad im Ausland wird über die erwarteten Stunden mit Versorgungsausfall definiert (Loss of Load Expectation, LOLE). Diese basieren auf einer wahrscheinlichkeitsorientierten Risikoanalyse (System Adequacy).

⁷ Siehe auch Abb. 28 des Stromversorgungsberichts 2016 der ECom
16/60



2.2.2. Entwicklung und Analyse am Beispiel der Energiestrategie 2050

Die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten und der damit produzierten Energiemengen lässt sich anhand der Szenarien aus den Energieperspektiven darstellen. Die folgende Grafik zeigt eine erste näherungsweise berechnete monatliche Energiebilanz für das Jahr 2037 ohne Kernkraftwerke und ohne Gas- und Dampfkombikraftwerken (GuD). Aufgrund noch fehlender Marktsimulationen wurde die Produktion der Speicherkraftwerke als erste Annahme linear auf die Monate September bis April und die Wasserspeicherung linear auf die Monate Mai bis August verteilt. Durch die Sommermonate wird also nur die überschüssige Menge an Wasser verarbeitet.

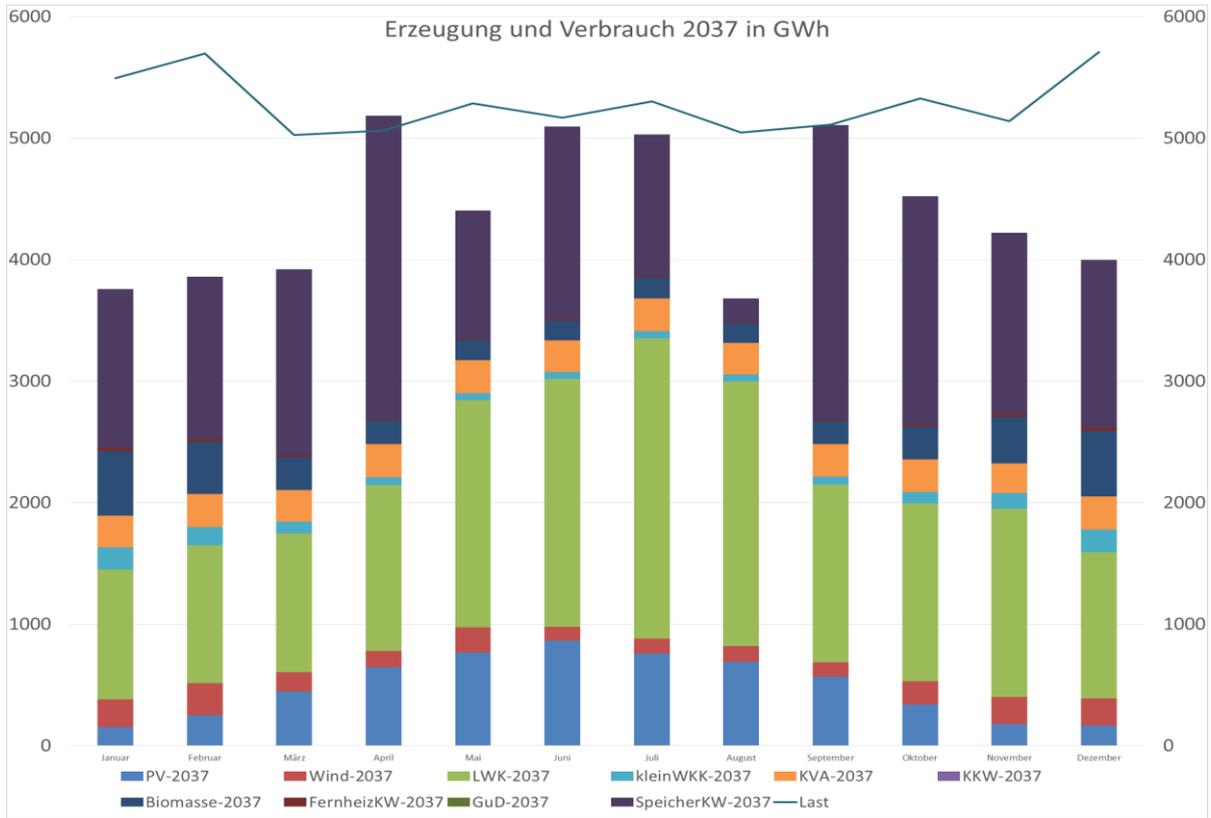


Abbildung 3: Summe der monatlicher inländischer Erzeugung und Verbrauch 2037 gemäss ES 2050; eigene Berechnungen BFE

Die näherungsweise Betrachtung der Energieproduktion ohne Kernkraftwerke über die Monate des Jahres 2037 zeigt tendenziell die gleiche Verteilung, wie sie heute anzutreffen ist: Die Stunden ohne genügende Versorgung treten wie heute im Winter auf. In den Energieperspektiven wurde eine Deckung der fehlenden Produktion durch den Zubau von Gaskombikraftwerken oder durch Importe angenommen. Hierzu wurde eine rein physikalische Modellierung von Last und Produktion verwendet. Noch nicht durchgeführt wurde eine marktbasiertere, wahrscheinlichsorientierte Simulation der LOLE und ENS für die Jahre ohne Kernkraftwerke aber mit neuen erneuerbaren Energien gemäss Energieperspektiven 2050. Aufgrund der überschlagsmässig berechneten monatlichen Energiemengen bleibt gemäss einer ersten Abschätzung die Grundstruktur im Winter aufgrund der Produktionserwartungen der Wasserkraft erhalten.

2.2.3. Winterdefizit in der Schweiz und mögliche Konzepte für die Beurteilung

Die systemisch bedingte Knappheit an Elektrizitätsproduktion in den Wintermonaten und die Gefahr eines regional auftretenden kalten und langen Winters birgt ein Versorgungsrisiko, falls die zur Verfügung gestellte Energie auf den regionalen Märkten die Nachfrage nicht mehr befriedigen können. Der grundsätzlich marktgetriebene Einsatz der Speicherkraftwerke birgt zudem das Risiko von ungenügender Leistungskapazität, falls die Stauseen zu früh entleert wurden (z.B. aufgrund übermässigen Exports zu Beginn des Winters) und die installierten Kapazitäten deshalb nicht mehr abgerufen werden können. Gemäss nachfolgender Grafik aus dem Versorgungssicherheitsbericht der ECom besteht auch heute schon ein Leistungsdefizit, wenn die Speicherkraftwerke nicht mehr verfügbar sind (Balken „ohne Speicherkraftwerke SPKW“).

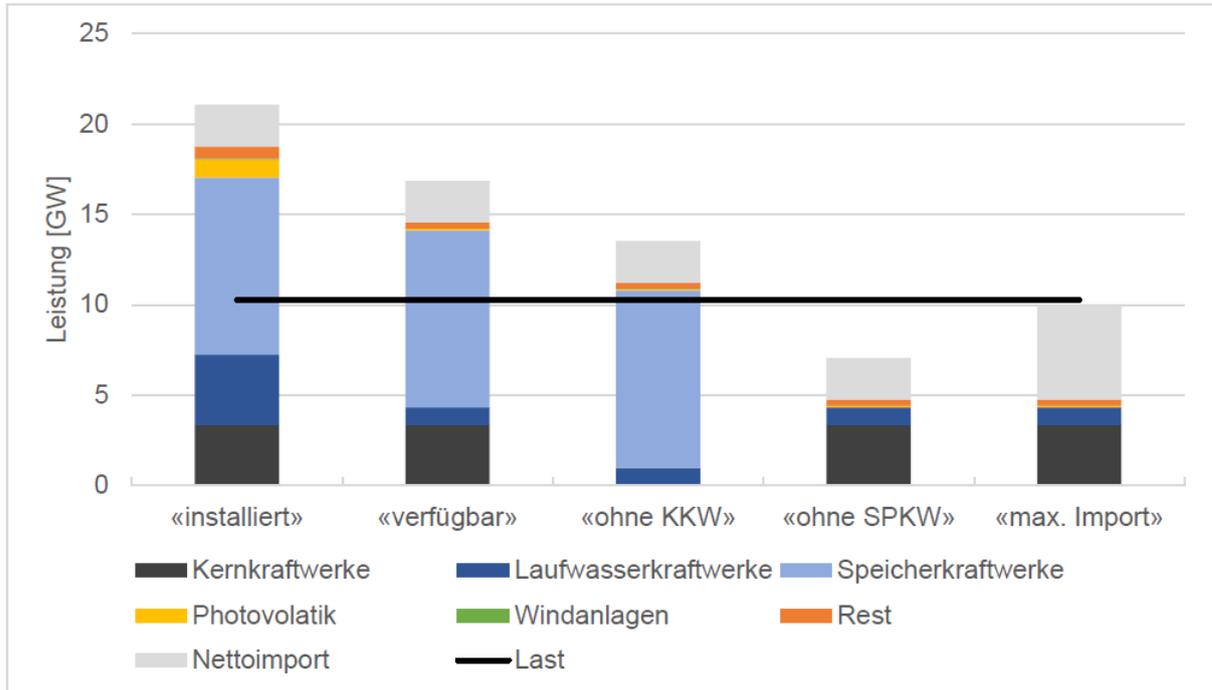


Abbildung 4: Verfügbare Leistungen von Kraftwerken in der Schweiz (Quelle EICom).

Die Verfügbarkeit der Speicherkraftwerke ist demnach für eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit in jedem Fall wichtig und somit auch die Verfügbarkeit einer bestimmten Menge Wasser in den Speichern. Die durchschnittliche Entleerungskurve der Speicher zeigt einen Tiefststand von 10 Prozent im April,⁸ ein mögliches Absinken unter 30 Prozent bereits ab Januar und einen statistischen Zeitbereich des Tiefstandes von Ende Februar bis Mitte Juni. Das heisst, dass während mehreren Wochen fehlende Kapazität auftreten könnte.

Der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz wird mit grosser Wahrscheinlichkeit die Nachfrage nach flexiblen Anwendungen wie dezentralen Speichern, steuerbarem Eigenverbrauch, steuerbaren Lasten etc. erhöhen, um die steigenden Anforderungen an die Systemführung auf allen Netzebenen durch die fluktuierende Produktion aufzufangen. Somit werden nicht die Systemführung oder Reserveleistung das primäre Problem darstellen, sondern die Verfügbarkeit von Leistung, sprich die Energielieferung über einen längeren Zeithorizont (Januar bis April).

Für die Versorgungssicherheit in der Schweiz sind besonders auch die Speicherinhalte der Wasserkraft von Bedeutung. Damit wäre sowohl die Leistung als auch die Energieproduktion für eine zu erwartende Situation gesichert. Die Details zur benötigten Menge müssten zuerst durch eine wahrheitsorientierte System Adequacy Modellierung eruiert werden. Der Begriff System Adequacy ist dabei bewusst gewählt, denn eine reine Generation Adequacy würde nicht genügen. Bedingt durch den Netzanschlusspunkt der Speicherkraftwerke und deren Einsatz im Falle eines Ausbleibens von Importen respektive einer angespannten Lage in der gesamten Region wird eine Integration der Netzsituation in die Analyse benötigt. Aufgrund dieses Vorgehens könnte in Anlehnung an die aktuelle Diskussion in Belgien über die mögliche Einführung von Knappheitspreisen⁹ die Methode einer örtlichen Bedarfsermittlung für die Regelleistung und Energie angewendet werden. Für die Schweiz wäre aber nicht die Regelenergie massgebend, sondern die erwartete ENS resp. die erwarteten Stunden LOLE.

⁸ Elektrizitätsstatistik des BFE

⁹ Scarcity pricing applied to Belgium; <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1527EN.pdf>



3. Weiterentwicklung der Marktregulierung in der Schweiz

In Europa wird über Änderungen im Strommarktdesign, insbesondere über Anpassungen im so genannten „Energy Only Markt (EOM)“ debattiert. Im EOM wird den Kraftwerksbetreibern nur die bereitgestellte Energiemenge (Stromproduktion in Kilowattstunden) bezahlt. Der EOM ist unterteilt in Terminmarkt, Spotmarkt und Intraday-Markt. Für die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten können die Stromunternehmen am Markt für Systemdienstleistungen zusätzliche Einnahmen erzielen. Neben Anpassungen im EOM geht es in Europa auch um die Weiterentwicklung der Marktbedingungen wie Erweiterungen mit kapazitätsbasierten Mechanismen, Entwicklungen im EU-Emissionshandelssystem und bei der Förderung der neuen erneuerbaren Energien. Dieses Kapitel blickt in die Zukunft des Schweizer Strommarkts in Abhängigkeit der Entwicklungen in Europa. So werden die Folgen möglicher europäischer Regulierungsanpassungen auf die Schweiz untersucht und mögliche Handlungsoptionen für die Schweiz aufgezeigt. Diese sollen auch die aktuellen Herausforderungen von unrentablen Wasserkraftwerken einschliessen.

3.1. Analyse Marktdesign

Unter Marktdesign sind alle Massnahmen zu verstehen, welche die Rahmenbedingungen des Strommarktes wesentlich mitbestimmen, d.h. alle Gesetze, staatlichen Eingriffe und weitere wichtigen Regeln, die den Marktzugang und dessen Konditionen betreffen. Dazu zählen v.a. die Förderung der neuen erneuerbaren Energien, das europäische Emissionshandelssystem (EU EHS), der Grad der Marktöffnung sowie die Steuerung von Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch. Als Kernthemen möglicher Veränderungen des Marktdesigns werden von der EU-Kommission die folgenden Punkte gesehen:

- Verbesserungen des Zusammenspiels der Märkte und bessere Investitionssignale,
- Verbesserungen des Zusammenspiels von Gross- und Einzelhandel (bessere Preissignale auf der Endverbraucherebene),
- Verbesserungen der regionale Kooperationen innerhalb der EU,
- Verbesserungen in der Governance (dies betrifft im Wesentlichen den europäischen Regulierer ACER) und ein europäisches Konzept der Versorgungssicherheit (in diesem Kontext geht es auch um die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen).

Für die Schweiz sind neben der Versorgungssicherheit v.a. Verbesserungen im Zusammenspiel der Märkte und der Kooperation mit dem Ausland wichtig. Sie steht hier prinzipiell vor ähnlichen Herausforderungen wie die EU. Darunter fallen im Speziellen die Zunahme neuer erneuerbarer Energien und deren Marktintegration, tiefe Marktpreise, die v.a. die Grosswasserkraft unter wirtschaftlichen Druck setzen, sowie die steigende Bedeutung der europäischen Integration der Strommärkte.

3.1.1. Internationale Diskussion des Marktdesigns

Politik in der EU

Die Energieversorgungssicherheit ist einer der Eckpfeiler der Strategie für die Energieunion. Hierbei geht es vor allem um eine bessere energiepolitische Koordination und eine allfällige Minderung der Importabhängigkeit des europäischen Energiesektors (speziell Gas). Weitere zentrale Eckpfeiler der Energieunion sind die Schaffung eines integrierten Energiebinnenmarktes, die Förderung von Energieeffizienz, die Verringerung von CO₂-Emissionen und die Förderung der Forschung und der Innovation¹⁰. Ein europäischer Energiebinnenmarkt wird als zentrales Instrument gesehen, um die Versorgung zu sichern.

Der heutige regulatorische Rahmen in der EU wird massgeblich durch das 3. Binnenmarktpaket und die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie) definiert. Aufgrund der ambitionierten Klimaziele, der erheblichen Veränderungen in der Erzeugungsstruktur und den damit verbundenen zukünftigen Herausforderungen wird von der EU-Kommission ein Bedarf für ein neues Marktdesign identifiziert¹¹.

¹⁰ EU-Energieunion, Bundesministerium für Europa, Integration und Äußeres (BMEIA), November 2015.

¹¹ Vergleiche im Detail COM (2015), 340.



Am 30. November 2016 hat die EU-Kommission im so genannten „Winterpaket“ einen umfassenden Vorschlag für die Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik präsentiert. Unter dem Titel „Clean Energy for All Europeans“ wird eine Überarbeitung der Direktiven über den Elektrizitätsmarkt, die Energieeffizienz, den Gebäudebereich sowie die erneuerbaren Energien vorgeschlagen und eine Vielzahl weiterer Regulierungen, insbesondere auch zur Governance der Energieunion, vorgestellt¹².

Mit einem neuen Marktdesign soll der gemeinsame Markt angesichts der bezeichneten Herausforderungen gestärkt werden. Die Inkraftsetzung neuer Regelungen wird für 2020 erwartet. Ein neues Marktdesign verlangt v.a. auch ein koordiniertes Vorgehen bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch allfällige Kapazitätsmechanismen.

Ebenfalls im Rahmen des neuen Marktdesigns soll die *Förderung für die Nutzung von, Energie aus erneuerbaren Quellen* angepasst werden (RES-Richtlinie)¹³. Neben neuen Zielen für den Anteil an RES sollen auch marktbasierende Strukturen als Ersatz für reine Fördersysteme vorgegeben werden. Die neuen erneuerbaren Energien sollen umfassend in den Markt integriert werden, indem die Flexibilität auf Endverbraucher- und Erzeugerseite besser genutzt werden. Ebenso sollen die Energieprodukte und –märkte verbessert und den neuen erneuerbaren Energien eine umfassendere Kostenverantwortung zugeteilt werden. Die Energieeffizienz soll durch neue Netzentgeltsysteme gefördert werden, die auch Investitionen in Eigenverbrauchsprojekte auslösen. Dies allenfalls auch auf Kosten einer verursachergerechteren Netztarifierung.

Zur Verbesserung des Marktdesigns soll u.a. die *Flexibilität bei den Produzenten und im Endkundenmarkt (Demand Response)* erhöht werden, um den Energy Only Markt zu stärken. Hierfür braucht es bessere Preissignale auf der Endverbraucherebene. Wichtige weitere Bausteine werden von der Europäischen Kommission und den von ihr befragten Stakeholdern in funktionierenden grenzüberschreitenden Intraday- und Systemdienstleistungsmärkten, einer verbesserten Kopplung der nationalen Märkte, einer Reduktion von Bilanzkreisen und Preiszonen, einer besseren Marktintegration von Speichern sowie dem Zulassen von Preisspitzen gesehen. Auch eine umfassendere Kostentragung der neuen erneuerbaren Energien wird erwähnt. Ferner wird die Generation Adequacy thematisiert: Angestrebt wird ein bestimmter Kraftwerksmix, um die Versorgungssicherheit trotz steigendem Anteil volatiler Erzeugung zu gewährleisten.

Veränderungen im Emissionshandelssystem sind im Zusammenhang mit dem Marktdesign von Bedeutung. Die EU will ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 Prozent unter die Werte von 1990 senken. Um dieses Ziel auf kosteneffiziente Weise zu erreichen, müssen die unter das Emissionshandelssystem der EU (EU-EHS) fallenden Sektoren ihre Emissionen gegenüber 2005 um 43 Prozent senken. Alle anderen Sektoren müssen eine Reduktion gegenüber 2005 um 30 Prozent erreichen. Dazu sollen ab 2021 die Ausgabe der Emissionsrechte jährlich um 2,2 Prozent gedrosselt und so rund 556 Millionen Tonnen Kohlendioxid zusätzlich eingespart werden. Eine wichtige Rolle beim EU-EHS spielt auch die Marktstabilisierungsreserve, die überschüssige Zertifikate vom Markt nimmt und in eine Reserve einstellt.

Diskussion der Zukunftsfähigkeit eines Energy Only Marktes

Aufgrund der Herausforderungen im europäischen Strommarkt und den Veränderungen in den letzten Jahren wird das Thema Marktdesign kritisch diskutiert. Dabei geht es vor allem darum, ob ein Energy Only Markt (EOM) genügend Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder ob es dafür weitere Marktelemente wie Kapazitätsmechanismen braucht. Beispielsweise könnte ein EOM Preisspitzen in knappen Stunden zulassen und so die notwendigen Anreize für Investitionen in flexible Kraftwerke zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bieten¹⁴. Allerdings herrscht Dissens darüber, mit welcher Dauerhaftigkeit sowie unter welchen Rahmenbedingungen der EOM eine ausreichende Kostendeckung erzeugen kann¹⁵. Bei der Gestaltung der Marktstrukturen und deren zentralen Rahmenbedingungen (EU-EHS, Umgestaltung der Fördersysteme etc.) geht es schliesslich auch um die Suche nach dem *richtigen Mix von Massnahmen*. Diese werden im Folgenden beispielhaft vorgestellt:

Verbesserungen der Marktstrukturen: Empfohlen werden Optimierungen der Spotmärkte (Day-Ahead und Intraday) und der Regelenenergiemärkte sowie die Harmonisierung der grenzüberschreitenden

¹² Für Details, siehe Mitteilung der Europäischen Kommission (30.11.2016) „Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition“ (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>).

¹³ Im Zusammenhang mit der Förderung der neuen erneuerbaren Energien sind die Beihilferichtlinien zu beachten.

¹⁴ Frontier Economics, FORMAET Services, 2014; r2b, 2014.

¹⁵ Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, 2015.



Märkte für Systemdienstleistungen. Dies soll für marktgerechtere Investitions- und Produktionsanreize für den Einsatz von Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch sorgen.

Marktgerechte Förderung nEE: Die Förderung der nEE hat einen Einfluss auf die Preisbildung (vgl. Kapitel 1.3.). Photovoltaik und Wind gehen in die Angebotskurve (Merit-Order) zu geringen Grenzkosten ein und verdrängen konventionelle Kraftwerke. Durch einen weiteren Ausbau der nEE in der EU wird dieser Effekt zunehmen. Deshalb wird eine Direktvermarktung der nEE empfohlen, so dass die Einspeisung bedarfsgerechter erfolgt. Ferner sollen beim Zubau von nEE zunehmend Auktionsverfahren Anwendung finden, um das Risiko von überhöhten Vergütungen (Mitnahmeeffekte) zu reduzieren.

„Smart Retirement“-Massnahmen: Kohle- und CO₂-Preise bestimmen unter anderem die Wirtschaftlichkeit der anderen Kraftwerksarten (Gaskraftwerke, Wasserkraft, Kernkraft aber auch die erneuerbaren Energien mit Direktvermarktung), die sich über den Markt finanzieren müssen. Diese kommen faktisch nur bei hoher Last bzw. tiefer dargebotsabhängiger Energie zu einem kostendeckenden Einsatz. Deutschland nimmt Kohlekraftwerke sukzessive aus dem Markt und überführt gewisse Anteile davon in eine sog. Kraftwerksreserve. Damit sind Kosten in Höhe der zu erwartenden Zahlungen an diese Kraftwerke verbunden.

CO₂-Preise: Das EU-EHS ist ein mengenbasiertes System mit einem derzeitigen hohen Überschuss an Zertifikaten und niedrigen Preisen von rund 5,5 Euro pro Tonne CO₂. In der kommenden Dekade (2020-2030) werden die Zertifikatspreise kaum derart ansteigen, dass ein Brennstoffwechsel weg von der Kohle hin zu Gas ausgelöst wird. Kohlekraftwerke werden als Anbieter von Grundlast weiter kostengünstiger sein. In Anlehnung an die Praxis in Grossbritannien könnten beispielsweise Preisuntergrenzen in der Höhe von 30 Euro/t CO₂ eingeführt werden (vgl. dazu Kap. 2.3 im Anhang III). Frankreich überlegt sich, ein ähnliches System mit Preisuntergrenzen festzulegen. Weitere Vorschläge sind, Emissionsrechte zu streichen oder deren Ausgabe stärker zu reduzieren. Die relative Attraktivität CO₂-freier Stromproduktion steigt mit der Höhe des CO₂-Preises.

System-Adequacy-Aspekte: Um bei zunehmend volatiler Produktion die Versorgungssicherheit zu angemessenen Preisen zu gewährleisten, wird eine neue Mischung von Energieressourcen gefordert. Die Frage ist zunehmend nicht mehr "wie viel" Kapazitäten benötigt werden, sondern auch "welche Art" von Kapazitäten. Dabei geht es vorrangig um eine regionale Bewertung der Angemessenheit (Adequacy) der Ressourcen. Es wird grundsätzlich betont, dass die Flexibilität in der Erzeugung zu erhöhen ist, um die Integration der nEE zu verbessern.

Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen setzen zusätzliche Investitionsanreize in den Aufbau und Erhalt von Kraftwerkskapazitäten. Mögliche Ausgestaltungsformen sind strategische Reserven, Kapazitätzahlungen, ein zentraler respektive dezentraler Kapazitätsmarkt. Die Ausgestaltungsformen unterscheiden sich darin, ob Kapazitätzahlungen administrativ festgelegt oder marktorientiert ermittelt werden, oder ob selektive oder marktweite Ansätze gewählt werden. Bei marktweiten Lösungen werden die bestehende Spot- und –Systemdienstleistungs-Marktmechanismen durch einen zusätzlichen Markt für Kapazitäten ergänzt.

Strategische Reserven bilden im Vergleich zu Kapazitätsmärkten einen geringeren Eingriff in das bisherige Marktsystem und können auch gut kurzfristig als Übergangsregulierung definiert werden. Das Modell ist v.a. dazu angelegt, in Wintermonaten eine Notreserve bereitzuhalten. Diese kann über Ausschreibungen bestimmt werden. Als Lösung wird vielfach eine Kapazitätsreserve gebildet: Eine vom Staat festgelegte Menge an Erzeugungskapazitäten wird zentral durch eine Ausschreibung beschafft, aber nur dann eingesetzt, wenn die Strombörse die Elektrizitätsnachfrage nicht decken kann und der Markt versagt. In den übrigen Zeiten stehen die Reservekraftwerke still.

