

Bericht Strommarktdesign 2023

Vorschläge zu Versorgungssicherheit, Klimaschutz und für ein neues Strommarktdesign

Übersicht

1.	<i>Wo steht die Stromversorgung der Schweiz?</i>	3
2.	<i>Der Einfluss des Strombinnenmarkt auf die Schweiz</i>	10
3.	<i>Netzverstärkungen und Klimapolitik im Strombinnenmarkt</i>	14
4.	<i>Finanzierung neuer Kraftwerke: Doppeltes Bieterverfahren setzt sich durch</i>	19
5.	<i>Die Strombörse generiert keine ausreichenden Erlöse</i>	27
6.	<i>Versorgungssicherheit und Ersatz der Kernkraft</i>	37
7.	<i>Versorgungssicherheit: an die Nachbarn der Schweiz delegiert</i>	42
8.	<i>Integriertes Strommarktdesign</i>	48
9.	<i>Schlussbemerkungen</i>	49

Dr. Rudolf Rechsteiner
Januar 2019

**«In der Energieversorgung droht wegen
der Stilllegung der Atomkraftwerke eine
Produktionslücke.»**

Neue Zürcher Zeitung 12. Februar 2018

«Der Zubau von erneuerbaren Energien geht nur schleppend voran. Wenn wir die wegfallende Energie aus der Kernkraft mit Erneuerbaren kompensieren wollen, benötigen wir dafür mit der momentanen Zubaurate rund 100 Jahre.»

Carlo Schmid, Präsident ElCom,
Tätigkeitsbericht der ElCom 2016

**«Im Hinblick auf die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit
sehen wir grosse Probleme auf die Schweiz zukommen.
(...) Die Idee eines definierten Autarkiegrads ist sehr interessant.»**

Renato Tami, Geschäftsführer ElCom,
Tätigkeitsbericht der ElCom 2016

**«Member States should set transparent and verifiable adequacy targets,
having the freedom to choose their desired level of security of supply.»**

European Commission:
New electricity market design: a fair deal for consumers (2018)

1. Wo steht die Stromversorgung der Schweiz?

Neue Techniken, neue Spielregeln, sinkende Preise, neue Märkte

Auf der ganzen Welt wird die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft neu geschrieben. Die Ära der Monopole mit vertikal integrierter Top-down-Versorgung geht zu Ende. Erzeugung, Verteilung, Speicherung, Verbrauch und «Flexibilität» werden von unterschiedlichen Akteuren erbracht und auf diversifizierten, digital gesteuerten Märkten gehandelt; dies geschieht rechtlich und technologisch zunehmend entbündelt.

Neue erneuerbare Primärenergien (Sonne und Wind) und neue Anwendungen (Mobilität, Wärme) machen die Stromversorgung billiger, umweltschonender und volatiler als bisher. Ein wachsender Anteil von Produktion und Speicherung erfolgt dezentral.

Diese Transformation hat «disruptive» Qualitäten ähnlich wie in der Kommunikationsindustrie, die heute viel mehr leistet als Informationsverkehr. Sie eröffnet vielerlei Chancen, verursacht aber zuerst einmal Risiken sowie Umstellungs-, Anpassungs- und Innovationskosten. Netze müssen erweitert und flexibilisiert werden, neue Speicher werden erprobt. Lernkurven mit sinkenden Preisen werden durchschritten. Teure Fördermodelle (Einspeisevergütungen ab 1991) werden von immer kostengünstigeren Beschaffungsmethoden abgelöst. Die neuen erneuerbaren Energien setzen sich durch, weil sie heute die tiefsten Kosten aufweisen, auch unter Berücksichtigung der Begleitmassnahmen (Netzausbau und -management, Speicher).

Dynamische Marktentwicklung auf tiefem Niveau in der Schweiz

Ab 2008 wurde der Schweizer Strommarkt geöffnet. Zunehmender Wettbewerb sorgte ab 2010 für sinkende Strompreise. Die neuen erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft < 10 MW) konnten auch in der Schweiz zulegen, dank staatlichen Garantien:

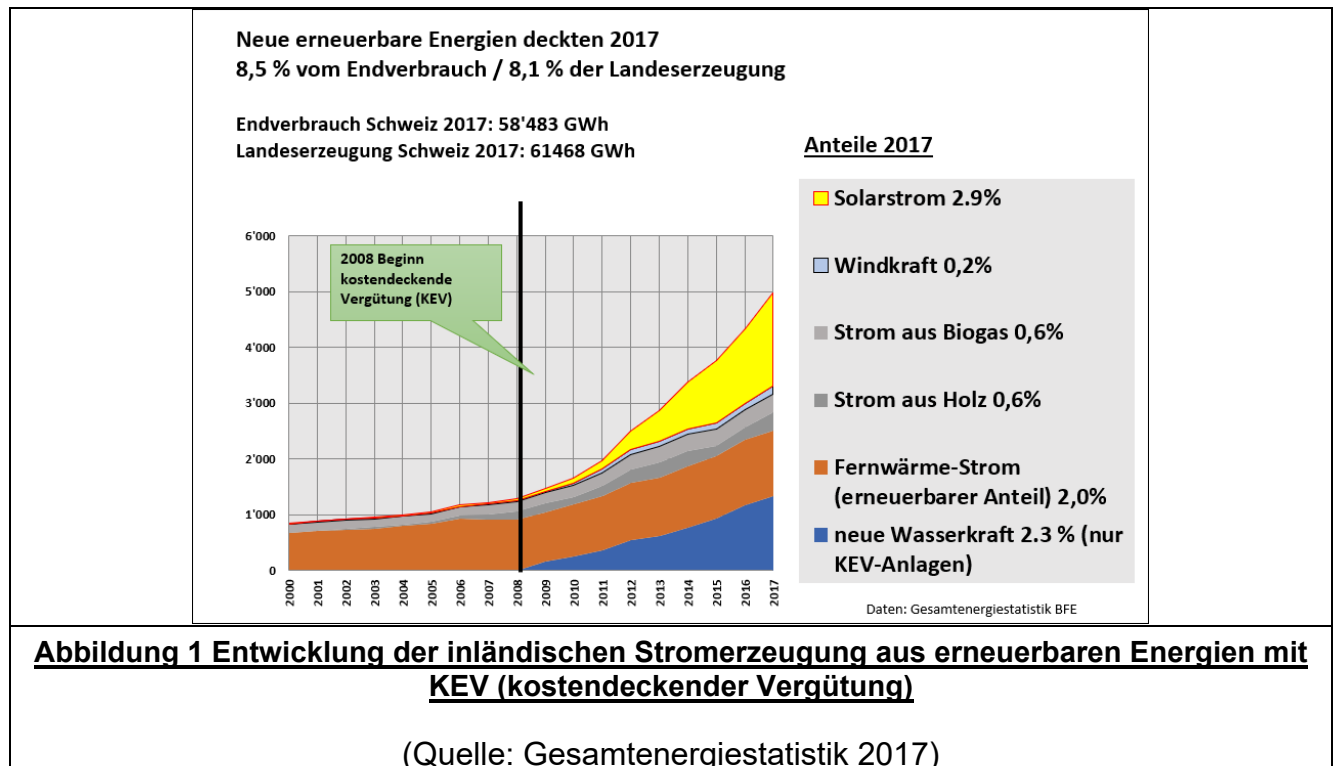
- Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütungen (KEV) für Strom aus Biomasse, Geothermie, Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft < 10 MW ab 2009
- Einmalvergütungen und Eigenverbrauchsregelung für kleine PV-Anlagen ab 2014
- Einmalvergütungen für grosse PV-Anlagen ab 2018
- Investitionsbeiträge für Grosswasserkraft ab 2018
- Direktvermarktung mit Einspeiseprämien ab 2018 (bis 2023 befristet).

Das Interesse an neuen Projekten war in der Schweiz stets viel grösser als der reale Zubau. Auf der Warteliste der Vollzugsstelle (Pronovo) sind Zehntausende Projekte registriert, die zum grossen Teil seit vielen Jahren auf einen Vergütungsbescheid warten oder deren Baugenehmigung aussteht. Die meisten der vielen PV-Projekte haben am 1. Januar 2008 den Anspruch auf Einspeisevergütung verloren; sie haben seither nur noch Anspruch auf einmalige Investitionsbeiträge (Einmalvergütung). Gleichzeitig zeigt es sich, dass PV-Anlagen, die auf Basis von Eigenverbrauch betrieben und mit einer Einmalvergütung teilfinanziert werden im Netzzuschlagsfonds die geringsten Belastungen unter allen neuen Technologien verursacht, bezogen auf die erwartete Lebensdauer der Anlagen.¹

Bei der Regulierung zur Finanzierung neuer Kraftwerke befindet sich die Schweiz noch immer in einem Suchprozess. Wegen des hohen Tempos der Transformation und der Preissenkungen ist dies nicht überraschend. Die Erkenntnis wächst jedoch, dass es saubere Energiequellen in Hülle und Fülle gibt;

¹ Eine detaillierte Analyse der Förderpolitik in der Schweiz ist hier zu finden: Rudolf Rechsteiner et al: Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung, Hrsg. Schweizerische Energie-Stiftung (SES), Nov. 2018 <https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/photovoltaik-als-kostenguenstigste-stromquelle-dauerhaft-blockiert.html>

allein auf bestehenden Dächern beziffert das Bundesamt für Energie (BFE) das jährliche Solarstrom-Potenzial auf 50 TWh (umgerechnet über 80 % des aktuellen Jahresverbrauchs).² Die sehr restriktive Gesetzgebung, die Zehntausende Investoren zum jahrelangen Zuwarten verurteilte, blockierte dessen Erschliessung. In Zukunft stehen die Chancen besser, weil die Realisierung neuer Anlagen dank den starken Preissenkungen nicht mehr zu einer Verteuerung der Stromversorgung führen muss.



Die bisherige Politik war nicht erfolglos. Die Jahresproduktion des sauberen (KEV-geförderten) Stroms hat sich seit 2008 von etwas über 1000 GWh auf 5000 GWh erhöht und deckt 8,1 Prozent der Landeserzeugung (Stand Ende 2017). Besonders Photovoltaik-Projekte werden in steigender Zahl installiert.

Dank dem Ja in der Volksabstimmung über die Energiestrategie vom Mai 2017 stehen mehr Geldmittel zur Verfügung. In Kombination mit gesunkenen Gestehungskosten entsteht ein Hebeleffekt: immer mehr Projekte können zu immer tieferen Kosten realisiert werden.

Nach dem Volks-Ja zur Energiestrategie wurde der Netzzuschlag am 1. Januar 2018 von 1,5 auf 2,3 Rp/kWh angehoben. Es stehen nun rund 1 Milliarde Franken pro Jahr für erneuerbare Energien und Energieeffizienz zur Verfügung, wobei die Hälfte dieser Mittel für bereits laufende Einspeisevergütungen und für Gewässer-Sanierungen gebunden sind. Allerdings wurden die Leistungen befristet und es fehlen seitens des BFE die Überlegungen für eine geeignete Nachfolgelösung.

Eigenverbrauch als neuer Markt – instabile Rechtsgrundlagen

Der Erfolg der erneuerbaren Energien rührt heute weitgehend daher, dass die gesunkenen Kosten für Photovoltaik (PV) zu einem nahezu selbsttragenden Markt geführt haben. Die Kombination von Eigenverbrauch und einem kleinen, einmaligen Investitionsbeitrag – der sog. Einmalvergütung – ermöglicht vielen netzintegrierten PV-Anlagen (<100 kW) einen wirtschaftlichen Betrieb. Dieser Erfolg wird aber von der Regulierungsbehörde bereit wieder in Frage gestellt. Das Bundesamt für Energie will die Einmalvergütung noch weiter absenken – per 1. April 2019 um mehr als 30 Prozent, obschon die

² <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=72298>

Leistungen an die Photovoltaik spezifisch bereits die niedrigsten sind unter allen Technologien.³ Und die Netznutzungsgebühren sollen verstärkt in Form von Fixpreisen erhoben werden dürfen, was für die Betreiber von PV-Anlagen zu einer substantiellen Absenkung der Wirtschaftlichkeit führen würde.

Die Politik des BFE ist sprunghaft und wankelmütig. Ab 2014 wurden die Bedingungen für den Eigenverbrauch schrittweise verbessert: So war es seither nicht länger erlaubt, den Besitzern von PV-Anlagen diskriminierende Netzgebühren zu auferlegen. Seit 2008 muss der Netznutzungstarif zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein, damit die PV-Eigenproduktion tatsächlich zu Einsparungen bei der Stromrechnung führt.⁴ Die Verwässerung dieser Regelung ist umstritten und geschieht auf Druck der Verteilnetzbetreiber, die ihrer eigenen Stromproduktion Wettbewerbsvorteile verschaffen wollen.⁵

Solare Stromerzeugung darf schneller wachsen

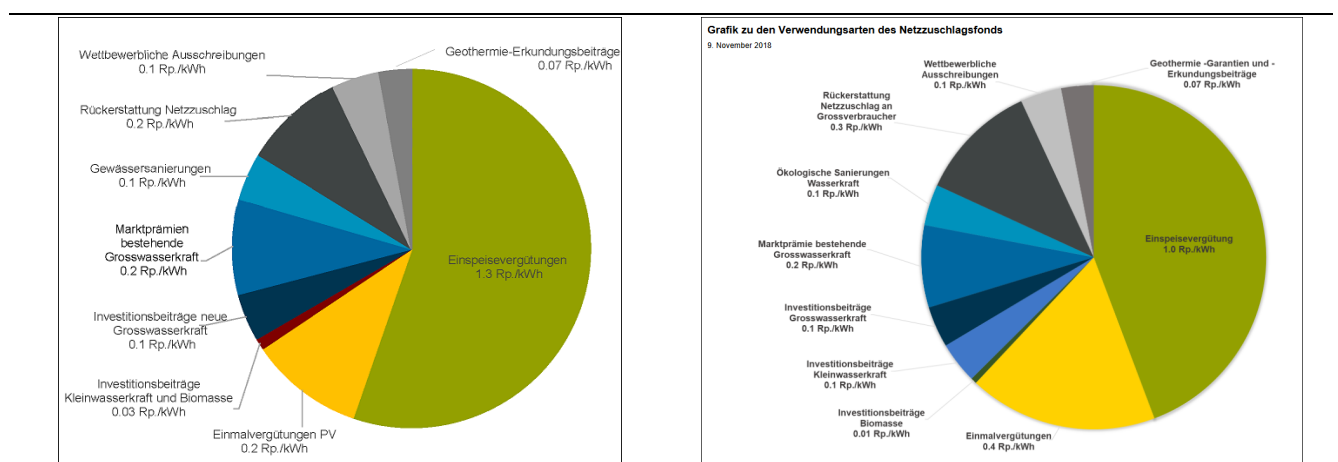


Abbildung 2 und 3 Veränderung der Verwendung des Netzzuschlags: Ausbau der Einmalvergütung ab 2019 (Bild rechts) im Vergleich zu den früheren Plänen

Quelle: Bundesamt für Energie⁶

Die Wasserkraft liefert derzeit zwischen 55 und 60 Prozent der Landeserzeugung. Die dezentrale Photovoltaik könnte zusammen mit Windenergie die Wasserkraft sinnvoll ergänzen und die wegfallende Kernenergie ersetzen. Dank der Wasserkraft mit zahlreichen flexiblen Speicherkraftwerken und grossen Speichern (Stauseen) können noch weitere grosse Mengen an erneuerbaren Energien zu geringen Kosten ins Netz integriert werden; auch dank der guten Netzanbindung zum Ausland lässt sich die einheimische Stromerzeugung kostengünstig mit dem Bedarf in Übereinstimmung bringen.

Der Ausbau der dezentralen Photovoltaik ist deshalb in hohem Grade systemdienlich und auch aus Sicht der Fördereffizienz ist dies der kostengünstigste Weg.⁷ Das Bundesamt für Energie (BFE) hat der hohen Zahl der Anmeldungen neuer PV-Anlagen Rechnung getragen; die Geldmittel aus dem

³ Ein entsprechender Antrag des Bundesamtes für Energie ist pendent. Auf den 1. April 2019 sind Kürzungen der Leistungsbeiträge von 30 bis 33 Prozent vorgesehen; die Vernehmlassung dazu ist abgeschlossen.

⁴ StromVV Artikel 18 Absatz 2 und 3; dies gilt nur für ganzjährig bewohnte Liegenschaften.

⁵ Das Bundesamt für Energie plant mit der Revision Stromversorgungsgesetz, den variablen Anteil an den Netzgebühren von minimal 70% auf minimal 50% zu senken. Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Oktober 2018, Seite 22

⁶ Die Abbildung links spiegelt die neue Gewichtung nach der Medienorientierung vom 9. November 2018; rechts eine Abbildung der BFE-Abteilung «Medien und Politik» vom 19.09.2016 http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_561993126.pdf

⁷ Zu den Details siehe Rudolf Rechsteiner a.a.O. <https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/photovoltaik-als-kostenquengstige-stromquelle-dauerhaft-blockiert.html>

Netzzuschlag für Einmalvergütungen wurden im November 2019 von 0,2 auf 0,4 Rp/kWh (entsprechend von 100 auf 200 Mio. CHF) verdoppelt (Bild oben).⁸ Damit können neu kalkuliert auf Basis der jüngsten (tiefsten) Leistungsbeiträge von 300 bis 400 CHF/kW rund 500 MW neue PV-Leistung pro Jahr ans Netz gebracht werden; dazu kommen weitere 75 MW PV-Grossanlagen mit Einspeisevergütungen.

Dazu kommen die Neuinstallationen aus anderen Energiequellen: Wasserkraft, Windenergie, Biomasse-Kraftwerke. Für die Erneuerung der bestehenden Wasserkraft stehen neu ebenfalls mehr Mittel als je zuvor zur Verfügung. Die Erhaltung (inkl. Modernisierung) der Wasserkraft und eine jährliche Zusatzproduktion zwischen 1 und 2 Prozent gemessen am Landesverbrauch liegt mit diesen Mitteln in Reichweite; der verbliebene Produktionsanteil der Kernenergie von ca. 30 Prozent könnte so innert 20 Jahren ersetzt werden. Voraussetzung dafür ist, dass sich die Politik auf eine Nachfolgelösung einigt, wenn das Einspeisevergütungssystem, die pauschale Marktprämie (0,2 Rp/kWh) und die Investitionsbeiträge ab 2023 bzw. 2030 auslaufen werden.

Fragezeichen zur Fördereffizienz

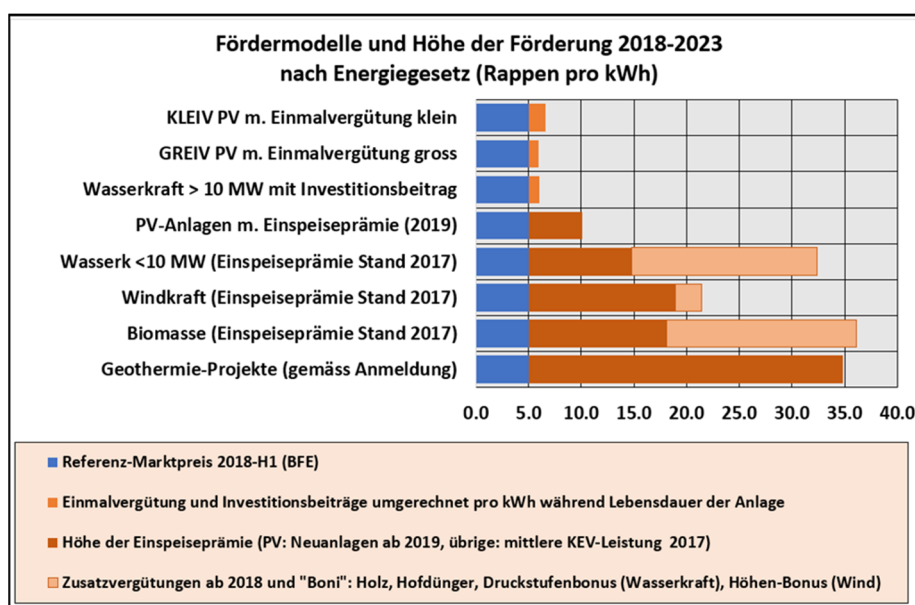


Abbildung 4 Spezifische Förderkosten pro kWh nach Technologie

Quelle: Rudolf Rechsteiner et al. (2018)⁹

Wegen den gesunkenen Preisen für Solarstromanlagen driften die Förderkosten für neue Stromerzeugung inzwischen weit auseinander. Es gibt grob gesehen einen «billigen» und einen «teuren» Sektor, wie man Strom ans Netz bringen kann:

- Der «billige Sektor» besteht aus der Erhaltung der bestehenden Wasserkraftwerke und einem ergänzenden Zubau von PV-Anlagen. Diese Anstrengungen kosten ca. 1 bis 2 Rp pro neue Kilowattstunde (kWh), finanziert aus dem Netzzuschlag und kalkuliert bei einem mittleren Marktpreis von 5 Rp/kWh. Die Belastung für den Netzzuschlagsfonds kalkuliert sich auf Basis der typisch langen Lebenserwartung dieser beiden Technologien von 30 bis 60 Jahren; zudem wurden stabile Marktpreise unterstellt. Bestehende Wasserkraft und Photovoltaik lassen sich so fast vollständig aus Marktpreisen finanzieren,

⁸ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-72851.html>

⁹ Rudolf Rechsteiner et al: Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? (Nov. 2018) a.a.O.

<https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/photovoltaik-als-kostenguenstigste-stromquelle-dauerhaft-blockiert.html>

vorausgesetzt es besteht ausreichende Investitionssicherheit und die Investoren werden vor dem Marktwertisiko geschützt.

- Zum eher «teuren» bis sehr teuren Sektor gehört der Bau neuer Wasserkraftwerke und die Verstromung von Biomasse, Biogas sowie die (bisher in der Schweiz gescheiterten) Versuche zur Stromerzeugung aus Geothermie. Sie kosten alle ein Mehrfaches im Vergleich mit neuer Photovoltaik oder mit der Erhaltung der bestehenden Wasserkraft, wenn man die Belastung aus dem Netzzuschlag zum Mass nimmt.
- Bei der Windenergie lassen sich die komparativen Kosten derzeit nicht solide einschätzen. Im Ausland gehört die Windenergie zu den billigen, wettbewerbsfähigen Techniken. Im Inland fallen die Neu-Installationen wegen bewilligungsrechtlichen Blockaden derart gering aus, dass man keine verlässlichen Angaben machen kann. Zweifellos hat die Windenergie ein vorteilhaftes Profil, mit einem hohen Anteil an Stromproduktion im Winterhalbjahr.

Gesetzlicher Auftrag – «marktnahes Modell» – bisher nicht erfüllt

Laut dem revidierten Energiegesetz wird das Einspeisevergütungssystem Ende 2022 auslaufen und an seine Stelle soll ein «marktnahes Modell» treten.

Energiegesetz Art. 30 Absatz 5

«Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.»

Bisher ist der Bundesrat der Aufgabe dieser Bestimmung nicht wirklich nachgekommen. Der vom Bundesrat geplante Verfassungsartikel für ein «Klima- und Energielenkungssystem» (KELS) war ein unnötiger und kaum ernst zu nehmender Versuch. Er hätte ausser erneuten Verzögerungen kaum etwas Neues gebracht, schon gar nicht ein tragfähiges Geschäftsmodell für saubere Energie. Die Vorlage wurde vom Parlament hochkant verworfen.