Kapazitätzahlungen sind Prämien für die Bereitstellung von Kapazitäten. Die Höhe der Prämien wird politisch respektive administrativ festgelegt. Dadurch könnten weitere Staatseingriffe als Reaktion auf Kapazitätzahlungen nötig werden.

Bei Kapazitätsmärkten bestimmt der Staat zentral den Kapazitätsbedarf ex-ante (im Voraus) und die Preisbildung wird dem Wettbewerb überlassen. Dazu wird der Spotmarkt durch einen Kapazitätsmarkt ergänzt, der eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke ermöglichen kann. Neben Kraftwerken können auch nachfrageseitige Massnahmen berücksichtigt werden. In der Konsequenz wird das Investorenverhalten durch die Kombination aus Spotmarkt- und Kapazitätsmarkterlösen bestimmt. Es handelt sich um eine weitergehende Änderung des Marktsystems.



Dezentrale Kapazitätsmärkte sind Leistungsmärkte, in denen in Ergänzung zum EOM das Gut „gesicherte Leistung“ dezentral über einen Kapazitätsmarkt vermarktet wird. Hier können Anbieter wie neue und bestehende konventionelle Kraftwerke, WKK-Anlagen, Speicher, steuerbare Lasten und erneuerbare Anlagen teilnehmen. Voraussetzung ist, dass die Anlagen für längere Zeiträume (z. B. Monate/Quartale/Jahre) ihre Leistung im Voraus verlässlich zusagen können. Dies kann einzeln oder im Verbund erfolgen, um Portfolioeffekte zu nutzen. Die Nachfrager nach gesicherter Leistung sind ebenfalls in den Leistungsmarkt integriert. Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitzustellen zu können, wird im dezentralen Leistungsmarkt durch Leistungszertifikate verbrieft. Die Veräußerung dieser Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Der Leistungsmarkt ermöglicht damit langfristig eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke, da diese ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften können.

Verbreitung von Kapazitätsmechanismen in der EU

Kapazitätsmechanismen finden zunehmend Verbreitung, wie die Abbildung weiter unten zeigt. Strategische Reserven gibt es in Belgien, Schweden, Finnland und Litauen. In Deutschland und Polen sind sie kurz vor der Einführung. Diverse Formen von marktweiten Kapazitätslösungen (Kapazitätsmärkte, Kapazitätszahlungen) finden sich in Grossbritannien, Irland, Frankreich, Italien, Griechenland, Portugal, Spanien und Bulgarien. Keine solchen Eingriffe haben Lettland, Estland, die meisten Staaten in Südosteuropa, die Niederlande sowie Luxemburg¹⁶.

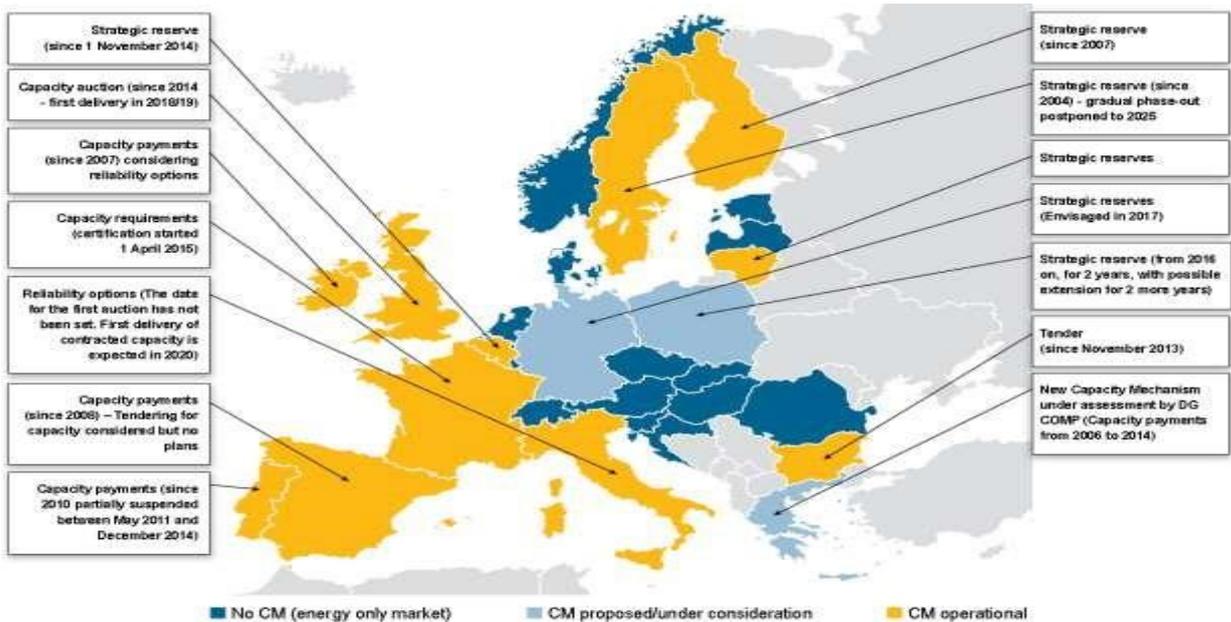


Abbildung 5: Verbreitung von Kapazitätsmechanismen in der EU (ACER)

Die unterschiedlichen Ansätze zeigen auch auf, wie kritisch die Kapazitätsprobleme in den einzelnen Ländern gesehen werden. Bei der Umsetzung von Kapazitätsmechanismen sind die Beihilferegeln der EU zu beachten¹⁷.

Weissbuch Deutschlands als Beispiel einer nationalen Strategie zur Stärkung des EOM

In Deutschland sind die Übertragungsleitungen am stärksten im Winterhalbjahr belastet: In den kalten Monaten speist die Windproduktion im Norden besonders viel Strom ein und in den industriellen Zentren im Süden wird – vor allem wenn es kalt ist und früh dunkel wird – noch mehr Energie nachgefragt. Damit es bei den Netzengpässen aufgrund einer Überbelastung nicht zu Abschaltungen kommt, müssen die Anlagen im Norden zurückgefahren und diejenigen im Süden hochgefahren werden. Nur so ist

¹⁶ Eine aktuelle Übersicht bietet der Markt-Monitoringbericht von ACER: <http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

¹⁷ [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=DE](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=DE). Zu den wichtigsten Unterschieden in den nationalen Kapazitätsmechanismen ist auch auf das folgende Dokument zu verweisen http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1372_en.htm



derzeit in Deutschland ein sicherer Betrieb des Netzes möglich. Deutschland lehnt allerdings aus ordnungspolitischen Gründen einen umfassenden Kapazitätsmarkt ab und strebt an, den EOM zu stärken. Es soll allerdings eine Kapazitätsreserve eingerichtet werden. Hierzu werden drei Massnahmenkomplexe definiert, die in einem Weissbuch des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)¹⁶ näher beschrieben werden:

Stärkere Marktmechanismen: Auch bei zunehmenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien soll der EOM eine zuverlässige Versorgung mit Strom sicherstellen. Es werden hierzu vier Massnahmen avisiert:

- Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren (Aufhebung von Caps auf dem Spotmarkt)
- Stärkung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht
- Stärkung der Bilanzkreistreue
- Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Diese Massnahmen sollen dafür sorgen, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewährleistet. Die freie Preisbildung erhöht die Refinanzierbarkeit der Kraftwerke durch zusätzliche Deckungsbeiträge zu Spitzenlastzeiten. Eine höhere Bilanztreue vermindert den Bedarf an einer (leistungsmässigen) Vorhaltung von Regelenergie

Flexible und effiziente Stromversorgung: In einem zweiten Massnahmenpaket sollen die europäische Weiterentwicklung des Strommarktes gefördert und zusätzliche Flexibilitäten geschaffen werden. Über die Förderung flexibler Lasten und die Steuerung des Angebots soll ein besserer Abgleich von Angebot und Nachfrage erfolgen.

Zwei weitere Massnahmen sollen die Stromversorgung *zusätzlich absichern*: Ein Monitoring für die Versorgungssicherheit und die Einführung einer Kapazitätsreserve. Mit dem Monitoring wird die Versorgungssicherheit fortlaufend überwacht. Die Kapazitätsreserve garantiert die Versorgungssicherheit am Strommarkt auch in unerwarteten Situationen.

3.1.2. Schweizer Marktdesign nach Umsetzung laufender Projekte

Durch die Massnahmen der Energiestrategie 2050 wird ein längerfristiger Umbau des Schweizer Energiesystems angestrebt. Dieser Umbau wird in einer ersten Etappe (erstes Massnahmenpaket) durch Förder- und Energieeffizienzmassnahmen sowie über die Strategie Stromnetze¹⁸ angetrieben. Letztere setzt den Rahmen für den zu erwartenden Netzausbau. In der zweiten Etappe soll ein Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden (Klima- und Energielenkungssystem, KELS). Die Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), die in der zweiten Hälfte 2017 in die Vernehmlassung geschickt wird, unterstützt das Umbauziel mit folgenden Massnahmen:

Lasten sollen durch eine explizite gesetzliche Grundlage verstärkt am SDL-Markt teilnehmen, und die grenzüberschreitende Beschaffung von Systemdienstleistungen soll verbessert werden. Beide Massnahmen erhöhen das Angebot an Reserveenergie und reduzieren tendenziell das Preisausnivea. Der Marktzugang von Flexibilitäten in den Verteilnetzen unterstützt die Entwicklung hin zu einem modernen Energienetz (Smart Grid). Dies ermöglicht einen geringeren Netzausbau, weil dadurch Lastspitzen gebrochen und das Netz dadurch gleichmässiger und effizienter ausgelastet werden kann. Das Tarifsysteem soll diese Massnahmen stützen und die Verursachergerechtigkeit in Bezug auf die Kostenallokation erhöhen. In einem solchen System sollen aber Eigenverbrauchslösungen wie Photovoltaik-Anlagen rentabel bleiben.

Swissgrid drängt v.a. auf eine Optimierung der SDL- und Intraday-Produkte. Sie erwägt einerseits Massnahmen, um die Wirkung des Preissignals zu erhöhen. Hierzu zählen echtzeitbasierte Ausgleichsenergiepreise, Erweiterung des Poolings verschiedener flexibler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten auf dem Grosshandelsmarkt und verstärkte Anreize für Erzeuger erneuerbarer Energien, den Fahrplan einzuhalten. Ferner soll der grenzüberschreitende Handel im Rahmen der bestehenden Regelungen in der EU (oder ggf. im Rahmen des Stromabkommens) optimiert werden. Schliesslich soll die Ausgeglichenheit von allen Bilanzgruppen erhöht werden. Diese sollen auch die Möglichkeit haben, Versorgungsrisiken grenzüberschreitend (physisch) abzusichern.

Diese aktuellen Vorschläge schaffen bessere Marktbedingungen, von denen prinzipiell alle Erzeuger profitieren können. Sie bringen jedoch bestehenden (Gross-)Kraftwerken wie der Wasserkraft keine

¹⁸ Derzeit in parlamentarischer Beratung und Link <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20160035>



weitere wirtschaftliche Unterstützung, die über die im ersten Massnahmenpaket beschlossene Marktprämie hinausgeht.

3.2. Differenzierte Stromabgabe

Der Bundesrat hat am 28.10.2015 die Botschaft über ein Klima- und Energielenkungssystem verabschiedet und an die eidgenössischen Räte weitergeleitet. In dieser zweiten Etappe der Energiestrategie 2050 sollen die Klima- und Energiepolitik neu ausgerichtet werden und ab 2021 der Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden. Die Ausgestaltung der Stromabgabe lässt der Verfassungsvorschlag offen. So wäre eine differenzierte Ausgestaltung möglich – sprich unterschiedliche Abgabenhöhe für die verschiedenen Energieträger. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien würde von einem niedrigen Abgabesatz profitieren, während Strom aus Kernkraftwerken oder fossiler Energie einem höheren Abgabesatz unterläge. In der öffentlichen Diskussion wird die Differenzierung der Stromabgabe zurzeit mit der Hoffnung verbunden, dass mit ihr die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien im Inland wie auch jene der bestehenden Wasserkraft gestützt werden könnte.

3.2.1. Umsetzungsvarianten

Bei einer nach Produktionsart differenzierten Stromabgabe profitiert die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von einem niedrigen Abgabesatz, während Strom aus Kernkraftwerken oder fossiler Energie einem höheren Abgabesatz unterliegt. Stromimporte würden ebenfalls mit der Abgabe belastet. Die „Graustromabgabe“ oder auch die CO₂-Abgabe auf Importstrom resp. Importabgabe auf „Dreckstrom“¹⁹ entsprechen grundsätzlich der differenzierten Stromabgabe. Der Strom wird aufgrund seiner Produktionsmethode differenziert behandelt. In physikalischen Stromflüssen ist nicht nachweisbar, aus welchen Anlagen der Strom kommt. Die praktische Umsetzung einer CO₂-Abgabe auf Strom resp. auf Importstrom setzt voraus, dass die Elektrizitätsversorger als Subjekt der Abgabepflicht jede Kilowattstunde einer bestimmten Produktionsart zuordnen können. Als Nachweis für die Stromkennzeichnung dienen deshalb die kommerziellen Stromflüsse, welche über Herkunftsnachweise (HKN) nachgewiesen werden²⁰. Seit 2006 sind in der Schweiz alle Energieversorgungsunternehmen gesetzlich verpflichtet, ihre Endkunden über den gelieferten Strommix zu informieren. HKN enthalten Angaben zur Energiequelle, aus der der Strom erzeugt wurde, sowie zum Zeitpunkt und Ort. Sie können unabhängig von der physischen Stromübertragung gehandelt werden. Die Bemessungsgrundlage bei einer differenzierten Stromabgabe ist daher die Anzahl der HKN, die der Stromlieferung hinterlegt sind.

Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit ist die Einführung einer Verbrauchssteuer. Bei dem in Grossbritannien verwendeten System der Verbrauchssteuer mit restriktiver Ausnahmeregelung für erneuerbare Elektrizität (Climate Change Levy) wurde für den Vollzug ein eigenes Zertifizierungssystem aufgebaut: Ein ausländischer Lieferant muss nachweisen, dass er für die Menge an zugelassenen Zertifikaten tatsächlich auch zeitgleich physisch Elektrizität ins englische Netz eingespeist und entsprechende Grenzkapazitäten ersteigert hat.

In Bezug auf die Zulässigkeit von Zertifikaten ist die in Grossbritannien verwendete Restriktion mit einer zeitgleichen Produktion gleichzusetzen. So muss die erneuerbare Energie zeitgleich zum Verbrauch/Import erzeugt und in das Stromnetz eingespeist werden. Die Zeitgleichheit ist dabei entlang der gesamten Lieferkette nachzuweisen. Bereits heute sind solche Produkte als freiwilliger Standard erhältlich, beispielsweise die Zertifizierung von TÜV Süd für Stromprodukten aus erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Produktion (Produkt EE02). Eine weitere Möglichkeit ist die Einführung von distanzabhängigen Restriktionen für die Zulassung von Zertifikaten. Soll die Wasserkraft in einem neuen Schweizer Versorgungskonzept eine zentrale Rolle spielen, wäre beispielsweise eine ausschliessliche Zulassung von Zertifikaten von erneuerbaren Energien aus einem Umkreis von 200 Kilometern denkbar.

Ein nationales Zertifizierungssystem für Strom aus erneuerbaren Energien kann den Handlungsspielraum für die Schweiz bei der Differenzierung etwas erweitern. Um von einem tieferen Abgabesatz profitieren zu können, wird in diesem Modell anstelle eines Herkunftsnachweises (HKN) ein Zertifikat aus nicht subventionierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen benötigt, welche bestimmte strenge Bedingungen (wie bspw. Restwasserbestimmungen, spez. Bestimmungen für Solar-, Wind-, Wärmeenergie,

¹⁹ Vgl. auch 14.3038 n Postulat FDP-Liberalen Fraktion: Eine CO₂-Abgabe auch auf importiertem Strom erheben?

²⁰ Die Herkunftsnachweise (HKN) werden in der EU gemäss Art. 15 der Richtlinie 2009/28/EG geregelt, in der Schweiz gemäss Herkunftsnachweis-Verordnung, HKNV.



Biomasse- und Wasserkraftanlagen) erfüllen müssen. In einem nationalen Zertifizierungssystem dürfen Schweizer HKN aus erneuerbaren Energien aus handelsrechtlichen Gründen nicht privilegiert und ausländische HKN aus erneuerbaren Energien mengenmässig nicht beschränkt werden. Das Zertifizierungssystem muss daher auch für ausländische Anlagen offen sein. Zulässige Erzeugungsanlagen im In- und Ausland müssen einen national definierten Zertifizierungsprozess durchlaufen, welche durch akkreditierte in- und ausländische Prüfstellen durchgeführt werden kann. Der Vorteil dieses Zertifizierungssystems ist eine grössere Flexibilität bei der Ausgestaltung zusätzlicher Rahmenbedingungen, die bei der Vergabe von Zertifikaten zu erfüllen sind.

Materielle Einschätzungen

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird mittels HKN nachgewiesen. Sofern inländische und ausländische HKN einander gleichgestellt werden, stehen die Schweizer HKN im Wettbewerb mit ausländischen HKN. Die Preise für ausländische HKN, beispielsweise für Wasserkraft aus Skandinavien, sind unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen sehr günstig (unter 0.02 Rp./kWh). Das ist wesentlich tiefer als die Differenz zwischen der Abgabe auf nicht erneuerbarem und einer allfälligen Abgabe auf erneuerbarem Strom sein würde (1 – 5 Rp./kWh)²¹. Hinzu kommt, dass das europaweite Angebot von HKN aus erneuerbaren Quellen die gesamte Schweizer Stromproduktion um ein Mehrfaches übersteigt.

Demnach würden die Schweizer Produzenten von erneuerbarer Energie nicht zwangsläufig von einer Differenzierung der Stromabgabe oder einer CO₂-Abgabe auf Importstrom profitieren, da die hohe Abgabe für nicht erneuerbare Energien über den Kauf von günstigen ausländischen HKN umgangen werden kann. Dies zum Vorteil der Stromkonsumenten, die ihren Stromkonsum kosteneffizient auf erneuerbare Energien umstellen könnten. Die differenzierte Stromabgabe resp. die CO₂-Abgabe auf Importstrom würde die inländische Stromproduktion daher weder fördern noch stützen. Ein solches Instrument wird kaum Anreize für die Produktion und den Ausbau von erneuerbaren Energien im Inland bieten.

Weitere Optionen wie ein nationales Zertifizierungssystem oder die Einführung eines Abgabesystems mit restriktiver Ausnahmeregelung (Climate Change Levy, CCL) nach Vorbild Grossbritanniens lösen diese Problematik nicht. In allen Fällen müssen aufgrund des internationalen Handelsrechts (vgl. juristische Einschätzung weiter unten) die gleichen Bedingungen für die inländische und ausländische Produktion von erneuerbaren Energien gelten. Zusätzliche Produktionsbedingungen wie bspw. Restwasserbestimmungen für Wasserkraftwerke werden zum grossen Teil auch von ausländischen Kraftwerken erfüllt. Der Anteil an nicht erneuerbarer Stromproduktion in der Schweiz von rund 25 TWh kann problemlos mit ausländischen HKN gedeckt werden, die auch erhöhte Schweizer Bedingungen an erneuerbare Energien erfüllen würden²².

Im CCL-System wurde für den Vollzug ein eigenes Zertifizierungssystem aufgebaut. Die Menge Strom aus erneuerbaren Energien wird an der Stelle berechnet, an der sie das erste Mal von einem Produzenten in ein Übertragungs- oder Verteilnetz in Grossbritannien eingespeist wird. Damit wird sichergestellt, dass die Zertifikate nur für erneuerbaren Strom ausgestellt werden, der tatsächlich auch nach Grossbritannien geliefert wird. Ein ausländischer Lieferant muss nachweisen, dass er gleichzeitig mit der Produktion eines Zertifikats auch physisch Strom ins Netz eingespeist und entsprechende Grenzkapazitäten ersteigert hat (kann z.B. stündlich erfolgen). Da die Schweiz aber als wichtiges europäisches Stromtransitland einen Stromtransit in der Grössenordnung ihres Eigenverbrauchs und entsprechend grosse Grenzkapazitäten aufweist, wäre ein solches System wirkungslos: Die Netzkapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz sind genügend gross, um den Anteil des nicht erneuerbaren Strom in der Schweiz (rund 25 TWh) mit Zertifikats-Importen²³ zu decken, die mit „grünen“ ausländischen HKN hinterlegt sind. So beträgt die Brutto-Importkapazität an der Nordgrenze rund 5 GW, was ungefähr zwei Dritteln der durchschnittlichen Last in der Schweiz entspricht. Dieselbe Argumentation gilt auch für zeitgleiche Stromprodukte: Über den Zusammenschluss der Märkte zum europä-

²¹ Siehe Studie ECOPLAN (2015) „Auswirkungen eines Klima- und Energielenkungssystems für 2030“ (https://www.efv.admin.ch/efv/de/home/themen/projekte/lenkungssys_klima_energieb/ext_forschungsb.html).

²² Die über 600 Schweizer Wasserkraftwerke erzeugten 39.5 Terawattstunden (TWh) Strom. Dies entsprach knapp 60% der gesamten Schweizer Stromproduktion von 66 TWh, bzw. 63% des Schweizer Stromverbrauchs 62.6 TWh.

²³ Hier geht es lediglich um den Import von Zertifikaten von erneuerbaren Energien am Kriterium der Grenzkapazitäten (Netzengpässe) der Schweiz. In diesem Fall spielt die limitierte Transformatorenkapazität der Schweiz für die Transformation des Stroms vom 380 kV auf das 220 kV Netz keine Rolle.



schen Strombinnenmarkt (sogenanntes «Market Coupling») und ersteigerte Schweizer Grenzkapazitäten können Wasserkraftwerke in Skandinavien die Zeitgleichheit entlang der gesamten Lieferkette, wenn auch mit etwas Aufwand, nachweisen.

Ökonomisch wirksam wäre hingegen eine distanzabhängige Restriktion²⁴. Dadurch würde ausschliesslich Strom aus erneuerbaren Anlagen in der Region des jeweiligen Verbrauchers für eine Abgabebefreiung zugelassen werden. Diese Massnahme könnte ähnlich umgesetzt werden, wie es das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Deutschland in seinem Eckpunktepapier für die regionale Grünstromkennzeichnung vorsieht²⁵. Die grünen HKN können nicht getrennt vom gelieferten Strom gehandelt werden: Entlang der Vertragskette wird sichergestellt, dass zwischen Produktion und Endverbraucher wirklich ein Zusammenhang besteht. Zusätzlich wird die Nutzung der HKN geografisch beschränkt. So kann ein Stromlieferant die HKN für eine Anlage in einer bestimmten Region nur bei Kunden in derselben Region einlösen. Hauptsächliches Argument für die Massnahme ist neben der *Vermeidung des Ausbaus der Verteilnetze auch die Förderung der regionalen Akzeptanz* und des Zubaus von erneuerbaren Energien. Im Ausland stehende Anlagen können diesen Mechanismus ebenfalls nutzen, sofern sie tatsächlich Strom an einen Endverbraucher in der Schweiz innerhalb eines gewählten Umkreises (bspw. 200 km) liefern.

Die verschiedenen Umsetzungsvarianten respektive Bedingungen können miteinander kombiniert werden. So ist beispielsweise denkbar, ein nationales Zertifizierungssystem zusammen mit einem erforderlichen Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Import von Zertifikaten, einer zeitgleichen Produktion und einer distanzabhängigen Restriktion zu verknüpfen. Eine Verknüpfung dieser Bedingungen bewirkt eine Einschränkung von ausländischen HKN und könnte eine Aufwertung für Schweizer HKN aus erneuerbaren Quellen ermöglichen.

Im Rahmen der Stromabgabe sind ferner Fragen zur Rückerstattung und Rückverteilung sowie der Sicherung der langfristigen Haushaltsneutralität zu beantworten. Abfederungsmassnahmen können dazu beitragen, die internationale Wettbewerbsfähigkeit der inländischen energieintensiven Unternehmen zu erhalten. Die Rückerstattung resp. Rückverteilung der Gelder kann so ausgestaltet werden, dass eine Gefährdung erfolgreicher Exportaktivitäten und eine unerwünschte Abwanderung der betroffenen Unternehmen verhindert wird. Erleichterungen für energieintensive Unternehmen werden bereits seit längerer Zeit im In- und Ausland bei Energie- und anderen Abgaben angewendet. Im Auftrag von BFE und EFV wurde im Rahmen des Klima- und Energielenkungssystem eine Studie zu Abfederungsmassnahmen ausgearbeitet²⁶. Diese erlaubt die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Abfederungsmassnahmen für die Zeitpunkte 2021, 2025 und 2030.

Erkenntnis

Die Zielsetzung einer differenzierten Stromabgabe ist die Internalisierung der externen Kosten. Differenzierungen anhand von Kriterien, die sich nicht im Endprodukt Strom niederschlagen (z.B. Erzeugung aus fossilen Energieträgern), sind handelsrechtlich grundsätzlich unzulässig und können im Lichte der einschlägigen WTO-Rechtsprechung nur schwer gerechtfertigt werden. Im Falle der Anerkennung ausländischer HKN ist die differenzierte Stromabgabe jedoch praktisch unwirksam zum Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien. Eine Möglichkeit bietet die Kombination von unterschiedlichen Bedingungen wie beispielsweise der Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Import von Zertifikaten, eine zeitgleiche Produktion und eine distanzabhängige Restriktion. Nebst der Internalisierung der externen Kosten kann so eine Aufwertung der Schweizer HKN aus erneuerbaren Energien bewirkt werden. Steuerliche Privilegien ausschliesslich für erneuerbare Energie, die im Rahmen eines gewählten geographischen Umkreises (=Distanzabhängige Restriktion) generiert wurde, verstösst mit Sicherheit gegen die Nichtdiskriminierungspflicht des GATT (Art. III).

Die Vollzugskosten einer Stromabgabe (für Verwaltung, Abgabebearbeitung, Rückverteilung) können mit denjenigen der heutigen CO₂-Abgabe auf Brennstoffen verglichen werden. Sie erhöhen sich allerdings, wenn verschiedene Umsetzungsvarianten (Nachweis von Grenzkapazitäten, zeitgleiche Produktion, distanzabhängige Restriktion) miteinander kombiniert werden.

²⁴ Die distanzabhängige Restriktion ist nicht mit dem Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Zertifikateimport gleichzusetzen (wie es für die Befreiung der Climate Change Levy in Grossbritannien gemacht wird).

²⁵ Eckpunktepapier des BMWi vom 11. März 2016: Regionale Grünstromkennzeichnung.

²⁶ INFRAS, Rütter Sococo, Zürich, 13. Mai 2015: Abfederungsmassnahmen für energieintensive Unternehmen im Rahmen des Klima- und Energielenkungssystems.



3.2.2. Juristische Einschätzung

Da sich die Schweiz im Rahmen des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommen GATT²⁷ verpflichtet hat, keine Zölle auf Elektrizität zu erheben, lassen sich sämtliche Einfuhrzollvarianten als klare GATT-Verletzung einstufen. Auch technische Kapazitätsbeschränkungen dürften – soweit absichtlich herbeigeführt – gemäss Art. XI:1 GATT unzulässige mengenmässige Beschränkungen darstellen²⁸.

Aufgrund des internationalen Handelsrechts müssen die gleichen Bedingungen für die inländische und ausländische Produktion von erneuerbaren Energien gelten. Die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung ist ein Grundprinzip des internationalen Handelsrechts (WTO, Freihandelsabkommen (FHA) zwischen der Schweiz und der EU sowie weitere Freihandelsabkommen). Elektrizität gilt im WTO-Recht als einheitliche Ware mit identischen physikalischen Eigenschaften. Die Ungleichbehandlung gleichartiger Produkte gestützt auf nicht produktbezogene Produktionsmethoden verstösst nach herrschender Lehre gegen das GATT. Ob sich die Ungleichbehandlung von „grünem“ und „grauem“ Strom gestützt auf den Ausnahmeanartikel XX GATT als umweltpolitisch motivierte Massnahme rechtfertigen liesse, ist fraglich. Grundvoraussetzung dafür ist, dass für den im Inland erzeugten und den importierten Strom das gleiche Regime gilt; auch darf die Massnahme keine verschleierte Beschränkung des internationalen Handels bewirken. Aus diesem Grund bleibt die rechtliche Zulässigkeit einer differenzierten Stromabgabe zweifelhaft, zumal sich das Ziel der Massnahme, sprich der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion im Inland, nicht ohne eine Diskriminierung ausländischer Anbieter erreichen lässt (keine oder nur begrenzte Anerkennung ausländischer HKN bzw. Zertifikate). In Anbetracht der Politikziele wäre der Verdacht eines "grünen Protektionismus" nicht leicht zu entkräften, insbesondere wenn mit der Grosswasserkraft auch eine "alte" Technologie gefördert wird, die in der Vergangenheit profitabel war. In jedem Fall müsste der niedrigere Abgabesatz auf Strom aus erneuerbaren Energien sowohl für den inländischen als auch für den importierten Strom gewährt werden. Selbst dann könnte aus Sicht des Auslands noch immer eine materielle Diskriminierung vorliegen, weil in der Schweiz kaum CO₂-belasteter Strom produziert wird. Aus diesen Gründen hat sich das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) in einer Einschätzung vom 18. Februar 2016 sehr kritisch zu verschiedenen Varianten einer differenzierten Stromabgabe geäussert und die aus den Gutachten des World Trade Institute und Heuking gewonnen Erkenntnisse weitgehend bestätigt²⁹.

Was das FHA Schweiz-EU von 1972 anbelangt, ist die rechtliche Ausgangslage sehr ähnlich. Insbesondere käme eine nur begrenzte Anerkennung ausländischer HKN einer klaren Verletzung von Art. 13 und Art. 18 FHA gleich. Gestützt auf ein Gutachten des Bundesamts für Justiz (BJ) vom 6. Juni 2016 ist indes davon auszugehen, dass sich die Beschränkung auf inländische HKN dann mit dem FHA vereinbaren liesse, wenn die Schweiz im Falle des Abschlusses eines Stromabkommens die Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 (sog. RES-Richtlinie) übernehmen würde, welche „nationale“ Fördersysteme explizit erlaubt; dann würde das FHA entsprechend dieses veränderten Rahmens ausgelegt. Problematisch bliebe indes die „Förderung“ von bestehenden Kraftwerken (Grosswasserkraft), dies aus Gründen der Verhältnismässigkeit.

Auch eine distanzabhängige Restriktion wirft juristische Fragen auf. Obwohl das Ausschlusskriterium, sprich die Distanz, scheinbar neutral gewählt ist, haben ausländische Anbieter, insbesondere jene aus weiter entfernten Regionen, de facto einen schlechteren Zugang zur Abgabebefreiung. Neben dieser diskriminierenden Komponente birgt das Kriterium, wenn es um die Wahl der massgebenden Distanz geht, notgedrungen auch ein willkürliches Element in sich. Ob sich diese faktische Diskriminierung mit umweltrechtlichen Gesichtspunkten rechtfertigen lässt, kann vorliegend nicht abschliessend beantwortet werden, zumal ein solches Modell bisher nicht Gegenstand von Rechtsprechung und Literatur war. So bleibt entsprechend auch die rechtliche Zulässigkeit einer kombinierten Restriktion zusammen mit einer zeitgleichen Produktion und einem Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Zertifikateimport offen.

Eine eher theoretische Möglichkeit bieten Ausgleichszölle nach dem WTO-Subventionsübereinkommen. Damit können Wettbewerbsnachteile ausgeglichen werden, die aus divergierenden nationalen Rahmenbedingungen resultieren. Eine unilaterale Einführung eines Ausgleichszolls durch die Schweiz widerspricht der Idee eines gemeinsamen europäischen Strommarktes und bedeutet eine enorm hohe administrative Hürde (für jedes betroffene Land und deren Anlagen wären unterschiedliche Zölle nötig,

²⁷ Die Schweiz ist seit 1966 beim Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommen (englisch General Agreement on Tariffs and Trade, GATT) als Vollmitglied dabei.

²⁸ Siehe näher zum Begriff der mengenmässigen Beschränkungen Cottier/Espa/Holzer (2015), 14.

²⁹ Die Gutachten sind auf der BFE-Website zu finden: http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06429



um die länderspezifischen Unterschiede zu neutralisieren). Das Ergreifen solch unilateraler Massnahmen ist zudem politisch heikel, da sie Gegenmassnahmen der betroffenen Länder zur Folge haben können.

3.3. Fördersysteme für den Zubau erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden verschiedene Instrumente zur Förderung von erneuerbarer Stromerzeugung vorgestellt³⁰. Motivation für diese Instrumente sind der Klimaschutz und eine erhöhte Stromproduktion im Inland. Teilweise können die Förderinstrumente für den Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung auch mit denjenigen zur Unterstützung bestehender Kraftwerke resp. mit Massnahmen zur Versorgungssicherheit kombiniert werden. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Fördersysteme werden im Bericht in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) beleuchtet, welcher zudem auch einen guten Überblick über die Wirkung verschiedener Systeme zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien gibt³¹.

3.3.1. Marktnähe durch Erweiterung der Direktvermarktung

Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 wird die Pflicht zur Direktvermarktung eines Teils der geförderten Elektrizitätsproduktion eingeführt. Anlagebetreiber in der Direktvermarktung müssen sich selber um den Absatz der produzierten Elektrizität kümmern und erhalten dadurch Anreize, die Anlagen marktgerecht zu konzipieren und zu betreiben. Anlagebetreiber können mehr verdienen, wenn sie beispielsweise zu Zeiten von hohem Bedarf einspeisen, die Anlage bei einem Überangebot ausschalten und die Produktion gut prognostizieren. Neben der Verpflichtung zur Vermarktung des Stroms bildet eine Einspeiseprämie das eigentliche Förderelement. Diese wird aus einer Abgabe auf dem Übertragungsnetz (Netzzuschlag) finanziert und bemisst sich an der Differenz zwischen den typischen Gestehungskosten einer Anlage und dem durchschnittlichen Marktpreis. Damit erhalten die Kraftwerksbetreiber in der kurzen Frist Marktsignale, sind aber langfristig gegen tiefe Marktpreise abgesichert.

Die Direktvermarktung gilt nicht für alle geförderten Anlagen. Sie ist nur ab einer bestimmten Anlagegrösse verpflichtend, allenfalls differenziert nach Technologie, und danach, ob sich eine Anlage bereits im Fördersystem befindet oder neu eintritt. Durch eine Ausweitung der Verpflichtung zur Direktvermarktung auf kleine Anlagen, alle Bestandsanlagen und alle Technologien könnte mehr Marktnähe erreicht werden. Wie gross die Energiemenge ist, die zusätzlich in die Marktprozesse eingebunden werden könnte, hängt stark von der konkreten Ausgestaltung der Direktvermarktung in der neuen Energieverordnung ab³².

Materielle Einschätzung und Erkenntnis

Solange die Marktpreise tiefer sind als die Gestehungskosten, braucht es zusätzliche Anreize, damit Stromproduzenten in den Zubau von erneuerbaren Energien investieren. Eine Einspeiseprämie mit Direktvermarktung bildet eine relativ einfache Umsetzung eines solchen Anreizes. Die Kraftwerksbetreiber sind in die Marktprozesse integriert und dennoch gegenüber langfristigen Preisschwankungen abgesichert. Mitnahmeeffekte können über eine differenzierte Festlegung der Vergütungshöhen reduziert werden. Die Kehrseite ist, dass die Allgemeinheit das Marktpreisrisiko tragen muss, und dass die Festlegung angemessener Vergütungssätze aufwendig und mit Unsicherheiten behaftet ist.

3.3.2. Prämie ohne Ausgleich der Marktpreisschwankungen (fixer Bonus)

Ein weiterer Schritt Richtung Markt wäre die Ablösung der variablen durch eine fixe Einspeiseprämie. Damit wären die Anlagebetreiber auch langfristig den Marktpreisschwankungen ausgesetzt, hätten aber zusätzlich zum Erlös aus dem Stromverkauf einen fixen Bonus pro eingespeister Kilowattstunde. Liegen die durchschnittlichen Marktpreise über den Gestehungskosten der Anlagen, würde kein Bonus mehr ausbezahlt, da dieser dann für das Bestehen der Anlagen am Markt nicht mehr nötig wäre.

In einem solchen System liegt das Marktpreisrisiko nicht mehr bei der Allgemeinheit, sondern bei den Anlagebetreibern. Damit wird es aber auch schwieriger, die Ausbauziele zu erreichen, da die Investitionsunsicherheit und damit der Investitionsanreiz für die Anlagebetreiber abnehmen.

³⁰ Eine vertiefte Analyse verschiedener Fördersysteme findet sich im Bericht des Bundesrates „Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien“ vom 20. Juni 2014 (<http://www.news.admin.ch/NSBSsubscriber/message/attachments/35274.pdf>)

³¹ <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/35274.pdf>

³² Ein erster Verordnungsentwurf wird im Februar 2017 in die Vernehmlassung gehen.



Der Einspeisebonus könnte technologiespezifisch differenziert oder auch als Einheitssatz für alle Technologien gleich festgelegt werden. Ein Einheitssatz wäre in der Umsetzung einfacher und würde gezielt zur Förderung der günstigsten Technologien beitragen. Er beinhaltet jedoch auch das Risiko von Mitnahmeeffekten, da die verschiedenen Technologien nicht entsprechend ihrer tatsächlichen Kosten vergütet werden können.

Materielle Einschätzung und Erkenntnis

Ein fixer Einspeisebonus ist vor allem dann sinnvoll, wenn der Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung schon ohne Förderung fast rentabel ist und nur noch ein geringer Anreiz benötigt wird. Ist der Zubau weit weg von der Rentabilität, ist ein fixer Einspeisebonus mit grossen Unsicherheiten verbunden, welche entweder die Investitionen weiterhin hemmen würden oder – bei zu hohem Bonus – zu grossen Mitnahmeeffekten führen würden.

3.3.3. Mehr Investitionsbeiträge anstelle von Einspeiseprämien/-boni

Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 werden vermehrt Investitionsbeiträge anstelle von Einspeisevergütungen ausbezahlt. Bisher gab es dieses Instrument nur für Photovoltaikanlagen bis 30 kW (sog. Einmalvergütung). Neu würden Photovoltaikanlagen unter 100 kW nur noch eine Einmalvergütung erhalten (Verordnungspaket noch nicht verabschiedet). Anlagen zwischen 100 und 50 MW würden neu ein Wahlrecht zwischen Einspeiseprämie mit Direktvermarktung oder einer Einmalvergütung haben (Verordnungspaket noch nicht verabschiedet). In der aktuellen Ausgestaltung ist die Fördersumme bei einem Investitionsbeitrag kleiner als bei der Einspeiseprämie, dafür gibt es kürzere oder gar keine Wartelisten. Hat ein Investor die Wahl zwischen Einspeiseprämie und Investitionshilfe muss er also abwägen, ob er die gesamte Förderung bereits in einem frühen Stadium erhalten möchte, jedoch mit einem geringen Gesamtbetrag, oder ob er auf eine höhere Förderung spekulieren will, diese jedoch erst später oder unter Umständen gar nie bekommt.

Zudem erhalten erweiterte oder erneuerte Wasserkraftwerke (bis zu 10 MW), Klärgasanlagen, Holzkraftwerke sowie Kehrlichtverbrennungsanlagen neu einen Investitionsbeitrag anstatt der Einspeisevergütung. Der Vorteil dieses Instruments ist, dass die Förderung relativ rasch ausbezahlt wird und so die Gelder weniger lang gebunden sind. Während bei den Einspeiseprämien eine Vergütungsdauer von rund 15 Jahren gilt, wird ein Investitionsbeitrag innerhalb weniger Jahre ausbezahlt (einmalig oder gestaffelt). Neu werden auch neue Grosswasserkraftwerke (ab 10 MW) Investitionsbeiträge erhalten.

Materielle Einschätzung und Erkenntnis

Um die Fördergelder nicht über eine längere Zeit zu verpflichten und die finanzielle Unsicherheit des Fonds zu reduzieren, könnte das Instrument der Investitionsbeiträge erweitert werden und die Einspeiseprämien teilweise oder ganz ersetzen. Um die Marktnähe sicherzustellen, sollte aber die Direktvermarktungspflicht auch für Anlagen gelten, die einen Investitionsbeitrag erhalten. Gemäss neuem Energiegesetz hat der Netzbetreiber eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Anlagen bis drei MW. Diese erhalten so keine direkten Marktsignale und keine Anreize, um beispielsweise korrekte Produktionsprognosen zu machen. In Kombination mit einer weiteren Senkung der Grenze für die Abnahme- und Vergütungspflicht oder einer marktorientiert definierten Vergütung wäre eine Verschiebung von Einspeiseprämien hin zu Investitionsbeiträgen eine sinnvolle Massnahme, um Fördergelder weniger lang zu binden und dennoch den Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung und deren Integration in den Markt zu beanreizen.

3.3.4. Auktionen

Die oben beschriebenen Instrumente der Einspeiseprämie (fix oder variabel) und der Investitionsbeiträge können auch in Form von Auktionen ausgestaltet werden. Ohne Auktionen wird die Höhe der Einspeiseprämie oder der Investitionsbeiträge staatlich festgelegt, sei es als technologieneutraler Pauschalansatz, oder aber technologiespezifisch z.B. anhand von Referenzkraftwerken oder Einzelfallprüfungen. Anstelle einer staatlichen Festlegung der Förderhöhe kann diese aber auch ausgeschrieben und über ein Auktionsverfahren festgelegt werden. Dies ist sowohl für eine fixe wie auch für eine variable Einspeiseprämie möglich und ebenso für Investitionsbeiträge. Ein konkretes Beispiel für die Ausgestaltung einer Auktion mit variabler Einspeiseprämie ist das SDE+-Modell in den Niederlanden (siehe Kasten). Neben den Niederlanden führen u.a. auch Deutschland, Frankreich, Italien und Dänemark Auktionen zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung durch.



Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien über Auktionen: «Stimulering Duurzame Energieproductie» (SDE+) in den Niederlanden

In den Niederlanden wird die Produktion von Strom, Gas und Wärme aus erneuerbaren Energien mittels gestaffelter Auktionen gefördert. Im Jahr 2016 steht zur Unterstützung von Energie aus Biomasse, Geothermie, Sonne, Wasser und Wind an Land ein Gesamtbudget von 8 Mrd. € zur Verfügung (die Unterstützung für Windkraft auf See läuft über ein separates Ausschreibungsverfahren). Die Auktionen laufen über maximal vier Phasen, wobei der erlaubte Höchstpreis von Phase zu Phase steigt (vgl. Abbildung 6). Eine Auktion läuft aber nur so lange, bis das Budget ausgeschöpft ist. Gibt es bereits in der ersten Phase genügend günstige Angebote, entfallen also die weiteren (teureren) Phasen.



Abbildung 6: Schematische Darstellung v. „SDE+“-Auktionen in den Niederlanden (Quelle: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland)

Die Produzenten geben bei ihrem Gebot den gewünschten Preis pro kWh an. Dieser darf den Höchstpreis für die entsprechende Anlagenkategorie nicht überschreiten und muss auch kleiner oder gleich dem Höchstpreis für die jeweilige Phase sein. Die Zuschläge werden vom tiefsten Gebot ausgehend vergeben, bis entweder das Budget aufgebraucht oder der Höchstpreis für die Phase erreicht ist. Wenn noch Budget vorhanden ist, geht die Auktion in die nächste Phase.

Ausbezahlt wird die Förderung über eine Laufzeit von 8 bis 15 Jahren, abhängig von der Anlagenkategorie. Dabei wird pro produzierter kWh die Differenz zwischen dem gebotenen Preis und einem jährlich gemittelten Referenz-Markpreis ausbezahlt. Wie bei der Direktvermarktung in der Schweiz erfolgt der Verkauf der Energie also unabhängig von der Förderung. Um sicherzustellen, dass genug Geld im Fördertopf vorhanden ist, wird zudem der Referenz-Markpreis auf eine Untergrenze limitiert (für Strom in der aktuellen Auktionsrunde je nach Technologie zwischen 3 und 3.9 €cts/kWh).

Um fiktive Gebote zu verhindern, müssen zusammen mit dem Gebot auch eine Machbarkeitsstudie und die notwendigen Bewilligungen eingereicht werden. Zudem bleibt ein Standort für 3 Jahre gesperrt, wenn ein Gebot trotz Zuschlagserteilung zurückgezogen wird. Für grosse Projekte muss ausserdem nach dem Zuschlag eine Umsetzungsvereinbarung unterzeichnet und eine Bankgarantie gestellt werden.

Für das Gelingen von Auktionen gibt es mehrere Schlüsselfaktoren. Entscheidend sind u.a., dass es genügend Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern gibt und dass wirksame Sanktionen erfolgen, wenn eine Anlage trotz Zuschlag nicht realisiert wird. Bei fehlendem Wettbewerb gibt es zu wenige preisgünstige Angebote. Bei fehlenden Sanktionen käme es zu strategischem Bieterverhalten. Es wäre dann möglich, dieselbe Anlage zu verschiedenen Preisen zu



platzieren, aber dann nur das teuerste Angebot, welches gerade noch einen Zuschlag bekommen hat, zu realisieren.

Beim Auktionsdesign gilt es insbesondere, folgende Parameter festzulegen³³:

- Die **Anlagentypen**, welche sich für die Auktion qualifizieren. Es kann nach Technologie und/oder Grössenklasse unterschieden werden. Je mehr Anlagentypen teilnahmeberechtigt sind, desto grösser ist der Wettbewerb unter den Anbietern und desto höher die Energieproduktion, die mit einer limitierten Fördersumme ausgelöst werden kann. Um Innovationen und technischen Fortschritt zu beanreizen, kann es jedoch sinnvoll sein, für bestimmte Anlagentypen separate Ausschreibungen durchzuführen.
- Die zur Verfügung stehende **Fördersumme** oder die angestrebte **Energieproduktion bzw. Kraftwerksleistung**. Wird die Fördersumme festgelegt, erhalten alle günstigen Angebote den Zuschlag, bis die verfügbaren Mittel aufgebraucht sind. Wird die Energieproduktion oder Leistung festgelegt, erhalten alle günstigen Angebote den Zuschlag, bis die festgelegte Produktion bzw. Leistung erreicht ist. Es besteht also immer eine Unsicherheit entweder in Bezug auf die benötigten Mittel oder den erreichbaren Zubau.
- Die **Sanktionen** beim Nicht-Realisieren einer Anlage, die einen Zuschlag erhalten hat. Möglich ist beispielsweise, dass ein gewisser Anteil der Investitionssumme als Depot hinterlegt werden muss. Das Depot wird nur zurückbezahlt, wenn die Anlage auch tatsächlich in Betrieb geht.
- Den **Auktionsmodus**. Im einfachsten Fall reichen alle Interessenten ihr Gebot bis zu einem bestimmten Abgabetermin ein (Sealed-Bid-Auktion). Die günstigsten Anbieter erhalten den Zuschlag jeweils zu dem von ihnen gebotenen Preis (Pay-as-bid). Möglich ist auch, dass alle erfolgreichen Anbieter den höchsten Preis erhalten, der den Zuschlag gerade noch bekommen hat (Pay-as-cleared). Diese Variante ist zwar teurer, erhöht aber die Wahrscheinlichkeit, dass die Anlagen auch tatsächlich gebaut werden. Eine andere Auktionsform ist die Rückwärtsauktion (auch holländische oder Descending-Clock-Auktion genannt). Dabei wird mit einem hohen Vergütungspreis begonnen und jeder, der zu diesem Preis produzieren würde, reicht ein Angebot ein. Danach wird der Preis sukzessive reduziert, bis nur noch so viele Angebote übrig sind, dass die gewünschte Energiemenge gerade noch produziert werden kann (bzw. die zur Verfügung stehende Fördersumme gerade aufgebraucht wird).
- Im Zusammenhang mit dem Auktionsmodus steht auch die **Periodizität** der Ausschreibungen. So kann z.B. jährlich ausgeschrieben werden, oder auch unterjährig, beispielsweise in mehreren Runden mit einem jeweils höheren Maximalpreis (siehe Kasten SDE+ in den Niederlanden).

Materielle Einschätzung und Erkenntnis

Ein Auktionsmodell ist relativ komplex in der konkreten Ausgestaltung. In reiferen Märkten mit genügend Liquidität sind Auktionen aber grundsätzlich ein geeignetes Instrument, um wettbewerbsbasiert eine möglichst hohe Fördereffizienz zu erreichen. Zu bedenken ist, dass der administrative Aufwand – sowohl für die Produzenten wie auch für die Vollzugsbehörden – höher ist als bei einer hoheitlichen Festsetzung des Vergütungssatzes bzw. Investitionsbeitrags.

3.3.5. Quotenmodell

Im Unterschied zu Einspeiseprämien oder Investitionsbeiträgen setzt das Quotenmodell nicht bei den Produzenten, sondern bei den Stromlieferanten an. Dabei werden alle Lieferanten verpflichtet, einen Mindestanteil ihrer Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien zu liefern. Dieser Mindestanteil nimmt über die Jahre kontinuierlich zu, bis die gewünschte Quote an erneuerbarem Strom erreicht ist. Die Erfüllung der Quote wird mittels Zertifikaten belegt. Ein Stromlieferant kann die Zertifikate entweder in den eigenen Kraftwerken generieren oder bei einem Kraftwerksbetreiber erwerben. Über die Quotenvorgabe wird so eine Nachfrage nach Zertifikaten geschaffen, welche den Zubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung beanregt. Ist der Markt im Gleichgewicht, bestimmt das teuerste,

³³ Eine ausführliche Analyse der Ausgestaltungsoptionen von Auktionen findet sich im Bericht „**Ausschreibungen für Erneuerbare Energien**“ (Agora Energiewende, Juni 2014) (https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf)



zur Quotenerfüllung noch notwendige Kraftwerk den Preis der Zertifikate. Weil die Erlöse aus dem reinen Stromverkauf die Investition nicht rechtfertigen würden, können die Zusatzerlöse aus dem Zertifikatsverkauf, der Bau und Betrieb eines Kraftwerks beanreizt werden.