Widersprüchliche Signale aus Bern und Brüssel

Die Defizite der vorgeschlagenen Revision Stromversorgungsgesetz

Im Herbst 2018 hat die scheidende Energieministerien Doris Leuthard Ende 2018 in einer vergleichsweise «kleinen» Revision des Stromversorgungsgesetzes eine Neuerung vorgeschlagen, die das Projekt zur gesetzgeberischen «Bombe» macht. Fast beiläufig wird vorgeschlagen, die volle Marktöffnung durchzusetzen, und dies ohne flankierende Massnahmen. Das Revisionsprojekt weist drei grosse Mängel auf:

1. Die Gesetzesrevision enthält kein Konzept, wie die Produktionsanlagen in einem immer volatileren Markt wirtschaftlich abgesichert werden können. Das UVEK¹⁰ will die Stromproduktion im Wesentlichen dem «Energy-only-Markt (EOM)» überlassen, also der freien Preisbildung an den Strombörsen.
2. Es fehlt eine Verknüpfung der Stromproduktion mit der Klimapolitik, obschon die Schweiz das Pariser Abkommen inzwischen ratifiziert hat.
3. Der Bundesrat hat die Versorgungssicherheit nicht geregelt. Mit der Schliessung von Kernkraftwerken sinkt die Inlandproduktion. Bundesrat und Parlament wollen diese nur teilweise ersetzen (Art. 2 EnG). Somit wird der Anteil der Stromimporte in Zukunft stark steigen. Die EU-Mitgliedstaaten können aber nach heutiger Rechtslage – wenn sie dies tun wollen – ihre Lieferungen in die Schweiz jederzeit hoheitlich unterbrechen. Italien tut dies bei knappen Kapazitäten

¹⁰ UVEK = Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

schon heute, um die Preise im eigenen Land tief zu halten.¹¹ Gerade bei Notlagen wäre die Schweiz auf sich allein gestellt, mit ungeklärten Auswirkungen im Winterhalbjahr.

Mit der vollen Marktöffnung verlieren die Wasserkraftwerke den bisherigen Preisschutz in der Grundversorgung. Dadurch entsteht unmittelbar auch ein starker Druck auf die Wasserzinsen. Wenn Wasserkraftwerke allein aus dem Energy-only-Markt finanziert werden müssen, sind die Rahmenbedingungen viel schlechter als im benachbarten Ausland, wo die Erstellung und das Repowering von Anlagen aus erneuerbaren Energien durch Preisgarantien und Marktprämien unterstützt wird.

Ohne gleich lange Spiesse mit dem Ausland erleiden alle erneuerbaren Energien einen Wettbewerbsnachteil; Einnahmen der Gebirgskantone in der Grössenordnung von 300 bis 500 Mio. CHF aus Wasserzinsen wären gefährdet, dazu ein Teil der Dividenden und Steuern aus der Wasserkraft.

Klare Signale aus Brüssel

Die Diskussion um die volle Marktöffnung kommt ausgerechnet zu einem Zeitpunkt, wo die Entscheidungsträger der EU erstmals seit vielen Jahren eine klare Politik zugunsten der Elektrizitätswirtschaft in Kraft gesetzt haben:

- Das EU-Emissionshandelssystem wurde revidiert, was zu einem Anstieg der Strompreise der CO₂-Preise führt und die fossile Stromerzeugung wirtschaftlich deutlich unattraktiver macht.
- Die EU-RICHTLINIE 2018/2001 wurde im Dezember 2018 verabschiedet.¹² Bis zum Jahr 2030 sind die regulativen Rahmenbedingungen für den Strombinnenmarkt weitgehend geklärt und eine Förderung von neuen Kraftwerken mit erneuerbaren Energien ist EU-rechtlich abgesichert.

Die Einführung einer Marktstabilisierungsreserve für CO₂-Zertifikate ab 2019 hat die Stromerzeugung aus Kohle- und Gaskraftwerken verteuert. Der Abbau von Überschüssen an Zertifikaten erfolgt in Zukunft doppelt so schnell wie ursprünglich geplant. Ab 2019 werden pro Jahr 24% des Überschusses aus dem Markt genommen und in die sog. Marktstabilisierungsreserve überführt. Ab dem Jahr 2023 dürfen ausserdem immer nur so viele Zertifikate in der Reserve verbleiben, wie im jeweiligen Vorjahr versteigert wurden. Die restlichen Zertifikate werden gelöscht.¹³

EU-RICHTLINIE 2018/2001

Dazu kommen wichtige Massnahmen für den Ausbau von erneuerbaren Energien. Massgebliche Bestimmungen finden sich in Artikel 4 der neuen EU- Richtlinie 2018/2001:

«Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen

(1) Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1 festgelegte Unionsziel für den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu übertreffen.

(2) Die Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen haben Anreize für die marktbasierte und marktorientierte Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt zu setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind.

(3) Förderregelungen von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sind so auszugestalten, dass die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, und sichergestellt ist, dass die Produzenten erneuerbarer Energie auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren.

Dazu wird bei direkten Preisstützungssystemen Förderung in Form einer Marktprämie gewährt, bei der es sich unter anderem um eine gleitende oder feste Prämie handeln kann.

¹¹ Auskunft von EICOM Geschäftsleiter Renato Tami im Gespräch (1. März 2018)

¹² RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1545495285960&uri=CELEX:32018L2001>

¹³ Trotzdem wird es für im internationalen Wettbewerb stehende Industrien weiterhin kostenlose Zuteilungen geben. Dafür sind 43% der Gesamtmenge an Zertifikaten reserviert.

Die Mitgliedstaaten dürfen, unbeschadet der für Elektrizität geltenden Binnenmarktvorschriften der Union, für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen von diesem Absatz vorsehen.

(4) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.

Die Mitgliedstaaten können in Bezug auf Ausschreibungsverfahren für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen vorsehen.

Sie können auch den Einsatz von Mechanismen in Erwägung ziehen, die für eine regionale Diversifizierung beim Einsatz von erneuerbarer Elektrizität sorgen, um insbesondere eine kostenwirksame Systemintegration sicherzustellen.

(5) Die Mitgliedstaaten können Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen offenstehende Förderregelung angesichts folgender Gründe zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde:

- a) das langfristige Potenzial einer bestimmten Technologie;
- b) die Notwendigkeit einer Diversifizierung;
- c) Netzintegrationskosten;
- d) Netzeinschränkungen und Netzstabilität;
- e) im Fall von Biomasse, die Notwendigkeit Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

(6) Wenn die Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen über ein Ausschreibungsverfahren gewährt wird, stellen die Mitgliedstaaten eine hohe Projektrealisierungsrate sicher, indem sie

- a) nichtdiskriminierende und transparente Kriterien für die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren festlegen und veröffentlichen und genaue Fristen und Regeln für die Projektdurchführung festlegen;
- b) Informationen über frühere Ausschreibungsverfahren, einschließlich der dabei erzielten Projektrealisierungsraten, veröffentlichen.

(7) Damit in Gebieten in äußerster Randlage und auf kleinen Inseln mehr Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, können die Mitgliedstaaten finanzielle Förderregelungen bei Projekten in diesen Gebieten so anpassen, dass die Produktionskosten, die durch die besonderen Umstände — Abgelegenheit und Abhängigkeit von außen — bedingt sind, berücksichtigt werden.

Die Handlungsspielräume, die die neue EU-Richtlinie eröffnet, werden im Bericht zum StromVG kaum erwähnt. Dies darf von der Elektrizitätswirtschaft und den in der Stromerzeugung aktiven Gemeinwesen nicht hingenommen werden. Mit dem Verzicht auf gleichwertige Rahmenbedingungen gefährdet das UVEK Versorgungssicherheit, Arbeitsplätze und Wertschöpfung, insbesondere im alpinen Raum.

Welchen Risiken die Elektrizitätswirtschaft im Strombinnenmarkt ausgesetzt ist, und was man dagegen tun könnte, soll im Folgenden aufgezeigt werden.

2. Der Einfluss des Strombinnenmarkt auf die Schweiz

Nicht wegen eines Stromabkommens, über das seit 2007 verhandelt wird, steht die Elektrizitätswirtschaft unter dem Einfluss der EU. Ursache ist der Wettbewerb, d.h. die freie Wahl der Strom-Lieferanten für Grossverbraucher inkl. Verteilnetzbetreiber.¹⁴ Das Preisniveau in der Schweiz folgt den Preisen im Strombinnenmarkt. Der Wettbewerb kennt keine Grenzen mehr.

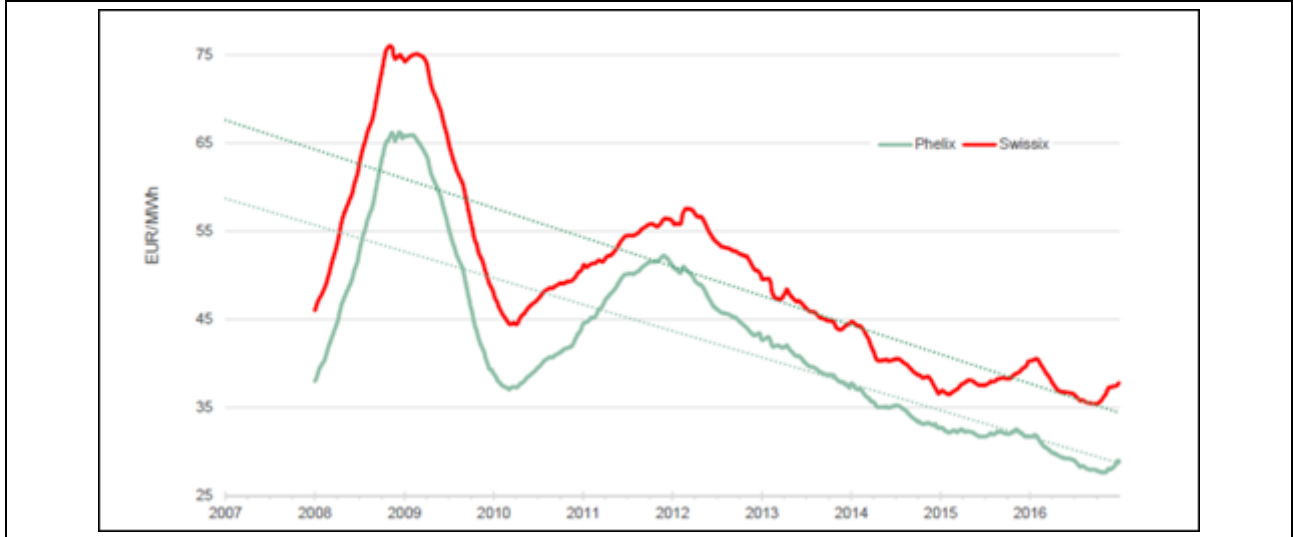


Abbildung 5 Parallele Strompreise in Deutschland und in der Schweiz

(Quelle: Hettich)¹⁵

Für neue Investitionen in grosse Kraftwerke fehlt deswegen die Investitionssicherheit. Es war nur konsequent, dass Netzbetreiber im benachbarten Ausland in doppelt so grosse Kapazitäten investierten wie in der Schweiz (Grafik).

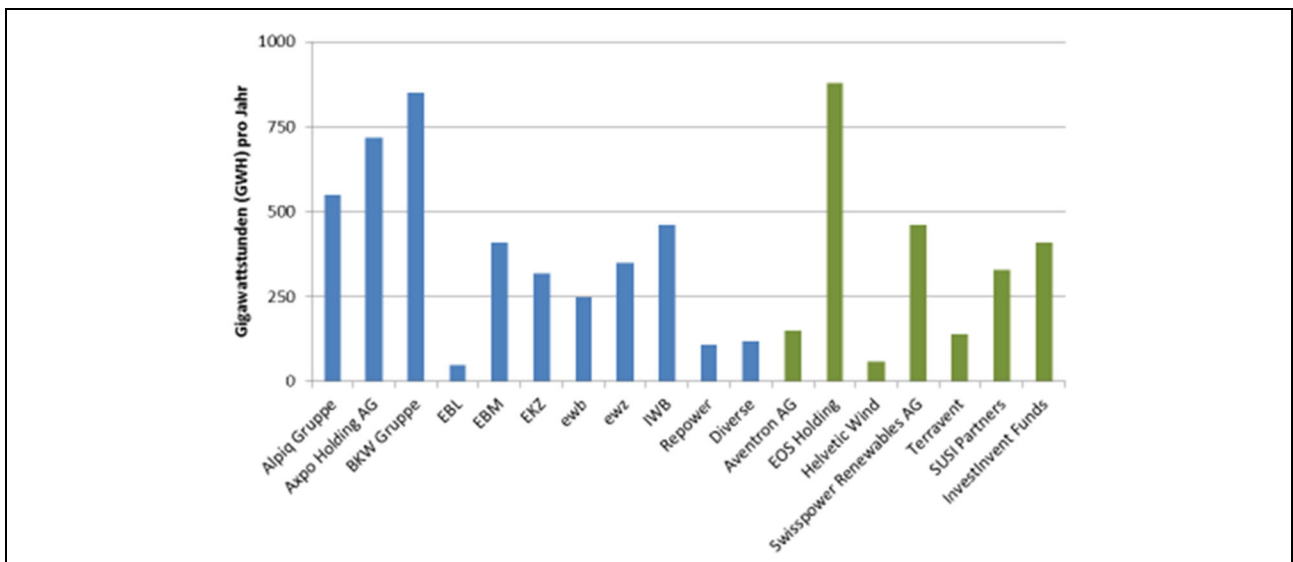


Abbildung 6 Investitionen von Schweizer Verteilnetzbetreibern im Ausland

(Quelle: EZS 2016)¹⁶

¹⁴ Berühmt wurde der Präzedenzfall der Stadt Winterthur. Sie setzte die Axpo unter Druck und erzwang Angebote zum Marktpreis.

¹⁵ Peter Hettich: Wohin entwickelt sich die Gesetzgebung? Referat an der Vertriebsleitertagung VEREON vom 5. September 2017

¹⁶ Aeneas Wanner, Michael Arnold: Investitionen in Erneuerbare-Energie-Anlagen Schweizer Energieversorger und institutionelle Investoren, Energie Zukunft Schweiz (EZS), 7. September 2016

Steigendes Marktwertisiko

Der steigende Marktanteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien führt zu einem volatilen tages- und jahreszeitlichen Residualbedarf. Dies beeinflusst die Strompreise erheblich. Es entsteht ein Marktwertisiko durch wetterbedingte Überproduktion; dieses tritt ein, wenn die Sonne europaweit scheint oder der Wind stark und grossflächig die Netze mit Strom füllt, ohne dass flexible Kapazitäten zurückgefahren werden können. Es kommt zum Preiszerfall bis hin zu negativen Preisen.

Während neue Anlagen im KEV-System gegen dieses Risiko abgesichert sind, gilt dies nicht für PV und grosse Wasserkraft, die mittels Investitionsbeiträgen finanziert werden.

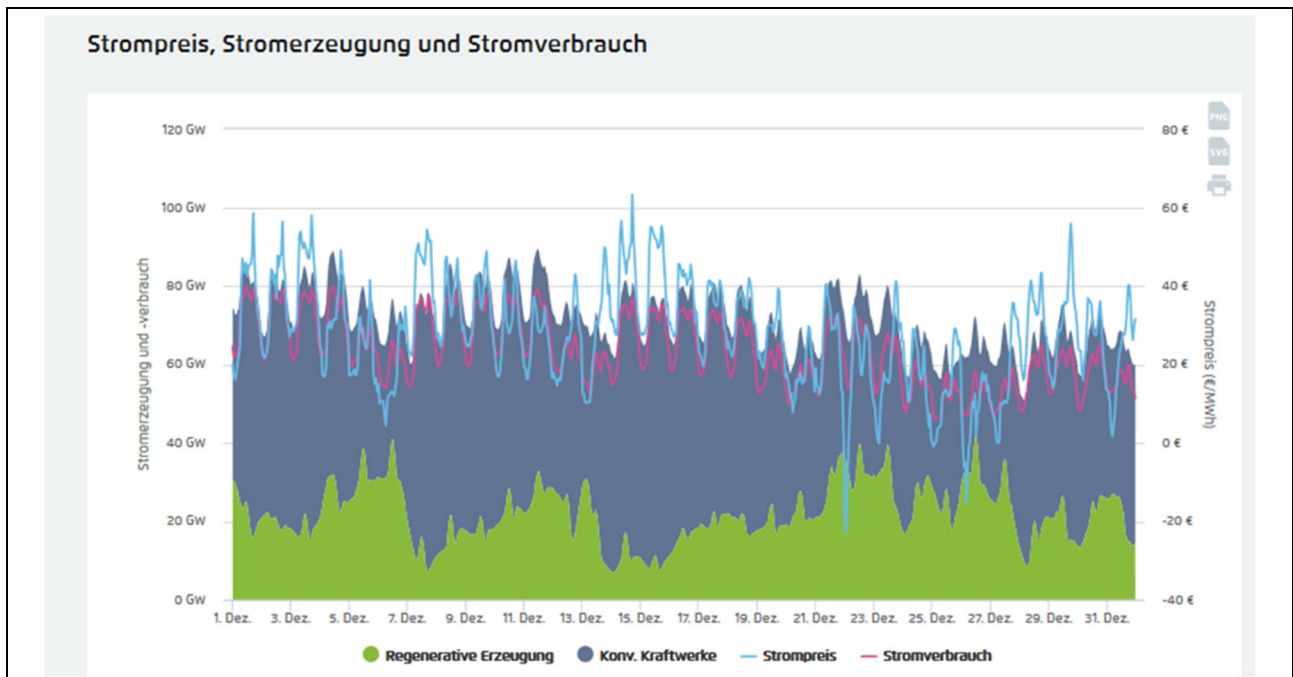


Abbildung 7 Stromerzeugung und Stromverbrauch Deutschland, Dezember 2017

(Quelle: Agora Energiewende)¹⁷

Strommix und Strompreise (blaue Linie) im Dezember 2016 in Deutschland. Immer wenn der Anteil der erneuerbaren Energien anstieg (etwa am 6./7. Dezember 21.-27. Dezember), bewegten sich die Preise auf einem tiefen Niveau zwischen 0 und 2 €/kWh oder sie erreichten zwischen dem 21. Und 27. Dezember mehrmals negative Werte (Preis-Skala rechts).

Die Volatilität des Angebots und der europäischen Strompreise zwingt viele Betreiber zur Ausserbetriebnahme unrentabler Kapazitäten. Die EICOM sprach von einem «radikalen Umbau» und prognostizierte schon 2016 einen radikalen Strukturwandel:

«Konventionelle Kraftwerke, insbesondere Kernkraftwerke, verlieren an Bedeutung, während immer mehr Produktionsanlagen für erneuerbaren Strom zugebaut werden. Dies geschieht auch mit Unterstützung staatlicher Förderprogramme. (...)

Auf Basis des Schweizer Strompreises Swissix lässt sich – verglichen mit dem Preisniveau zum Ende des vergangenen Jahrzehnts – nur noch etwa die Hälfte des Erlöses pro kWh erwirtschaften.»¹⁸

Mit der Zunahme des Anteils an fluktuierenden erneuerbaren Energien nimmt auch die Volatilität der Preise zu. Manche Studien und ausgedehnte Phasen mit Nullpreisen oder gar negativen Strompreisen sind möglich (Bild).

¹⁷ <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>

¹⁸ Tätigkeitsbericht der EICOM 2016 Seite 12

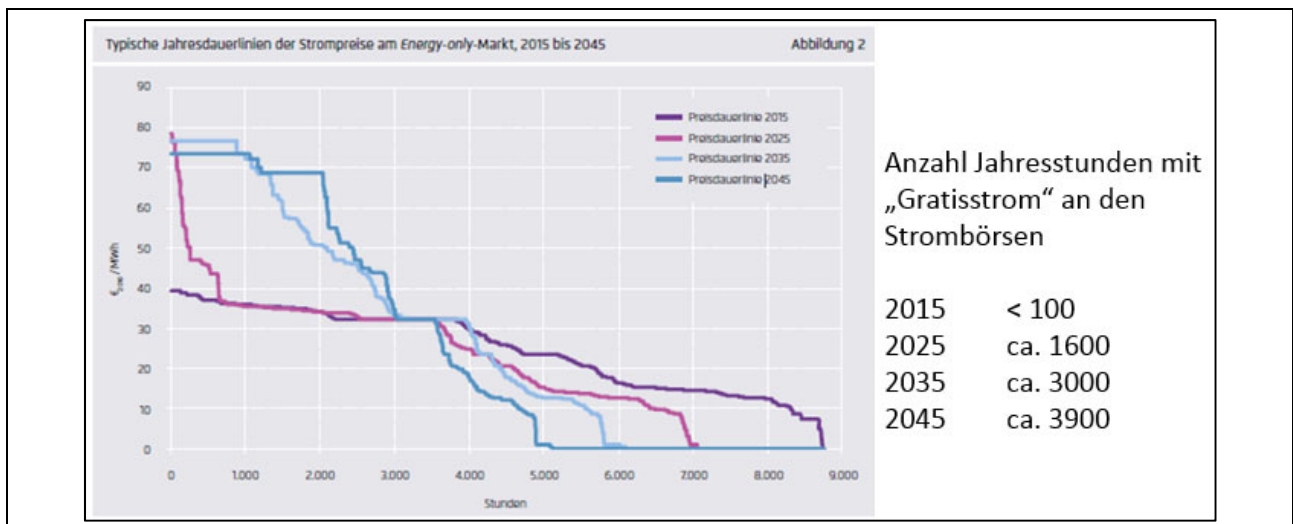


Abbildung 8 Jahresdauerlinien der Strompreise am Energy-only-Markt, 2015 bis 2045
(Quelle: Agora-Energiewende)¹⁹

Studien des Think Tanks «Agora Energiewende» prognostizieren eine starke Zunahme der Jahresstunden mit «Gratis-Strom», wenn das Angebot an Strom aus Sonne, Wasser und Wind die Nachfrage übersteigt. Schon 2025 werden an 1600 Jahresstunden Spotpreise von null erwartet.

Angesichts des Wachstums an erneuerbaren Energien ist nicht auszuschliessen, dass die Strompreise schon bald während mehreren Hundert Stunden pro Jahr bei null liegen oder gar negativ werden können.²⁰ Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verstärkt sich das Marktwertisiko somit, kann aber gemildert werden durch Ausbau der Netze und der Speicher sowie durch eine aktive Bewirtschaftung der Stromflüsse. Im 2018 nahm die Zahl der Stunden mit negativen Preisen im day-ahead-Handel Deutschlands nicht mehr weiter zu, trotz 40% Marktanteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch.

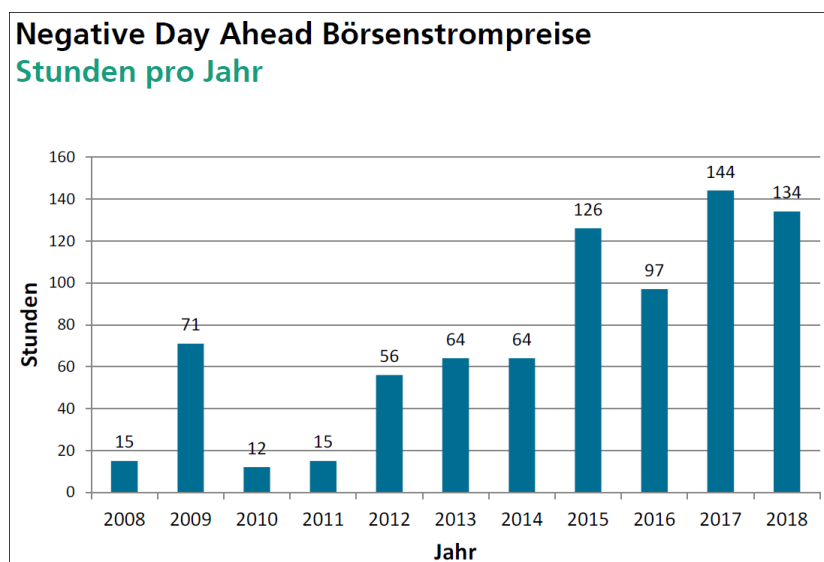


Abbildung 9 negative Börsenstrompreise in Deutschland 2008-2018

Quelle: ISE (2018)²¹

¹⁹ Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Kurzfassung), S. 16

²⁰ Agora Energiewende: Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, S. 118 („EEG 3.0“)

²¹ Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018, Fraunhofer-Institut Für Solare Energiesysteme ISE, www.energy-charts.de (Bruno Burger); Daten: EPEX

Preisschutz für neue Kraftwerke im Strombinnenmarkt

Zum Schutz vor dem Marktwertrisiko gewähren Frankreich, Deutschland, Italien und weitere EU-Mitgliedstaaten gesetzlich geschützte Minimalvergütungen für neue Kraftwerke. Die Höhe dieser Garantien wird für grosse Kraftwerke aber nicht mehr mittels administrativ festgelegter Einspeisevergütungen, sondern überwiegend mittels Ausschreibungen ermittelt.