Erfolgsfaktoren für ein Quotenmodell sind u.a. klare Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Quotenvorgabe und genügend Möglichkeiten zum Bau neuer Kraftwerke sowie genügend Akteure im Markt. Der zeitliche Pfad der Quote wird idealerweise langfristig festgelegt, so dass die Investoren möglichst über die ganze Abschreibungsdauer der Kraftwerke wissen, mit welcher Quote zu rechnen ist. Da die Quote die Menge festlegt, ergibt sich der Preis für die Zertifikate auf dem Markt durch Angebot und Nachfrage. Die Kosten eines Quotensystems für die Stromendverbraucher können somit nur unter Unsicherheit im Voraus geschätzt werden. Um grössere Preisschwankungen abfedern und neue Entwicklungen berücksichtigen zu können, kann es erforderlich sein, den Zielpfad anzupassen. Dies sollte jedoch nur mit Vorsicht und zu klar im Voraus kommunizierten Zeitpunkten erfolgen (z.B. alle fünf Jahre). Gibt es nicht genügend Möglichkeiten zum Bau neuer Kraftwerke, wird der Zertifikatemarkt illiquid mit entsprechend grossen Unsicherheiten und Preissprüngen. Ist die Anzahl der Akteure im Zertifikatsmarkt zu klein, besteht ein Risiko, dass der Effizienzvorteil dieses Marktes nicht ausgespielt werden kann. Dominiert z.B. der geplante Bau eines grossen Kraftwerks die Menge verfügbarer Zertifikate, kann durch (strategische) Projektverzögerung der Zertifikatspreis in die Höhe getrieben und sog. Monopolrenten erzielt werden. Die Pönale ist eine Schutzmassnahme für den Fall, dass der Markt versagt oder Zertifikate nur zu unverhältnismässig hohen Preisen beschafft werden könnten. Dann kann sich ein Stromlieferant von der Quote ganz oder teilweise freikaufen.

Ein Beispiel eines gut funktionierenden Quotensystems ist dasjenige von Schweden und Norwegen. Die beiden Länder betreiben ein gemeinsames System, um so das Volumen an möglichen Zertifikaten hoch und die Preise entsprechend tief und stabil zu halten. Dies ist bisher gut gelungen, v.a. dank des Zubaus signifikanter Mengen Windenergie in Schweden (seit 2012 knapp 7000 Windenergie-Anlagen mit einer Jahresproduktion von rund 9 TWh)³⁴.

Effiziente Quotenmodelle sind technologie- und standortneutral, d.h. alle neuen oder erheblich erweiterten Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung können am Fördersystem teilnehmen. Dies hat den Vorteil, dass mit möglichst geringen Kosten ein möglichst hoher Zubau an erneuerbarer Stromerzeugung ausgelöst werden kann. Der ökonomische Vorteil dabei ist, dass teurere Technologien von der Förderung nicht erfasst werden. Die Technologieneutralität hat auch zur Folge, dass alle Anlagentypen denselben Förderbetrag pro eingespeister Kilowattstunde erhalten, nämlich den Marktpreis des Zertifikats. Bei sehr unterschiedlichen Gestehungskosten führt dies zu hohen Mitnahmeeffekten, da auch das günstigste Kraftwerk denselben Förderbetrag erhält, der für das teuerste, zur Quotenerreichung gerade noch notwendige Kraftwerk bezahlt werden muss (siehe dazu Abbildung 6). Das setzt hohe Investitionsanreize in kostengünstige Technologien. Um diese Effekte zu reduzieren, kann man technologiespezifische oder ausländische Quoten zulassen. Letzteres würde das Angebot und die Liquidität im Zertifikatemarkt erhöhen.

Quotenmodelle sind grundsätzlich zur Förderung des Kraftwerkzubaues konzipiert, sie können aber auch so ausgestaltet werden, dass bestehende Kraftwerke mitgefördert werden. Wie dies erfolgen könnte und mit welchen Schwierigkeiten eine solche kombinierte Förderung verbunden ist, wird in Abschnitt 3.4.3. *Quotenmodell* erläutert.

Materielle Einschätzung und Erkenntnis

Neben der benötigten Liquidität beim Zertifikatehandel sind auch die Mitnahmeeffekte eine zentrale Herausforderung bei Quotenmodellen in kleinen Märkten. Solange die Gestehungskosten von neuen Kraftwerken relativ einheitlich und tief sind, funktioniert ein Quotenmodell gut. Ist die Kostenkurve aber steil, steigen die Mitnahmeeffekte, weil auch die günstigen Kraftwerke die volle Entschädigung erhalten, die zum Erreichen der Zubauziele benötigt wird. Das setzt starke Investitionsanreize für den Ausbau der kostengünstigsten Technologien, könnte aber von den Stromkonsumenten als unfair erachtet werden, weil sie die Rechnung zu begleichen haben. Gemäss Energiestrategie soll das gesamte nachhaltig nutzbare Potenzial aller Technologien in der Schweiz ausgeschöpft werden, wes-

³⁴ Quelle: „En svensk-norsk elcertifikatsmarknad: Årsrapport för 2015“ (Norges vassdrags- og energidirektorat, Energimyndigheten) (<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>)



halb von einer relativ steilen Kostenkurve ausgegangen werden kann. Technologieneutrale Quotenmodelle können nur dann zusätzliche Investitionsanreize für neue Wasserkraftanlagen setzen, solange das verbleibende Potential an Wasserkraft relativ kostengünstig erschlossen werden kann.

Im Unterschied zum schwedisch-norwegischen Markt ist ein Quotenmodell für die Schweiz also eher ungeeignet, da die Kostenkurve für den Zubau relativ steil und die Liquidität im Markt recht begrenzt ist. Würde die Liquidität durch die Zulassung bestehender Kraftwerke erhöht, bestünde weiterhin das Problem der Mitnahmeeffekte, da die Gestehungskosten der Kraftwerke sehr unterschiedlich sind.

3.3.6. Juristische Einschätzung

Von grosser Bedeutung ist die EU-RES-Richtlinie, welche den Mitgliedstaaten nationale Zielgrössen zum Ausbau der erneuerbaren Energien auferlegt. Um diese Ziele zu erreichen, dürfen nationale Fördersysteme errichtet werden (Art. 3 Abs. 3). Dazu gehören namentlich auch Steuerbefreiungen oder -ermässigungen für Energie aus erneuerbaren Quellen (Art. 2 Bst. k). Nach Art. 3 Abs. 3 dieser Richtlinie haben Mitgliedstaaten das Recht zu entscheiden, „in welchem Umfang sie die in einem anderen Mitgliedstaat erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen fördern wollen“. Zwar ist unbestritten, dass die primärrechtlichen Vorgaben gemäss dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union AEUV (u.a. Warenverkehrsfreiheit, staatliche Beihilfen) einzuhalten sind, doch wirft dieser Passus die Frage auf, ob die nationalen Fördersysteme mitunter auch diskriminierende Elemente enthalten dürfen. Der EUGH hatte sich dieser Frage im Fall **Ålands Vindkraft** anzunehmen, in welchem er die Zulässigkeit des schwedischen Quotensystems bejahte³⁵. Ohne Stromabkommen kann sich die Schweiz jedoch nicht direkt auf diese EU-Richtlinie berufen. Sie könnte aber darauf hinweisen, dass (auch) die Gegenseite das FHA mit „national“ ausgerichteten Fördersystemen verletzt.

3.4. Erhalt und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten

Die Spot- und Terminpreise auf den europäischen Strommärkten sind in den letzten Jahren stark gefallen, wodurch auch die bestehenden Schweizer Kraftwerke (insb. Wasser- und Kernkraftwerke) unter wirtschaftlichen Druck geraten sind (vgl. Kapitel 1.3. resp. Anhang III). Aktuell ist die Versorgungssicherheit in der Schweiz aufgrund der hohen Kapazität der einheimischen Produktionsanlagen und den Importkapazitäten nicht gefährdet. Für die künftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und für eine möglichst CO₂-freie Stromversorgung gemäss den klimapolitischen Zielen ist es wichtig, dass insbesondere die Wasserkraftwerke auch langfristig am Netz bleiben und Rahmenbedingungen für die notwendigen Erneuerungsinvestitionen geschaffen werden.

Da die aktuellen Terminpreise derzeit keine Erholung zeigen, stellt sich die Frage, ob gewisse Massnahmen nötig sind, um die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke zu verbessern. Grundsätzlich können solche Massnahmen auf drei verschiedene Arten wirken, indem A) die Kostenseite oder B) die Ertragsseite der Werke verbessert wird oder C) indem Defizitgarantien gewährt werden:

- A - Relative Verbesserung der Kostenbasis: Massnahmen, welche die Kosten der Stromproduktion verringern würden;
- B - Relative Verbesserung der Erträge: Massnahmen, welche zu einer Verbesserung der Erträge aus der Stromproduktion führen würden:
 - B1 - Finanzielle Unterstützungsleistungen, z.B. Förder- oder Unterstützungsgelder;
 - B2 - Erhöhung des Absatzes beim Verkauf von Energie an Händler oder Lieferanten durch Erhöhung der Preise oder der Absatzmengen;
 - B3 – weitere Absatzquellen wie Flexibilitätsmärkte oder Reform der SDL-Auktionen;
- C – Defizitgarantien: Massnahmen, welche im Falle eines Defizits eines Erzeugers greifen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt mögliche Massnahmen gemäss dieser Kategorisierung. Ferner wird dargestellt, wer die begünstigten Kraftwerke sind (alle Erzeuger „Alle“, treibhausgasfreie Energien inkl. Kernkraftwerke „CO₂-frei“, erneuerbare Energien „EE“, neue erneuerbare Energien „nEE“, Wasserkraft

³⁵ Das schwedische Quotenmodell verpflichtet Stromlieferanten (und gewisse Endverbraucher) zur Einhaltung einer bestimmten Quote an erneuerbaren Energien. Bei Nichterfüllung der Quote werden Sanktionszahlungen fällig. Die Erfüllung der Quote wird anhand von „grünen“ Zertifikaten gemessen. Da diese ausschliesslich an inländische Stromproduzenten ausgestellt werden, qualifizierte der EUGH das System als mengenmässige Einfuhrbeschränkung bzw. Massnahme gleicher Wirkung i.S.v. Art. 34 AEUV (=Art. 13 FHA). Er hielt es jedoch für geeignet und notwendig, um das legitime Ziel des langfristigen Ausbaus der regenerativen Stromproduktion im Inland zu erreichen. Es liege deshalb ein Rechtfertigungsgrund vor.



„Wasser“, fossile Erzeuger „Fossil“, flexible Kraftwerke „flex. KW“, Kraftwerke an den unteren Netzebenen „NE 3-7“. Zudem wird dargestellt, wer die Träger der Kosten der Massnahmen sind (Strom-Endkunden „EK“, Steuerzahler „SZ“ und/oder Brennstoffkonsumenten „BK“).

Ausgleichsmassnahme je Kategorie

	Begünstigte Kraftwerke	Träger der Kosten
A - Relative Verbesserung der Kostenbasis		
Staatliche Übernahme von Umweltschäden (indirekte Verbilligung von Brennstoffkosten)	Fossil	SZ
Steuererleichterungen	Alle möglich	SZ
Reduktion/ Flexibilisierung der Wasserzinsen		SZ
Wälzung des Wasserzinses auf Netznutzungsentgelte (Wasserkraftrappen)	Wasser	EK
Finanzierung der Wasserzinsen aus CO ₂ Abgabe	Wasser	BK
B1 - Finanzielle Unterstützungsleitungen		
Einspeisevergütungen für neue Erneuerbare	nEE	EK
Marktprämiensysteme für neue Erneuerbare	nEE	EK
Marktprämie für Wasserkraft	Wasser	EK
Auktionen von Förderbeiträgen (reverse auctions)	nEE / Alle	EK
Mittel der CO ₂ Abgabe für die CO ₂ freie CH Stromerzeugung	CO ₂ -frei	BK
Gezielte Kapazitätsmechanismen – Verfügbarkeit	(Alle)	EK
Gezielte Kapazitätsmechanismen - Variante: Winterkapazitäten	(Alle)	EK
Gezielte Kapazitätsmechanismen - Variante: Spitzenlast	(Alle)	EK
Verluste der Liberalisierung kompensieren	Alle	SZ/E K
Abgeltung für strategische Speicherreserven		EK
B2 - Erhöhung des Absatzes für den Verkauf von erzeugter Energie		
Garantierte Abnahmepreise	EE	EK
Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen	EE	EK
Abnahmepflicht bei Vorlieferanten zu Gestehungskosten	Alle	EK
Preise am Endkundenmarkt absichern	Alle	EK
Verschiebung der vollständigen Marktöffnung	Alle	EK
Quotenmodell für erneuerbare Energien mit Zertifikaten	EE	EK
Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	Alle	EK
Differenzierte Stromabgabe	EE	EK
CO ₂ -Steuer mit Zertifikatmodell für nicht fossile Produktion	EE	EK
Reform der Schweizer Preiszonen	Wasser	EK
G-Komponente	NE 3-7	EK
Entry/Exit System für Strommarkt	NE 3-7	EK
Distanzabhängige Netztarife	verbraucher-nahe	EK

**B3 - Weitere Absatzquellen**

Dezentrale Verpflichtungen mit Zertifikaten	Alle	EK
Marktweiter Kapazitätsmechanismus	Alle	EK
Strategische Kapazitätsreserve	Alle	EK
Strategische Netzreserve	Alle	EK
Strategische Reserve	Alle	EK
Zentraler Käufer von Kapazitätsoptionen in Auktionen	Alle	EK

C – Defizitgarantien

Bad Bank für unrentable Kraftwerke	Alle	SZ
Bundesbeteiligung an Pumpspeichern	Speicher	SZ

Quelle: Auszug aus Swiss Economics (2016)

Diverse Massnahmen aus dieser Tabelle (bspw. der Wasserkrafttrappen, Bundesdarlehen und Bürgschaften, Abnahmepflicht bei Vorlieferanten zu Gestehungskosten, Bad Bank für unrentable Wasserkraftwerke oder Bundesbeteiligungen an Pumpspeicherkraftwerken) wurden bereits im Bericht „Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung“ des BFE zuhanden der UREK-S vom 18. Mai 2015³⁶ beschrieben und werden hier nicht mehr weiter vertieft. Effekte auf die Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kraftwerken können auch die Neuregelung der Wasserzinse und die vollständige Marktöffnung haben. Diese werden hier ebenfalls nicht weiter beschrieben, da sie als separate politische Geschäfte geführt werden.

Im Folgenden werden verschiedene *ausgewählte Instrumente aus der Tabelle* dargestellt, mit welchen bestehende Kraftwerke in der Schweiz verbesserte Rahmenbedingungen erhalten könnten.

3.4.1. Marktprämienmodell

Das Marktprämienmodell für die Grosswasserkraft wurde im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 entwickelt. Die Finanzierung der zeitlich befristeten (bis fünf Jahre nach Inkrafttreten des ersten Massnahmenpaketes) Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen erfolgt über einen Anteil des Netzzuschlag von 0.2 Rp./kWh. Insgesamt ergibt das rund 115 Mio. Fr. pro Jahr. Die Wasserkraftproduzenten sollen für diejenige Elektrizität, welche sie im freien Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, von einer Prämie von höchstens 1 Rp./kWh profitieren. Dieses Modell könnte befristet verlängert werden, sollten sich die Rahmenbedingungen nicht verbessern.

Materielle Einschätzung

Die Massnahme verbessert die Ertragsseite der Kraftwerke. Sie wirkt spezifisch für die bestehende Grosswasserkraft und ist auf Lieferanten, welche den Strom am freien Markt und nicht in die Grundversorgung verkaufen, beschränkt.

Die Mehrkosten für die Konsumenten sind limitiert – in der angedachten Lösung auf 0.2 Rp./kWh befristet auf fünf Jahre. Die Wirkung für die Produzenten ist dadurch ebenfalls limitiert mit rund 115 Mio. Fr. pro Jahr.

Erkenntnis

Das Marktprämienmodell wurde als befristetes Modell angedacht, welches relativ rasch eingeführt werden und selektiv betroffene Betreiber von Wasserkraftanlagen unterstützen kann. Der finanzielle Umfang der Massnahme ist beschränkt. Falls das Modell auch bei einer vollständigen Marktöffnung dieselbe Wirkung haben soll, müssten die finanziellen Beiträge erhöht werden, wenn die Strompreise tief bleiben und gefangene Kunden wegfallen. In der Umsetzung erscheint das Modell recht einfach, d.h. der administrative Aufwand ist relativ übersichtlich. In rechtlicher Hinsicht ist zu beachten, dass das Marktprämienmodell im EU-Recht als staatliche Beihilfe gemäss Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren ist. Im Lichte der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ist davon auszugehen, dass eine binnenmarktverträgliche Ausgestaltung im Sinne von Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV tendenziell noch schwerer zu erreichen ist, als dies bei alternativen Massnahmen der Fall ist. Je höher die Marktprämie, desto schwieriger fällt ihre Rechtfertigung (vgl. Kapitel 3.4.8). Ungeachtet

³⁶ http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_826134445.pdf



eines allfälligen Verstosses gegen handelsvölkerrechtliche und EU-rechtlichen Vorgaben erscheint ein Marktprämienmodell somit eher als Übergangslösung bzw. nur ausserhalb eines Stromabkommens mit der EU gangbar. Je höher die Marktprämie, desto schwieriger fällt ihre handelsvölkerrechtliche Rechtfertigung. Mit der Begrenzung der Prämie bei 1 Rp./kWh können nicht alle Wasserkraftwerke im gegenwärtigen Marktumfeld ihre Gesamtkosten vollständig decken.

3.4.2. Abnahme- und Vergütungspflichten

Die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber sichert die Erträge der Produzenten ab. Im Vergleich zum Marktprämienmodell erhält der Produzent nicht nur eine Vergütung, sondern auch eine Abnahmegarantie. Eine Vergütungspflicht kann grundsätzlich unabhängig von der Abnahmepflicht implementiert werden.

Umsetzungsvarianten

Eine vom Staat festgelegte Vergütungspflicht sollte einem qualifizierten Produzenten einen Erlös zusichern. Die Vergütungspflicht kann unterschiedlich ausgestaltet sein:

- Die Vergütung erfolgt für alle qualifizierten Erzeuger zu festgesetzten Normgestehungskosten³⁷ der entsprechenden Technologie.
- Ein Verkauf könnte auch auf Contract-for-Difference Basis erfolgen («Direktvermarktung»): Erzeuger würden selber am Markt verkaufen und die Differenz zwischen technologiespezifischen Referenzkosten („strike price“) und Referenzmarktpreis erstattet erhalten. Eine andere Variante wäre eine „Modulated market premia“ (variable Marktprämie): Zusätzlich zum Marktpreis erhalten Stromerzeuger eine Marktprämie, die sich entweder invers zur Höhe des Grosshandelspreises oder invers zur Höhe der Emissionsrechte im EU-EHS verhält (d.h. wenn diese Preise tief sind ist die Prämie hoch und umgekehrt).
- Die Festlegung des Vergütungspreises könnte anstelle einer administrativen Festlegung auch über ein Auktionsverfahren erfolgen, indem eine bestimmte Menge ausgeschrieben wird und die Produzenten Gebote für den Vergütungspreis abgeben.

Die Vergütung der Differenz zwischen der Vergütung an die Produzenten und dem Veräusserungserlös am Markt könnte wie beim Marktprämienmodell über einen Fonds erfolgen, der über den Netzzuschlag geäufnet wird.

Die Abnahmepflicht sichert einem qualifizierten Produzenten seinen Absatz ab. Für Produzenten ohne Absatzmöglichkeiten in die Grundversorgung könnte dies interessant sein, es würde die ungleichen Absatzmöglichkeiten von Lieferanten mit und ohne Grundversorgung beheben. Eine Abnahmepflicht könnte vielfältig ausgestaltet sein:

- Ein zentraler Käufer (wie heute im Rahmen der KEV die Energie Pool Schweiz AG) nimmt auf Antrag von qualifizierten Erzeugern, die an einen Schweizer Netzbetreiber angeschlossen sind, deren erzeugte Energie ab. Der zentrale Käufer veräussert dann die abgenommene Energie an Lieferanten und/oder am Grosshandelsmarkt. Dies ist sowohl in einem teilweise wie auch vollständig geöffneten Markt möglich;
- Alternativ könnten auch Netzbetreiber, Lieferanten oder Bilanzgruppen verpflichtet werden, den Strom abzunehmen und zu vermarkten bzw. die Grundversorgung zu beliefern;
- Qualifiziert könnten grundsätzlich alle Kraftwerke sein, die im freien Markt produzieren, es sind aber auch Beschränkungen denkbar, bspw. auf emissionsfreie Energien. Sofern Kernkraftwerke ebenfalls unterstützt werden sollen, könnte von diesen als Bedingung für die Qualifikation eine verbindliche Abschaltregelung verlangt werden. Alternativ könnten Kernkraftwerke ausgenommen werden, und die Abnahmepflicht lediglich auf erneuerbare Energien beschränkt werden.

Materielle Einschätzung

Die absoluten Kosten dieser Massnahme sind direkt abhängig vom jeweiligen Marktpreis. Je höher der Marktpreis, desto geringer die Differenz zum Vergütungspreis. Je höher der Vergütungspreis,

³⁷ Bei den Normgestehungskosten handelt es sich um Referenzkosten (Gesamtkosten) einer spezifischen Technologie.



desto höher sind die Deckungsbeiträge, welche die Produzenten erzielen können. Gemäss einer Abschätzung von Swiss Economics et al. (2016)³⁸ beträgt der Finanzierungsbedarf dieser Massnahme bis zu 1.5 Mrd. CHF pro Jahr.

Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können durch eine Abnahme- und Vergütungspflicht im Markt gehalten werden. Die bestehenden Effizienzmängel des KEV-Systems bei fixen Vergütungssätzen (fehlende Marktorientierung bei Einspeisung, potentielle Windfall Profits) werden so allerdings auf weitere, grosse Kraftwerke ausgedehnt. Eine Marktprämie würde dies verbessern. Insbesondere, wenn die Marktprämie bei steigenden Grosshandelspreisen auch negativ sein könnte, weil dadurch Mitnahmeeffekte reduziert würden.

Beim Verkauf der abgenommenen Menge durch einen zentralen Käufer besteht die Gefahr hoher Marktkonzentration bzw. es ist davon auszugehen, dass am Grosshandelsmarkt die Wettbewerbsintensität stark reduziert würde. Als Ergebnis werden Endkunden zugunsten der qualifizierten Erzeuger belastet. Endkunden, für die der Energiepreis ein kritischer Standortfaktor ist, könnten vom Zuschlag ausgenommen werden. In dem Fall würden jedoch alle übrigen Endkunden entsprechend stärker belastet.

Erkenntnis

Eine Abnahme- und Vergütungspflicht beseitigt die Mengen- und Preisrisiken der für dieses Modell qualifizierten Produzenten und gewährleistet ihnen bis zu einem gewissen Grad eine Kostendeckung für ihre Produktion. Allerdings würde kein Abgleich der Produktion mit der Nachfrage stattfinden können, sofern die Nachfrage stets durch einen zentralen Käufer sichergestellt ist. Denn auf diese Weise abgegoltene Erzeuger bauen und produzieren losgelöst von den Marktbedingungen. Dieser Nachteil verringert sich, wenn eine bestimmte Produktionsmenge, die sich für dieses Modell qualifizieren kann, basierend auf System-Adequacy-Kriterien ausgeschrieben würde (siehe dazu Kapitel 1.4.). Demnach müsste die qualifizierte Produktionsmenge zur Deckung der Grundversorgung dienen und die Produzenten würden Marktprämien anstelle fixer Vergütungstarife erhalten, so dass sie ihre Produktion weiterhin an den Kurzfristmärkten optimieren und auf kurzfristige Preissignale reagieren. Der ausgewiesene jährliche Finanzierungsbedarf ist recht hoch und deutlich über dem Status quo der Förderung.

3.4.3. Quotenmodell für bestehende Erneuerbare und den Ausbau erneuerbaren Energien

Grundsätzlich sind Quotenmodelle konzipiert, um den Zubau von erneuerbarer Stromproduktion und Erweiterungen bei bestehenden Anlagen zu unterstützen (siehe dazu auch Kapitel 3.3.5.). Die Unterstützung bereits bestehender Kraftwerke ist dabei nicht vorgesehen. Theoretisch ist aber auch ein Quotenmodell denkbar, welches diese beiden Ziele kombiniert. Dafür wären jedoch Kompromisse nötig, da für den Zubau und die Unterstützung bestehender Kraftwerke eine andere Parametrierung notwendig wäre. Am deutlichsten zeigt sich dies bei der Höhe der benötigten Förderung. Während bestehende Kraftwerke oft schon abgeschrieben sind und schon mit einer geringen (oder gar keiner) Förderung rentabel betrieben werden können, braucht es für Neuanlagen eine höhere Förderung, damit die Investitionen getätigt werden. Ohne entsprechende Gegenmassnahmen käme es also zu einer deutlichen Überförderung der bestehenden Kraftwerke (Mitnahmeeffekte). In Abbildung 18 ist dieser Sachverhalt graphisch dargestellt. Entschärft werden könnte diese Problematik mit einem Anpassungsfaktor, der auf die Zertifikate bestehender Kraftwerke angewendet würde, so dass diese beispielsweise pro eingespeister Kilowattstunden nur einen Zehntel eines Zertifikats erhielten.

³⁸ Swiss Economics, Ecofys und Institut für Europarecht Studie „Ausgleichsmassnahmen“, Bericht im Auftrag des BFE, 2016.

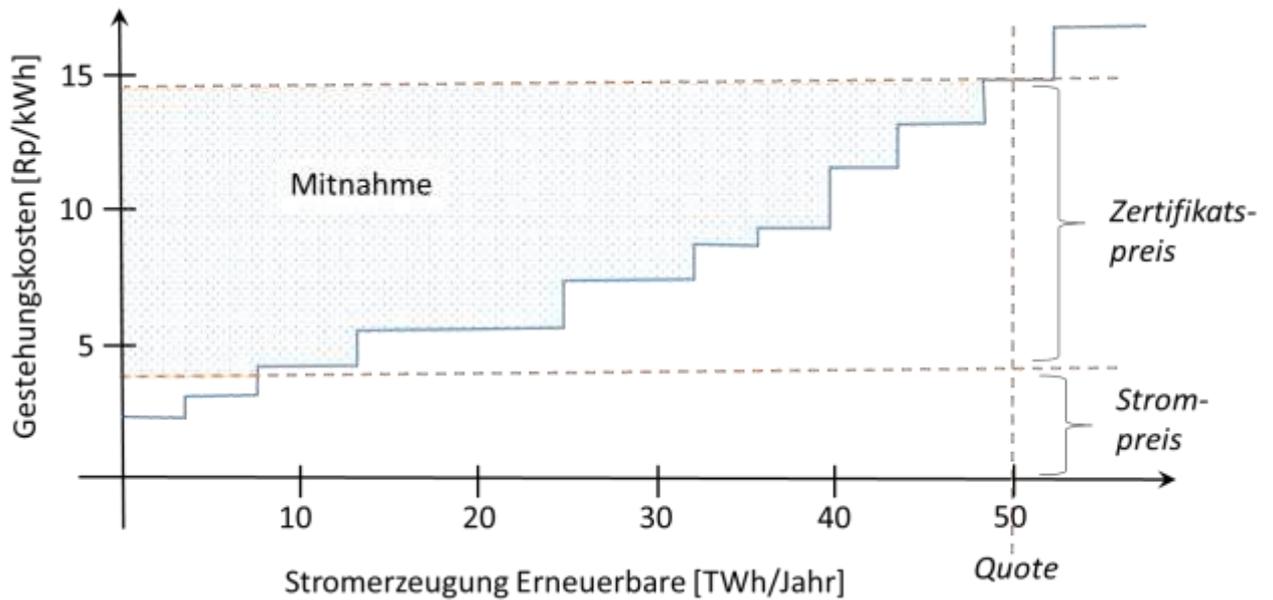


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Einnahmen von Produzenten in einem Quotenmodell für bestehende und neu zugebaute Kraftwerke

Ausgestaltung Quotenmodell mit Motivation Versorgungssicherheit

Ziel ist, im Sinne der Versorgungssicherheit für die Schweiz langfristig eine ausreichende Erzeugung garantiert verfügbar zu haben. Erzeuger, welche zu diesem Ziel beitragen, erhalten Zertifikate ausgestellt. Lieferanten erhalten (negative) finanzielle Anreize, ihren Absatz an Schweizer Endkunden mit solchen Zertifikaten zu hinterlegen. Für den Anteil des Absatzes, für den keine Zertifikate vorgewiesen werden kann, wird eine Pönale fällig.

Ausgestaltung Quotenmodell mit Motivation Klimaziele

Ziel ist, den Zubau und Erhalt von erneuerbaren Energien im Sinne der Energiestrategie 2050 und der Schweizer Klimaziele zu erreichen. Ein jährlicher Quoten-Pfad gibt vor, wie hoch der Anteil erneuerbarer Energien in der Schweiz pro Jahr sein soll. Lieferanten müssen in ihrem Absatz an Endkunden in der Schweiz die mit der Zeit steigenden Quoten mit Zertifikaten erfüllen oder eine Pönale zahlen. Das Modell mit Motivation Klimaziele entspricht dem im Postulat 16.3124 „Die Rahmenbedingungen für die einheimische erneuerbare Stromproduktion verbessern“ genannten Vorschlag eines steigenden, verbindlichen Anteils (Quote) für einheimische erneuerbare Stromproduktion.

Ebenfalls vorgeschlagen wurde ein solches Modell von den Gebirgskantonen³⁹. Hier wird als Endziel ein Anteil von 100% inländischer erneuerbaren Energien im Jahr 2050 festgesetzt. Als Höhe der Pönale wird vorgeschlagen, diese in Anlehnung an die Vorschläge des Bundesrats zur Lenkungsabgabe von einer Belastung von 80 Fr./Tonne CO₂ abzuleiten, was umgerechnet auf die Produktion eines Kohlekraftwerks eine Pönale von rund 7 Rp./kWh ergäbe.

Materielle Einschätzung

Quotenmodelle sind grundsätzlich Fördermodelle für den Zubau von erneuerbaren Energien. Sie können aber auch bestehende Kraftwerke miteinbeziehen, indem auch ihre Ertragsseite verbessert wird. Allerdings besteht dann die Gefahr von Mitnahmeeffekten, da bestehende Kraftwerke in der Regel deutlich tiefere Kosten aufweisen als Neuanlagen. Wie oben erwähnt, könnten diese mit einem Anpassungsfaktor reduziert werden. Erheblich ist aber in einem solchen Modell die Bedeutung der Festlegung der Pönale: Ist die festgelegte Quote tiefer gesetzt als das Angebot, tendiert der Zertifikatspreis gegen Null. Ist die Quote höher gesetzt als das Angebot, tendiert der Zertifikatspreis gegen die Höhe der Pönale, sprich gegen einen regulierten Preis. Die Zusatzerlöse für die Produzenten bzw. die Zusatzkosten für die Verbraucher werden daher massgeblich aufgrund der Festlegung der Höhe der Quote und der Pönale bestimmt, ggf. auch durch den Anpassungsfaktor.

³⁹ „Mut zum Quotenmodell“ vom 20.3.2015, Regierungskonferenz der Gebirgskantone.



Die qualifizierten Erzeuger würden gegenüber den übrigen Erzeugern bessergestellt mit einer Belastung der Endkunden zugunsten der Erzeuger.

Die Massnahme wirkt ähnlich wie eine Lenkungsabgabe. Solange die Quote nicht erfüllt ist, bestehen Anreize, das Stromangebot zu erhöhen. Die Wirkung auf Investitionen im Inland ist gegeben, falls die Pönale ausreichend hoch festgelegt wird und ausländische Erzeuger im Wesentlichen von der Massnahme ausgeschlossen sind. Würden hingegen Importe zugelassen, wären die Zertifikate weitgehend wertlos. Eine allfällige Teilnahme von Erzeugung im Ausland wäre daher an rigide Bedingungen zu knüpfen, um das Ziel der Massnahme zu erreichen.

Gemäss Abschätzungen von Swiss Economics (2016) lägen die Kosten eines Quotenmodells mit einer Pönale von 7 Rp./kWh je nach Ausgestaltung zwischen 1 Mrd. und 1.5 Mrd. Fr. pro Jahr. Diese Kosten würden auf die Endkunden abgewälzt, es sind also keine öffentlichen Mittel notwendig. Die Endkundenpreise steigen im Umfang der Kosten für die Zertifikatsbeschaffung der Lieferanten. In der Grundversorgung würden die Auslagen für die Zertifikatsbeschaffung als anrechenbare Kosten gelten.

Zu entscheiden wäre, ob Speicher, wenn sie dem Netz Energie entnehmen, als Endkunden gelten (und damit zertifikatspflichtig sind) bzw. ob sie für die von ihnen bereitgestellte Energie ebenfalls Zertifikate erhalten. Würden Speicher bei der Entnahme von Strom aus dem Netz nicht zertifikatspflichtig sein, umgekehrt aber bei einer Einspeisung Zertifikate erhalten, würde sich ein Geschäftsmodell ergeben, das ggf. dem eigentlichen Zweck des Quotenmodells ganz oder teilweise entgegenlaufen würde. Alternativ könnten Pumpspeicherkraftwerke im Umfang ihrer Nettoeinspeisung aufgrund natürlicher Zuflüsse entschädigt werden. Zertifikatspflichtige Einspeisung könnte auch mit einem Faktor multipliziert werden, der unter dem Wirkungsgrad des Speichers liegt.

Erkenntnis

Eine ökonomische Wirkung des Quotenmodells wird erst erreicht, wenn die Ziele des Zubaus von erneuerbaren Energien bzw. die Ziele des Zubaus von Kraftwerkskapazitäten zur Absicherung der Versorgungssicherheit in die Quote integriert werden. Dadurch entsteht eine Knappheit an Zertifikaten und damit ein Preis, welcher sich am Preis der Pönalen bei Nichterfüllung der Quote orientiert. Zu beachten ist die Gefahr hoher Mitnahmeeffekte für bestehende Kraftwerke, sollten diese bei der Zertifikatszuteilung gleich behandelt werden wie Neuanlagen. Dadurch handelt es sich beim Quotenmodell nicht um ein reines Marktmodell, sondern um ein reguliertes System, bei welchem die Preisbildung direkt durch die Festlegung der Quote, der Pönalen und allenfalls eines Anpassungsfaktors für bestehende Kraftwerke gesteuert wird. Wird die Pönale nicht an den Spotmarktpreis gekoppelt, findet keine automatische Anpassung der Vergütung an die Produzenten in Abhängigkeit zu den Marktverhältnissen statt. Zudem hat das Quotenmodell nur die gewünschte Wirkung, wenn ausländische Zertifikate nicht anerkannt werden. Der ausgewiesene jährliche Finanzierungsbedarf ist hoch und deutlich über dem Status quo der Förderung. Aufgrund der strukturellen Begebenheiten in der Schweiz (keine Liquidität beim Ausbau von nEE, viel bestehende Wasserkraft) und der nicht ganz einfachen administrativen Festlegung der Quote und Pönale wird der Umsetzungsaufwand als beträchtlich eingeschätzt.

3.4.4. Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen stellen, wie bereits in Kapitel 3.1.1. beschrieben, neben den Einnahmen der Kraftwerke aus den Energy-Only Strom- und SDL-Märkten einen weiteren Zahlungsstrom bereit. Diese Zahlungen können einen zusätzlichen Beitrag zur Deckung der Kapital- und Fixkosten leisten. Motivation für die Einrichtung von Kapazitätsmechanismen ist der Umstand, dass der EOM wahrscheinlich keine genügend klaren Signale generiert, um längerfristig die notwendige Menge an Investitionen in Produktionskapazitäten anzureizen.

Die Kapazitätsmechanismen können unterschiedlich spezifiziert werden. Marktweite Kapazitätsmechanismen beziehen sich auf alle Kraftwerke sowie auch auf die Förderung von Flexibilität auf der Nachfrageseite. Selektive Kapazitätsmechanismen können sich auf Bestandskraftwerke, Neubaukraftwerke oder auch nur auf bestimmte Kraftwerkstechnologien konzentrieren. Daneben kann gefordert werden, dass staatlich geförderte Kraftwerke nicht am EOM teilnehmen, um eine Verzerrung des EOM zu minimieren (z.B. bei der Kapazitätsreserve in Deutschland).

Die Festlegung von Mengen und Preisen kann sowohl in selektiven als auch in marktweiten Mechanismen entweder mengenbasiert erfolgen (d. h. die Preisfindung erfolgt in der Regel über eine Ausschreibung definierter Mengen), oder es werden administrativ festgelegte Vergütungen gezahlt. Die international diskutierten Mechanismen können nicht unverändert auf die Schweiz übertragen werden, da bei diesen generell von einem thermischen Kraftwerkspark (welcher die Erneuerbaren ergänzt)



ausgegangen wird. Für thermische Kraftwerke steht die installierte Kapazität direkt im Zusammenhang mit der potentiell produzierbaren Menge an Strom. Im Schweizerischen Kontext mit einem grossen Anteil an Wasserkraft muss zwischen installierter Kapazität (Leistung) und garantiert verfügbarer Energie in Form von (Speicher)Wasser differenziert werden. Mechanismen müssten auf diese spezielle Schweizer Situation angepasst werden.

Umsetzungsvarianten

Für die Schweiz denkbar sind folgende Arten von Kapazitätsmechanismen:

Gezielter Kapazitätsmechanismus: Markt für Leistungszertifikate / Spitzenlastmodell

Im Sinne der Versorgungssicherheit soll gewährleistet werden, dass Kraftwerke, die zu Stunden mit höchster Last produzieren, ausreichend abgegolten werden und dadurch auch Anreize für Erneuerungsinvestitionen entstehen. Hierzu können Kraftwerke für ihre *gesicherte* Leistung separat vergütet werden. Damit ergibt sich neben dem EOM ein separater Zertifikatemarkt für gesicherte Leistung. Verbraucher, die auch in Knappheitssituationen sicher mit Energie beliefert werden möchten, erwerben eine Leistungszusage (Zertifikat). In diesem Mechanismus wird die geforderte Kraftwerksleistung nicht zentral durch einen Akteur festgelegt, sondern durch einen marktlichen Prozess indem Verbraucher bzw. ihre Lieferanten dezentral für sich entscheiden, welche Leistung sie über Zertifikate abgesichert haben möchten. Eine Variante dieses Modells mit dezentralen Verpflichtungen wurde für Frankreich ausgearbeitet, wo alle Kapazitätsanbieter Zertifikate zugeteilt bekommen, die sich auf im Voraus definierte Hochlastzeiten beziehen. Energieversorger müssen Zertifikate halten, die ihre Nachfrage decken. Falls ihnen Zertifikate fehlen, werden Strafen fällig. Die Zertifikate können gehandelt werden.

Zentrale Ausschreibung für Kapazität als Forward Kapazitätsauktion

Ziel dieser Auktion ist der langfristige Erhalt sowie Zubau inländischer Kraftwerkkapazitäten. Die zu auktionierende Menge wird zentral von einem Akteur festgelegt. Es handelt sich somit um einen mengenbasierten Mechanismus. Das Modell orientiert sich an den Kapazitätsmarktmodellen in Grossbritannien und Neuengland, könnte aber auch angepasst umgesetzt werden, wie für andere Länder in Europa diskutiert⁴⁰. Der Grundmechanismus ist, dass Kraftwerke durch eine (Forward-)Kapazitätsauktion (bspw. 4 Jahre im Voraus) Deckungsbeiträge für ihre Kapitalkosten erhalten, welche sie in einem reinen EOM nicht vergütet erhielten. Welche spezifischen Anforderungen an Verfügbarkeiten oder Produktion von Kraftwerken dabei sinnvoll wären, müsste weiter untersucht werden und in die Definition der zu auktionierenden Produkte einfließen.

Eine Forward Kapazitätsauktion könnte in Kombination mit einer Verfügbarkeitsauktion (siehe Kapitel 3.4.5. Abgeltung für strategische Speicherreserven) verknüpft werden, damit würde das Problem der ungesicherten Leistung im Falle von Wasserkraft adressiert.

Materielle Einschätzung

Durch die Kapazitätsprämien, welche zusätzlich zu den Strompreisen am EOM und Vergütungen am SDL-Markt bezahlt werden, wird insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken mit einer sicheren Verfügbarkeit verbessert. Dazu gehören bei geeignetem Wasserhaushalt u.a. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, aber auch Kernkraftwerke (sofern nicht politisch ausgeschlossen) und Laufwasserkraftwerke.

Sinnvollerweise wird der Kapazitätsbedarf basierend auf System-Adequacy-Analysen (siehe dazu Kapitel 1.4.) ermittelt, alternativ könnten politische Vorgaben mit einfließen. Dadurch kann der langfristige Erhalt inländischer Kraftwerkkapazitäten sichergestellt werden und – abhängig von der ausgeschriebenen Menge – auch Investitionsanreize für Neuanlagen auslösen. Denkbar wären hier auch differenzierte Kapazitätsvertragslaufzeiten, wonach Bestandskraftwerke während bspw. einem Jahr die Kapazitätzahlung erhalten, während neue oder signifikant erneuerte Kraftwerke bspw. während 10-15 Jahren Kapazitätzahlungen erhalten.

In allen Fällen wird die Verknüpfung von installierter Leistung und tatsächlich gesichert abrufbarer Energie eine Herausforderung darstellen. Dies sollte über geeignete Produktdefinitionen bzw. möglicherweise mit einer Verknüpfung mit strategischen (Speicher-)Reserven möglich sein.

⁴⁰ Eine gute Übersicht bietet: „Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?“, Agora Energiewende (2012) (https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kapazitaetsmarkt-oder-strategische-Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf)



Die Finanzierung erfolgt beispielsweise wie heute bei SDL über die Netzentgelte mit Kostenüberwälzung auf die Endkunden. Die Netzentgelte steigen im Umfang des politisch festgelegten Betrags bzw. des Auktionsergebnisses. Endkunden, für die der Energiepreis ein kritischer Standortfaktor ist, könnten vom Zuschlag ausgenommen werden. In dem Fall würden alle übrigen Endkunden entsprechend stärker belastet. In einem dezentralen Modell könnten auch Kapazitätszahlungen (für Zertifikate) von den Konsumenten bzw. Lieferanten an die Produzenten bezahlt werden.

Erkenntnis

Ein Kapazitätsmarkt soll dazu beitragen, dass die langfristige Bereitstellung von Kraftwerksleistung hinreichend ist, um die nationale Versorgungssicherheit abzusichern. Der Kapazitätsmarkt hilft den Kraftwerken, Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten zu erwirtschaften, damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit mit Erneuerungsinvestitionen gewährleistet ist. Er ist aber, wie gerade auch die europäische Diskussion zeigt, ein nicht unerheblicher Markteingriff und sollte deshalb möglichst regional (d.h. länderübergreifend) abgestimmt werden. Die Kosten für die Verbraucher erhöhen sich zugunsten der Versorgungssicherheit. Der administrative Aufwand dieser Massnahme ist abhängig von der konkreten Ausgestaltung. So ist bspw. eine Kapazitätsausschreibung in Abhängigkeit von Adequacy-Analysen aufwendiger als ein politisch vorgegebener Betrag. Solange nur auf die theoretische Verfügbarkeit abgestellt wird, ist der Vollzugsaufwand gering. Bei einer Ausgestaltungsvariante, bei der die tatsächliche Verfügbarkeit relevant ist, ist diese zu überprüfen und ggf. eine Pönale zu berechnen (siehe Swiss Economics 2016).

3.4.5. Abgeltung für strategische Speicherreserven

Die Schweiz verfügt im Winterhalbjahr nicht über genügend Elektrizität, um ihren Stromverbrauch jederzeit zu decken. Sie ist in dieser Zeit auf Importe angewiesen (siehe dazu Kapitel 2.2.1.). Um auch bei einer Importrestriktion oder einem Ausfall von Bandlastkraftwerken im Winter (bspw. Kernkraftwerke) in der Schweiz die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, könnte eine Abgeltung für strategische Speicherreserven eingeführt werden.

Ein zentraler Einkäufer (z.B. Swissgrid) beschafft die Vorhaltung eines Speicherinhaltes bzw. die Verfügbarkeit von Leistung und Energie, so dass der inländische Strombedarf jederzeit für eine vorgegebene Anzahl Tage oder Wochen gedeckt werden kann. Belastet würden alle Endverbraucher mit einem Zuschlag für die Netznutzung.

Grundsätzlich kann diese Massnahme technologieneutral ausgestaltet werden und alle Speicher- und Umwandlungstechnologien (bspw. Batterien) zulassen.

Während die Kapazitätsauktion die Kapazitätsbereitstellung sicherstellen soll, zielt die Verfügbarkeitsauktion darauf ab, die Energie- bzw. Speicherverfügbarkeit in den (trockenen) Winter- und Frühjahrsmonaten abzusichern.

Materielle Einschätzung

Diese Massnahme gibt den Speicherkraftwerkbetreibern Anreize, ihr verfügbares Wasser nicht in einer Hochpreisphase im Herbst oder Winter vollständig zu turbinieren, sondern für spätere, möglicherweise versorgungskritischere Zeitpunkte vorzuhalten. Die Betreiber der Wasserkraftanlagen werden für die durch die Vorhaltung entstehenden Opportunitätskosten entschädigt (d.h. für die entgangenen Erträge am Spot- und SDL-Markt durch zeitlich verlagerte Einspeisung). Ziel dieser Massnahme ist es, Anreize zur Vorhaltung zusätzlicher Stromreserven zu setzen für Zeiten, in denen das Stromangebot knapp ist. Dies dürfte jedoch kaum zusätzliche Investitionsanreize für Erneuerungen und Erweiterungen der Anlagen schaffen, sofern sich genügend Anbieter an der Auktion beteiligen und der Markt kompetitiv ist. Dies hängt auch von der konkreten Produktgestaltung ab, insbesondere über welchen Zeitraum die verfügbare Kraftwerksleistung und Energie abgerufen werden soll. Je länger dieser Zeitraum ist, desto höher werden die Opportunitätskosten der Speicherbetreiber und desto geringer die Anzahl möglicher Anbieter.

Erkenntnis

Eine Abgeltung für strategische Speicherreserven etwa mittels Verfügbarkeitsauktion erscheint zweckmässig, um mögliche Versorgungsengpässe marktseitig zusätzlich abzusichern, d.h. über die heutigen SDL-Produkte hinaus. Speicherbetreiber würden so beanreizt, auf die Produktion zu gewissen systemtechnisch unkritischen Zeiten zu verzichten und im Gegenzug in kritische Zeiten zu verlagern. Die Massnahme ist allerdings bei einer nicht übermässig langen Lieferverpflichtung und einem kompe-



titiven Markt nur bedingt geeignet, über die dadurch entstehenden Opportunitätskosten hinaus gehende Erträge zu generieren und dadurch namhafte zusätzliche Investitionsanreize zu setzen. Sie verbessert die Rentabilität der bestehenden Wasserkraft daher kaum, ist aber effektiv und effizient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. Der Finanzierungsbedarf dürfte daher deutlich geringer ausfallen als bspw. bei langfristigen Kapazitätsauktionen. Auch der Umsetzungsaufwand dürfte überschaubar sein, da auf die vorhandenen Prozesse der SDL-Auktionen aufgebaut werden könnte.

3.4.6. Festlegung der Preiszonen

Die Festlegung der Preiszonen beeinflusst die Preisgestaltung an den Spot- und Terminmärkten, da die Knappheiten der Grenzkapazitäten zwischen den Preiszonen Angebot und Nachfrage beeinflussen. Üblicherweise sind Preiszonen entlang nationaler Grenzen abgestimmt. Grundsätzlich könnten Preiszonen aber auch verstärkt entlang von Netzengpässen definiert werden.

Umsetzungsvarianten

Da die Schweizer Strompreise stark von der Preisbildung in den Nachbarstaaten beeinflusst werden (siehe dazu Anhang III, Kap. 1.3.), hätte eine Änderung der Preiszonengestaltung in den Nachbarstaaten auch einen Einfluss auf das Preisniveau in der Schweiz. Da diese Entwicklung jedoch ohne Schweizer Einfluss geschieht (bspw. Diskussion um Abspaltung Österreichs von der deutschen Preiszone), wird diese Massnahme hier nicht weiterverfolgt. Betrachtet wird nur eine Reform der Schweizerischen Preiszone zur besseren Abbildung der Engpässe im Übertragungsnetz wie eine Unterteilung in eine Mittellandzone und eine Alpenzone, so dass die Alpenzone häufiger die höheren italienischen Preise übernehmen könnte. Unrentable Kraftwerke in der Alpenzone würden so eine erhöhte Rentabilität erhalten.

Materielle Einschätzung

Eine Trennung der Schweizer Preiszone kann das Preisgefüge der Spot- und Terminpreise ändern und – je nach Standort eines Produzenten – das Preisniveau erhöhen oder reduzieren. Bei knappen Leitungskapazitäten kommt es zwischen den Preiszonen zu unterschiedlichen Preisniveaus, welche die zonenspezifischen Knappheiten besser reflektieren und dadurch marktgerechtere Investitionsanreize setzt als ein Mischpreis über beide Preiszonen. Davon werden allerdings nicht alle Kraftwerke profitieren können, sondern nur jene, die sich in Gebieten befinden, wo die Produktion knapp und der Preis entsprechend höher ist. Eine Aufteilung der Preiszone Schweiz in zwei Preiszonen würde sich negativ auf die Markt-Liquidität innerhalb der Preiszonen auswirken, was das Risiko von Marktmachtmissbrauch erhöht.

Erkenntnis

Eine Definition der Preiszonen entlang von strukturellen Netzengpässen ist grundsätzlich wünschenswert, da die Knappheiten so verstärkt in die Marktpreise einfließen. Eine Trennung der Schweizer Preiszone ist jedoch aufgrund der Kleinheit der Schweiz und wegen kaum vorhandenen strukturellen Netzengpässen innerhalb der Schweiz ökonomisch nicht sinnvoll. Die Preise in den beiden Preiszonen wären dadurch häufig identisch, was die Investitionsanreize kaum verbessert. Je weniger liquide die Märkte sind, desto eher kann es zu unerwarteten Preisausschlägen nach unten und oben sowie Marktmachtmissbrauch kommen. Zudem entstehen durch die Aufteilung in zwei Märkte höhere Transaktionskosten, welche auf die Konsumenten überwältigt werden können.