Bei wiederkehrend tiefen Strompreisen bilden diese Minimalvergütungen einen «floor price», der die Betreiber während 15 bis 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor Verlusten schützt.

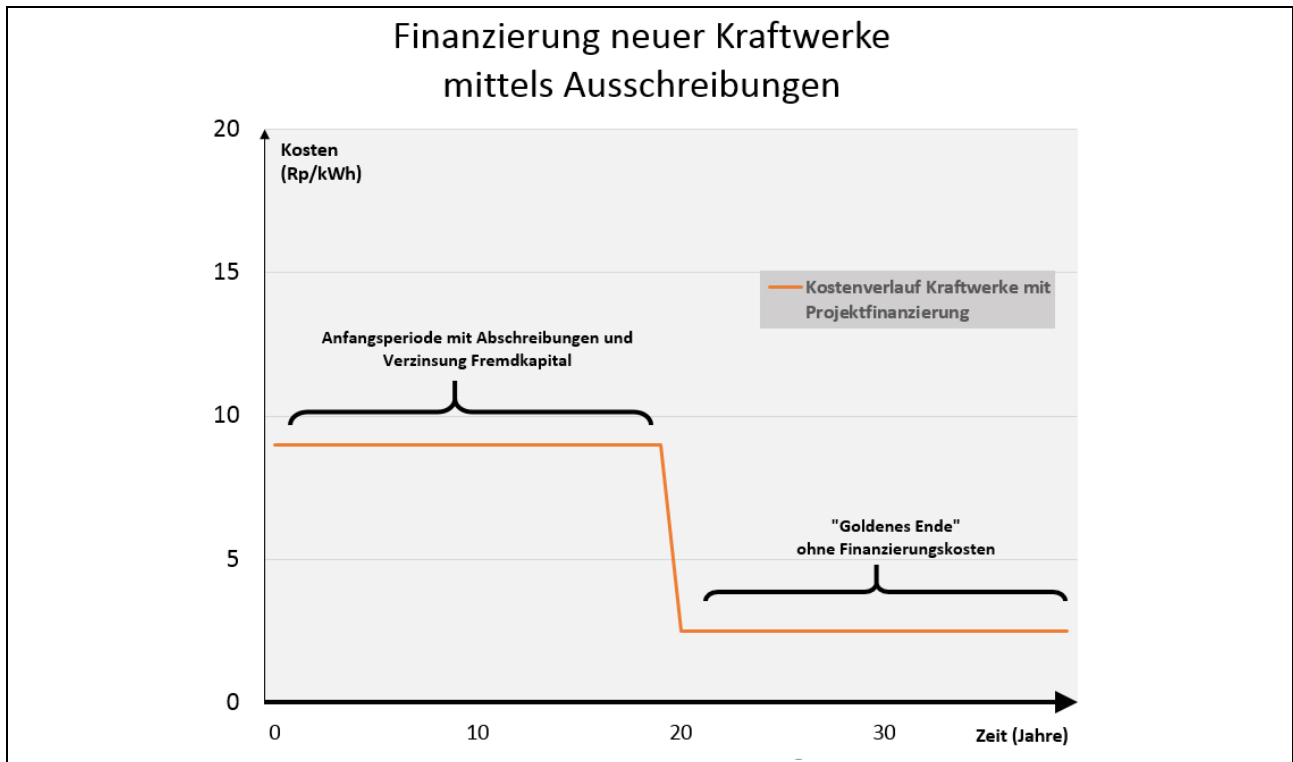


Abbildung 10 typischer Verlauf der Gestehungskosten von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien

(Quelle: eigene Darstellung)

Nach 15 bis 20 Jahren befindet sich die Anlage danach ungeschützt im offenen Markt (Bild), bis ein Repowering erneut zu Investitionen veranlasst.

Die Schweiz hat dieses «missing money»-Problem bis heute nicht gelöst.

3. Netzverstärkungen und Klimapolitik im Strombinnenmarkt

NTC (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Frankreich	3'109	3'060	3'093	3'073	2'974
Deutschland	895	965	1'094	1'373	1'468
Österreich	456	512	612	779	803
Italien	1'724	1'726	1'722	1'722	1'717
Total	8196	8276	8535	8962	8978

Abbildung 11 Verfügbare Importkapazität der Schweiz 2012–2016 (Quelle: Elcom)²²

Basis der hohen Marktintegration der Schweiz ist die starke Netzanbindung – eine der höchsten in Europa, gemessen an der installierten Leistung. Die Schweiz hat lange vom Stromhandel profitiert. Es wurden hohe Überschüsse erzielt, die allerdings in der Tiefpreisphase (2015-2017) und bedingt durch den Ausfall von Kernkraftwerken in den letzten Jahren rückläufig waren.

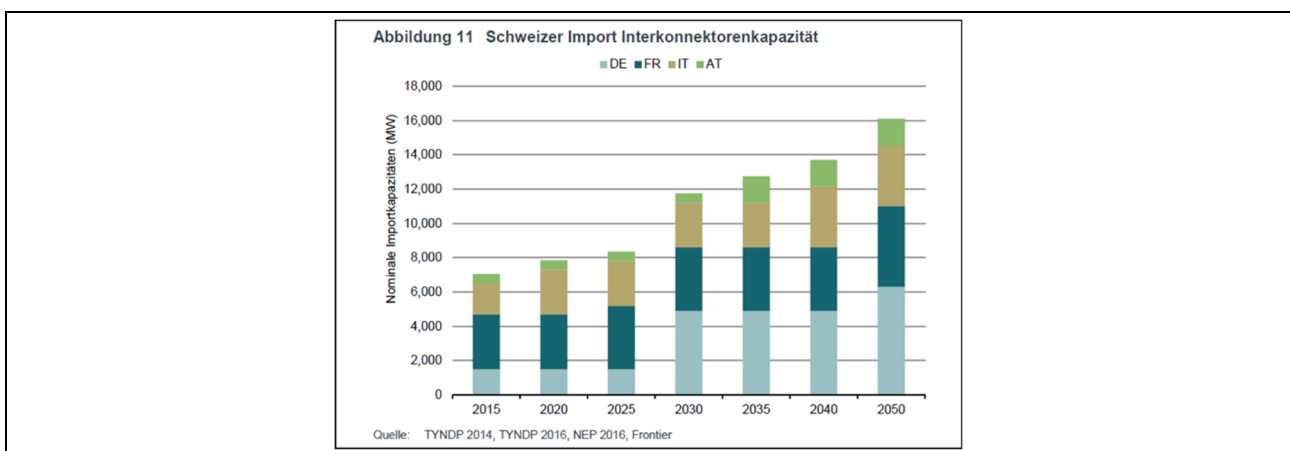


Abbildung 12 Importkapazitäten der Schweiz 2015-2050
(Quelle: BFE)²³

Laut den Angaben des BFE soll die Netzanbindung der Schweiz in Zukunft weiter wachsen (Bild). Dies ist nicht nur Chance, sondern auch ein Risiko. Im Unterschied zu anderen Ländern gibt es in der Schweiz kaum mehr geschützte Marktnischen, die für ausländische Lieferanten unerreichbar wären. Der Wettbewerb wird sich weiter verschärfen.

²² Tätigkeitsbericht der ElCom 2016 Seite 11

²³ Uvek/BFE: Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020 Bericht vom 10. November 2017, Seite 47

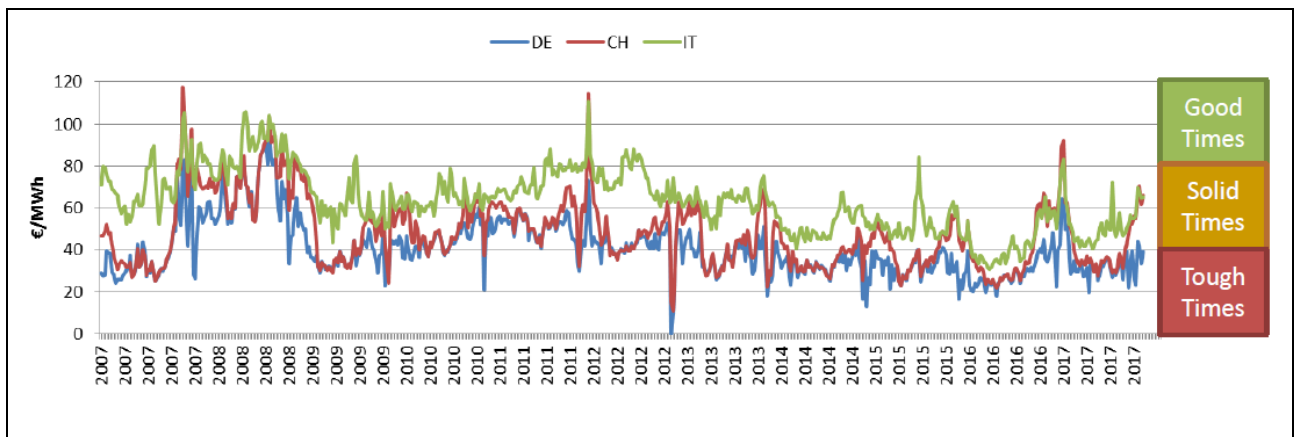


Abbildung 13 Strompreise in Deutschland, Schweiz und Italien
(Quelle: NRP 70)²⁴

Das Grosshandels-Preisniveau in der Schweiz pendelt zwischen den Strompreisen in Deutschland und jenen in Italien. Jeweils im Winter können sich die Preise dem italienischen Preisniveau annähern, weil die Exporte nach Süden die Zuflüsse aus Norden und Westen übersteigen.

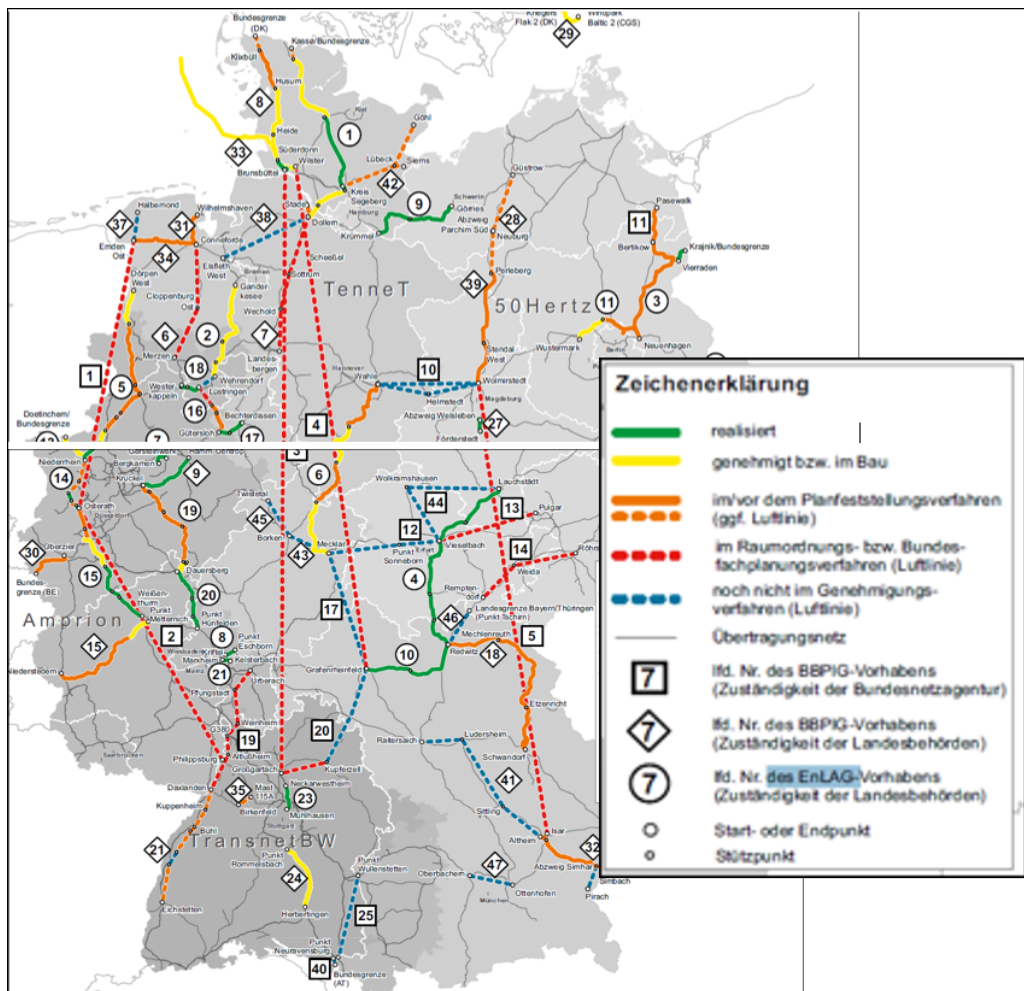


Abbildung 14 Netzausbau Deutschland (rot: Nord-Süd-Gleichstrom-Trassen)

Quelle: BMWi 2018²⁵

²⁴ Stromkongress 2018: The Future of Swiss Hydropower

²⁵ BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2016, Berlin Juni 2018

Dies kann sich aber wieder ändern, wenn die innerdeutschen Übertragungsnetze verstärkt werden. Die Fertigstellung der Gleichstrom-Stromtrassen von der Nord- und Ostsee nach Süddeutschland wird ab 2025 erwartet. Die zyklischen Strom-Überschüsse aus Windenergie von der Nord- und Ostsee, die dann bis an die Schweizer Grenze transportiert werden können, könnten dann stärker auf die Preise drücken als bisher. In Nord- und Ostsee entstehen zusätzliche Kapazitäten von 30 bis 50 GW bis 2030, und dies zu Grenzkosten von ca. 1 €/C./kWh. Daraus ergeben sich Risiken, aber auch Chancen für die Schweiz – etwa bei der Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke.

Gemeinschaftliche Gestaltung der Energiepolitik

Die Europäische Union gestaltet die Energiemärkte gemeinschaftlich. Die Kosten für Elektrizität sollen dank Interkonnexion, offenen Netze, neuer Technologien und Nutzung regionaler Standortvorteile weiter sinken. Umweltpolitische Ziele sind im Regelwerk fest verankert:

«[Es] ist davon auszugehen, dass die CO₂-Intensität der EU-Wirtschaft im Jahr 2030 durchschnittlich um 43 % geringer sein wird als jetzt.»²⁶

«Der Anteil der aus erneuerbaren Energien erzeugten Elektrizität ist stark gestiegen und liegt jetzt bei 29 % der Elektrizitätsproduktion; er wird etwa die Hälfte des EU-Mix bei der Stromerzeugung erreichen, vor allem mit Hilfe variabler Energiequellen wie Wind und Sonne».²⁷

«Netto null» CO₂-Emissionen ab 2050

Im November 2018 hat die EU-Kommission ihre Absicht bekundet, die CO₂-Emissionen bis 2050 auf «netto null» abzusenken.²⁸ CO₂-Reduktionen sollen durch CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre ergänzt werden («negative CO₂-Emissionen»). Ziel sei es, in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen Emissionen und CO₂-Entnahmen durch Senken zu erreichen (Bild).

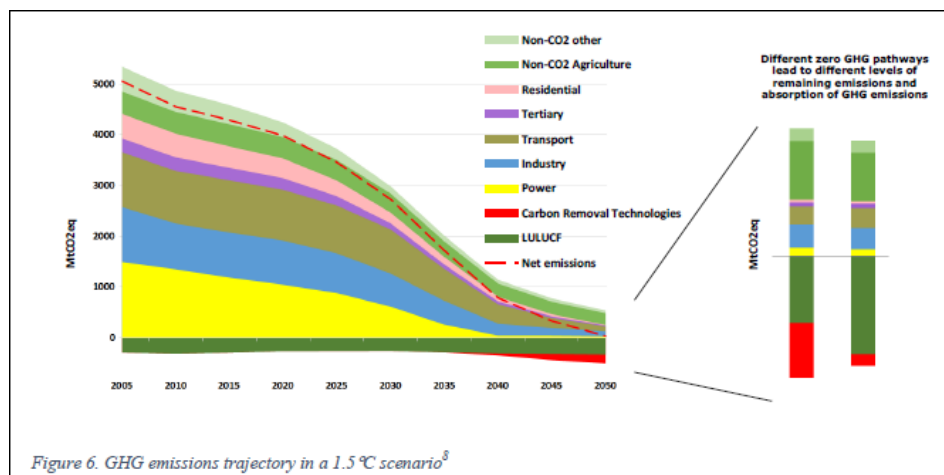


Abbildung 15 Treibhausgase und CO₂-Absorption im Szenario der EU-Kommission

Quelle: EU-Kommission²⁹

²⁶ Dies. S. 2

²⁷ Europäische Kommission: Saubere Energie für alle Europäer, MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS, DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN UND DIE EUROPÄISCHE INVESTITIONSBANK, Brüssel, 30.11.2016, COM(2016) 860 final, Seite 9

²⁸ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

²⁹ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK: A Clean Planet for all; A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, 28. November 2018

Marktstabilisierungsreserve verursacht Anstieg der Strompreise

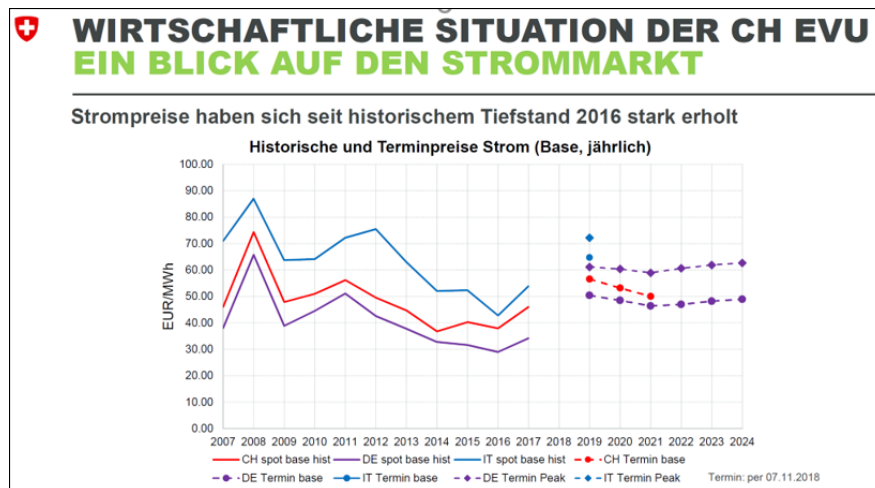


Abbildung 16 Strompreise seit 2007

Quelle: Bundesamt für Energie, Präsentation Matthias Gysler

Nach Jahren der Agonie hat die Revision des EU-Emissionshandelssystems vom November 2017 einen starken Anstieg der CO₂-Preise herbeigeführt. Die Preise für Strom aus Kohle und Erdgas stiegen innert Jahresfrist um 1 bis 2 €/kWh; in der Schweiz erhöhte sich das Preisniveau ebenfalls um ca. 2 Rp/kWh, was sich besonders an den Terminmärkten zeigt (Bild).

Die Preise für Bandenergie stiegen von ca. 4 bis 5 Rp/kWh auf ca. 6 bis 7 Rp/kWh (Bild, Angaben in €/kWh).

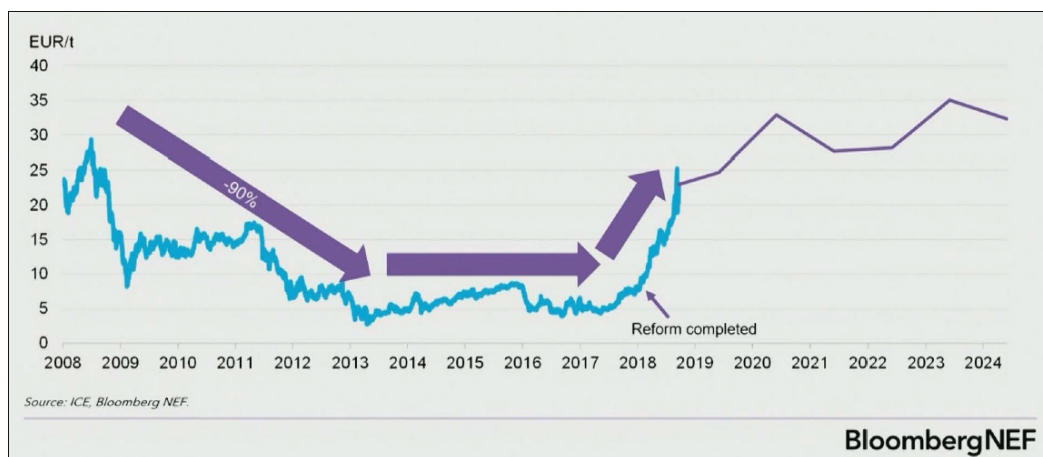


Abbildung 17 CO₂-Preise 2008-2018, Prognose bis 2025

Quelle: BNEF 2018

Manche Beobachter wie das Beratungsunternehmen Bloomberg New Energy Finance (BNEF) gehen davon aus, dass die hohen CO₂-Preise von einiger Dauer sein werden (Bild). Es ist keineswegs ausgeschlossen, dass die CO₂-Reduktionen bis 2030 nochmals verschärft werden, was einen dauerhaften, informellen «floor price» herbei führen könnte, der wie eine feste CO₂-Abgabe auf fossile Stromerzeugung wirkt.

Keine CO₂-Abgaben in der EU – aus regulierungstechnischen Gründen

Die EU scheut aus guten Gründen vor einer formellen CO₂-Abgabe zurück. Eine solche Abgabe aus rechtlichen Gründen könnte nur mittels Einstimmigkeit der Mitgliedstaaten eingeführt und erhöht

werden; der Klimaschutz wäre dann dem Vetorecht einzelner Staaten wie Polen schutzlos ausgeliefert, während im heutigen EU-Emissionshandelssystem mit qualifizierten Mehrheiten operiert wird.

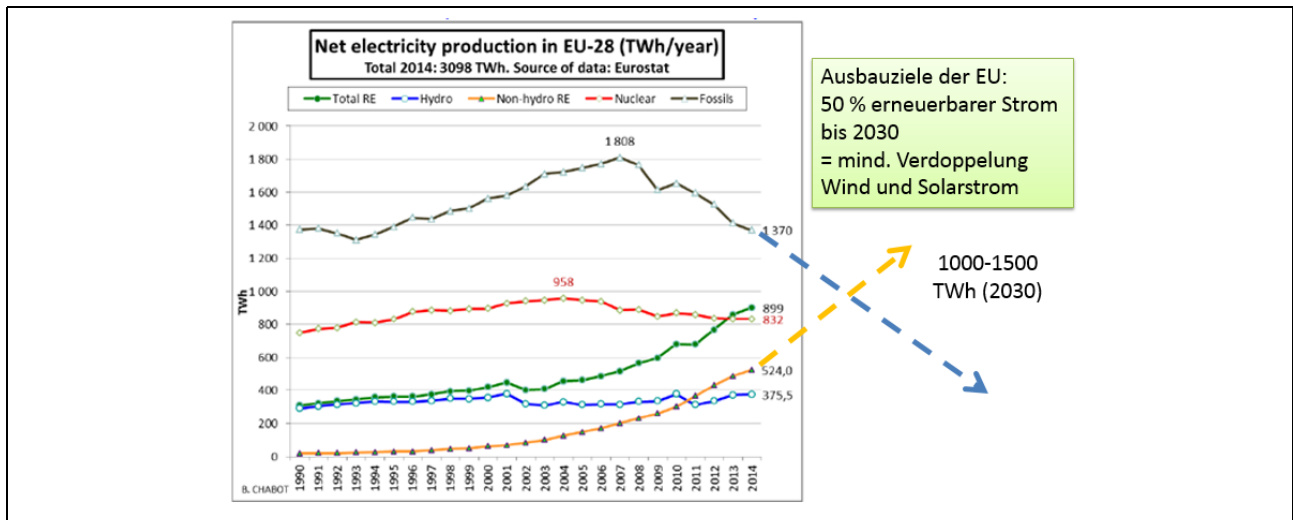


Abbildung 18 Stromerzeugung Europa
(Quelle: B.Chabot/Eurostat/ eigene Fortschreibung)³⁰

Die steigenden CO₂-Preise werden den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen. Umgekehrt hat die EU dank der vorteilhaften Kostenentwicklung auch die Ausbauziele für erneuerbare Energien angehoben. Sie sollen am **gesamten** EU-Energieverbrauch (nicht bloss Elektrizität) bis 2030 einen Anteil von 32 Prozent ausmachen (bisher 27 Prozent).