3.4.7. Netztarifierung

Die Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kraftwerken kann auch durch eine Umgestaltung des Netztarifierungssystems beeinflusst werden. Heute besteht für die Schweiz das Ausspeiseprinzip, d.h. nur Strombezüger tragen die Kosten der Netznutzung, Produzenten sind davon befreit. Auch sind Pumpspeicherkraftwerke – inklusive der Verbrauch zum Antrieb der Pumpen – befreit.

Umsetzungsvarianten

Damit bestehende Schweizer Wasserkraftwerke durch eine Änderung der Netztarifierung einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit erfahren, müsste auch der importierte Strom für die Kosten der Netznutzung aufkommen. Denkbar sind folgende Varianten:

Entry-Exit-Modell

In dieser Variante findet eine Anpassung des Ausspeiseprinzips der Stromnetznutzung statt: Jeder Produzent inkl. Importeur muss für die Lieferung an Schweizer Endkunden ein Entry (Netznutzungs-



entgelt) am entsprechenden Punkt zahlen (tiefere Netzebenen sind günstiger). Er verkauft entsprechend mit höherem Preis am Schweizer Strommarkt. Der Endkunde zahlt das entsprechend tiefere Exit (Netznutzungsentgelt). Entry und Exit addiert entsprechen dem heutigen Netznutzungsentgelt.

G-Komponente

In dieser Variante wird ein Netznutzungsentgelt für die Einspeisung von Erzeugern auf Netzebene 1 (Höchst- und Hochspannungsnetz) inkl. Importe erhoben. Dies verteuert den Import und Export und die einheimische Produktion auf Netzebene 1. Betroffen sind damit die grossen Kernkraft- und Pumpspeicherkraftwerke, deren Wettbewerbsfähigkeit auf dem nationalen und internationalen Strommarkt sinken würde. Eine G-Komponente auf Netzebene 1 erhöht tendenziell auch den Grosshandelspreis für Strom in der Schweizer Preiszone, wovon die Kraftwerke auf den tieferen Netzebenen profitieren. Konsumenten würden entsprechend von den Kosten der Netznutzung entlastet, soweit diese nicht über höhere Schweizer Energiepreise teils wieder auf sie überwält werden.

Distanzabhängige Netztarife

Der Lieferant zahlt für den von ihm induzierten simulierten Stromfluss ein distanzabhängiges Entgelt vom Ort der beschafften Produktion bis zum Ort seiner Endkunden. Stromlieferungen über weitere Distanzen werden so verteuert wie bspw. für Importe oder auch für Grosswasserkraftwerke in abgelegenen Tälern. Die Konsumenten werden voraussichtlich nicht entlastet, da zu erwarten ist, dass die von den Lieferanten zu zahlenden Netztarife auf die Verbraucher überwält werden.

Materielle Einschätzung

Da die Kosten für die Netznutzung über die Hälfte des Stromendkundenpreises ausmachen, haben Änderungen der Netztarifierung grosse Auswirkungen für die Stromanbieter. Die oben genannten Massnahmen führen zu einer Umverteilung des Netznutzungsentgeltes zwischen Konsumenten (Entlastung) und – je nach Ausgestaltung – Importeuren, Exporteuren und ausgewählten Schweizer Produzenten (Belastung). Durch die Belastung der Importeure und – je nach Ausgestaltung - auch einheimischen Produzenten kann dies einen steigenden Einfluss auf die Grosshandelspreise (insb. im Winterhalbjahr) haben und wiederum die Konsumenten belasten. Die Netto-Effekte auf die Schweizer Produzenten sind abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Massnahme.

Erkenntnis

Kraftwerke auf Netzebene 1 werden durch die oben genannten Massnahmen wie dem Entry-Exit-Modell und einer G-Komponente belastet, Kraftwerke auf tieferen Netzebenen profitieren durch etwas höhere Grosshandelspreise. Durch distanzabhängige Netztarife werden Kraftwerke, welche sich abgelegen von den Verbraucherzentren befinden, belastet. Diese Massnahmen bewirken vorwiegend Umverteilungseffekte und adressieren die Themen Versorgungssicherheit und Ausbau und Erhalt erneuerbarer Energien kaum. Der administrative Aufwand dieser Massnahme ist vor allem durch den initialen Umstellungsaufwand geprägt.

3.4.8. Juristische Einschätzung

In der Studie von Swiss Economics (2016) wurden verschiedene hier diskutierte Massnahmen hinsichtlich ihrer juristischen Zulässigkeit geprüft. Es handelt sich um zwei Quotenmodelle, die Abnahme- und Vergütungspflicht sowie zwei verschiedene Kapazitätsmechanismen. Die Prüfung bezog sich auf die Verfassungskonformität, die Vorgaben des Welthandelsrechts (WTO-Recht und FHAs) und die Vorgaben des EU-Rechts.

Die grobe Analyse zeigt, dass sich alle fünf Modelle mit dem schweizerischen Verfassungsrecht und dem EU-Recht grundsätzlich vereinbaren liessen. Letzteres wäre für die Schweiz bei Abschluss eines Stromabkommens von Bedeutung. Was das Welthandelsrecht anbelangt, sind Aussagen zur rechtlichen Zulässigkeit nur mit Zurückhaltung möglich. Dies liegt erstens daran, dass zahlreiche der sich stellenden Fragen durch Rechtsprechung und Lehre noch nicht hinreichend ausjudiziert sind. Zweitens kommt es jeweils sehr stark auf die konkrete Ausgestaltung des Modells an. Eine welthandelsrechtskonforme Ausgestaltung dieser Massnahmen erscheint gemäss Studie aber zumindest nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Bei den Kapazitätsmechanismen dürften Auktionen gegenüber administrativen Zahlungen bessere Chancen haben, nicht als staatliche Beihilfen taxiert zu werden⁴¹.

⁴¹ Siehe dazu Bericht der Europäischen Kommission vom 13. April 2016, Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, SWD(2016) 119 final.



Eine umfassende und abschliessende Analyse der rechtlichen Vereinbarkeit kann letztlich nur gestützt auf ein im Detail ausformuliertes Regelungsmodell erfolgen. Insofern sind die vorliegenden Ausführungen lediglich als eine erste Einschätzung zu betrachten.

3.5. Einordnung Kosten der Massnahmen

Die gesamten Ausgaben der Endverbraucher für Strom in der Schweiz betragen derzeit rund 9,8 Mrd. Fr. pro Jahr. Die Kosten der verschiedenen Massnahmen sind teilweise nicht direkt vergleichbar. Wie die oberen Abschnitte gezeigt haben, liegen die möglichen Kosten der Massnahmen im Bereich von 115 Mio. (Marktprämie gemäss Ausgestaltung im 1. Massnahmenpaket der ES2050) bis rund 1,5 Mrd. Fr. pro Jahr (je nach Ausgestaltung Quotenmodell, Abnahme- und Vergütungspflichten, Kapazitätsmechanismen).

Notlösungen stellen oft nur eine Deckung der variablen Kosten dar, und Massnahmen wie die Marktprämie oder eine Abgeltung für strategische Speicherreserven reichen nicht aus, um die vollen Gesteuerungskosten zu decken bzw. um Investitionsanreize für Erneuerungen und Erweiterungen zu setzen. Weitergehende Lösungen stellen hingegen Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten dar und setzen auch Anreize für langfristige Investitionen und Reinvestitionen.

Sollen mit der Massnahme auch Erneuerungen- und Erweiterungsinvestitionen gedeckt werden können, steigen die Finanzierungskosten deutlich an. Die durchschnittlichen, gewichteten Gesteuerungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh⁴², also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise. Mit den oben beschriebenen Quotenmodellen und Kapazitätsmechanismen können auch solche Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen bearbeitet werden (je nach Höhe der Quote bzw. der ausgeschriebenen Kapazität).

Die untere Abbildung schlüsselt die oben genannten Kosten von 9,8 Mrd. Fr. für die Endverbraucher nach den einzelnen Kostenblöcken auf. Die grössten Blöcke fallen mit rund 4 Mrd. und 3,5 Mrd. Fr. auf den Energieteil und das Verteilnetz.

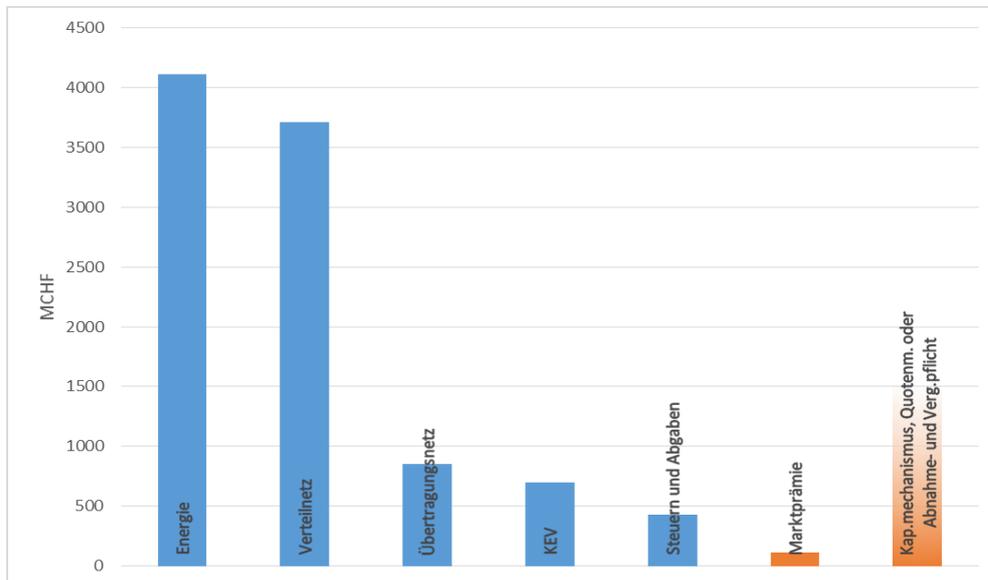


Abbildung 8: Kostenblöcke für Endverbraucher im Strommarkt

Je nach Ausgestaltung würden auch die Massnahmen wie Kapazitätsmechanismen, Quotenmodelle oder Abnahme- und Vergütungspflichten mit bis zu 1,5 Mrd. Fr. einen grossen Kostenblock darstellen. Wie oben dargestellt, sind die Kosten jedoch direkt abhängig vom Umfang der Massnahme. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Kosten für die KEV auslaufen werden.

Wichtig ist dabei auch, dass eine mögliche Massnahme in Bezug auf die Kosten effizient ist, d.h. dass Mitnahmeeffekte für Produzenten möglichst vermieden werden, der administrative Aufwand für alle Beteiligten möglichst gering gehalten wird und dass sich die Effekte der Massnahme auf den EOM möglichst in Grenzen halten.

⁴² Siehe BFE (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.



Schlussbemerkungen

Die Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit über genügend Kraftwerks- und Netzkapazitäten und die Erreichung der nationalen Klimaziele durch eine möglichst CO₂-freie Stromversorgung sind als zwei gleichwertig erstrebenswerte Ziele zu betrachten. Die Auslegeordnung in diesem Bericht lässt erkennen, dass jede der geprüften Massnahmen für die inländischen Kraftwerkskapazitäten in Bezug auf Zielerreichung, Kosten und Umsetzungsaufwand Vor- und Nachteile aufweisen. Je nach Zielsetzung erscheinen einzelne Massnahmen geeigneter als andere und so könnten auch mehrere respektive kombinierte Massnahmen erforderlich sein. Ganz frei in der Wahl der Massnahmen ist die Schweiz jedoch nicht: Das internationale Handelsrecht (WTO, Freihandelsabkommen zwischen der Schweiz und der EU) wie auch das geplante Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU müssen beachtet werden.

Der Bedarf einer Absicherung der Versorgungssicherheit muss mittels ganzheitlicher Analysen zur System Adequacy erfolgen. Eine genügende inländische Produktion kann die Versorgungssicherheit allein nicht gewährleisten, denn auch das Netz muss für den Abtransport und die Verteilung der Energie bereitstehen. Die regional vernetzte Schweiz wird durch die Bedingungen in den Nachbarstaaten stark beeinflusst. Versorgungssicherheit ist also eine Frage, wo die Energie produziert und wie sie über das Netz (auch grenzüberschreitend) verteilt wird. Da sich die Situation über die Zeit ändert, müssen entsprechende Analysen periodisch durchgeführt werden, um das Zusammenspiel verlässlich abzubilden.

Singuläre Massnahmen, wie beispielweise solche ausschliesslich für den Erhalt der Schweizer Wasserkraftwerke, stellen volkswirtschaftlich keine optimale Lösung dar. Jede Massnahme muss im Gesamtkontext betrachtet werden: Dieser umfasst den Schweizer Strommarkt, die Marktbedingungen und Produktionskapazitäten in den Nachbarstaaten, die Entwicklung des nationalen und internationalen Netzausbaus, laufende und geplante Rechtssetzungsprojekte in der Schweiz sowie die energiepolitische Gesamtstrategie der EU.

Eine besondere Herausforderung stellt die Finanzierung der jeweiligen Massnahmen dar, sei es für neue erneuerbare Energien oder bestehende Kraftwerke. Der Bundesrat hat bereits mit dem zweiten Massnahmenpaket der ES 2050 beschlossen, dass der Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden soll. So müssen die richtigen Anreize gesetzt werden, damit die Versorgungssicherheit weiterhin gewährt und der Umbau des Schweizer Energiesystems kosteneffizient erfolgen kann. Die Kosten zur Finanzierung der Massnahmen werden am Ende vom Stromkonsumenten getragen. Wenn für energieintensive Betriebe Befreiungen oder Erleichterungen vorgenommen werden, so dass diese im internationalen Wettbewerb bestehen können, werden die kleinen Stromkunden relativ stärker belastet.

Die Hauptideen der untersuchten Massnahmen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Eine rechtlich zulässige Ausgestaltung einer nach Produktionstechnologie differenzierten Stromabgabe kann die erneuerbaren Energien in der Schweiz kaum stärken, da vor allem HKN aus dem Ausland in die Schweiz importiert würde. Offen bleibt, ob eine Kombination von verschiedenen Bedingungen (wie beispielsweise der Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Import von Zertifikaten, eine zeitgleiche Produktion und eine distanzabhängige Restriktion) rechtlich zulässig ist, wie stark sich eine solche Massnahme auf den Erhalt und den Ausbau erneuerbarer Energien in der Schweiz auswirkt und wie hoch der administrative Aufwand ist.
- Das Marktprämienmodell für die Wasserkraft, welches im Rahmen der ES 2050 eingeführt werden soll, wurde als befristetes Modell angedacht. Es kann relativ rasch eingeführt werden und betroffene Betreiber von Wasserkraftanlagen selektiv unterstützen. In einer vollen Marktöffnung würde die Weiterführung dieses Modells im gegenwärtigen Tiefpreismarkt den Finanzierungsbedarf über dieses staatliche Instrument stark erhöhen. Der Anstieg der Rentabilität der bestehenden Wasserkraftwerke und die Investitionsanreize in neue Anlagen sind eher gering. Die Kompatibilität mit einem allfälligen Stromabkommen und mit WTO-Regeln ist fraglich.
- Die Abnahme- und Vergütungspflicht bietet zwar bis zu einem gewissen Grad eine Kostendeckung für die Produktion, beseitigt aber neben den Preisrisiken auch das Mengenrisiko des Marktes und stellt daher keine genügend marktnahe Lösung dar.



- Auch beim Quotenmodell handelt es sich nicht um ein reines Marktmodell, sondern um ein reguliertes System, bei welchem die Preisbildung direkt durch die Festlegung der Quote, der Pönalen und allenfalls eines Anpassungsfaktors für bestehende Kraftwerke gesteuert wird. Ein Quotenmodell für neue erneuerbare Energien ist in der Schweiz eher ungeeignet, da nicht genügend Liquidität im Markt besteht. Sobald das Quotenmodell auf bestehende erneuerbare Energien ausgedehnt wird, können sehr hohe Umverteilungseffekte zulasten der Stromkonsumenten entstehen.
- Eine Unterteilung der Schweizer Preiszone bringt in der kleinräumigen Schweiz mit wenig strukturellen Netzengpässen kaum zusätzliche Investitionsanreize sondern nur höhere Transaktionskosten. Je weniger liquide die Märkte sind, desto eher kann es zu unerwarteten Preisausschlägen kommen und das Risiko von Marktmachtmissbrauch wird erhöht. Versorgungssicherheit und der Ausbau und Erhalt erneuerbarer Energien wird bei diesem Modell nicht direkt adressiert.
- Eine Änderung der Netztarifierung hätte teilweise unerwünschte Konsequenzen für die Produzenten, insbesondere bei einem Entry-Exit-Modell, einer Einführung einer Kraftwerkskomponente für Importe und Kraftwerke auf Netzebene 1 oder einer Einführung von distanzabhängigen Netztarifen. Diese Massnahmen bewirken vorwiegend Verteilungseffekte und adressieren die Themen Versorgungssicherheit und Ausbau und Erhalt erneuerbarer Energien nicht.
- Kapazitätsauktionen helfen den Kraftwerken, Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten zu erwirtschaften, damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit mit Erneuerungsinvestitionen gewährleistet ist. Er ist aber, wie gerade auch die europäische Diskussion zeigt, ein nicht unerheblicher Markteingriff. Kapazitätsmechanismen über Auktionen können sehr unterschiedlich ausgestaltet werden.
- Eine strategische Speicherreserve zielt darauf ab, mögliche Versorgungsengpässe möglichst marktnah zu beheben, indem ähnlich einem SDL Produkt Reserven in Speicherkraftwerken beschafft würden. Speicherbetreiber würden den Anreiz erhalten, auf Produktion zu gewissen systemtechnisch unkritischen Zeiten zu verzichten und auf systemtechnisch kritische Zeiten zu verlagern. Der Finanzierungsbedarf dürfte deutlich geringer ausfallen als bspw. bei Kapazitätsauktionen. Die Massnahme generiert jedoch nur geringe zusätzliche Deckungsbeiträge und setzt daher kaum Anreize für Investitionen.

Um eine Hilfestellung bei der Auswahl des richtigen Instruments zu bieten, müsste eine Gesamtsicht entwickelt werden, welche den Ausbau erneuerbarer Energien, die Energieeffizienz, klimapolitische Ziele, die Netzentwicklung sowie auch die langfristige und systemische Versorgungssicherheit ins Zentrum stellt und einzelne effiziente und umsetzbare Massnahmen näher prüft. Bei der Umsetzung der möglichen Instrumente ist dabei die Notwendigkeit und Dringlichkeit zu berücksichtigen. Die Massnahmen sollten grundsätzlich möglichst offen und flexibel sein und auch ein Phasing-out im Sinne einer Sunset-Klausel enthalten, wenn die Notwendigkeit durch veränderte (wirtschaftliche) Rahmenbedingungen entfällt.



Anhang I: Gesetzlicher Rahmen im Bereich erneuerbare Stromproduktion

Pa.Iv. 12.400

Den Ausbau der erneuerbaren Energien hat das Parlament bereits mit einer Anfang 2014 in Kraft getretenen Änderung des Energiegesetzes (parlamentarische Initiative 12.400) verstärkt. Damit wurden mehr Mittel für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) zur Verfügung gestellt. Für Betreiber von kleinen Photovoltaik-Anlagen wurden statt der KEV einmalige Investitionsbeiträge (Einmalvergütungen) eingeführt. Ausgeweitet wurde der Kreis der stromintensiven Unternehmen, welche die Rückerstattung der bezahlten Netzzuschläge beantragen können, falls sie ihre Energieeffizienz steigern.

Seit 2009 bezahlen alle Stromkonsumentinnen und –konsumenten pro verbrauchte Kilowattstunde Strom einen Netzzuschlag zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien (Biomasse, Photovoltaik, Kleinwasser- und Windkraft, Geothermie) und Gewässersanierungen. Das gesetzliche Maximum des Netzzuschlags liegt bei 1,5 Rappen/kWh und wird ab 2017 erreicht. Die Mittel fließen in die KEV sowie in die Rückerstattungen an Grossverbraucher, in die Finanzierung der wettbewerblichen Ausschreibungen für Stromeffizienz, in die Risikogarantien für Geothermieprojekte und in die Vollzugskosten. 0,1 Rappen werden zur Finanzierung von Gewässersanierungsmassnahmen verwendet.

Produzenten fossiler und erneuerbarer Energie erhalten das explizite Recht, die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst zu verbrauchen (Eigenverbrauch). Dabei werden Netznutzungsentgelt, Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) und übrige Abgaben nicht geschuldet.

Energiestrategie 2050

Bundesrat und Parlament haben im Jahr 2011 im Nachgang zur Reaktorkatastrophe von Fukushima einen Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Dieser Entscheid sowie weitere, seit Jahren zu beobachtende tiefgreifende Veränderungen insbesondere im internationalen Energieumfeld bedingen einen sukzessiven Umbau der Schweizer Energieversorgung bis ins Jahr 2050.

Erstes Massnahmenpaket: Totalrevision Energiegesetz

Zur Umsetzung der Energiestrategie sind eine Totalrevision des Energiegesetzes sowie weitere gesetzliche Anpassungen nötig. Am 4. September 2013 hat der Bundesrat seine Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 verabschiedet und dem Parlament zur Beratung überwiesen. National- und Ständerat haben die Vorlage in der Schlussabstimmung vom 30. September 2016 verabschiedet. Die Referendumsfrist hat am 11. Oktober begonnen. Kommt ein Referendum zustande, könnte eine Volksabstimmung frühestens am 21. Mai 2017 durchgeführt werden.

Die wichtigsten Eckwerte des ersten Massnahmenpakets: Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Person soll gegenüber Stand im Jahr 2000 bis 2020 um 16 und bis 2035 um 43 Prozent sinken, der durchschnittliche Stromverbrauch pro Person um 3 bzw. 13 Prozent. Die durchschnittliche inländische Produktion erneuerbarer Energie ohne Wasserkraft soll bis 2020 auf mindestens 4,4 und bis 2035 auf mindestens 11,4 TWh steigen. Bei der Produktion von Strom aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37,4 TWh liegt.

Wasserkraftwerke erhalten während fünf Jahren für ihren Strom, den sie im freien Markt unter den Gestehungskosten verkaufen, eine Marktprämie von maximal einem Rappen pro kWh. Die Finanzierung erfolgt über den Netzzuschlag (0.2 Rp./kWh). Die KEV wird zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgebaut und wird gleichzeitig befristet. So dürfen ab dem sechsten Jahr nach Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets keine neuen Anlagen mehr ins Fördersystem aufgenommen werden (Sunset-Klausel).

Der Netzzuschlag zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Gewässersanierungen wird sofort mit Inkrafttreten des ersten Massnahmenpakets auf 2.3 Rp./kWh erhöht. Die Gewässerschutzmassnahmen werden wie bisher mit 0.1 Rp./kWh finanziert. Für Kleinwasserkraft- und für Biomasse-Infrastrukturanlagen gibt es Investitionsbeiträge bis zu 0.1 Rp./kWh, ebenso werden Investitionsbeiträge von 0.1 Rp./kWh für neue, erheblich erweiterte und erneuerte Grosswasserkraftanlagen eingeführt. Die Kernkraftwerke bleiben so lange am Netz, wie ihre Sicherheit gewährleistet ist; neue Kernkraftwerke dürfen nicht mehr gebaut werden.



Zweites Massnahmenpaket: Klima- und Energielenkungssystem KELS

Der Bundesrat hat am 28.10.2015 zuhanden des Parlaments die Botschaft über ein Klima- und Energielenkungssystem verabschiedet. In dieser zweiten Etappe der Energiestrategie 2050 sollen die Klima- und Energiepolitik neu ausgerichtet werden. Ab 2021 soll der Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden. Die Grundlage für diese zweite Etappe bildet ein neuer Verfassungsartikel.

Die Lenkungsabgaben sollen dazu beitragen, Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch zu senken. Der vorgeschlagene Verfassungsartikel legt fest, dass Abgaben auf Brenn- und Treibstoffen sowie Strom erhoben werden können. Die genaue Ausgestaltung der Lenkungsabgaben ist offen und soll in Gesetzen konkretisiert werden. Die Erträge aus den Lenkungsabgaben sollen nach Auslaufen der Förderinstrumente vollständig an die Bevölkerung und die Wirtschaft rückverteilt werden, sodass die Belastung der Haushalte und Unternehmen insgesamt nicht ansteigt.

Die vorgeschlagene Verfassungsbestimmung lässt dem Gesetzgeber Spielraum bei der Ausgestaltung der Klima- und Stromabgaben und stellt eine flexible Übergangsphase zwischen dem Förder- und dem Lenkungssystem sicher.

Stromversorgungsgesetz und volle Marktöffnung

Im März 2007 verabschiedete das Parlament das Stromversorgungsgesetz (StromVG). Es legte damals fest, dass der Markt in zwei Schritten geöffnet werden sollte: Ab 2009 für grosse Verbraucher mit über 100'000 Kilowattstunden Stromverbrauch pro Jahr und fünf Jahre später für sämtliche Stromkonsumentinnen und -konsumenten. Für die Inkraftsetzung des zweiten Schrittes ist ein referendumsfähiger Bundesbeschluss erforderlich (Artikel 34 Absatz 3 StromVG). Mit dem Bundesbeschluss werden diejenigen Bestimmungen des StromVG in Kraft gesetzt, welche die Grundsätze der vollen Marktöffnung enthalten. Im voll geöffneten Strommarkt wird der Netzzugang allen Marktteilnehmern gewährt, das heisst jeder Kunde kann seinen Stromlieferanten frei wählen. Für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100'000 Kilowattstunden besteht weiterhin die Möglichkeit, sich zu regulierten Tarifen vom bisherigen Versorgungsunternehmen mit Strom beliefern zu lassen. Im Rahmen des Bundesbeschlusses können diese Bestimmungen nicht materiell abgeändert werden. Es können auch keine weiteren Gesetzesbestimmungen aufgenommen werden.

Am 4. Mai 2016 hat der Bundesrat den Ergebnisbericht zu der (von Oktober 2014 bis Januar 2015 durchgeführten) Vernehmlassung zum Bundesbeschluss über die volle Strommarktöffnung zur Kenntnis genommen. Die aktuelle Marktsituation im Zusammenhang mit der deutlich verringerten Rentabilität von Schweizer Wasserkraftwerksanlagen, die Ergebnisse aus der Vernehmlassung zum zweiten Schritt der Strommarktöffnung und die derzeit blockierte Situation beim Stromabkommen haben den Bundesrat veranlasst, mit der vollen Marktöffnung derzeit zuzuwarten.

Nicht geförderte Kraftwerksanlagen würden bei einer vollen Marktöffnung stärker im Wettbewerb stehen. Das betrifft bei den gegenwärtigen tiefen europäischen Grosshandelspreisen die Kernkraft ebenso wie die Wasserkraft. In der Teilmarktöffnung kann heute ein Teil der Gestehungskosten von zurzeit im Markt unrentablen Kraftwerken auf Kunden in der Grundversorgung überwältzt werden. In der vollen Marktöffnung werden alle Endkunden die Möglichkeit haben, in den freien Markt zu wechseln, was die Energietarife unter Druck setzt. Das Ausmass hängt von deren Wechselbereitschaft ab.

Der Bundesrat hat das UVEK beauftragt, laufend zu prüfen, auf welchen Zeitpunkt die volle Marktöffnung angezeigt ist. Alle relevanten Aspekte wie die anstehende Revision des StromVG, die Gesetzgebungsarbeiten an der Energiestrategie 2050 sowie der Stand der Verhandlungen zu einem Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU werden dabei berücksichtigt. In Kenntnis dieser Arbeiten und der laufenden Analyse des Marktumfeldes soll 2017 eine Standortbestimmung hinsichtlich der vollen Öffnung des Strommarktes zuhanden des Bundesrates erfolgen. Falls der Bundesrat Ende 2017 aufgrund des Berichtes des BFE zum Schluss kommt, den 2. Marktöffnungsschritt umzusetzen, würde möglichst schnell eine Botschaft an das Parlament überwiesen.

Revision des Stromversorgungsgesetzes

Ziel der Revision des StromVG ist es, bestehende Lücken im Gesetz zu schliessen sowie den sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Strombranche Rechnung zu tragen. Innerhalb der Revision sollen verschiedene Massnahmen angestossen werden, die den Regulierungsrahmen in der Schweiz speziell im Netzbereich und an den Schnittstellen hin zum Markt verbessern. Weiter soll die Netztarifierung verstärkt nach dem Verursacherprinzip ausgestaltet werden, und diverse Einzelthemen, bei de-



nen eine regulatorische Verbesserung angezeigt ist (bspw. Messwesen, Arealnetze), sollen den heutigen Gegebenheiten angepasst werden. Der erläuternde Bericht zur Revision soll in der zweiten Jahreshälfte 2017 in die Vernehmlassung gehen.

Im Kontext des vorliegenden Berichtes sind folgende Massnahmen der Revision StromVG relevant:

- **Erhöhung der Liquidität im SDL-Markt:** Lasten und Speicher als Anbieter Systemdienstleistungen (SDL) dienen dazu, Netzschwankungen auf dem Übertragungsnetz auszugleichen. Diese Dienste werden von Swissgrid koordiniert und über einen Teil des Netzentgelts abgegolten. Gegenstand der im Rahmen der Revision StromVG diskutierten Massnahme ist die so genannte Sekundär- und Tertiärregelung. In der Vergangenheit hat Swissgrid vor allem auf Kraftwerkskapazitäten zurückgegriffen, um das Stromangebot an die Nachfrage auszugleichen. Um die SDL-Kosten zu senken, soll nun der Teilnehmerkreis erweitert werden. Davon profitieren letztlich die Stromkunden im Rahmen von tendenziell tieferen Netznutzungskosten.
- **Nutzung von Flexibilitäten in den Verteilnetzen:** Mit der Energiestrategie 2050 wird der Anteil an neuen erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch stark ansteigen. Dies macht die Koordination zwischen Produktion und Verbrauch anspruchsvoller, weil erstens die Produktion dezentraler wird und zweitens die Nachfrage mit einem volatileren Angebot befriedigt wird. Dadurch steigt auch der Bedarf an Flexibilität im Strommarkt (bspw. aus Speichern, Demand Side Management, virtuellen Kraftwerken etc.). Flexibilitätsanbieter (Netzbetreiber, Energielieferant, Produzent, Verbraucher, Energiedienstleister, Pooler etc.) sollen grundsätzlich selbst entscheiden können, wie sie ihre Flexibilität einsetzen, d.h. wann sie wieviel ein- bzw. ausspeisen wollen. Vom Verteilnetzbetreiber sollen Flexibilitäten zur Engpassbeseitigung eingesetzt werden, allerdings kann der Flexibilitätseinsatz durch Dritte auch Engpässe in den Verteilnetzen hervorrufen. Engpässe können auch auf Kosten des Netzbetreibers behoben werden. Der Verteilnetzbetreiber fungiert dabei als Nachfrager auf Flexibilitätsmärkten, so dass sich ein Marktpreis für dessen Einsatz bilden kann.
- **Stärkung der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungsentgelte:** Die Netzkosten werden hauptsächlich durch die Spitzenlast (Leistung) und weit weniger durch die Energieflüsse (Übertragungsverluste als Kostenfaktor) bestimmt. Heute setzt sich der Netznutzungstarif zusammen aus dem Arbeitstarif, dem Leistungstarif und einem fixen Grundtarif. Der Arbeitstarif deckt die Kosten, die im Verteilnetz entstehen, wenn Endverbraucher Elektrizität beziehen. Die schrittweise Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke und der Zubau dezentraler neuer erneuerbarer Energien werden dazu führen, dass weniger Strom ins Übertragungsnetz und mehr Elektrizität direkt ins Verteilnetz gespeist wird. Neue Technologien wie Speicherlösungen für Haushalte werden das Konsumverhalten beeinflussen. Das führt zudem zu Veränderungen in der Nachfragestruktur. Die Tarife sollen sich in einem neuen Netznutzungsmodell also auf die Netznutzer und die Netzbetreiber so auswirken, dass das Netz entlastet, der Netzbetrieb optimiert wird und nur dort ausgebaut wird, wo es ökonomisch sinnvoll ist. Dabei wird auf eine kosteneffiziente Regulierung, einfache Umsetzbarkeit und die Kompatibilität mit der Energiestrategie 2050 geachtet.

Stromverhandlungen

Die volle Strommarktöffnung ist zwingende Bedingung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU. Die entsprechenden Verhandlungen liegen momentan auf Eis. Es braucht zuerst eine Lösung bei den institutionellen Fragen und bei der Personenfreizügigkeit, bevor das Stromabkommen zu einem Abschluss gebracht werden kann. Spätestens wenn sich Lösungen abzeichnen, soll der Entwurf des Bundesbeschlusses über die volle Strommarktöffnung dem Parlament überwiesen werden.

Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz)

Der Wasserzins ist eine öffentliche Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer. Wasserkraftbetreiber kaufen das Recht, ein Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung von elektrischer Energie zu verwerten. Der Wasserzins beeinflusst damit die Gestehungskosten und die Wirtschaftlichkeit von Anlagen. Das geltende Wasserkraftgesetz, bei welchem Wasserzinse nur bis 2019 mit einem maximalen Betrag geregelt sind, wird unabhängig von der Energiestrategie revidiert. Es wird angestrebt, dass ab 2020 eine Nachfolgeregelung in Kraft ist. Mit der Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz WRG, SR 721.80) soll das geltende, starre System in ein flexibles System umgewandelt werden. Das



Wasserzinsmaximum wird dabei aus zwei Teilen berechnet. Einerseits ist pro Kilowatt Bruttoleistung ein fixer Teil Wasserzins vorgesehen, der unabhängig vom Marktumfeld bis zum Erreichen einer Schwelle, das heisst eines gesetzlich geregelten Referenzmarktpreises, zu bezahlen ist. In Abhängigkeit des Referenzmarktpreises für Strom aus Schweizer Wasserkraft wird nach dem Erreichen der Schwelle zusätzlich ein variabler Teil Wasserzins berechnet.

Das neue System führt dazu, dass die verfügbaren Gemeinwesen bei schlechter Marktlage entsprechend dem geringeren Marktwert des Wassers weniger Einnahmen aus Wasserzins für die zur Verfügung gestellte Wasserkraft erzielen. Im Gegenzug können sie an den Gewinnen der Betreiber von Wasserkraftwerken partizipieren, wenn sich die Marktlage verbessert und der Referenzmarktpreis ansteigt.



Anhang II: Methoden und Kriterien zur Beurteilung der Versorgungssicherheit

Ein Versorgungssicherheitskonzept muss die zu erwartenden Situationen im Netz, die Art und Menge der installierten Erzeugungskapazitäten und des Verbrauchs sowie die erwarteten Entwicklungen in den Nachbarstaaten beurteilen. Die bisherigen Konzepte beinhalten im Wesentlichen die Betrachtung der installierten Erzeugungs-(Kraftwerk) und Importkapazitäten (Netz) und der auftretenden Last an bestimmten Tagen. Die Grundlagen leiten sich aus den statistisch verfügbaren Daten ab, wie z.B. der schweizerischen Elektrizitätsstatistik. Sie zeigt die Produktion und Last an einzelnen Tagen wie Mittwoch, Samstag und Sonntag, sowie die verfügbare und aufgetretene Leistung und Höchstlast am dritten Mittwoch jeden Monats. Dieser so genannte deterministische Ansatz betrachtet die Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Erzeugung wird dabei um angenommene Nicht-Verfügbarkeitsmargen (Ausfall, Wiedereinfluss, etc.) reduziert. Das Resultat ergibt eine relativ einfach verständliche Gegenüberstellung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Lasten. Die betrachteten Zeitpunkte (Tage, Stunden) sind dabei so gewählt, dass mit der maximalen Last gerechnet werden kann. Als Resultat wird die Über- resp. Unterdeckung an Kraftwerkskapazitäten in Bezug zur angenommenen Höchstlast angegeben, also die verbleibenden Produktionskapazität (=Leistungsreserve) und die Importkapazitäten dargestellt.

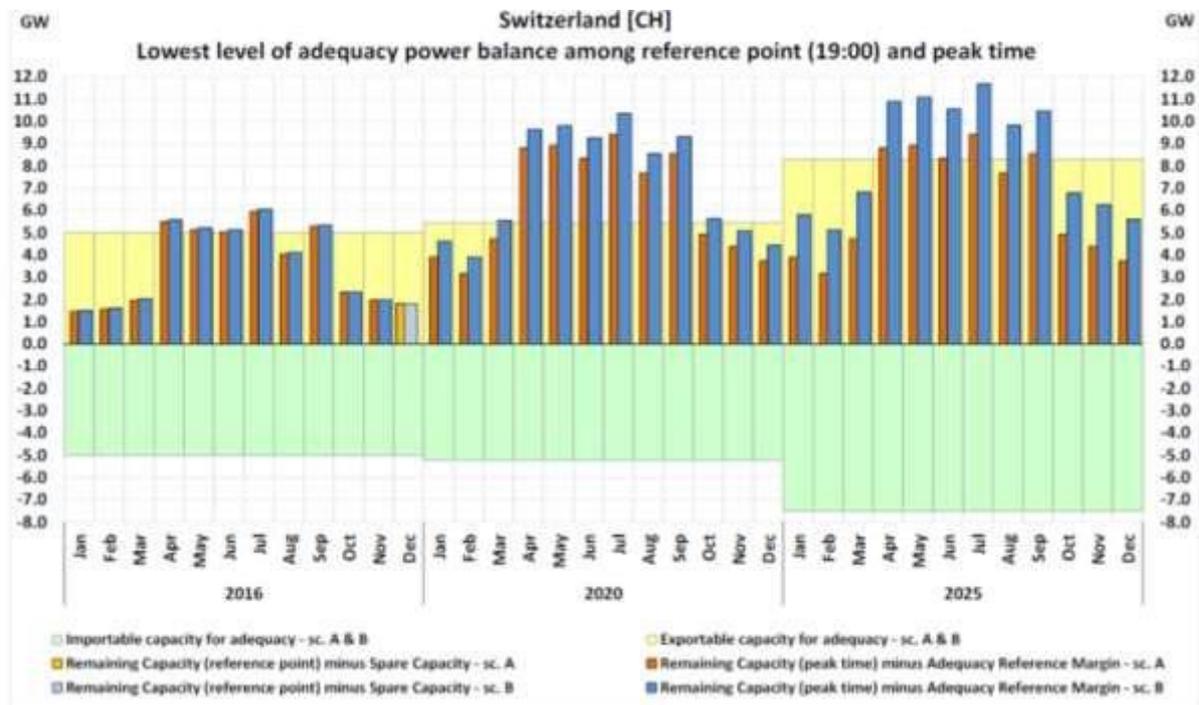


Abbildung 9: Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz. Quelle ENTSO-E, SOAF2015

Sowohl ENTSO-E als auch die EICOM verwenden in ihren Analysen die deterministische Methode. Diese Methode hat den Nachteil, dass Versorgungsengpässe, die zu anderen Zeitpunkten auftreten können, nicht erfasst werden. Bei probabilistischen Betrachtungen werden hingegen nicht nur kurze Zeitfenster, sondern längere Zeiträume berücksichtigt. Dieses Wahrscheinlichkeitsverfahren wird heute als zielführende Methode betrachtet und in Zukunft auch von ENTSO-E angewendet, wobei insbesondere folgende Variablen berücksichtigt werden:

- Ungeplante Ausfälle von Produktion und Netzelementen;
- Verfügbarkeit von Primärressourcen wie Wind, Sonneneinstrahlung und Wasserzuflüsse;
- Lastveränderungen aufgrund Temperatur, wirtschaftliche Entwicklung etc.;
- Einsatzdoktrin von Kraftwerken / Marktumfeld.



Die starke Vernetzung in Zentraleuropa bedingt zwingend die Berücksichtigung der Nachbarstaaten als Region (mindestens alle Nachbarstaaten) und den Einbezug der erweiterten Region (allerdings mit reduzierter Genauigkeit). Bei der probabilistischen Untersuchung hat sich als wichtigstes Kriterium die Loss of Load Expectation in Stunden (LOLE) und Energy not Served (ENS) durchgesetzt. Abbildung 10 zeigt die Bedeutung von LOLE und ENS bei einer zeitlich variablen Lastkurve und konstanter Produktionskapazität.

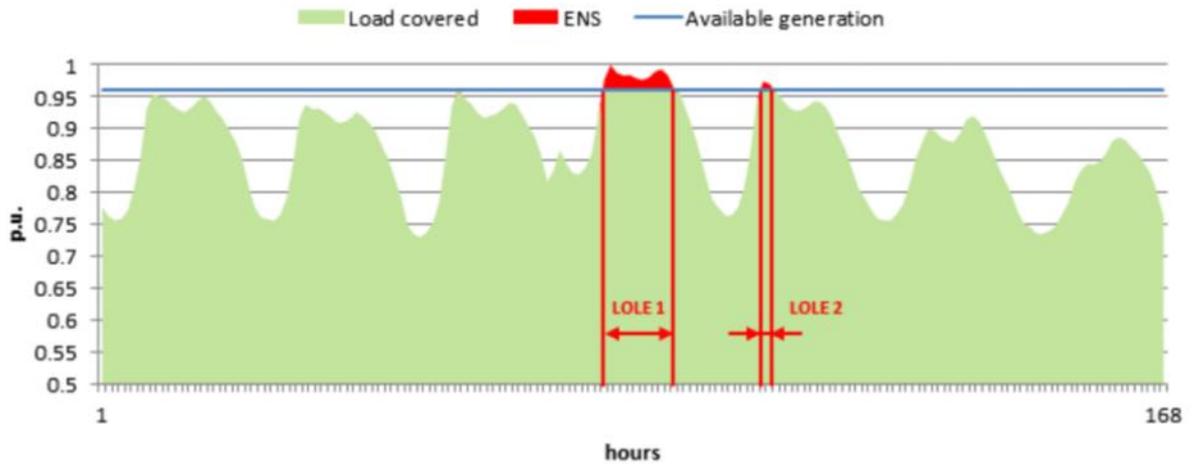


Abbildung 10: Zeitliche Darstellung von LOLE und ENS; Quelle EC Report Appropriate SOAF Standards

Die Abbildung zeigt die erwartete stündliche Last und die zur Verfügung stehende Produktionskapazität (der Einfachheit halber im Bild als konstant angenommen). Die Stunden, in der die Last nun größer als die verfügbare Produktion ist, werden als Stunden mit Loss of Load gewertet. Die Energiemenge, die dabei nicht geliefert werden kann, entspricht dem Leistungsdefizit in Watt mal der Zeit in Stunden (rote Fläche = ENS).



Anhang III: Analyse zur Situation im Strommarkt

Dieser Anhang bietet einen ausführlicheren Überblick zur Strompreisentwicklung.

1. Grosshandelspreise

1.1. Spotmarkt

Der kurzfristige Stromhandel (Spotmarkt) für die Schweiz, Deutschland, Frankreich und Österreich wird an der EPEX Spot in Paris abgewickelt. Im Jahr 2015 wurden in der Preiszone Schweiz rund 25 TWh gehandelt, was rund 40% des Schweizer Endverbrauches darstellt. Der auf der Börse ermittelte Preis dient somit als guter Indikator für den Grosshandelspreis für die Schweiz. Alternative OTC-Kontrakte („over the counter“), das heisst ausserbörsliche Abschlüsse, orientieren sich an den Börsenpreisen.

1.2 Preisentwicklung

Seit 2008 ist ein starker Rückgang der Schweizer Spotpreise (Swissix) zu beobachten. Die Eurokrise mit der Aufwertung des Schweizer Frankens hat die Differenz zwischen den Schweizer Spotmarktpreisen (in EUR) und den schweizerischen Gestehungskosten (in CHF) weiter reduziert (vgl. Abbildung 11 Swissix Base).

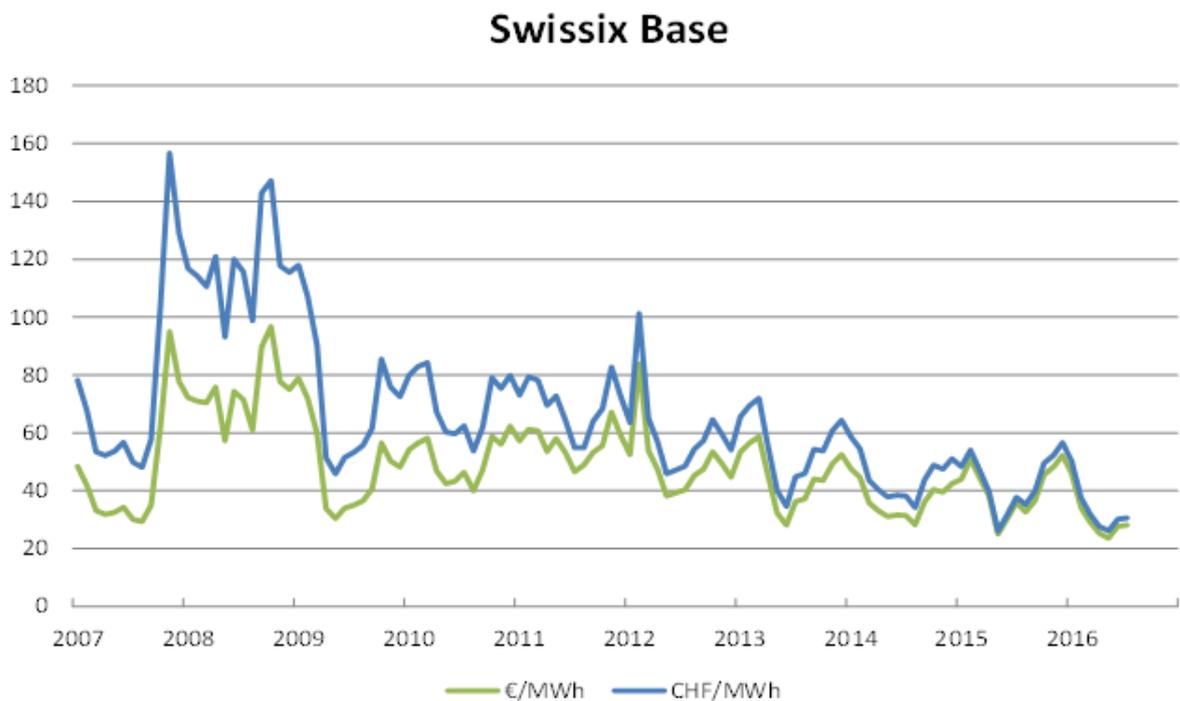


Abbildung 11: Spotpreise für Swissix Base in EUR und CHF

1.3 Abhängigkeit der Schweizer Preise vom Ausland

Die Strompreise sind europaweit gesunken. Dies betrifft sowohl den Spotmarkt als auch den Terminmarkt. Die Spotmarktpreise sind hierbei naturgemäss volatil. Sie werden von vielen Faktoren beeinflusst, wie dem Lastniveau, der Kraftwerksverfügbarkeit (konventionelle und neue erneuerbare Energien wie Wind, Sonne, Wasser), der Auslastung der Grenzkapazitäten, den Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie der Nachfrageentwicklung in Europa.

Die Schweizer Spotmarktpreise liegen zwischen jenen in Deutschland und in Italien. In der Regel ist das Schweizer Preisniveau näher an den deutschen Preisen ausser im Winter, wenn sie näher am italienischen Preisniveau sind. Dieser Fakt gründet auf den Engpässen an der Nordgrenze, d.h. Kapazitätseinschränkungen für die Durchleitungen von Strom. Diese sind im Sommer deutlich weniger vorhanden als im Winter. Ein zur Schweiz in etwa vergleichbares Preisniveau erreicht Frankreich (vgl.



Abbildung 12). Die Preise in Frankreich können im Winter etwas höher sein, da im Vergleich zur Schweiz die Reservemargen geringer sind und im Winter mehr Strom verbraucht wird (auch aufgrund vieler Elektroheizungen in Frankreich).

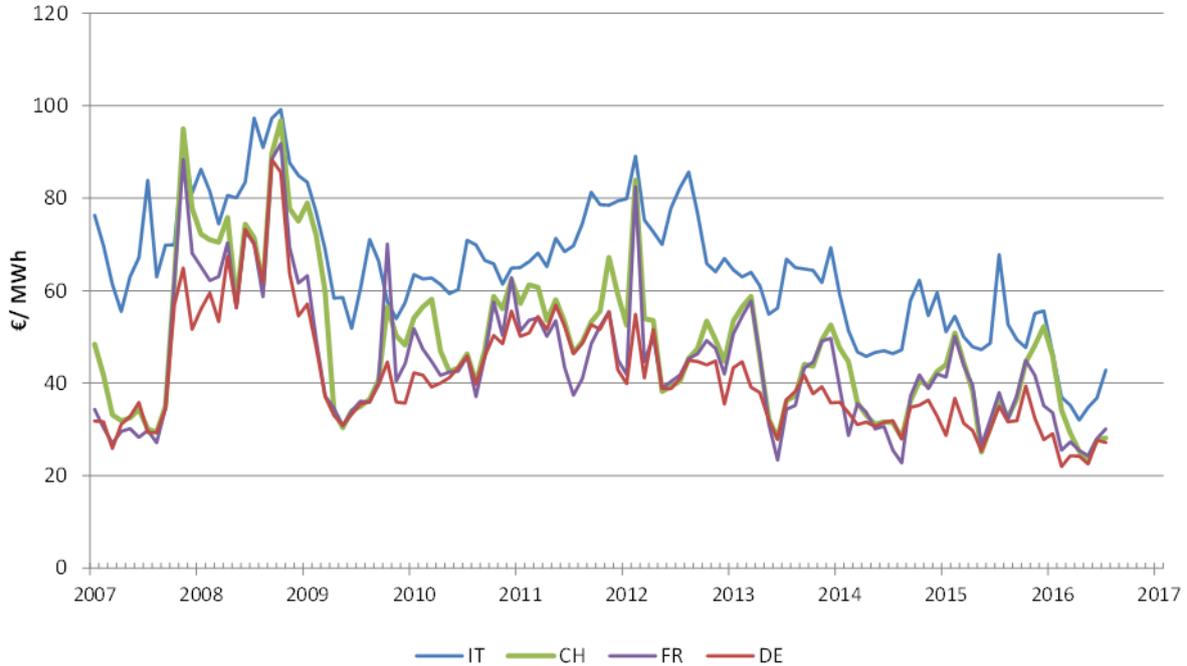


Abbildung 12: Spotpreise in der CH und den Nachbarstaaten

Folgende Struktur zeigt im Weiteren die Auslandsabhängigkeit der Schweizer Preise über das Jahr:

Sommer: Die Schweiz produziert im Sommer mehr Strom als im Winter, kann ihre Überschüsse aber aufgrund von Netzengpässen nur in beschränktem Ausmass nach Italien exportieren, wo die Strompreise höher sind. Im Jahr 2015 betrug die Nettoerzeugung im Sommer 32.761 TWh (Wasserkraft brutto 22.439 TWh), während der Landesverbrauch gemäss Elektrizitätsstatistik im Sommer 28.466 TWh betrug. Der Ausfuhrüberschuss betrug dementsprechend im Sommerhalbjahr 2015 4.295 TWh.