Dieser Ausbau dürfte sich kostenbedingt besonders stark auf den Stromsektor auswirken. Eine Verdoppelung oder Verdreifachung der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie bis 2030 ist nicht ausgeschlossen, der Beitrag von Sonne und Wind würde dann von gut 500 TWh auf 1000 bis 1500 TWh ansteigen.

Auswirkungen des revidierten Emissionshandels auf die Schweiz

Dank dem revidierten EU-Emissionshandelssystem gelingt es den grossen Wasserkraftwerken seit der Revision des EU-Emissionshandelssystems wieder, ihre Kosten zu decken und darüber hinaus Gewinne zu erwirtschaften. Das neue Preisniveau reicht aber nicht aus zur Finanzierung neuer Kraftwerke.

«Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte bei der Grosswasserkraft betragen rund 14 Rp. /kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.»³¹

Selbst die Erneuerungsinvestitionen von bestehenden Wasserkraftwerken, die langfristig für den Erhalt dieser Branche zwingend nötig sind, lassen sich nicht ohne weiteres aus dem Markt finanzieren, denn mit der Verbreitung der erneuerbaren Energien steigt auch das Marktwertisiko weiter an. Die verbesserte Marktlage bildet keine solide Finanzierungsgrundlage für Investitionen in Kraftwerke, die über 20 bis 40 Jahre amortisiert werden müssen.

³⁰ Bernard Chabot: Analysis of electricity production in the EU in 2015 with a focus on renewables

³¹ BFE: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien vom 3. Januar 2017 Seite 15

4. Finanzierung neuer Kraftwerke: Doppeltes Bieterverfahren setzt sich durch

Die EU hat die Finanzierungsinstrumente für den Bau neuer Kraftwerke mit erneuerbaren Energien in den letzten Jahren schrittweise vereinheitlicht. Das Modell, das sich seit 2014 durchsetzt, ist ein «doppeltes Bieterverfahren». Dabei wird die Erstellung neuer Kapazitäten (kW, Leistung) und die tägliche Produktion von Strom (kWh, Energie) getrennt bewirtschaftet.

Mitgliedstaaten definieren ihre eigenen Ausbauziele

Nach der neuen EU-RICHTLINIE 2018/2001 setzen die Mitgliedstaaten ihre Ausbau-Ziele für erneuerbare Energien selber fest. Sie beachten dabei im Rahmen die Vorgaben aus Brüssel und müssen mindestens die vereinbarten Ausbau-Quoten der nationalen Aktionspläne das Jahr 2020 erreichen. Regionale und lokale Gebietskörperschaften können eigene Ziele für erneuerbare Energieträger festlegen; diese dürfen ambitionierter sein als die Ziele auf nationaler Ebene.³²

Durch dieses «Bottom-up»-Verfahren wird die Stromerzeugung in den einzelnen Regelzonen in unterschiedlichem Ausmass ausgebaut werden; die Versorgungsgebiete sind allerdings miteinander eng verbunden. Elektrizität kann über die Landesgrenzen hinaus frei gehandelt werden, soweit die Interkonnexion ausreichend ist. Die EU hat auch für den Ausbau der internationalen Vernetzung Mindestziele festgelegt. Netz-Kapazitäten und Erzeugungs-Kapazitäten werden durch «market coupling» gemeinsam bewirtschaftet.

Wer seine eigenen erneuerbaren Energien nicht ausbaut, riskiert in Zukunft, dass Stromlieferungen aus dem Ausland den eigenen Markt dominieren werden. Die Handelsströme ergeben sich automatisch aus den zuvor genehmigten Ausbauten an Kapazitäten, wobei das Wetter die zeitliche Strukturierung des Angebots stärker als bisher mitbestimmen wird.

Um unter diesen Bedingungen die Wirtschaftlichkeit neuer Kraftwerke zu gewährleisten, können die Mitgliedstaaten eigene Massnahmen beschliessen. Dabei setzen sich in sehr vielen Ländern wettbewerblich Modelle durch. Mit dem «doppelten Bieterverfahren» werden die Notierungen an den Spotmärkten durch Preisgarantien für neue Kraftwerke ergänzt. Kapazität und Produktion von Elektrizität werden somit nach marktwirtschaftlichen Prinzipien organisiert, wobei die stets auch das Primat der Versorgungssicherheit beachtet wird:

- **Markt für neue Leistung (kW):** Die Mitgliedstaaten legen Ziele für den Bau neuer Kraftwerken (kW) mit erneuerbaren Energien fest. Es geht um die *Fähigkeit, zusätzliche Leistung an den Markt zu bringen*. Dieser Ausbau wird verknüpft mit dem Umbau des Energiesystems zur Erreichung von CO₂-Reduktionen. Wer fossile Kapazitäten weiterbetreibt, riskiert höhere Kosten und Billig-Importe aus den Nachbarländern.
- **Markt für Energie (kWh):** die tägliche Bewirtschaftung am Energy-only-Markt (Strombörse) erfolgt auf Basis des billigsten Gebots. Hier spielt die Witterung eine zunehmende Rolle und zwingt zu immer kurzfristigeren Handelszyklen. Sie bestimmt auch die Richtung der Handelsströme.

Einkäufer von Elektrizität sind die Lieferanten der Endverbraucher oder die Endverbraucher selber: Grossverbraucher, Verteilnetzbetreiber, Stromhändler.

³² EU-RICHTLINIE 2018/2001, Rz 62

Erstes Bieterverfahren: Preisliche Absicherung neuer Kapazitäten

Laut EU-RICHTLINIE 2018/2001 vom Dezember 2018 können die Mitgliedstaaten neue Kapazitäten aus erneuerbaren Energien mittels wettbewerblicher Ausschreibungen vergeben und mit einer subsidiären Marktpremie verknüpfen.

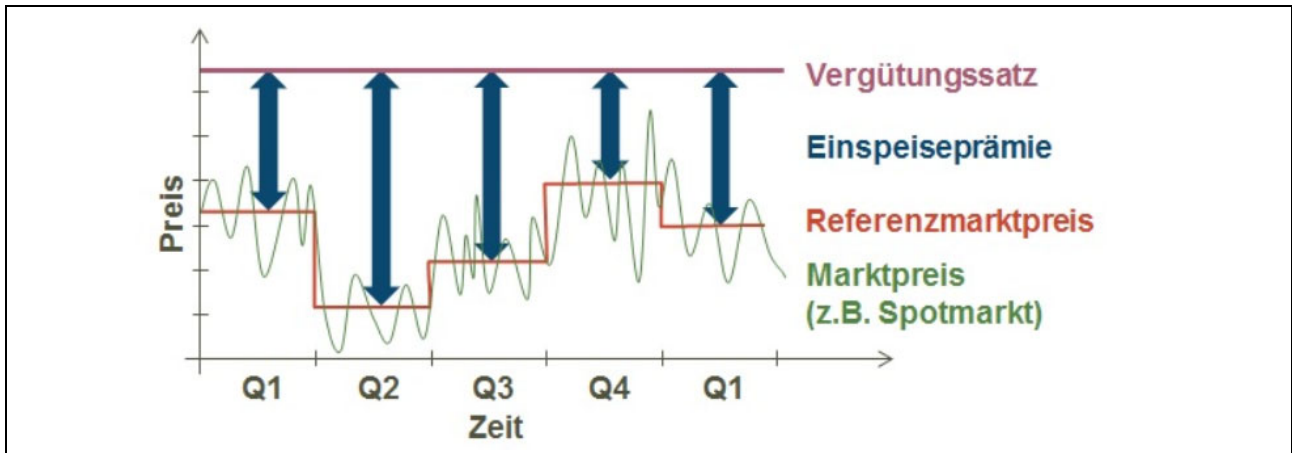


Abbildung 19 Marktpreis + Einspeiseprämien ergeben den Vergütungssatz

(Quelle: BFE)³³

*Für **neue Kraftwerke** bestimmt die Preisgarantie, die als Zuschlagspreis aus der Ausschreibung hervorging, den Ertrag der Stromerzeuger pro kWh.³⁴ Jener Teil der Erlöse (Einspeiseprämie, in Deutschland «Marktpremie»), der nicht auf Markterlösen beruht, wird aus dem Netzzuschlag finanziert (D: EEG-Umlage).³⁵*

Garant der Kontrakte ist in Deutschland und anderen Ländern der Übertragungsnetzbetreiber (zB. Bundesnetzagentur), der auch die Primär- und Sekundär-Reserve bewirtschaftet und deshalb den Strommarkt sehr gut kennt. Die Rolle des Übertragungsnetzbetreibers ist aber eine rein subsidiäre.

Erzeugung und Handel von Strom erfolgt primär mittels Direktvermarktung von privaten Akteuren. Die Marktpremie ist subsidiär. Sie schützt die Investitionen vor dem Marktwertisiko (Absacken der Preise auf null oder in negatives Territorium). Sie wird nur ausgerichtet, wenn die mittleren Stromerlöse auf Basis des Referenzmarktpreises unter den in den Ausschreibungen ermittelten Zuschlagspreis fallen.

Steigen die Strompreise über den Kontraktpreis hinaus, sind verschiedene Modelle möglich:

- Bei der gleitenden Marktpremie fallen Mehrerlöse an die Betreiber der Kraftwerke.
- Muss der Mehrerlös in den Netzzuschlagsfonds zurückerstattet werden, spricht man von Differenzvertrag.

³³ BFE: Faktenblatt zur Energiestrategie 2050, Direktvermarktung von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeisevergütung, Januar 2014

³⁴ Dies gilt für den EU-Strombinnenmarkt. Die Schweiz kennt noch keine Ausschreibungen.

³⁵ Analog in der Schweiz: Energiegesetz Art. 35

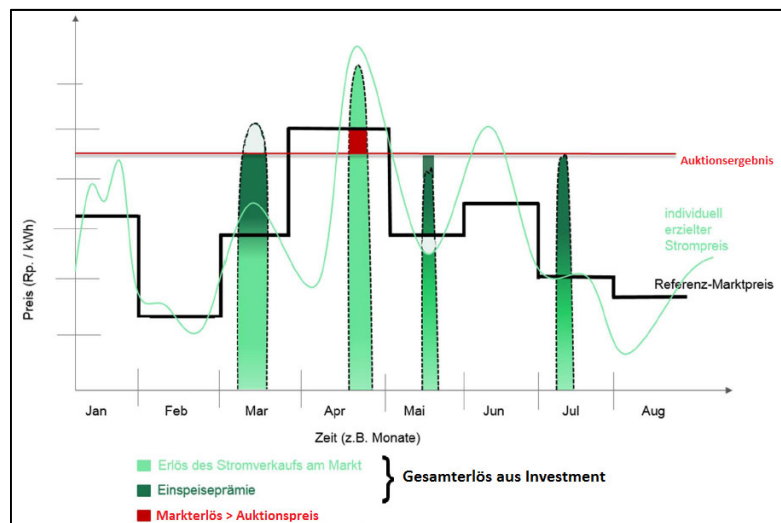


Abbildung 20 Differenzvertrag: Markterlöse über dem Zuschlagspreis führen zu Rückzahlungen der Marktpremie
(Quelle: eigene Darstellung)³⁶

Differenzverträge wie auch die gleitende Marktpremie schaffen stabile Erlöse und ermöglichen auch kleinen Akteuren (Privatpersonen oder Gemeinden) die Finanzierung von Kraftwerken mit hohen Anteilen an Fremdkapital. Dies reduziert die Hürden für neue Investitionen. Die Differenzverträge stärken den Wettbewerb, ermöglichen aber ebenso eine hohe Vielfalt der Akteure und der einzelnen technologischen Segmente, denn wie die Praxis in der EU zeigt, können Kraftwerke an unterschiedlichen Standorten nach differenzierten Regeln berücksichtigt werden.

Kapazitätzahlungen und Bailing out für alte Kraftwerke

Weiterhin in begrenztem Ausmass zulässig bleiben Massnahmen, die alte Kraftwerke (Kaltreserve) vorhalten. Ebenfalls zulässig sind Sozialprogramme und Entsorgungsprogramme bei der Ausmusterung eines alten Kraftwerksparks. Manche Mitgliedstaaten leisten hohe Beihilfen an einzelne Betreiber mittels gezieltem Bailing-out von Kohle und Kernkraftwerken. Besonders die «alten» Stromkonzerne haben so Finanzhilfen in Milliardenhöhe erhalten faktisch eine Subvention.

Ausnahmen für Kernkraftwerke

Die EU Mitgliedstaaten haben einen grossen Spielraum, wie sie den Zubau an erneuerbaren Energien gestalten wollen. «Altindustrien» üben oft Druck aus: Kernkraftwerke haben in Grossbritannien und Frankreich noch immer Priorität, was auch mit der nuklearen Bewaffnung zusammenhängt.

Bei der Kernenergie schwankt Brüssel zwischen Kontrolle und Förderung; für den Bau neuer Kernkraftwerke werden die Wettbewerbsvorschriften faktisch ausser Kraft gesetzt. Die EU-Kommission hat indexierte (!) Einspeisevergütungen für das Kernkraftwerk Hinkley Point C von 9,2 Pence/kWh genehmigt (ca. 13 Rp/kWh). Für erneuerbare Energien, die zu deutlich geringeren Kosten ans Netz gehen, sind solche Spielregeln nicht mehr erlaubt.

Kohlekraftwerke waren in Deutschland, Spanien und Osteuropa dank Schlupflöchern im Emissionshandel lange Zeit tabu, kommen nun aber durch den revidierten Emissionshandel viel stärker unter Druck als bisher.

³⁶ Übernommen aus der Botschaft Energiestrategie vom 4. September 2013, S. 7674, vom Autor angepasst auf Auktionsmodell

Zertifikate

Auch Zertifikate für neu installierte Leistung sind zulässig. Bei Zertifikaten wird ein bestimmtes Mengenziel definiert und es werden Strafzahlungen vereinbart, wenn dieses Ziel nicht erreicht wird. Das Problem der Investoren ist hier, dass der Preis der Zertifikate sehr volatil ist, abhängig vom Ausbautempo der Mitbewerber. Auch besteht die Gefahr, dass eine einzige Technologie als besonders günstig obenaus schwingt, was das witterungsbedingte Marktwertisiko verschärft und zu weiteren, teuren Anpassungen zwingt. Zertifikate werden aus guten Gründen nur in Skandinavien angewandt, wo Wasserkraftwerke die zyklischen erneuerbaren Energien ausgleichen können.

Was gilt es bei Ausschreibungen zu regeln?

Ausschreibeverfahren setzen sich inzwischen global durch. In US-Bundesstaaten sind sie seit langem üblich. Selbst im Nahen und im Fernen Osten sowie in Afrika sind Ausschreibungen populär, weil sie zu sensationell tiefen Strompreisen geführt haben, wie sich an einer Vielzahl von Projekten zeigen lässt.

Innerhalb der EU hat Deutschland als eines der ersten Länder die neuen Bieterverfahren getestet. Ab 2014 wurden die Verfahren routiniert weiterentwickelt und sind nun fester Bestandteil der neuen EU-Richtlinie (Wortlaut Artikel 4 siehe weiter oben). Die Gesetzgebung muss für ein solches Bieterverfahren die folgenden Dinge regeln:

- **Verknüpfung von Versorgungssicherheit mit einem Inländischen Ausbauziel.** Im Umfang einer umweltpolitisch angestrebten und einer für die Versorgungssicherheit als notwendig erachteten Produktionsmenge wird ein Ausbaupfad festgelegt. Dieses wird optimalerweise in wiederkehrenden Tranchen technikspezifisch ausgeschrieben.
- **Bestimmung der ausschreibenden Behörde.** Ausschreibende Stelle ist meist der Übertragungsnetzbetreiber (TSO³⁷, in D: Bundesnetzagentur, in der CH wäre dies entsprechend Swissgrid). Andere Lösungen sind möglich.
- **Ausschreibungsregeln.** Im Wettbewerb obsiegt das günstigste Gebot. Die ausgeschriebene Strommenge muss während einer bestimmten Frist (15 bis 20 Jahren) geliefert werden und wird zu jenem Preis vergütet, der aus der Auktion hervorgeht. Festzulegen ist:
 - Pay as you bid (Gebotpreisverfahren) oder Einheitspreis in Höhe des höchsten Gebots, das noch einen Zuschlag erhält (uniform pricing)
 - Differenzvertrag mit Rückerstattung der überschüssenden Erlöse an den Netzzuschlagsfonds oder
 - Gleitende Marktprämie – höhere Markterlöse führen dann zu Mehreinnahmen der Investoren.
- **Referenzmarktpreis.** Die Stromerzeugung wird selbständig und frei vermarktet (Direktvermarktung). Die Marktprämie errechnet sich aus dem gemessenen Referenzmarktpreis und dem vereinbarten Auktionspreis. Unterschreitet der Referenzmarktpreis den Zuschlagspreis, wird aus dem Netzzuschlag die Differenz in Höhe einer Marktprämie (in der Schweiz: Einspeiseprämie)³⁸ geleistet.
- **Optimierung der Ausschreibungen und Berücksichtigung lokaler Besonderheiten.** Zur Optimierung werden staatliche Ausschreibungen oft mit Auflagen verknüpft: Technologie, regionale Verteilung, Vergütungszuschläge für zweitklassige Standorte und Belohnung besonderer Systemdienlichkeit sind möglich. Sie dienen dazu, Angebot und Nachfrage von Elektrizität möglichst kostengünstig zur Übereinstimmung zu bringen und die Transportkosten (Netzausbaukosten) zu senken.

In der Schweiz in Kraft sind bereits Einspeiseprämien und Referenzmarktpreise innerhalb des Einspeisevergütungssystems. Allerdings werden die Preise hier administrativ festgelegt. Der Zuschlag erfolgt über eine Warteliste und geht nicht an jene Akteure, die in Ausschreibungen den billigsten Strom anbieten. Will die Schweiz nach 2023 ein «marktnahes», EU-kompatibles System einführen, muss die Preissetzung auf ein wettbewerbliches System umgestellt werden.

³⁷ TSO = Transmission System Operator, in der Schweiz Swissgrid, in Deutschland die Bundesnetzagentur

³⁸ Artikel 21 Absatz 3 Energiegesetz

Erfahrungen in Deutschland

Seit Anfang 2017 erfolgt für alle grossen Kraftwerke mit erneuerbaren Technologien (Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse) eine Zahlung nur, wenn sie vorher in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. Ausgenommen sind Solaranlagen mit einer installierten Leistung < 750 Kilowatt und neue Biomasseanlagen < 150 Kilowatt. (Für sie wird die Zahlungshöhe weiterhin administrativ festgelegt).³⁹

Grundsätzlich erhalten die Gebote den Zuschlag zum Gebotswert („pay as bid“).

Ausnahmen werden nur für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bei der Windenergie an Land-Ausschreibungen und bei bestehenden Biomassenanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt gemacht. Deren Zuschlagshöhe wird dort im Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist dann der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots. Zuschläge erlöschen nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Gehen die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb, ist eine Strafzahlung fällig.

Durchgeführte Ausschreibungsrunden 2017-2018		
Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert in ct/kWh*
Solar	1. Februar 2017	6,58
	1. Juni 2017	5,66
	1. Oktober 2017	4,91
	1. Februar 2018	4,33
	1. Juni 2018	4,59
	1. Oktober 2018	4,69
Wind an Land	1. Mai 2018	5,71
	1. August 2018	4,28
	1. November 2018	3,82
	1. Februar 2018	4,73
	1. Mai 2018	5,73
	1. August 2018	6,16
Wind auf See	1. Oktober 2018	6,26
	1. April 2017	0,44
KWK	1. April 2018	4,66
	1. Dezember 2017	4,05
Innovative KWK Systeme	1. Juni 2018	4,31
	1. Dezember 2018	–
Biomasse	1. Juni 2018	10,27
	1. Dezember 2018	–
	1. September 2017	14,3
Technologieübergreifend Wind an Land und Solar	1. September 2018	14,73
	1. April 2018	4,67
	1. November 2018	–

*Mengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert

Abbildung 21 Ausschreibungen 2017/2018 durch die Bundesnetzagentur

Quelle: Bundesnetzagentur Monitoring-Bericht 2018

³⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.html

Zusammenspiel unterschiedlicher staatlicher Ebenen

Beispiele vom höchst unterschiedlichen Verlauf von Ausschreibungen zeigen, dass in Deutschland je nach Bundesland sehr unterschiedliche regionale Prioritäten berücksichtigt werden. Beim Solarstrom sind Gebote für Projekte auf Grünland- oder Ackerflächen in benachteiligten Gebieten nur zulässig, wenn die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben (Baden-Württemberg, Bayern). Bei der Windenergie haben manche Bundesländer Abstandsregelungen eingeführt, die faktisch auf ein Verbot von neuen Windkraft-Anlagen hinauslaufen. Trotzdem hält der steile Ausbau von erneuerbaren Energien weiter an. Die Bundesregierung fördert die erneuerbaren Energien durch den Ausbau der Netze und durch die Garantien aus dem Netzzuschlag. Eine wichtige Rolle spielen die Steuereinnahmen und Standortabgaben (zB. Pachten), die Kraftwerke mit erneuerbaren Energien leisten.

Mehrfache Überzeichnung von Ausschreibungen

Für Solarstrom werden jährlich drei Ausschreibungen von 200 MW pro Termin durchgeführt. Bei allen Ausschreibungen war die Gebotsmenge mehrfach überzeichnet. Der Wettbewerbsdruck führte zu sinkenden Zuschlagswerten.

In den ersten vier Runden lag der Wert des höchsten Gebots, das noch einen Zuschlag erhielt, immer unter dem der Vorrunde. In den letzten zwei Runden des Jahres 2018 sind die Zuschläge wieder angestiegen. Seit der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 sind die Zuschlagswerte um 49 Prozent gesunken. Der durch die Ausschreibung bestimmte, aktuelle maximal auszahlende Wert für neue Solaranlagen liegt bei 4,69 ct/kWh (Stand 2018).⁴⁰

Europäisches Preisniveau: Preise unter 5 €/kWh

Die Gestehungskosten für Wind- und Solarstrom sind nicht nur in Deutschland stark gefallen. Die Preis-Notierungen haben in den letzten zwei Jahren ein Niveau erreicht, das viele Beobachter bis vor kurzem gar nicht für möglich hielten:

- **Onshore wind: 4.73 €/kWh** durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert der Ausschreibungen vom Februar 2018.⁴¹
- **offshore Windenergie: 4.9 €/kWh** erreicht für eine 600 MW Windfarm, November 2016 (Ostsee)⁴²
- **PV-Anlagen Freifläche: 4.33 ct/kWh** durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert im Februar 2018 (Deutschland)⁴³

In manchen Ländern (USA, Mexiko, Dubai, Chile) liegen die Gebote inzwischen unter 3 €/kWh, manchmal unter 2 €/kWh. Italien und Spanien melden Gebote von unter 4 €/kWh für Photovoltaik.

Der Wettbewerb sichert nicht alles

Wollte man europaweit der billigsten kWh nachjagen, müsste man wohl ausschliesslich Windturbinen an der irischen und norwegischen Küste erstellen, und Solarstromanlagen in Südspanien. Dies wäre unsinnig, denn der Transport des Stroms in die Zentren und der Speicherbedarf wären teurer als der gewonnene Preisvorteil bei der Erzeugung.

⁴⁰ Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2018, S. 92

⁴¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Gebotstermin_01_02_2018/Gebotstermin_01_02_18_node.html

⁴² <https://news.vattenfall.com/en/article/vattenfall-wins-tender-denmark-s-largest-offshore-wind-farm>

⁴³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/Gebotstermin_01_02_2018/gebotstermin_01_02_2018_node.html

Die EU auferlegt sich aus guten Gründen eine gewisse Zurückhaltung und lässt den Mitgliedstaaten Spielräume bei der Gestaltung der Finanzierungsmodelle von neuen Kraftwerken. Diese Flexibilität kann sich die Schweiz als Drittstaat in Verhandlungen zunutze machen.

Elektrizität ist keine gewöhnliche «Ware». Sie kann nicht unabhängig von der zugrundeliegenden Logistik bereitgestellt werden.⁴⁴ Deshalb ist es für Brüssel schwierig, gegen die Versorgungs-Prioritäten der Mitgliedstaaten vorzugehen. Die entsprechenden Empfehlungen sind nur «soft law» und eröffnen grossen Spielraum.⁴⁵

Zweites Bieterverfahren: Stromproduktion entlang der «Merit Order»

Die blosse Existenz neuer Kraftwerke genügt noch nicht für eine unterbrechungsfreie Stromlieferung. Strom ist ein besonderes Gut; fehlt eine geringe Strommenge (<1%), bricht die Spannung ein und es kommt zum Blackout mit prohibitiv hohen Kosten.

Es existiert eine komplexe Logistik, um Angebot und Nachfrage von Elektrizität zeitgleich in Übereinstimmung zu bringen. Dies geschieht heute dank einer Reihe spezifischer Teilmärkte: Terminmärkte, Day-ahead-Handel, Intra-day-Handel, Spotmarkt.

Um die Spannungshaltung zu gewährleisten sorgt der Übertragungsnetzbetreiber (in der Schweiz: Swissgrid) ergänzend für die Vorhaltung von Primär-, Sekundär und Tertiär-Reserven mit unterschiedlicher Fristigkeit.

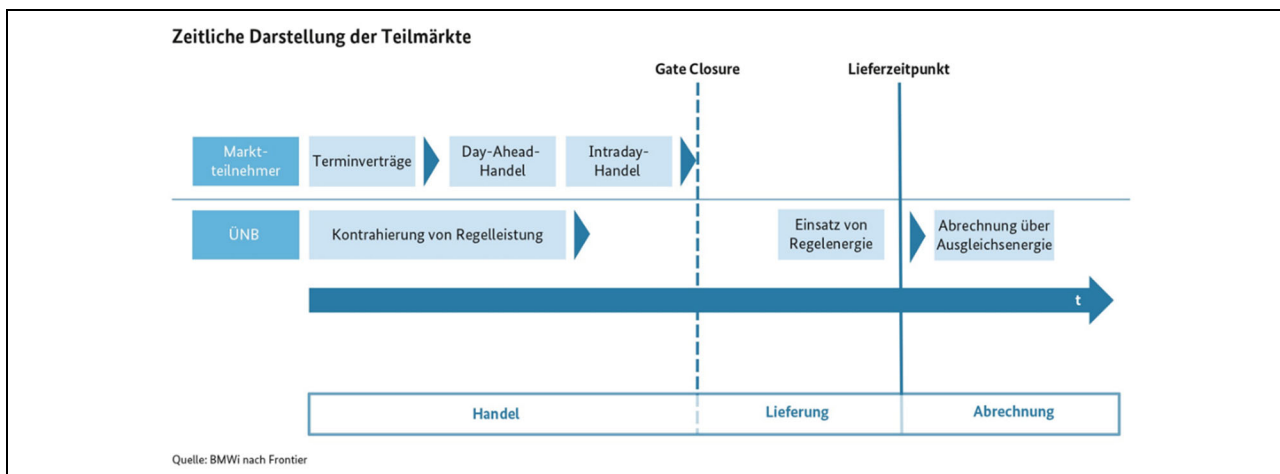


Abbildung 22 Strukturierung des Stromhandels in Kontrakte und Systemdienstleistungen (Reservehaltung des Übertragungsnetzbetreibers)

(Quelle: BMWI)⁴⁶

Der Zubau von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien hat die Energiemärkte entscheidend verändert. Die kurzfristigen, witterungsspezifischen Fluktuationen legen es nahe, Strom in immer kürzeren Frequenzen zu handeln: In Stunden-, Halbstunden-, Viertelstunden- und in 5-Minuten-Abständen existieren Marktplattformen, um Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen. Kommt es zu Abweichungen, greift der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelleistung ein und belastet die Bilanzgruppen mit Strafzahlungen.

Es kommt deshalb häufig vor, dass der gleiche Strom mehrmals gekauft und weiterverkauft wird. Dies dient einer möglichst kostengünstigen Deckung der Nachfrage, indem jeweils die Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten als erste zum Zuge kommen. Um den Marktteilnehmern trotz der hohen

⁴⁴ Hettich, Walther et al.: Strommarkt 2023, S. 5

⁴⁵ Hettich, Walther et al.: Strommarkt 2023, S. 116

⁴⁶ Ein Strommarkt für die Energiewende Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014, Seite 9

Volatilität eine gewisse Preissicherheit zu bieten, gibt es gleichzeitig Terminmärkte auf mehrere Jahre hinaus.

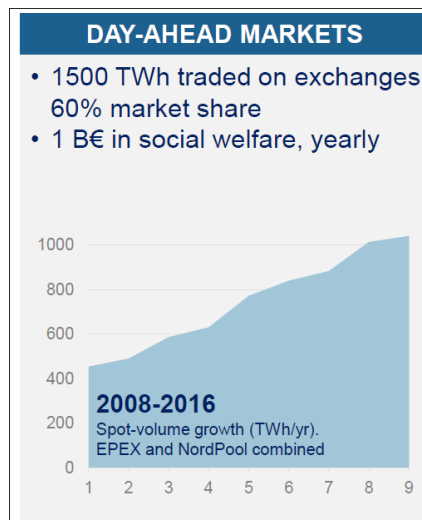


Abbildung 23 Volumen des Day-ahead Handels in der EU (Marktanteil 60%)

Quelle: ECom/Entso-E⁴⁷

Die Marktöffnung hat auch das Verhalten der Endverbraucher verändert. Bei sinkenden Strompreisen hoffen sie, auf dem Spotmarkt noch ein «Schnäppchen» zu erreichen. Deshalb hat der day-ahead-Handel zugenommen (Bild) zulasten von langfristigen Bezugsverträgen.

Der Markt kann nicht alles – Konsumverhalten als neue Ressource

In einem wettbewerblichen System kann man nicht davon ausgehen, dass der Markt von sich aus allen nötigen Dienstleistungen bereitstellt. Kapazitäten, die nur selten zum Einsatz kommen, können nicht aus seltenen Erlösen finanziert werden. Um die Umstellungen kostengünstig zu meistern, plädiert die Energieforschung für eine Flexibilisierung der Stromtarife für alle Endverbraucher – stündlich entlang von Angebot und Nachfrage.⁴⁸

Früher wurde vorausgesetzt, dass Konsumentinnen und Konsumenten in ihrem Verbrauch wenig flexibel seien. Die meisten Tarife der Kleinverbraucher kennen noch immer die Einteilung in einen im Voraus festgelegten Hoch- und Niedertarif während zeitlich fixer Perioden. Das ist unter den neuen Bedingungen kaum mehr zeitgemäß.

Mit der Verbreitung von Hunderttausenden dezentralen Kraftwerken, teilweise mit eigenen Speichern, verschwimmt die Grenze zwischen Produzent und Konsument von Energie. Dezentrale Speicher (Boiler, Wärmepumpen, Elektromobile, Batterien) ermöglichen eine Flexibilisierung des Verbrauchs oder der Einspeisung von Elektrizität.⁴⁹ Eine digitale Vernetzung ist dafür unabdingbar.

Strategische Reserve

Doch auch mit flexibleren Verbräuchen ist noch nicht sicher, dass der Markt die Versorgungssicherheit ausreichend herbeiführt. Deshalb sind weitere Anstrengungen nötig. Im revidierten Stromversorgungsgesetz ist eine strategische Reserve, bestehend aus Speicherseewasser, vorgesehen. Dies ist ein Schritt in die richtige Richtung, aber für sich genommen noch immer ungenügend, denn nicht nur die Bewirtschaftung, sondern auch die Existenz dieser Speicher muss abgesichert sein.

⁴⁷ Laurent Schmitt, Secretary-General Enso-E: System Adequacy from a European Perspective, Präsentation ECom Forum 2018

⁴⁸ Hannes Weigt et al.: Strommarktdesign: In welche Richtung soll es gehen? SCCERWhite Paper 5 (2018)

⁴⁹ Hannes Weigt: Strommarktdesign: Die Politik bestimmt die Richtung, in: Die Volkswirtschaft 12/2018 Seite 14

5. Die Strombörse generiert keine ausreichenden Erlöse

In der alten, monopolistischen Strom-Welt wurde Strom meist «in-house» beschafft. Die Gesteuerungskosten wurden dann 1:1 auf die Tarife überwält. Konsumentinnen und Konsumenten hatten keine Wahl. Der Monopolist definierte Herkunft, Preis und Angebot (in der Schweiz ein Mix aus Wasserkraft, Kernenergie und ein wenig Wärmekraft-Kopplung überwiegend fossiler Herkunft). Es wurde unterschieden zwischen Grundlast (rund um die Uhr), mittlerer Leistung (regelbar) und Spitzenleistung (kurzfristiger Ausgleich). Am Markt dominierten Langzeitverträge, oft unterstützt von Kreuz-Beteiligungen zwischen Konsumenten und Produzenten. Wettbewerb herrschte nur in einem sehr kleinen Segment – bei der überregionalen Vermarktung von freien Kapazitäten.

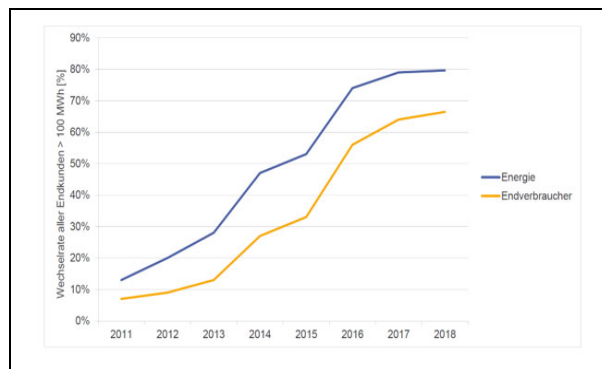


Abbildung 24 Wechselrate der Grosskunden in den offenen Markt
(Quelle: Elcom)⁵⁰

Mit dem Stromversorgungsgesetz (2009) wurde der Markt nur teilweise geöffnet. Grossverbraucher konnten sich die Lieferanten nun selber wählen, wovon 80 Prozent Gebrauch machten. Es entstanden nationale und danach auch internationale Märkte für Elektrizität.

Preisbildung im Wettbewerb

Im Wettbewerb werden Kraftwerke entlang der sogenannten *Merit Order* eingesetzt.⁵¹ Die Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten werden bevorzugt; sie dürfen ins Netz liefern und erzielen je nach Marktpreis kleine oder grössere Deckungsbeiträge.

Die Marktpreise basieren auf variablen Kosten (Grenzkosten). Sie lassen die Investitionskosten eines Kraftwerks („sunk cost“) weitgehend ausser Betracht.

Vor dem Aufkommen von Wind- und Solarstrom wiesen Grundlastkraftwerke – Lauf-Wasserkraft-, Atom- und Kohlekraftwerke – die niedrigsten Kosten auf, wenn sie rund um die Uhr laufen konnten. Sie kamen als Lieferanten als erste zum Zug. Je nach Brennstoffpreis gingen Wasser- und Kernkraftwerke, gefolgt von Kohle- und Gaskraftwerken als erste ans Netz, gefolgt von flexibler Spitzenleistung, zum Beispiel aus Speicher- und Pumpspeicherwerken (Wasserkraft) oder aus Reserve-Kraftwerken mit Schweröl.

Mit dem Aufbau von Wind- und Solar-Kraftwerken gelangten neue Kapazitäten ans Netz, die eine ähnliche Kostenstruktur wie die Lauf-Wasserkraftwerke aufwiesen, aber unregelmässiger produzierten. Windenergie und Solarstrom weisen wie die Wasserkraft nur geringe variablen Kosten auf. Sie

⁵⁰ Tätigkeitsbericht der ElCom 2016, S.30

⁵¹ Frank Sensfuss, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Analyse für das Jahr 2006, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Karlsruhe, 18.06.2007)
Sensfuss, F., Ragwitz, M., Genoese, M., 2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 36, 3086–3094

produzieren zu Grenzkosten nahe Null. Im Wettbewerb kommen sie als erste zum Zug. Sie dominieren zunehmend den Markt – sind aber stets abhängig von der Witterung und passen sich der Nachfrage kaum an.

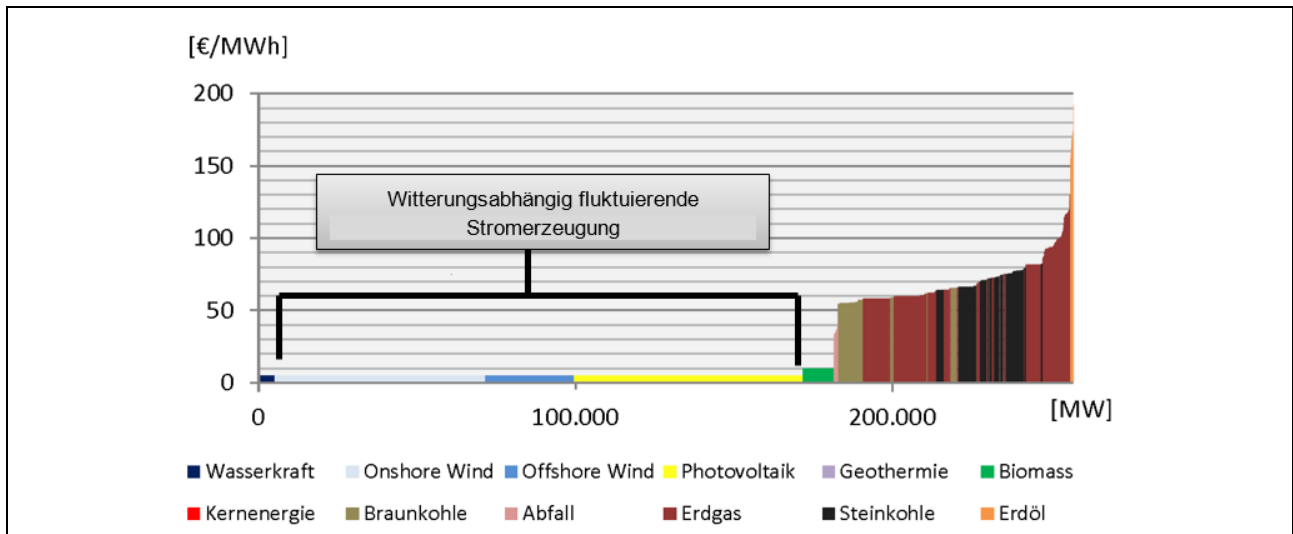


Abbildung 25 Merit order (Projektion für Deutschland 2032)

Quelle: Gerbaulet 2012⁵²

Diese Grafik aus dem Jahr 2012 zeigt die merit order für Deutschland in einer Projektion für die Zukunft. Links im Bild erscheint die installierte Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe von null. Rechts im Bild werden die Biomasse- (Abfall-), Gas- und Kohlekraftwerke entlang ihrer variablen Kosten gezeigt.

Ende 2018 betrug die Gesamtleistung der erneuerbaren Energien in Deutschland 118 Gigawatt (GW), wovon 58,5 GW Windenergie, 45,5 GW Photovoltaik, 5 GW Wasserkraft und 7 GW Biomasse-Kraftwerke. Bei einem Marktanteil der erneuerbaren Energien von 40 Prozent, und weil grössere Speicher fehlen, braucht es weiterhin konventionelle Kraftwerke, aber deutlich weniger als zuvor. Sie werden noch einige Zeit, wenn auch in rückläufigem Umfang, preisbestimmend sein; allerdings konnte man viele der teureren konventionellen Kraftwerke in den letzten Jahrzehnten vom Netz nehmen (Bild).

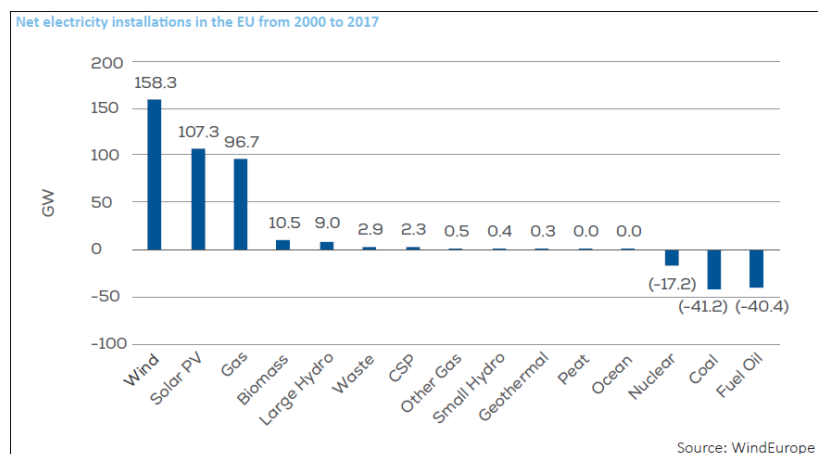


Abbildung 26 Ausbau und Stilllegungen von Kapazitäten in der EU 2000-2017

Quelle: WindEurope: Wind in power 2017 (Feb 2018)

Die meisten Schliessungen von Kraftwerken in Europa trafen Ölkraftwerke, Kohlekraftwerke gefolgt von Kernkraftwerken. Flexible Gaskraftwerke wurden in grosser Zahl gebaut, weil sie bei Stillstand nur geringe Kapitalkosten verursachen und weil sie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besonders flexibel ergänzen können.

⁵² Clemens Gerbaulet et al: Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende, DIW, Berlin 2012

Wie erneuerbare Energien den Tagespreis an der Strombörse senken

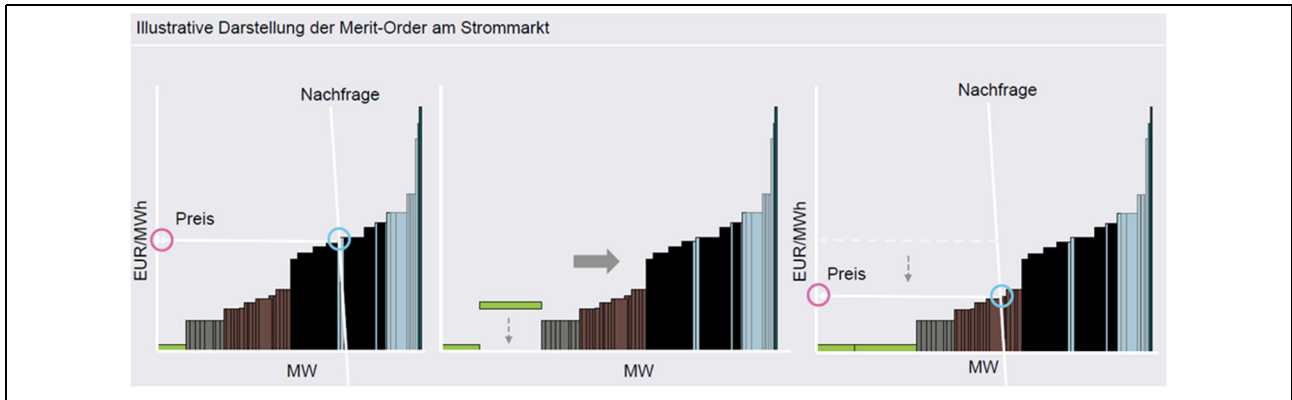


Abbildung 27 Das teuerste Kraftwerk am Netz bestimmt den Börsenstrompreis (Quelle: Agora)⁵³

Die Abbildungen zeigen die Preisreaktion am Markt (Preisrückgang) bei einem Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien:

- Das Bild links zeigt das Angebot vor Sonnenaufgang, wenn neben Braunkohle auch die teureren Steinkohle-Kraftwerke am Netz sind.
- Bei Sonnenaufgang steigt die Einspeisung von Solarstrom (Bild Mitte). Solarstrom verdrängt dann zunehmend die teureren Steinkohle-Kraftwerke aus dem Netz
- In der Folge sinken die Preise an der Strombörse auf das Gebot des teuersten Kraftwerks, das sich noch am Netz befindet. Massgeblich sind die variablen Kosten des gerade noch notwendigen (teuersten) Kraftwerks. Dieses geht nur in Betrieb, wenn ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

Sonnenschein oder starker Wind kann eine Halbierung der Preise (Bild rechts) oder gar ein Absinken der Preise auf null bewirken. In jüngster Zeit werden die Betreiber von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien vermehrt gezwungen, ihre Anlagen bei Strom-Überschüssen abzuregeln. Die Zahl der Stunden mit negativen Preisen hat deshalb 2018 nicht weiter zugenommen. Im Laufe des Jahres 2017 wurden in Deutschland 146 Stunden mit negativen Strompreisen gezählt; 2018 wiesen die Preise noch während 134 Stunden im day ahead Handel ein negatives Vorzeichen auf.

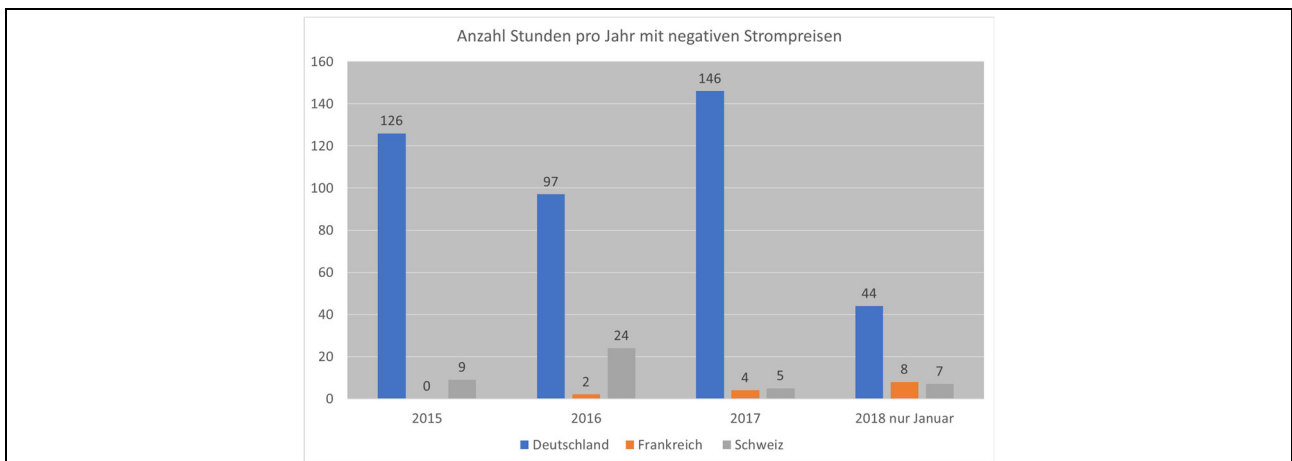


Abbildung 28 Anzahl Stunden mit negativen Preisen
(Quelle: EICOM)⁵⁴

⁵³ Christian Redl: Strommarktdesign EU und die Schweiz, Parlamentarische Gruppe Erneuerbare Energien Bern, 15. MÄRZ 2017

⁵⁴ Mitgeteilt von EICOM Chef Renato Tami, Aktennotiz vom 8. Februar 2018

Nullpreise oder negative Strompreise liefern starke Anreize zum Bau von neuen Speichern. Auch die Besitzer von Wind- und Solarstromanlagen interessieren sich vermehrt für Speicher, denn ihre Einspeisungen werden bei längeren Minus-Perioden nicht länger vergütet.⁵⁵

Merit order-Effekt senkt das Preisniveau

Erneuerbare Energien können Kraftwerke unrentabel machen. Solange der Preis nicht negativ ist, werden Wind-, Wasser- und Solarkraftwerke sie kaum abgeregelt.⁵⁶ Die Preise an der Strombörse und die Einnahmen aus der Stromerzeugung sinken immer öfter, weil immer grössere Kapazitäten aus erneuerbaren Energien die teureren konventionellen Kraftwerke aus dem Markt drängen.