Winter: Die Schweiz produziert weniger Strom, da die Wasserkraft im Winter klimatisch bedingt weniger erzeugt. Im Winter wird auch in der Schweiz mehr Energie verbraucht als im Sommer. Deshalb wird v.a. aus Deutschland und Frankreich Strom importiert. Die Nettoerzeugung betrug im Winter 2014/2015 33.583 TWh (Wasserkraft brutto 17.829 TWh), während der Landesverbrauch gemäss Elektrizitätsstatistik im Winter 2014/2015 34.108 TWh betrug. Der Einfuhrüberschuss betrug dementsprechend im Winter 2014/2015 0.525 TWh. Aufgrund der erwähnten Netzengpässe an der Nordgrenze nähert sich das Schweizer Preisniveau den höheren Preisen in Italien an.

1.4 Strukturveränderungen

Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik oder Wind, die vorwiegend dargebotsabhängig sind, führt zu Veränderungen im Markt. Besonders bedeutsam ist der so genannte Merit-Order Effekt auf den Grosshandelsmärkten. Dieser impliziert, dass aufgrund der sehr geringen variablen Kosten sich die dargebotsabhängige erneuerbare Energie in der Angebotskurve (Merit-Order-Kurve) vor die konventionellen Angebote wie Wasser-, Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerke schiebt. Damit werden diese verdrängt und kommen weniger zum Einsatz. Zugleich sinken bei einem hohen Angebot an erneuerbaren Energien die Preise. Vor allem reduzieren sich bisherige Preisspitzen (vgl. Abbildung 13). Aufgrund der weniger häufigen Preisspitzen sinkt auch die gemessene Volatilität der Preise insgesamt (gemessen über die Standardabweichungen); diese Reduktion ist aber weniger prägnant als die Reduktion der Spitzenwerte.

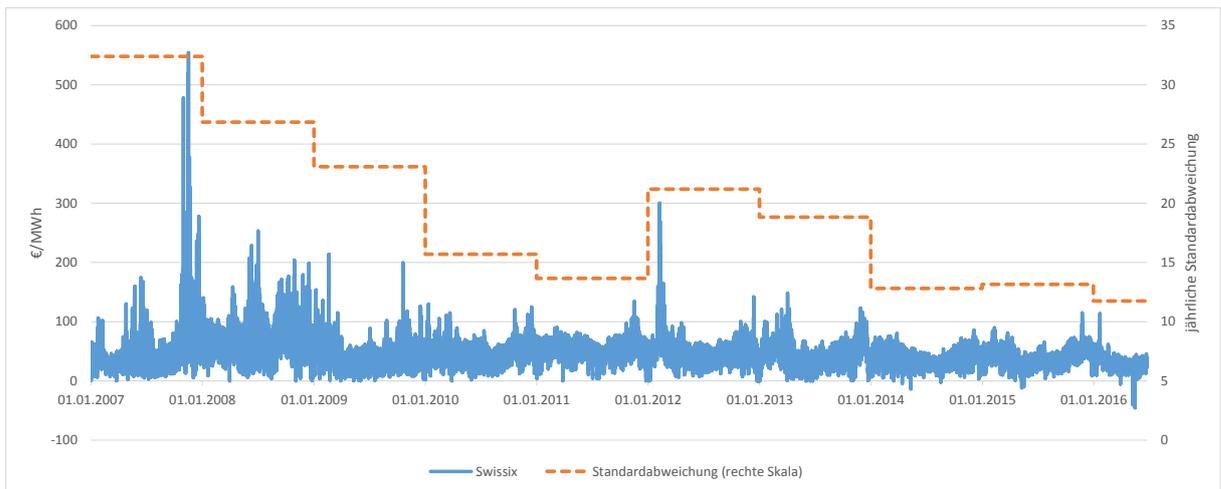


Abbildung 13: Preishöhen und -schwankungen

Bedeutsam für die Wasserkraft ist v.a. dass die früher vorhandene Mittagsspitze weggebrochen ist. Das Businessmodell von Pumpspeicherkraftwerken beruht darauf, dass bei tiefen Preisen gepumpt wird und bei hohen Preisen turbinert, also über eine Preisarbitrage innerhalb des Tages. Werden die Unterschiede geringer, sinken die Arbitragemöglichkeiten. Diese Strukturveränderungen haben auch für die Laufwasserkraft eine Bedeutung, wenn auch weniger dramatisch.

1.5 Terminmarkt

Über den Terminmarkt erfolgt eine längerfristige Beschaffung, über Spotmärkte eine Beschaffung für den kommenden Tag (day ahead) bzw. für den Ausgleich der Schwankungen innerhalb des Tages (intraday). Die Schweizer Terminmarktpreise orientieren sich an den Terminpreisen in Deutschland. Hinzu addiert sich der Zuschlag für Kapazitätsknappheit an der Nordgrenze. Die Terminmarktpreise für die Preiszone Schweiz für das Jahr 2017 (Grundlast) bewegen sich bei 38.85 €/MWh (Stand 20.12.2016). Auch längerfristig zeigen die Terminpreise keine Erholung, die Preiskurve liegt für das Jahr 2018 (Cal-18, Grundlast) bei 33.80 €/MWh und für das Jahr 2019 (Cal-19, Grundlast) bei 32.55 €/MWh.

1.6 Kostendeckungsgrad bei der Wasserkraft

Die Gestehungskosten bei der Schweizer Wasserkraft können zunehmend nicht mehr mit den tiefen Spotpreisen in Europa mithalten, wobei der Terminmarkt noch niedrigere Preise als der Spotmarkt erreicht. Je nachdem wie ein Stromunternehmen seine Beschaffungsstrategie anpasst, kann sich die Kostendeckung der Kraftwerke verändern. Gemäss Elektrizitätskommission (EiCom) fallen rund 50% der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung an und können zu Gestehungskosten an die Endkunden verkauft werden. Bei einer Marktöffnung auch für kleinere Gewerbebetriebe und Haushalte steht die Schweizer Wasserkraft zusätzlich unter Druck. Die langfristigen Absicherungen zu Zeiten höherer Marktpreise, welche die Wasserkraft getätigt hat, laufen allmählich ab.

In Abbildung 14 zeigt den Kostendeckungsgrad der Schweizer Wasserkraft für einen Datensatz mit insgesamt 58 Kraftwerksanlagen (34 Laufwasserkraftwerke, 19 Speicherkraftwerke und 5 Pumpspeicherkraftwerke), die insgesamt 23'108 GWh oder rund 65% der Schweizer Wasserkraftproduktion sowie 10'400 MW oder rund 75% der installierten Wasserkraftleistung abdecken.

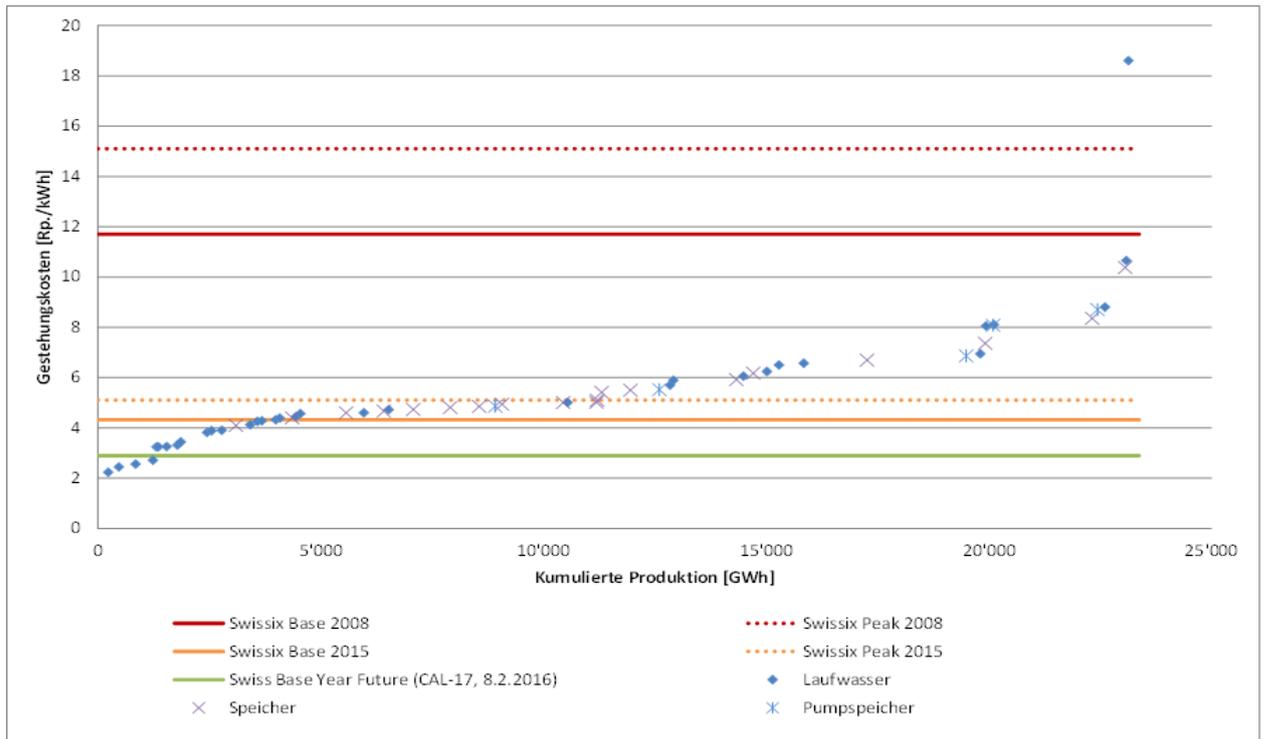


Abbildung 14: Deckung der Gesteungskosten Schweizer Wasserkraft

Der Kostendeckungsgrad ist hierbei differenziert zu betrachten. Kurzfristig müssen die variablen Kosten gedeckt sein; längerfristig die Gesamtkosten. Die variablen Kosten bestehen im Wesentlichen aus den Betriebskosten. Hinzuzurechnen sind Abgaben auf der Wasserkraftnutzung (Steuern und Abgaben inkl. Wasserzinsen). Abschreibungen sind hingegen semi-variable Kosten, da sie sich nicht mit der Ausbringungsmenge verändern. Dies gilt auch für die Kapitalkosten. Werden Abschreibungen nicht gedeckt, so führt das zu Investitionshemmnissen und Verlusten.

Ein Teil der Schweizer Wasserkraft ist derzeit noch konkurrenzfähig im Markt. Allerdings entstehen für gewisse Kraftwerke Verluste durch die zu deckenden Abschreibungen und Kapitalkosten.

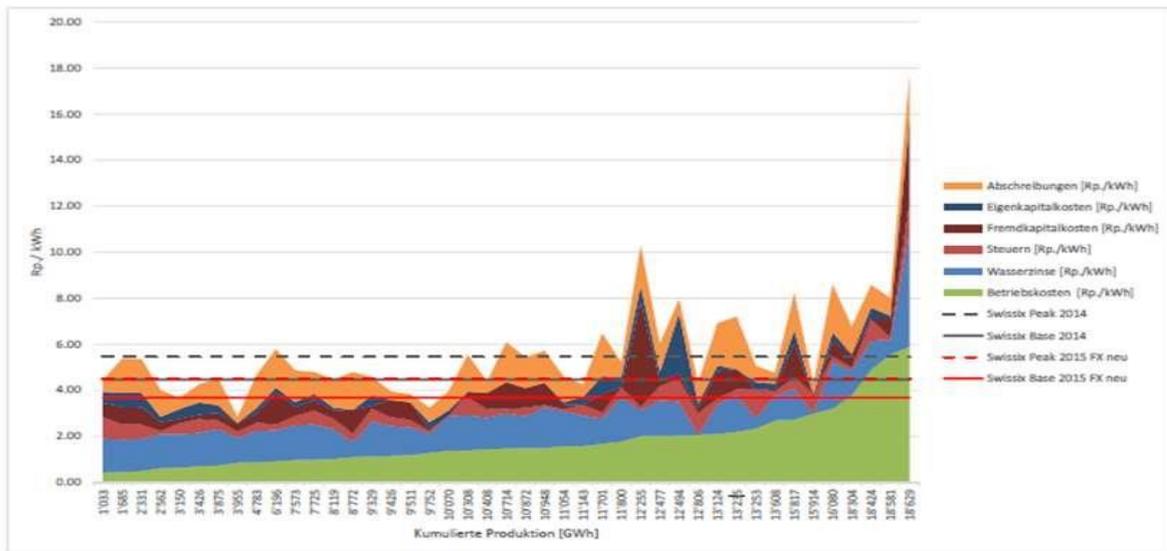


Abbildung 15: Differenzierte Kostendeckungsbetrachtung Schweizer Wasserkraft

Kritischer ist die Lage beim Zubau von Kapazitäten, bei dem die durchschnittlichen zusätzlichen Kosten (average incremental costs, AIC) gedeckt werden müssen, sonst ist der Ausbau nicht wirtschaftlich. Derzeit liegen die Marktpreise unter diesen AIC (inkl. Wasserzinsen). Mithin ist keines der dem Bundesamt für Energie bekannten Schweizer Wasserkraftausbauprojekten bei den derzeitigen Spotmarktpreisen aus ökonomischer Sicht gesehen attraktiv (Spotmarktpreise 2015 Schweiz: Grundlast:



4.3 Rp./kWh, Spitzenlast: 5.1 Rp./kWh). Die (gewichteten) durchschnittlichen Gesteungskosten dieser Projekte belaufen sich auf 14 Rp./kWh. Die Hälfte dieser Projekte wäre attraktiv bei einem Preisniveau von 11.4 Rp./kWh.

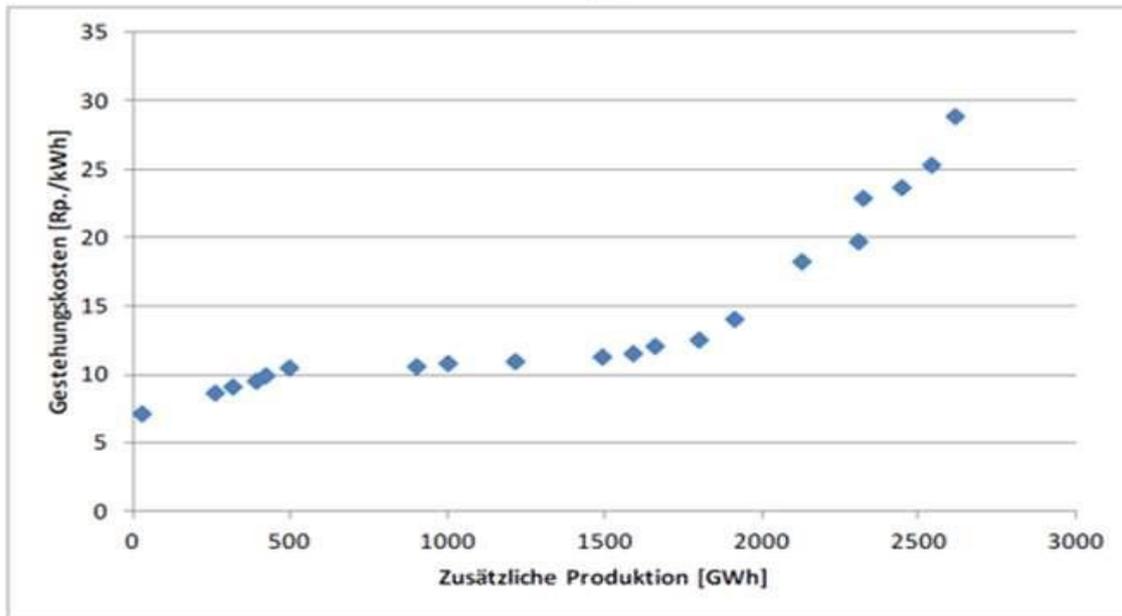


Abbildung 16: Zusatzkosten Wasserkraftausbau in der Schweiz

Eine hohe Bedeutung für die Erlösmöglichkeiten der Wasserwirtschaft hat schliesslich, wie schon vorab erwähnt, die Höhe der Wasserzinsen. Diese sind in den letzten Jahren weiter gestiegen und betragen bis Ende 2019 110 Fr./kW Bruttoleistung. Je höher diese Zinsen ausfallen, desto geringer sind die Refinanzierungsmöglichkeiten der Erzeuger. Dieser Punkt muss bei der Analyse der aktuellen Problemlage berücksichtigt werden. Wie in *Anhang I* beschrieben, besteht ein Zusammenhang mit den laufenden Arbeiten zum Wasserzinsregime mit Vernehmlassung im Jahr 2017.

2. Marktumfeldanalyse

2.1. Entwicklung Europäisches Marktumfeld

Bestimmend für das derzeitige europäische Marktumfeld sind mehrere Faktoren. So hat die noch andauernde Wirtschafts-/Eurokrise zu einer europaweit eher tiefen Stromnachfrage geführt. Wirkungsvolle Massnahmen für mehr Energieeffizienz dämpfen die Nachfrage ebenfalls. Hinzu kommen tiefe Brennstoff- und CO₂-Preise. Diese haben neben dem Nachfragerückgang und dem Merit-Order-Effekt eine weitere preissenkende Wirkung, da die preissetzenden Grenzkraftwerke somit geringere variable Kosten aufweisen. Damit werden die Refinanzierungsmöglichkeiten von nicht geförderten Kraftwerkeinheiten beschränkt, welche sich aus den Deckungsbeiträgen, definiert über die Differenz von Marktpreis zu variablen Kosten, ergibt. Zudem haben sich aufgrund des Zuwachses an erneuerbaren Energien Überkapazitäten gebildet.

2.2. Entwicklung der fossilen Energiepreise

Die niedrigen Kohlepreise resultieren auf einem internationalen Überangebot aufgrund der erheblich gestiegenen Fördermenge von Schiefergas in den USA. Günstiges Schiefergas verdrängt die Kohle in den USA, welche schliesslich exportiert wird. Dies wiederum führt zu tiefen Kohlepreisen auf den Weltmärkten. Die günstige Kohle verdrängt in Europa das Gas.

2.3. Entwicklung CO₂-Preise

Der CO₂-Preis ist derzeit tief aufgrund eines Überangebotes an Emissionsrechten im Emissionshandelssystem der EU (EU-EHS). Diese Baisse wird voraussichtlich noch länger anhalten. Die EU plant, das Überangebot zu verringern. Allerdings dürften nachhaltige Preiserhöhungen aus industriepolitischen Gründen in der EU wenig wahrscheinlich sein, da energieintensive Industrien in einem internationalen Wettbewerb stehen und die europaweite Arbeitslosigkeit hoch ist. Derzeit liegen die Preise der EU-Emissionsrechte (EU-Allowances, EUA) bei rund 5,5 Euro / t CO₂.



Exkurs: Carbon Price Floor in Grossbritannien

Grossbritannien hat durch nationale Massnahmen auf die niedrigen Preise für CO₂ reagiert, da es viele fossile Kraftwerke hat, von denen sich das Land langfristig verabschieden möchte. Weil die Preise deutlich unterhalb der externen Kosten dieser Kraftwerke liegen, erfüllen sie nicht in ausreichendem Mass den klimapolitisch erwünschten Effekt. Hierzu wurde als nationaler Mechanismus ein so genannter Carbon Price Floor, ein Mindestpreis für CO₂ eingeführt.

Im Rahmen des Climate Change Act erhebt das Vereinigte Königreich seit April 2013 einen Mindestpreis für CO₂ (Carbon Price Floor). Dieser Mindestpreis wird zusätzlich zu den sich aus dem EU-Emissionshandel ergebenden Kosten berechnet. Er soll unter den aktuellen Marktbedingungen hoch genug sein, um einen Umstieg von emissionsintensiven Kohle- auf weniger emissionsstarke Gaskraftwerke zu bewirken. Der Mindestpreis wird jeweils drei Jahre im Voraus festgelegt und hängt vom jeweils aktuellen EU-ETS-Preis ab. So wurde dieser auf einem ambitionierten Niveau festgelegt, mit einem angestrebten Preis von 30 £/Tonne CO₂ bis 2020 und einem weiteren Anstieg auf bis zu 70 £/Tonne CO₂ bis 2030 (basierend auf den Realpreisen von 2009). Diese Preise liegen erheblich über denen des EU-ETS, so dass britische Stromproduzenten einen wesentlich höheren Kohlenstoffpreis bezahlen müssen als der Rest Europas. Seit 1. April 2015 gilt ein Preis von 18 £/Tonne CO₂ und dies zusätzlich zum EU-ETS-Preis, wodurch der Kohlenstoffpreis für britische Kraftwerke insgesamt bei rund 30 €/t CO₂ liegt (wechselkursabhängig und abhängig von Zeitpunkt der Beschaffung der Zertifikate). Dieser Preis wurde eingefroren bis zum Jahr 2020. Der Carbon Price Floor gilt nur für inländische Kraftwerke, ausländischer Graustrom ist davon nicht betroffen (keine Steuer/Abgabe auf Importstrom).



Anhang IV: Glossar

Begriff	Beschreibung
Adequacy (Generation Adequacy; System Adequacy)	Die Adequacy zielt auf eine strategische Ausrichtung der Stromversorgung in den Bereichen Erzeugung und Verbrauch mit entsprechender Netzinfrastruktur. Man spricht von System Adequacy , wenn dabei die Netzinfrastruktur berücksichtigt wird und von Generation Adequacy ohne Berücksichtigung der Netze.
Bilanzgruppe	Marktmodell, in dem zur Sicherstellung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem alle Energiegeschäfte über Bilanzgruppen abgewickelt werden. Alle Messpunkte müssen hierzu einer Bilanzgruppe zugeordnet sein.
Demand Side Management	DSM kann sowohl eine Reduktion der Nachfrage (Verzicht) als auch die Verschiebung der Nachfrage (Lastverschiebung) beinhalten.
Energy Only Markt (EOM)	Der Energy Only Markt bezeichnet die Art Energiemarkt, der Kraftwerksbetreibern ausschliesslich die bereitgestellte Energiemenge (Stromproduktion) vergütet. Die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten wird dabei nicht entlohnt.
ENS	Energy not Served ist die Leistung mal Anzahl Stunden, in der die Last grösser als die verfügbare Produktion war.
ENTSO-E	Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EU-EHS	Das EU-Emissionshandelssystem (auch ETS genannt) ist ein Instrument der EU-Klimapolitik mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen (wie CO ₂) unter möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten zu senken
Externe Kosten	Externe Kosten sind volkswirtschaftliche Kosten, die nicht von den Verursachern, sondern von der Gesellschaft oder Dritten getragen werden (wie bspw. Umweltkosten).
Fahrplan	Vereinbarte Zeitreihe z.B. in einer Bilanzgruppe über die Lieferung bzw. den Bezug von elektrischer Energie in einem bestimmten Zeitraum.
Grenzkapazitäten	Verfügbare elektrische Übertragungskapazitäten zwischen zwei Preiszonen. In der Regel an der Grenze zum Ausland
Grenzkosten	Kosten, die durch eine zusätzliche Produktionseinheit entstehen.
LOLE	Loss of Load Expectation ist die erwartete Anzahl von Stunden in der die Last nicht durch die Produktion gedeckt werden kann (siehe auch ENS)
Merit-Order	Als Merit-Order oder Angebotskurve bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt: An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis. Der Preis für Strom wird so durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.
Regelenergie	Unvorhergesehene kurzfristige Schwankungen zwischen der Einspeisung elektrischer Energie in das Netz und der Entnahme aus demselben müssen zur Wahrung der Netzstabilität ausgeglichen werden. Dies geschieht, indem die Lieferanten von so genannter Regelenergie die Kraftwerksleistung erhöhen oder senken.
SOAF	Szenario Outlook & Adequacy Forecast. Ein Bericht der ENTSO-E mit einer Beurteilung der kurz- bis mittelfristigen Generation Adequacy.
Spotmarkt	Der Spotmarkt ist ein Handelsplatz bspw. für Stromprodukte, die sich auf eine bestimmte zeitliche Periode (Day-ahead und Intraday) beziehen, zu der Strom geliefert und angeboten wird.



Systemdienstleistungen (SDL)	Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung für den sicheren Betrieb der Netze notwendige Hilfsdienste wie die Sicherstellung der Frequenz- und Spannungshaltung bezeichnet, die Netzbetreiber und Produzenten zusätzlich erbringen. Die Zurverfügungstellung von Regelenergie zählt ebenfalls dazu.
------------------------------	---