Nach einer Schätzung des deutschen Wirtschaftsministeriums haben erneuerbare Energien wegen ihrer geringen Grenzkosten die Börsenstrompreise um ca. 1 ct/kWh gesenkt.⁵⁷ Schuld daran sind auch Kumulierungseffekte (Bild): Je mehr Windenergie am Netz ist, desto stärker sinken die Vergütungen ab; dasselbe wird sich mit der Photovoltaik einstellen, wenn diese weiter ausgebaut wird. Bestimmend für den Erlös ist die Flexibilität eines Kraftwerks (Bild):

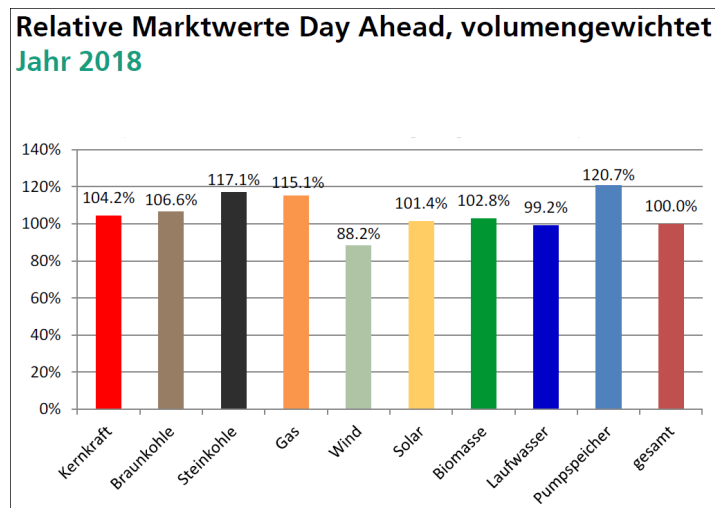


Abbildung 29 Merit order-Effekt: Witterungsabhängige Kraftwerke drücken den Strompreis

Quelle: ISE (2019)⁵⁸

- Windenergie, Solarstrom und Lauf-Wasserkraftwerke sind «must-run»-Kraftwerke. Ihr «Existenzrecht» ergibt sich aus den minimalen Kosten und der Verfügbarkeit der Primärenergie und aus der Umweltfreundlichkeit. Das schlechte Marktergebnis der Windenergie erklärt sich durch Kumulierungseffekte: weht der Wind, drehen viele Turbinen gleichzeitig und bringen Strom in grossen Mengen an den Markt, was die Preise senkt.
- Photovoltaik erzielt trotz ähnlichen Kumulierungseffekten höhere Erlöse, weil die Produktion vorwiegend am Tag, während der Zeit hoher Nachfrage erfolgt und weil die Marktanteile noch gering sind.
- Bei den Lauf-Wasserkraftwerken entstehen auch bei Niederschlag kaum Kumulierungseffekte.
- Steinkohle erzielt dank ihrer höheren Flexibilität höhere Erlöse als Braunkohle.⁵⁹ Gaskraftwerke sind flexibel, aber hohen Gaspreisen und tiefe CO₂-Preise wie 2016 reduzieren die Wettbewerbsfähigkeit.

⁵⁵ In Deutschland ab 2018

⁵⁶ Eine Abregelung von erneuerbaren Energien macht nur Sinn bei Netzengpässen oder bei negativen Preisen.

⁵⁷ BMWi: Sechster Monitoring Bericht zur Energiewende, Berlin 2018, Seite 40

⁵⁸ Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018, Fraunhofer-Institut Für Solare Energiesysteme ISE, www.energy-charts.de (Bruno Burger); Daten: EPEX

⁵⁹ "most hard coal power plants in Germany were either originally designed, or have been subsequently modified, for flexible output. They can now ramp on an hourly basis to much less than full output, and cycle on and off daily. They also have developed better software to ramp their plants faster and developed operational practices that reduce the stress on equipment from ramping and cycling. Lignite coal power plants in Germany are less flexible but also have been modified in recent years to allow ramping down to 40% of their maximum output, compared to only 60% previously. As a result, while coal plants are not selling as much power into day-ahead wholesale markets, due to the priority delivery of renewables in those markets, they have adapted to participate more in balancing the variability of wind and solar power." in: Gerard Wynn, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA): Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies, February 2018, Seite 48 <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/02/Cheap-Renewables-Transforming-Global-Electricity-2018.pdf>

- Pumpspeicherwerke suchen sich ihre Einsatzzeiten gezielt während Knappheiten aus; ihre Lieferfähigkeit ist begrenzt (zwischen 4 bis 48 Stunden).

Speicherkraftwerke und Kraftwerke mit Biomasse (inkl. Müll) sind flexibler und können ihr Angebot auf Stunden ausrichten, an denen die Preise am höchsten liegen (Bild), allerdings arbeiten sie dann mit einer punktuellen Auslastung (geringe Jahreslaufzeit) und die Kapitalkosten müssen auf weniger Stunden verteilt werden.

Marktphasen mit tiefen bis sehr tiefen Strompreisen werden nach einem regulierungsbedingten CO₂-Zwischenhoch der Strompreise wiederkehren. Der beschlossene Ausbau der erneuerbaren Energien wird wieder häufiger dazu führen, dass die konventionellen, fossil betriebenen Kraftwerke immer öfter vollständig aus dem Netz gedrängt werden. Hohe Brennstoff- oder CO₂-Kosten werden dann – zumindest während gewisser Zeiten – die Preisbildung überhaupt nicht mehr beeinflussen. So können sich beispielsweise im Sommer am Mittag dauerhaft Nullpreise einstellen, wenn die Photovoltaik weiter ausgebaut wird.

Im Jahr 2013 schrieb das Bundesamt für Energie:

«Bis auf ein Projekt weisen alle 25 untersuchten Projekte im Referenzszenario einen negativen Nettobarwert aus. Sie sind im vom BFE erwarteten Preisszenario nicht wirtschaftlich. Das BFE geht im Referenzszenario davon aus, dass sich bis ins Jahr 2020 die Strompreise auf 9 bis 11 Rp./kWh erholen.»⁶⁰

Die meisten Projekte für neue oder für die Erneuerung bestehender Wasserkraftwerke liegen deutlich über den Gestehungskosten anderer neuer erneuerbarer Energien (Windkraft und Solarstrom: 4 bis 7 €/kWh), aber ebenfalls und noch immer über den aktuellen Strompreisen.

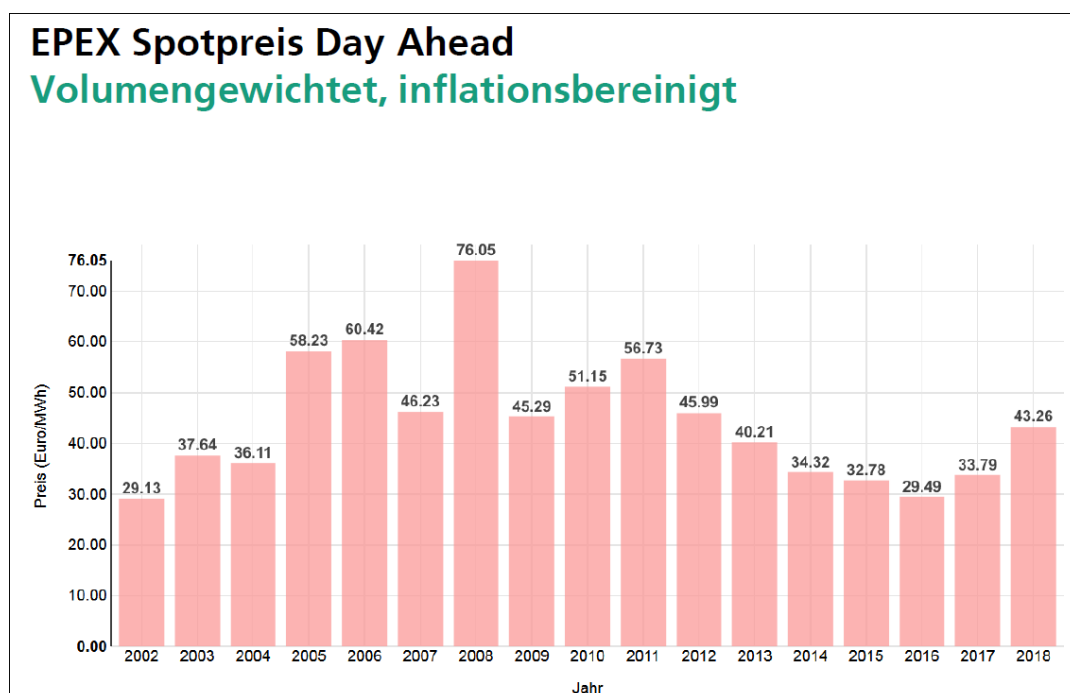


Abbildung 30 Spotpreis in Deutschland

Quelle: ISE (2018) / Bruno Burger a.a.O. O

⁶⁰ 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» http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075

Dass der Merit order-Effekt Kraftwerke aus dem Markt drängen kann, ist seit über zehn Jahren bekannt.⁶¹ Auch das Bundesamt für Energie hat den Merit order-Effekt in einer eigenen Studie zum Strommarktdesign durchaus erkannt:⁶²

«Das Problem der tiefen Elektrizitätspreise gefährdet...die (Re-) Finanzierung konventioneller Erzeuger, speziell von Spitzenkraftwerken wie Gas- und Dampf-Kombi-kraftwerken 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, ggf. auch Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten.»⁶³

Das Bundesamt für Energie erwartet, dass besonders die unflexiblen Kernkraftwerke und Braun-Kohlekraftwerke unter Druck kommen. Bemerkenswert daran ist, dass für die Stromproduktion in der Schweiz die Auswirkungen kaum diskutiert wurden. Die Betreiber der Kernkraftwerke deuteten die Entwicklung als eine «Durststrecke»⁶⁴:

*«Die klassische Welt des Stroms mit der heute bestehenden zentralen Erzeugungs- und Netzinfrastruktur werden wir noch lange brauchen. Zwar wird die Anzahl «Gebrauchsstunden» kleiner werden, aber die Zuverlässigkeit der Anlagen wird umso wichtiger. Das heisst aber auch gleiche Kosten und weniger Einnahmen durch weniger Stunden. Die Wirtschaftlichkeit der noch notwendigen, zentralen Stromwelt steht auf dem Spiel.»*⁶⁵

Theoretisch mag es so sein, dass in Zeiten der Energieknappheit der «Energy only Market»-Preis an der Strombörse so weit steigt, dass auch Geld für die Vergütung von Kapitalkosten übrigbleibt. Durch die Revision des Emissionshandels hat die EU einen Eingriff vorgenommen, der für manche Beobachter ein Hochpreisszenario als am wahrscheinlichsten erscheinen lässt:

- Das **Hochpreisszenario** geht davon aus, dass dank Emissionshandel die fossilen Kraftwerke auf viele Jahre hinaus massgeblich verteuert werden, sodass das jetzt bestehende Preisniveau von rund 5-6 €/kWh oder mehr in den nächsten Jahren bestehen bleibt. Geltend gemacht wird die zunehmende Rolle der Gaskraftwerke als „Lieferant der letzten kWh“ und eine gewisse Erholung der Gaspreise. Zudem ist dank der Marktstabilisierungsreserve ein Instrument entstanden, mit dem Brüssel die CO₂-Preise auch kurzfristig über ein bestimmtes Niveau heben kann. In dieser Optik sind wir noch weit davon entfernt, während langer Perioden Nullpreise zu haben. Diese Erscheinung stagniert auf einem Niveau von wenigen Prozent der Jahrespreisl Linie.

Dass ein solches Szenario Erfolg hat und die Bereitstellung von Elektrizität in einem gewissen Umfang schützt, hängt stark von den zukünftigen Regulierungen ab. Es ist denkbar, dass die Einspeisung von Strom bei Überschüssen zeitweilig kontingentiert wird, ähnlich dem Verfahren der *Railroad Commission of Texas*, die mit der Zuweisung von Produktionskontingenten für Erdgas und Erdöl ein Preisband wirkte, das die Beteiligten vor ruinösem Wettbewerb schützte.⁶⁶

Sehr unwahrscheinlich ist hingegen, dass der Markt von sich aus Knappheiten generiert, die die nötigen Einnahmen ermöglichen.

⁶¹ Frank Sensfuss, Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Analyse für das Jahr 2006, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Karlsruhe, 18.06.2007)

⁶² Agora Energiewende: Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, S. 118 („EEG 3.0“)

⁶³ BFE: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien vom 3. Januar 2017 Seite 3

⁶⁴ «Die Wasserkraft hat momentan eine Durststrecke», Neue Zürcher Zeitung am Sonntag 13.3.2016; Stefan A. Schmid und Stefan Bisculm: «Es gibt keinen Schalter, den man einfach umlegen kann», Südostschweiz 6.4.2016

⁶⁵ Zitat Michael Wider, Präsident des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) am Stromkongress 15. Januar 2018

⁶⁶ «» “Within the oil and gas industry, [the Railroad Commission of Texas] took into account production in other states, in effect bringing total available supply, (including imports, which were small) within the principle of prorationing to market demand. Allowable oilfield production was calculated as follows: estimated market demand, minus uncontrolled additions to supply, gave the Texas total; this was then prorated among fields and wells in a manner calculated to preserve equity among producers, and to prevent any well from producing beyond its Maximum Efficient Rate (MER). Scheduled allowables are expressed in numbers of calendar days of permitted production per month at MER. https://en.wikipedia.org/wiki/Railroad_Commission_of_Texas#cite_note-14

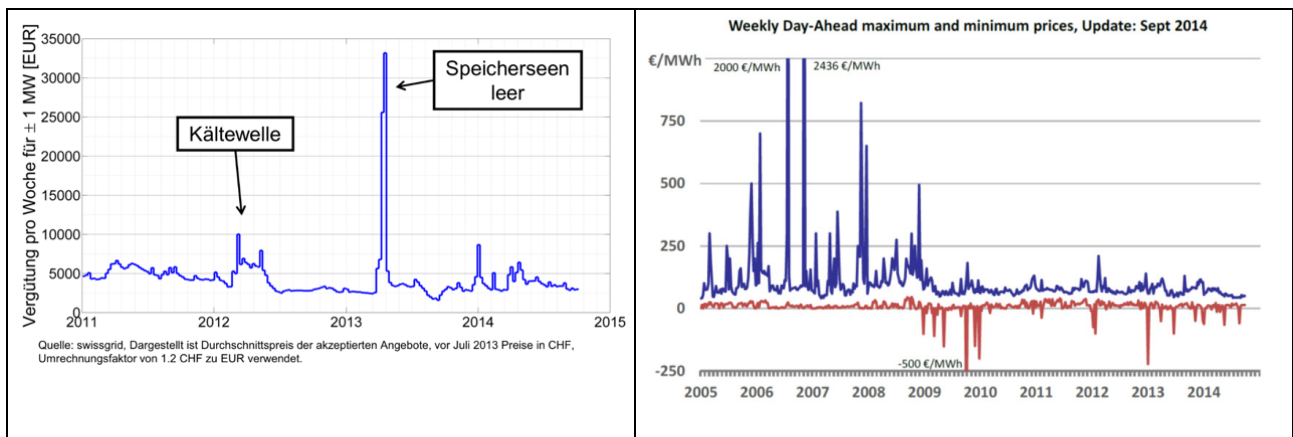


Abbildung 31 Preisspitzen für Regellenergie in der Schweiz (Quelle: Swissgrid/EKZ)⁶⁷

Abbildung 32 Maximum- und Minimumpreise im day-ahead-Handel (Quelle: Mayer/ISE/EPEX)⁶⁸

Es ist in der Vergangenheit vorgekommen, dass sich die Preise für *Regellenergie* während kurzer Knappheitsperioden sehr stark verteuert haben – bis über 30 Euro/kWh (Bild links). Aber erstens ist der Regellenergiemarkt ein sehr kleiner Markt. Zweitens zeigt die Analyse der mehrjährigen day-ahead-Preise (Bild rechts) deutlich, dass nicht Preisspitzen, sondern das Ausbleiben von Preisspitzen für die Stromerzeuger zum Problem geworden sind, inklusive Abstürze in negatives Territorium. Drittens ist es ein schlechtes Geschäftsmodell, wenn sich ausreichende Preise ausgerechnet auf extremen Knappheiten abstützen sollen, die im Extremfall auch einen Blackout verursachen könnten.

Die Gefahr, dass aus solchen Konstellationen «missbräuchliche Ausübung von Marktmacht und überhöhte Preise» entstehen, ist real und es wird davor gewarnt.⁶⁹ Wenige grosse Anbieter könnten in Versuchung geraten, ihr Angebot künstlich tief zu halten, um die Erlöse zu steigern.

Massnahmen gegen Knappheiten durch den Zubau von erneuerbaren Energien

Die EU Gremien haben eine ganze Reihe von Anstrengungen unternommen, um solchen Krisen vorzubeugen:

- Planung und vorausschauende Politik der Übertragungsnetzbetreiber
- Einführung von Kapazitätsmechanismen
- Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit gegenseitigem Zugriff auf «Reserven vom Nachbar»
- Aufbau neuer Speicher
- Bessere Vernetzung der vorhandenen Speicher- und Pumpspeicherwerke
- Erlaubnis zur Vorhaltung von Überkapazitäten (Kaltreserven).

Das Fazit bleibt deshalb: Wenn man den freien Markt spielen lässt, wird der Kraftwerkpark langfristig nicht erneuert. Ein Tiefpreisszenario ist letztlich wahrscheinlicher als ein Hochpreisszenario:

- Für ein **Tiefpreisszenario** sprechen die folgenden Entwicklungen:
Der Anteil der erneuerbaren Energien nimmt in Europa rasch zu und wird getrieben von den günstigen Gesteungskosten, die an geeigneten Standorten inzwischen tiefer liegen als die Stromerzeugung aus bestehenden Gas-, Kohle oder Kernkraftwerken. Mit dem zunehmenden Ausbau mehrten sich die Stunden, an denen «zu viel Strom» im Netz ist. Das Angebot übersteigt die Nachfrage, der Preis sinkt gegen null. Die unflexiblen Kraftwerke stehen an immer weniger Tagen pro Jahr in Betrieb und werden zunehmend stillgelegt, was wiederum den Ausbau von erneuerbaren Energien, Speichern oder von flexiblen konventionellen Kraftwerken anregt (zB: Gaskraftwerke). Tiefe Preise bei energiestarker Witterung

⁶⁷ Michael Koller, EKZ: Dezentrale Speicher - Erfahrungen mit einem 1 MW Batteriespeicher im Verteilnetz, 9. Werkleiterforum Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) 31. Oktober 2014

⁶⁸ <https://www.erneuerbareenergien.de/german-day-ahead-power-prices-lowest-since-2002/150/437/81848>

⁶⁹ Hettich, Walther et al.: Strommarkt 2023, a.a.O. S. 33

(Wind und Sonne) könnten dann einhergehen mit einem Anstieg der Strompreise während Dunkelflauten.

Der Merit order-Effekt und die Summe der angezeigten Garantien, Zusatzleistungen und Marktprämien, die die Einnahmen aus dem «Energy-only-Marktes» ergänzen und aus Netzgebühren finanziert werden, verschlechtern die Wettbewerbsposition der Stromproduzenten in der Schweiz. Die Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien erhöht das Risiko von zyklischen Preiseinbrüchen wie sie von 2015 bis 2017 sichtbar waren, als die CO₂-Preise auf einem Tiefstand notierten.

Die im Energiegesetz verankerten Investitionsbeiträge können die Problematik nicht wirklich entschärfen, weil sie trotz Verbilligung neuer Anlagen keine Vergütungssicherheit bringen und deshalb mit den Regelungen in der EU nicht ebenbürtig sind.

Die im Energiegesetz in Aussicht gestellten Investitionsbeiträge sind zu niedrig und zu wenig dauerhaft, um die Preisrisiken am Markt auszugleichen. Schweizer Projekte sind mit erhöhten Risikoprämien befrachtet im Vergleich zum Ausland, wo Preisgarantien langfristig (auf bis zu 20 Jahre) mittels Marktprämie gewährleistet sind. Die Erwartung, dass die Strompreise hoch bleiben oder ansteigen werden, ist trügerisch. Solche Hoffnungen werden keinen rational denkenden Investor in der Schweiz zu Investitionen veranlassen.

Höhere Strompreise locken neue Anbieter

Erhöhte Strompreise dank erhöhten CO₂-Preisen werden neue Anbieter auf den Markt locken. Auch in der EU etablieren sich erste langfristige Bezugsverträge zwischen Privaten, die an sehr guten Lagen ohne Preisgarantien auskommen. Ein konkretes Beispiel sei hier kurz dargestellt.⁷⁰

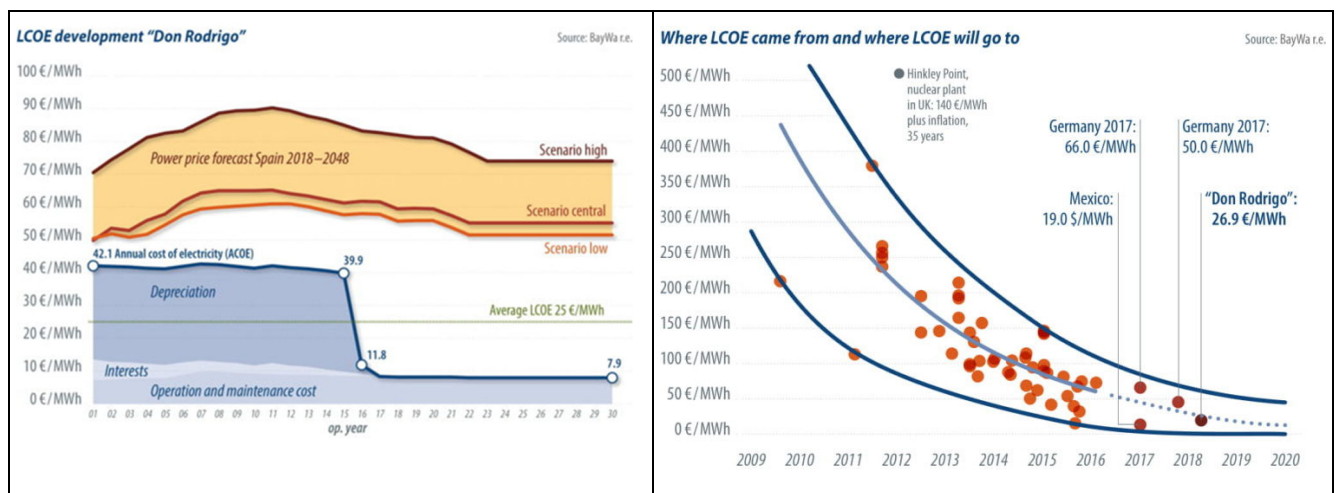


Abbildung 33 Kostenstruktur einer 175-MW-PV-Anlage in Süds Spanien

Quelle: BayWa r.e. 2018/ PV-Magazine Dezember 2018 (LCOE = levelized cost of energy)

Die deutsche Firma BayWa r.e. Solar Projects GmbH baut in Süds Spanien den 175 MW Solarpark «Don Rodrigo», eines von 15 Projekten. Die Finanzierung basiert auf einem langfristigen Liefervertrag mit dem norwegischen Netzbetreiber Statkraft, der den Strom vermarktet. Die Laufzeit des Vertrags beträgt 15 Jahre. Der Abnahmepreis ist nach Etappen strukturiert und beträgt in den ersten 15 Jahren ca. 4 €/kWh; danach ist die Anlage vollständig abgeschrieben und der Ersteller rechnet für die zweiten 15

⁷⁰ Marian Willuhn, Grid parity's muddy trails, PV-Magazine Dezember 2018, <https://www.pv-magazine.com/2019/01/01/grid-paritys-muddy-trails>

Jahre (bis zu einer Laufzeit von 30 Jahren) mit Gestehungskosten von lediglich 0,8 €/kWh. Ursache der günstigen Preise sind die billigen Solarmodule.

Solardächer als Milliarden-Markt

Höhere Strompreise machen auch die Eigenproduktion attraktiver. Eigenerzeugungsanlagen stehen nicht mit den Grosshandelspreisen im Wettbewerb, sondern mit den Bezugspreisen der lokalen Verteilnetzbetreiber (Energiepreis + Netzgebühr + Abgaben). Für Photovoltaik auf Dächern und Fassaden bestimmen die Bezugs- und Rückliefertarife die Rentabilität. Wenn neben den Energiekosten auch Netzgebühren eingespart werden können, kann sich Eigenverbrauch rentabel gestalten. Bei grossen Dachanlagen werden Gestehungskosten von 10 €/kWh inzwischen deutlich unterschritten.

In der EU-RICHTLINIE 2018/2001 werden Eigenverbrauch und Eigenverbrauchsgemeinschaften explizit geschützt. Konsumentinnen und Konsumenten sollen aus Eigenproduktion und Eigenverbrauch keine Nachteile erwachsen und sie sollen in einem angemessenen Ausmass von staatlichen Abgaben befreit sein.⁷¹ Ihre Stromerzeugung soll in den Markt eingebunden werden.⁷²

Eingriffe in den Markt beeinflussen den Wettbewerb

Nicht zu übersehen sind die direkten Eingriffe der Mitgliedstaaten in den Markt, um die Vollkosten alten und neuen Kraftwerken zu decken:

- Neue Kapazitäten werden in Deutschland, Frankreich Italien und vielen anderen Nachbarländern aus einem Netzzuschlag (zB. EEG-Umlage) subsidiär finanziert.
- in Deutschland bestehen zum Beispiel «Reserven für regionale Risiken in den Übertragungsnetzen (Netzreserve)», eine «Kapazitätsreserven für kurzfristige Extremereignisse am Strommarkt» sowie eine «Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekraftwerken».⁷³
- Frankreich entschädigt die Betreiber der bestehenden Kernkraftwerke mit Kapazitätzahlungen und finanziert neue Kapazitäten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen
- Grossbritannien kennt indexierte Einspeisevergütungen für neue Kernkraftwerke und führt für offshore-Windenergie Ausschreibungen durch.
- Die Einführung von Kapazitätsmechanismen in EU-Ländern – Zahlungen für die «Existenz» von Kraftwerken – brachte manchen Betreibern Hilfe, anderen nicht.
- Subventionen werden auch an binationale Hochspannungsverbindungen geleistet, die die Angebotsverhältnisse stark beeinflussen;⁷⁴
- Die Frage, wie die Netzkosten gewälzt werden, kann die Rentabilität von Kraftwerken beeinflussen. So befreien die meisten Länder die offshore Windenergie von den Übertragungskosten.
- Der überraschende, OECD-weite Rückgang der Stromverbräuche in den letzten zehn Jahren verschärfte die wirtschaftliche Lage vieler Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Strom-Überschüsse wurden bei sinkenden Preisen europaweit verramscht. Die Forschung geht nun davon aus, dass der Überhang an Kraftwerken nun rasch abgebaut wird.⁷⁵

Die Ressourcenausstattung mancher Nachbarländer ist besonders im Winter viel besser als in der Schweiz. Die Schweiz verfügt nicht über Windenergie-Potenziale, die zu 4 bis 6 €/kWh produzieren. Sie kann eine minimale Versorgungssicherheit im Winter nur aufrechterhalten, wenn die dafür

⁷¹ EU-RICHTLINIE 2018/2001 Artikel 21 und 22

⁷² «In most parts of the EU, retail markets suffer from persistently low levels of competition and consumer engagement. Despite technical innovation such as smart grids, smart homes, self-generation and storage, consumers are not sufficiently informed nor incentivised to actively participate in electricity markets. It thus prevents consumers from controlling and managing their energy consumption while saving on their bills and improving their comfort. » https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf

⁷³ BMWi: Sechster Monitoring Bericht zur Energiewende, Berlin 2018, Seite 108

⁷⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/eu-invests-263-million-euros-energy-infrastructure>

⁷⁵ Weigt et al.: a.a.O.

notwendigen Kraftwerke ihre Vollkosten decken können und eine ebenbürtige Finanzierungsgrundlage erhalten wie im Ausland.

Um zu überleben brauchen die schweizerischen Anbieter langfristig gleich lange Spiesse, und zwar solche, die den hiesigen Bedingungen Rechnung tragen. Die Massnahmen können wie im Ausland einen rein subsidiären Charakter haben und die Markterlöse bloss ergänzen. Aber ohne solche Sicherheiten, wie sie auch in der EU-RICHTLINIE 2018/2001 aufgezählt werden, wird in der Schweiz kaum in neue Kraftwerke investiert.

6. Versorgungssicherheit und Ersatz der Kernkraft

Technische Veränderungen und Innovationen

Der Anspruch, einen wettbewerblichen Markt für Elektrizität zu schaffen, wird überlagert vom ultimativen Streben nach Versorgungssicherheit. Stromausfälle verursachen prohibitiv hohe Kosten und gehen mit schweren Beeinträchtigungen für Bevölkerung und Wirtschaft einher.⁷⁶ Die Verantwortlichen sollten sich um (fast) jeden Preis bemühen, Stromausfälle zu vermeiden, dabei aber den effizientesten Weg wählen.

In vielen Versorgungsgebieten verändern die Beiträge von PV- und Windkraft-Anlagen die residuale Nachfrage nach Elektrizität dramatisch. Diese Verwerfungen laufen oft schneller ab als erwartet.

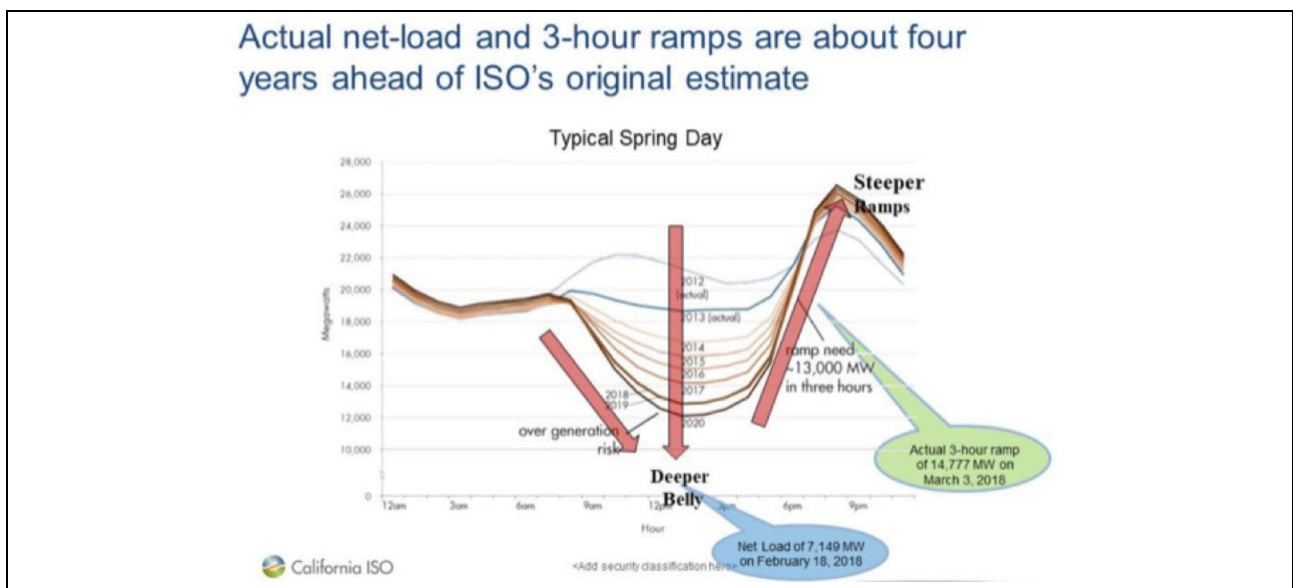


Abbildung 34 Enten-Kurve (Lastkurve) in Kalifornien, Entwicklung 2012-2018
(Quelle: Reneweconomy)⁷⁷

Breit diskutiert wird die «Enten-Kurve» in Kalifornien. Der Zubau von Solarstromanlagen senkt die Nachfrage in der Tagesmitte immer stärker ab (Bild). Bei Sonnenuntergang muss dann eine grosse Zusatzleistung in kurzer Zeit ans Netz gebracht werden. Für Betreiber von Speicherkraftwerken interessant sind die Lieferungen in den Morgen- und Abendstunden. Speicher werden am Mittag oder Nachmittag beschickt, wenn die Strompreise am tiefsten liegen. In Kalifornien lösen Gross-Batterien die Gaskraftwerke ab, die bisher den kurzfristigen Ausgleichsbedarf deckten.⁷⁸

Alle Mitgliedstaaten der EU richten sich auf eine zunehmende Volatilität der Produktion aus. Dank den Koordinationsinstanzen der EU (Entso-E⁷⁹ und ACER⁸⁰) werden die Vorkehrungen supranational koordiniert. Das Anliegen, Ausfälle zu vermeiden, wird durch Innovationen aller Art unterstützt:

- Mehr Flexibilität im Stromhandel, Schaffung neuer Märkte (zB. Fünf-Minuten-Markt)
- Koordination des Netzausbaus und der Reserve-Bewirtschaftung über Landesgrenzen hinweg
- Flexibilität auf der Verbraucherseite gestützt durch neue Tarifmodelle

⁷⁶ Zum Beispiel wenn der Datenverkehr unterbrochen wird, medizinische Hilfe fehlt, Menschen in Aufzügen stecken bleiben usw.

⁷⁷ <https://reneweconomy.com.au/will-battery-storage-kill-duck-curve-market-for-gas-generators-68301/>

⁷⁸ http://reneweconomy.com.au/solar-plus-storage-spells-doom-for-gas-peakers-24726/?utm_source=RE+Daily+Newsletter&utm_campaign=33286a4401-EMAIL_CAMPAIGN_2018_03_26&utm_medium=email&utm_term=0_46a1943223-33286a4401-40329765

⁷⁹ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁸⁰ ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

- Einsatz neuer Gross-Batterien auf Ebene der Hochspannungsnetz
- Einsatz von elektronisch gesteuerten Batterien («Schwarmspeicher») auf Ebene Verteilnetze
- Verstärkte Netzanbindung von neuen oder bestehenden Speicherseen (zB. in Skandinavien).
- Koordinierter Netzausbau zwischen den Regelzonen im Strombinnenmarkt
- Wechselseitiger Zugriff auf Reserve-Leistung von Nachbarländern
- Einbindung des Strommarktes in eine verstärkte Sektorkopplung durch Steuerung, Flexibilisierung und marktorientierte Bewirtschaftung von Wärme- und Mobilitätsanwendungen

Durch diese Entwicklungen – und die selbst gewählte Isolation der Schweiz besteht ein grosses Risiko, dass die Schweizer Wasserkraft ihre Alleinstellungsmerkmale nicht mehr mit der bisherigen Bedeutung ausspielen kann.

Stromversorgung Schweiz: Genug Leistung – zu wenig Energie

Die Schweiz verfügt heute dank den vielen Speicherkraftwerken über ausreichende Reserven an *Leistung*, um Bedarfsspitzen im Winter abzudecken. Die installierte Leistung – ohne Kernkraftwerke – übertrifft die Spitzenlast um mehr als 100 Prozent.

	Lauf- Wasserkraft	Speicher- Wasserkraft	neue Erneuerbare +WKK	Inland-produktion ohne Kernkraft	Landes- verbrauch	Importlücke	in %
Winterhalbjahr Ø 08-17	5669	10171	2070	17910	34362	16453	48%
Sommerhalbjahr Ø 08-17	10852	11010	1927	23789	28565	4775	17%

Abbildung 35 Stromproduktion 2008-2017, ohne Kernkraftwerke, nach Jahreszeit

(Quelle: Elektrizitätsstatistik)

Was beim Wegfall der Kernkraftwerke fehlen wird, ist inländische *Energie*. Im Winterhalbjahr fehlen rund 48 Prozent und im Sommer 17 Prozent, um ohne Stromimporte auszukommen (Benchmark: Durchschnittliche Stromerzeugung 2008-2017).

Die Stromerzeugung erhöht sich mengenmässig aber nicht, wenn die Stauseen ein wenig grösser oder die Staumauern ein wenig höher werden.

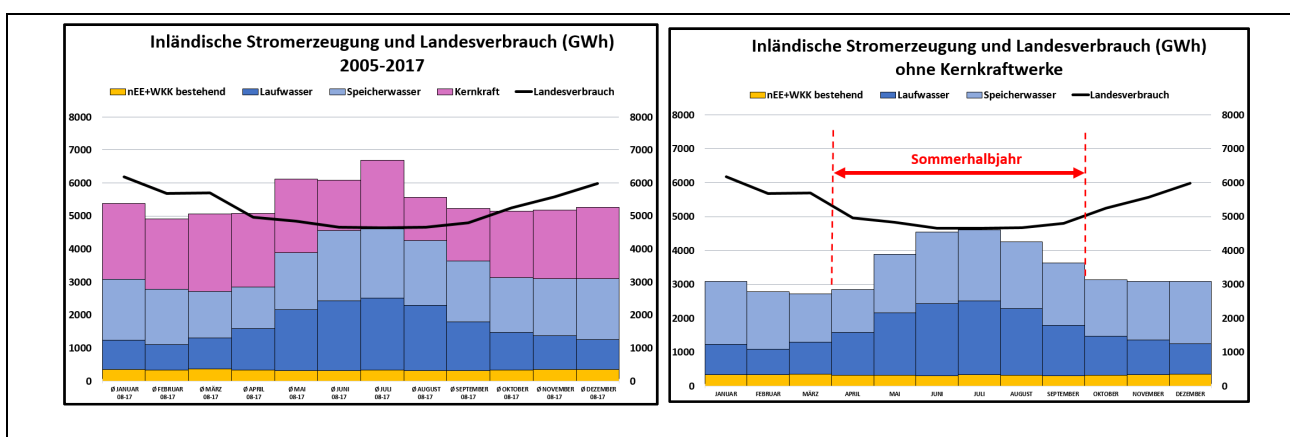


Abbildung 36 Inländische Stromproduktion bisher (Ø 2008-17) und ohne Kernenergie (rechts)

(Daten: Elektrizitätsstatistik, eigene Darstellung)

Angesichts der tiefen Gestehungskosten der neuen erneuerbaren Energien kann kein Zweifel darüber bestehen, wie die Kernkraftwerke ersetzt werden: durch erneuerbare Energien. Alles andere ist für Investoren zu riskant.⁸¹ Die Schweiz hat bei dieser Ausgangslage zwei Möglichkeiten:

- Sie kann die Rahmenbedingungen in der Schweiz so verbessern, dass wieder in neue Kraftwerke investiert wird, oder
- Sie kann sich dem politischen Laissez-faire verschreiben und den Ersatz- und Zusatzbedarf mehrheitlich aus Stromimporten decken, mit oder ohne Stromabkommen.

Die EU macht den Mitgliedstaaten keine direkten Vorschriften, wie hoch der Eigenversorgungsgrad in einer Regelzone sein soll. «Member States should set transparent and verifiable adequacy targets, having the freedom to choose their desired level of security of supply.»⁸² In Brüssel bemisst sich die Versorgungssicherheit nicht am Volumen der Importen, sondern an der Verfügbarkeit ausreichender Stromerzeugung (Adequacy) unter unterschiedlichsten Szenarien, wobei auch auf Kraftwerke in Nachbarländern Zugriff besteht.

Erschwerend wirken sich in der Schweiz die Rechtsunsicherheiten aus, angesichts des Fehlens eines Stromabkommens, des Auslaufens des Einspeisevergütungssystems (2023) und der EU-rechtlich konfliktgeladenen Investitionsbeiträge, die laut Energiegesetz ebenfalls 2030 auslaufen sollen.

In einem solchen Umfeld ist es schwierig bis unmöglich, in neue oder bestehende Anlagen zu investieren, deren Amortisationszeiten sich über Jahrzehnte erstrecken. Wenn der Bundesrat nicht zur Klärung beiträgt und die EU-rechtlichen Instrumente ausnutzt, kann der Ersatz der Kernenergie im Inland nicht gelingen. Bei einer schrittweise wegfallenden Inlanderzeugung sinkt dann auch die Versorgungssicherheit.

Eigenversorgungsgrad gesetzlich festlegen

Was Stromimporte aber heikel macht, ist die fehlende Liefergarantie mangels Stromabkommen. Und selbst bei Abschluss eines solchen Abkommens bestehen technische Risiken, die man begrenzen sollte. Für die Versorgungssicherheit sollten deshalb neue Ziele für einen gewissen Ausbau der Kapazitäten im Inland gesetzt werden. Dabei ist den Lieferrisiken im europäischen Markt Rechnung tragen. In Betracht zu ziehen sind dabei:

- die Ausserbetriebnahme einer ganzen Bauserie von Kernkraftwerken aus Altersgründen oder im Nachgang eines Zwischenfalls (Frankreich, Belgien, Skandinavien)
- eine geopolitisch verursachte Verknappung von Erdgas aus Russland oder aus Übersee.
- Die Nicht-Belieferung von Kohlekraftwerken durch niedrigen Wasserstand bei einer Dürre (Beispiel Sommer 2018)
- Der Ausfall überregionaler Versorgungsnetze (Strom, Erdgas) durch bewaffnete Konflikte oder Terror.

Technische Optionen

Die Deckungslücke im Winterhalbjahr führt dazu, dass sich viele Forschungsinstitute mit den technischen Lösungen zur Schaffung neuer Saisonspeicher beschäftigen. Doch es gibt primär auch andere Möglichkeiten, die möglicherweise viel kostengünstiger sind.

Wenn in Deutschland neue PV-Anlagen für weniger als 5 €/kWh ans Netz gehen, müssten in der Schweiz angesichts der höheren Sonneneinstrahlung noch tiefere Gestehungskosten möglich sein – Kosten, die sich bei den heutigen Preisen weitgehend aus dem Markt finanzieren lassen.

⁸¹ Ein Zeugnis dieser Entwicklung ist der Verzicht auf neue Gaskraftwerk in der Schweiz durch die beteiligten Unternehmen Romande Energie und EOS im Juni 2017. Auch fossile Wärmekraft-Kopplung gehört inzwischen zu den «teuren» Formen der Stromerzeugung, wenn der Strom nicht dem Eigenverbrauch von gebundenen Kunden zugeführt werden kann. <https://www.cash.ch/news/boersenticker-firmen/romande-energie-steigt-aus-dem-projekt-fuer-das-erdgaskraftwerk-chavalon-aus-1081445>

⁸² European Commission: *New electricity market design: a fair deal for consumers*

Für die Zusatzproduktion im Winterhalbjahr müsste ein besonderes Augenmerk auf PV in vertikaler Aufstellung an alpinen Standorten geschenkt werden. Die Grossanlage auf dem Mont Soleil weist einen Winteranteil von 40% auf. An alpinen Lagen wird die Stromerzeugung im Winter weniger durch Nebel, Wolken und geringere Sonneneinstrahlung beeinträchtigt.

Es ist bekannt, dass Anlagen im Gebirge – vertikal positioniert – hohe Winteranteile kommen – in bestimmten Fällen auf bis zu 55%.⁸³ Für die Steigerung der Ausbeute in grossen Höhen ist entscheidend, dass die Platzierung der Solarmodule von hoher Winterbestrahlung und bodenreflexiver Strahlung profitieren kann. «Berganlagen benötigen deutlich weniger Fläche und in Kombination mit steileren Neigungswinkeln der Solarmodule können bis zu 50 Prozent des Winterdefizits in der Stromerzeugung kompensiert werden», heisst es in einer neuen Studie.⁸⁴

Allerdings führen Freiflächenanlagen zu Konflikten mit dem Landschaftsschutz. Hier einen Mittelweg zu finden, der auf Akzeptanz stösst, ist eine Herausforderung. Kompromisse liessen sich aber finden: Standorte mit vertikaler Ausrichtung könnten zum Beispiel an Fassaden, Verkehrswegen, Lärmschutzwänden usw. genutzt werden. Sie weisen ebenfalls eine erhöhte PV-Produktion in der kalten Jahreszeit auf. Standorte an Infrastrukturen werden eher akzeptiert als im offenen Feld.

Besonders im Spätwinter und Frühjahr (Februar bis Mai) kann mit einem hohen Produktionsbeitrag aus Photovoltaik gerechnet werden, was in Kombination mit den Speichern (Stauseen) eine ganzjährig befriedigende Versorgungssicherheit herbeiführen könnte.

Die technischen Möglichkeiten sind noch kaum ausgelotet, weil Erfahrungen mit Versuchsanlagen in Megawatt-Grösse im alpinen Raum fehlen. Auch kennt die Schweiz noch keine Ausschreibungsverfahren, die den Wettbewerb stimulieren könnten. Erst mit einer grösseren Anzahl wettbewerblich abgewickelter Ausschreibungen lassen sich belastbare Aussagen über die Kosten der PV-Stromerzeugung im Winterhalbjahr machen.⁸⁵

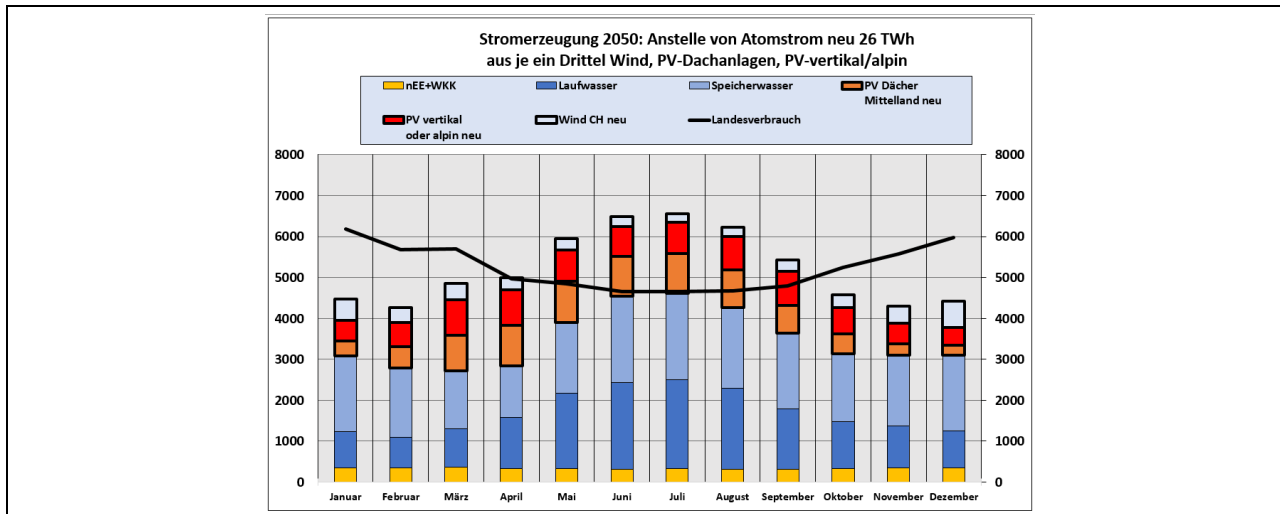


Abbildung 37 (Quelle: eigene Berechnung auf Basis der zitierten Quellen PV/Wind/PV alpin)⁸⁶

Zur Schliessung der Produktionslücke im Winter gibt es so oder so eine Vielzahl möglicher Varianten. Die wegfallenden 26 TWh Atomstrom könnten zum Beispiel wie folgt gedeckt werden: Ein Drittel Strom

⁸³ Siehe dazu die Untersuchungen von Häberlin, zitiert in Rechsteiner et al. A.a.O.

⁸⁴ Annelen Kahl, Jérôme Dujardin, and Michael Lehning: The bright side of PV production in snow-covered mountains, <https://www.pnas.org/content/early/2019/01/02/1720808116>, siehe auch <https://www.pv-magazine.de/2019/01/08/studie-hochalpine-photovoltaik-gegen-solarstrom-depression-im-winter/>

⁸⁵ Zur Leistung von Solarstromanlagen im Winter siehe Rudolf Rechsteiner et al.: Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung, November 2018, Kapitel 6: Photovoltaikstrom optimiert für das Winterhalbjahr und Kapitel 7: Kostengünstige Photovoltaik im Winterhalbjahr – ein Vergleich http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Analyse_Mittel_aus_dem_Netzzuschlag_2018-10-30.pdf

⁸⁶ Siehe Fussnote Fehler! Textmarke nicht definiert.

aus einheimischer Photovoltaik (Solardächer), ein Drittel aus vertikal gestellten PV-Anlagen, ein Drittel Windenergie. Ob alle Windkraftanlagen realisiert werden und in der Schweiz stehen müssen, lassen wir hier offen. Das ist auch eine Frage demokratischer und rechtsstaatlicher Verfahren. Was aber auf jeden Fall klar scheint: die viel beschworene «Stromlücke» lässt sich schliessen, erneuerbar und kostengünstig; und die Frage, wie hoch die Stromimporte liegen werden, ist eine Frage der politischen Gestaltungskraft.

Optionen für den Ersatz der Kernkraftwerke

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht möglicher Optionen, wie man die wegfallende Kernenergie effizient ersetzen kann:

	Problematik
Steigerung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen	• Produktion zu zwei Drittel im Sommerhalbjahr • Mit vertikalen (Fassaden-)Anlagen saisonal ausgewogeneres Profil möglich
Photovoltaik ausgerichtet auf das Winterhalbjahr	• Grosses Potenzial, vergleichsweise geringe Kosten • Standorte für kostengünstige Grossanlagen (> 1 MW) müssen erst zugänglich gemacht werden, insbesondere an alpinen Lagen (Bewilligungs- und Landschaftsproblematik) • Noch wenig Erfahrung mit Winter-PV, weil Fördermassen das jahreszeitliche Profil wenig berücksichtigen
Windenergie im Inland	• Grosses Potenzial im Winterhalbjahr • Potenzial vorhanden, aber durch rechtliche Blockierungen limitiert
Ausbau der Wasserkraft	• Eher geringes Potenzial bedingt durch bereits hohen Ausbaugrad • Konflikte mit Natur- und Landschaftsschutz
Stromimporte aus dem Strombinnenmarkt	• Versorgungssicherheit ohne Stromabkommen nicht garantiert (Priorität der Versorgungssicherheit für die Mitgliedstaaten); • Zunahme von CO₂-Emissionen und radioaktiven Risiken im Ausland bei nicht spezifizierter Beschaffung • Preisrisiko bei Verknappung
Stromimporte von „eigenen“ Erzeugungsanlagen (zB. Windfarmen) aus dem Strombinnenmarkt	• Versorgungssicherheit bei Abschluss eines Stromabkommens gegeben (Durchleitungsrechte wie für einen Mitgliedstaat) • Ausländische Stromnetze müssen ausgebaut werden (bis 2025 zu erwarten) • Unklare Begrifflichkeit, wann ein Kraftwerk eine «eigene» Anlage sein kann, die der Stromversorgung in der Regelzone Schweiz dient.
Ausweitung der Speichersee-Vorräte im Inland	• Potenzial begrenzt • Aufstockung von bestehenden Stauwerken erfordert Zeit • Konflikte mit dem Landschaftsschutz
Innovative stationäre Speicher	• Redox-flow, Wasserstoff-basierte Speicher gewinnen an Bedeutung, wirtschaftlich noch nicht wettbewerbsfähig
Neue transportfähige Speicher Power-to-gas, Power to liquid	• Erst sinnvoll, wenn Strom-Überschüsse aus erneuerbaren Energien alltäglich werden. Kritisch: eine angemessene Auslastung zu tiefen Kosten • Sinnvoll in Kombination mit einer Ökologisierung der Gaswirtschaft; • Beimischungsquote oder Finanzierung aus CO₂-Abgabe könnte einen Teil der Koste decken. • Option für Flugverkehr

Lösungen mit erneuerbaren Energien sind möglich

Wenn wir die stark gesunkenen Gestehungskosten von Photovoltaik und Windenergie in Betracht ziehen, ist es naheliegend, die Winterlücke mit Hilfe dieser beiden Techniken abzudecken. Auch die Potenziale von Holz/Biogas/Biomasse und Abfall könnten auf den Winter fokussiert werden. Allerdings sinkt dann die Jahresarbeitszeit, was den Strom verteuert. Bei Kraftwerken mit Biomasse besteht zudem eine Nutzungskonkurrenz mit dem Wärmesektor.

7. Versorgungssicherheit: an die Nachbarn der Schweiz delegiert

In einer BFE- Studie aus dem Jahr 2003 «Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität» heisst es:

«Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz zu angemessenen Preisen erhältlich ist.»⁸⁷

Früher definierte der Zehn-Werke-Bericht die Versorgungssicherheit. Nur in jedem fünften Winter sollte netto ein Stromimport stattfinden. Heute gibt es den Zehn-Werke-Bericht nicht mehr. Bundesrat und ElCom sind für die Versorgungssicherheit verantwortlich. Sie haben bis heute kein tragfähiges Konzept für die Versorgungssicherheit der Zukunft publiziert. Sie vertrauen einfach dem europäischen Stromhandel und delegieren die Aufgabe an die Nachbarländer der Schweiz.

In der Vernehmlassungsvorlage zum Strommarkt heisst es:

«Im Grundsatz basiert der Strommarkt der Schweiz weiterhin auf einem Energy-Only-Markt, in dem die Marktsignale gestärkt werden. Die vollständige Marktöffnung leistet dazu einen wichtigen Beitrag. Die Versorgungssicherheit kann primär durch die Anbindung an die benachbarten Strommärkte und marktbasiert sichergestellt werden.»

«Zur zusätzlichen Absicherung der Schweizer Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt bei unvorhersehbaren ausserordentlichen Ereignissen (wie sehr extremen und andauernden Wetterlagen) soll eine Speicherreserve eingerichtet werden. Diese aktive Reserve ist als Ergänzung zum Energy-Only-Markt im Sinne einer Versicherung zu sehen: Primär wird die Versorgung durch reine Marktmechanismen gewährleistet; erst wenn diese Mechanismen versagen, kommt die Reserve zum Einsatz.»⁸⁸

Ausser der Schaffung einer Speicherreserve will der Bundesrat keine Massnahmen zur Aufrechterhaltung der laufenden Stromproduktion treffen. Die Absage ist radikal. Und das Problem wird gleich als Lösung ausgegeben: «Marktmechanismen [sollen] im Strommarkt grundsätzlich gestärkt werden.»⁸⁹

Das Bundesamt für Energie sollte wissen, dass der Energy-only-Markt an der Strombörse nur die Grenzkosten der Stromerzeugung deckt. Der Verzicht auf ein zielgerichtetes Strommarktdesign ist ein Wagnis mit hohem Risiko:

- Das Uvek setzt auf «Goodwill» der umliegenden Nachbarländer.
- Die Verfügbarkeitsstudien zeigen Schönwetter-Szenarien. Verfügbarkeitsstudien liefern Momentaufnahmen. Analysiert wurde nur die kurze Frist bis 2020 oder bis 2025. Die langfristigen Risiken – Alterung und Stilllegung ganzer Serien von Kernkraftwerken in Frankreich, Netzausfälle in Deutschland, Ausfall russischer Gaslieferungen – wurden nicht bedacht.
- Eine rechtliche Absicherung der Lieferungen in die Schweiz fehlt.

Die ElCom warnt immerhin, dass «eine hohe Importverfügbarkeit sowie Exportbereitschaft unserer Nachbarländer notwendig» sei.⁹⁰

Gefährdet: Inlandproduktion von Elektrizität

Das Grundproblem der Versorgungssicherheit ist das Fehlen eines Strommarktdesigns in der Schweiz. Ebenbürtige Rahmenbedingungen für den Bau und für die Erneuerung von Kraftwerken fehlen. Wir haben keine Stromlücke, sondern eine Regulierungslücke.

⁸⁷ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-1429.html>

⁸⁸ Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Oktober 2018, Seite 29

⁸⁹ Erläuternder Bericht zur Revision Stromversorgungsgesetz a.a.O. S. 26

⁹⁰ Renato Tami, Eidgenössische Elektrizitätskommission: Zukunft Stromversorgung Schweiz aus Sicht der ElCom, Zürcher Kantonsrat, 12. Februar 2018 S. 13

Der Markt liefert von sich aus keine ausreichenden Preissignale. Gerade beim Bedarf im Winterhalbjahr spiegeln die Preise das Verhältnis von Angebot und Nachfrage im Ausland, wo Windenergie sehr billig und in faktisch unbegrenzten Mengen erhältlich ist.

Neoliberale Think Tanks wie Avenir Suisse versuchen, die Wasserzinsen zu senken, um die Betreiber von Wasserkraftwerken zu entlasten.⁹¹ Doch ein Verzicht auf Wasserzinsen löst die strukturellen Fragen nicht. Die bestehenden Wasserkraftwerke leiden nicht unter zu hohen Kosten. Ins Hintertreffen geraten die Betreiber von Wasserkraftwerken durch die fehlenden Preisgarantien.

Die Produktionsdefizite im Winter sind eine direkte Folge der schlechten Rahmenbedingungen. Die Kontingente mit Einspeisevergütungen wurden jahrelang niedrig gehalten. Bewilligungen für neue Windfarmen wurden dutzendweise mutwillig blockiert. Selbst Gemeinden, die Windprojekte mit eindeutigen demokratischen Mehrheiten unterstützt haben, konnten diesen Anlagen keine Baubewilligung erteilen, weil manche Interessengruppen, zuweilen unterstützt von der Atomlobby, die Projekte durch Ausschöpfung von Rechtsmittel um viele Jahre verzögert haben.

Die Photovoltaik kam aus anderen Gründen nicht vom Fleck. Bundesrat und Parlament wollten zuerst die damals günstigeren Techniken nutzen, weshalb es für die Photovoltaik eine Kontingentierung gab. So wurden in den ersten Jahren nach Einführung der Einspeisevergütungen vor allem Kraftwerke mit Biomasse und kleine Wasserkraftwerke realisiert.

Versorgungssicherheit neu konzipieren

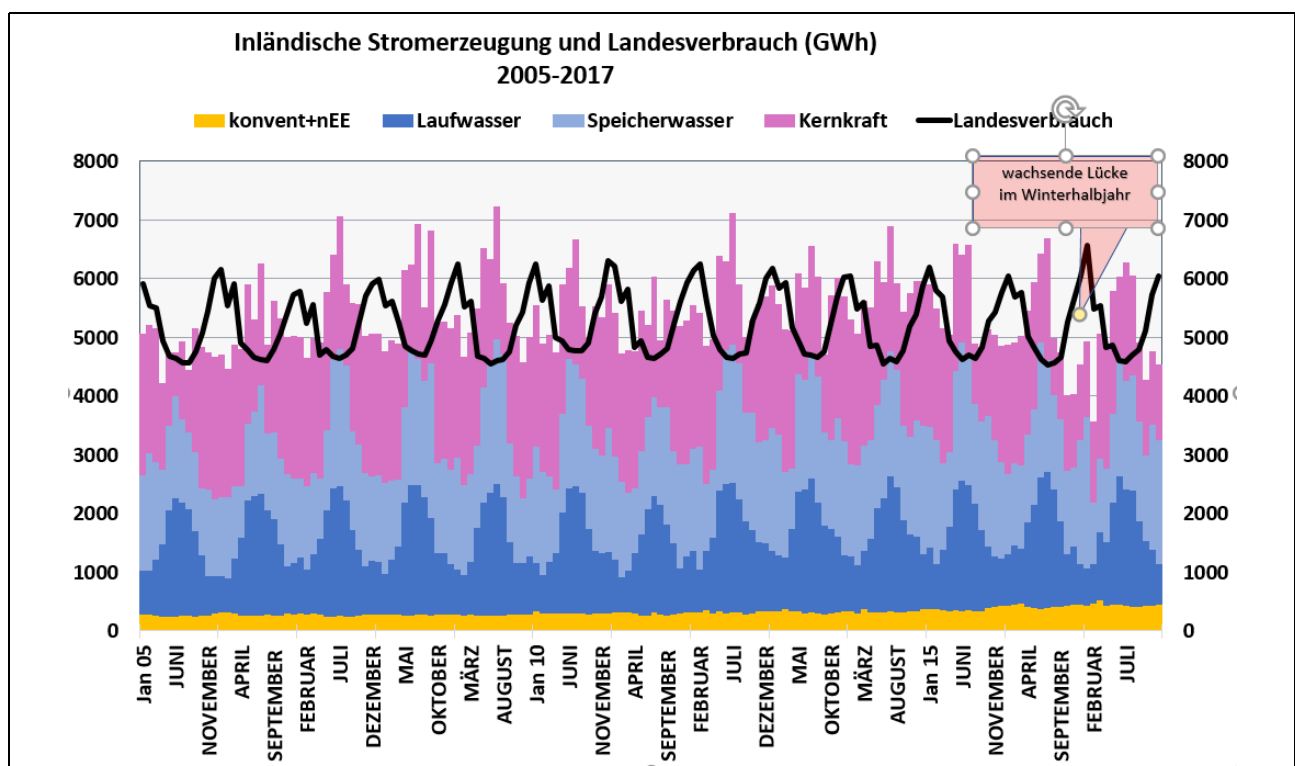


Abbildung 38 Ausfall von Atomkraftwerken erhöht Versorgungslücken
(Quelle: Elektrizitätsstatistik)⁹²

In den letzten Jahren hat sich der Eigenversorgungsgrad vorab im Winter abgeschwächt. Die technischen Möglichkeiten, diese Verluste wieder zu kompensieren, stehen dank neuen Techniken mit

⁹¹ Zuletzt: Avenir Suisse: Konzessionen bei den Konzessionen, Varianten einer Reform des Wasserzinses März 2018

⁹² Daten Dezember 2017 geschätzt, zu verifizieren; BFE: gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769

gesunkenen Kosten eigentlich ausgezeichnet. Die Schweiz könnte – wie das übrige Europa auch – den Winterbedarf mittels Ausschreibungen und differenzierten Einspeisevergütungen (zB. für Fassadenanlagen) schrittweise wieder vermehrt im Inland decken.

Fehlende Ersatzplanung – Zunahme der Betriebsausfälle von Atomanlagen

Das Sicherheitsniveau der Kernkraftwerke ist angeschlagen. Artikel 5 Kernenergiegesetz schreibt eine «mehrfache Ausführung von Sicherheitssystemen» vor. Das Atomkraftwerk Mühleberg verfügt nicht über eine unabhängige Notkühlung und wird seit 2012 gesetzeswidrig weiterbetrieben. Erst Ende 2019 wird die Anlage abgeschaltet.

Im Fall des AKW Beznau werden die Sicherheitsnormen bei Erdbeben nicht eingehalten; statt die Anlage gesetzeskonform zu schliessen hat der Bundesrat auf Wunsch der Aufsichtsbehörde ENSI und des Betreibers Axpo die Gesetzgebung gelockert, damit das Werk trotz einer Verletzung der Grenzwerte des Strahlenschutzgesetzes (Maximaldosis von 1 Millisievert bei einem 100 bis 10'000 jährigen Erdbeben) nicht ausser Betrieb gehen muss.⁹³ Die zulässige Maximaldosis wurde um einen Faktor 100 von 1 Millisievert auf 100 Millisievert erhöht.⁹⁴

Das grundlegende Problem des hohen Alters der Kernkraftwerke ist nicht ausgeräumt, sondern wird lediglich beschönigt. Das Risiko von Betriebsunterbrüchen und schweren Unfällen steigt.

Dieter Majer, der ehemalige Leiter der Abteilung Sicherheit kerntechnischer Einrichtungen des deutschen Bundesumweltministeriums, hat 2014 im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung (SES) und von Greenpeace Schweiz die Studie Risiko Altreaktoren Schweiz verfasst.⁹⁵

«Die AKWs Beznau und Mühleberg, die Ende der 1960er- und Anfang der 1970er-Jahre gebaut wurden, gehörten mittlerweile weltweit zu den ältesten Reaktoren. Die fortschreitende Alterung dieser AKWs werde zunehmend zum Sicherheitsrisiko, da Versprödung, Korrosion, Ermüdung, Verschleiss, Abnutzung und Zersetzung die Reaktoren gefährden. Die ununterbrochene Neutronenstrahlung, der erhöhte Druck und hohe Temperaturen würden den Reaktordruckbehälter auf Dauer schwächen. Durch den Temperaturschock bei einer Notkühlung könnte das Containment bersten. Der Reaktor würde dann wie eine zu heiss gekochte Wurst aufplatzen. Die Altersschäden seien oft nicht sichtbar, daher könne der Zeitpunkt des Versagens kaum vorausgesehen werden. Nachrüstungen seien nur bedingt möglich, da der Reaktordruckbehälter und der Sicherheitsbehälter nicht ersetzt werden können»,

fasst die jüngste Analyse die damalige Beurteilung zusammen.⁹⁶ Der Ausfall grosser Kapazitäten ist jederzeit möglich.

Die ElCom warnt

An ihrer Herbsttagung vom 29. November 2018 warnte die ElCom erneut vor Versorgungsengpässen im Winter verlangte «neben der strategischen Reserve weitere Massnahmen, um auch in Zukunft eine substantielle Energieproduktion in der Schweiz im Winterhalbjahr aufrecht zu erhalten.»⁹⁷

⁹³ http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/ungekuerzt_Rudolf-rechsteiner-WoZ-Lex-Beznau-der-Bundesrat-wagt-die-Atomkatastrophe_01.pdf

⁹⁴ Siehe dazu kritisch: http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/ungekuerzt_Rudolf-rechsteiner-WoZ-Lex-Beznau-der-Bundesrat-wagt-die-Atomkatastrophe_01.pdf ; <https://www.infosperber.ch/Artikel/Umwelt/Doris-Leuthard-will-das-AKW-Beznau-retten> <https://www.infosperber.ch/Artikel/Umwelt/Doris-Leuthard-frontal-gegen-die-Gewaltenteilung> und die entsprechende Beschwerde <https://atomschutzverband.ch/2015/08/20/akw-beznau-ist-nicht-erdbebensicher-anwohnerinnen-und-umweltorganisationen-leiten-rechtliche-schritte-ein/>

⁹⁵ Majer, Dieter: Risiko Altreaktoren Schweiz. Zürich: Schweizerische Energie-Stiftung SES u. Greenpeace Schweiz. 2014

⁹⁶ Michael Fischer: Atomfieber, Eine Geschichte der Atomenergie in der Schweiz, Verlag HIER UND JETZT, 2019, S. 193

⁹⁷ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

Und der Sprecher der deutschen Bundesnetzagentur verwies auf die «ungesicherte Winterreserve in den Wintermonaten 2018/19 wegen Brennstoffmangel in den deutschen Kohlekraftwerken (Niedrigwasserproblematik)».⁹⁸ Auch der französische Delegierte warnte: «Mit der Schliessung vieler Öl- und Kohlekraftwerke in den letzten Jahren wurden die Überkapazitäten des französischen Stromnetzes vollständig abgebaut.»⁹⁹

Lücken bestehen nicht bei der verfügbaren Leistung, sondern bei der Verfügbarkeit von Energie. Der Präsident der ElCom, Carlo Schmid, schrieb schon 2016:

*«Im Rahmen des periodischen Berichts zur Versorgungssicherheit **hat die ElCom im Berichtsjahr vor den Risiken einer zu ausgeprägten Importabhängigkeit gewarnt. Die Importe von Elektrizität sind nur dann möglich, wenn die Produktion und Transportinfrastruktur im Ausland sowie die Übertragungskapazität im Inland in Echtzeit verfügbar sind.**»*

Und weiter:

*«Die Haltung Brüssels gegenüber der Schweiz ist jedoch klar abweisend. So **wird der Schweiz nicht nur der Zutritt zur Day-Ahead-Marktkopplung verwehrt, sondern sie wird auch aus dem Cross-Border-Intraday-Prozess ausgeschlossen.** Die Situation präsentiert sich im Hinblick auf künftige Verhandlungen als problematisch. Die zunehmende Fokussierung auf institutionelle Fragen führt dazu, dass die Optimierung des Verbundbetriebs, das Funktionieren der Märkte und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Nebensache verkommen.»*¹⁰⁰

Der Geschäftsführer der ElCom, Renato Tami, äusserte sich so:

*«...Auf der anderen Seite **setzt die Importabhängigkeit eine jederzeit uneingeschränkte Exportbereitschaft der Nachbarländer voraus.** Wie die Situation allerdings zeigt, kann diese Annahme bereits mittelfristig unzutreffend sein.*

In Frankreich ist die Energie in den kritischen Wintermonaten knapp, das Land hat sich im Jahresvergleich vom Netto-Exporteur zu einem Netto-Importeur gewandelt. Dabei sind die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und der Temperaturverlauf zentral. Pro Grad Celsius an kälteren Temperaturen benötigt das Land mehr als 2000 MW zusätzliche Leistung. Das ist zweimal die Leistung des Kernkraftwerks Leibstadt. Zum Vergleich: In der Schweiz benötigt ein weiteres Minusgrad ca. 70 MW zusätzliche Leistung.

Diese Besonderheit in Frankreich kann in einem kalten Winter zu erheblichen Problemen für die ganze europäische Stromversorgung führen.»¹⁰¹

Und weiter:

«Deutschland nimmt bis 2022 die verbleibenden Kernkraftwerke vom Netz – darunter vier grosse Kraftwerke in Süddeutschland – und ist mit dem Netzausbau der Nord- und Südachse im Verzug. Das heisst: Auch für Deutschland ist fraglich, ob das Land jederzeit ausreichend exportfähig bleibt.»

(...) Die Idee eines fest definierten Autarkiegrads ist für die Schweiz sehr interessant

(...) Erst wenn ein gemeinsames Verständnis über den Autarkiegrad geschaffen wird, machen Debatten über neue Marktmodelle und Marktdesign überhaupt Sinn.»

⁹⁸ Peter Francke: Versorgungssicherheit in Deutschland, Bundesnetzagentur, Präsentation ElCom Forum 2018, Seite 11

⁹⁹ Thomas Veyrenc, Directeur stratégie et prospective de RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, ElCom a.a.O. ; im Original : « Les surcapacités du système électrique français ont désormais été entièrement résorbées avec la fermeture de nombreuses centrales au fioul et au charbon au cours des dernières années. »

¹⁰⁰ Tätigkeitsbericht der ElCom 2016, Seite 5

¹⁰¹ Tätigkeitsbericht der ElCom 2016, Seite 7

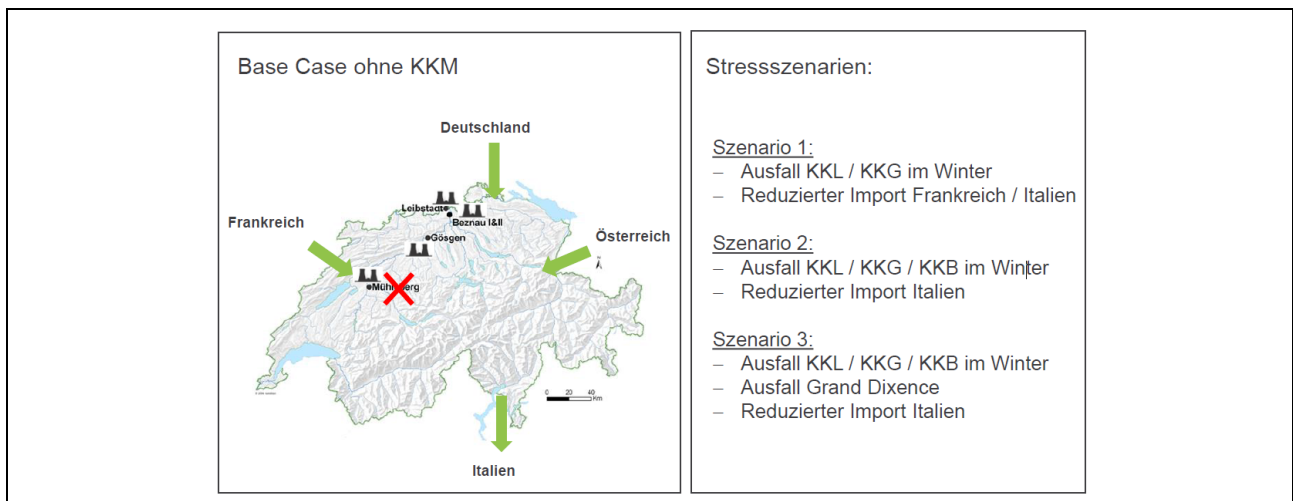


Abbildung 39 Stress-Szenarien der EICOM Verfügbarkeitsstudien (Quelle: EICOM)¹⁰²

Im November 2017 hat die EICOM auch die «Stress-Szenarien» kommentiert, die vom Bundesamt für Energie als Teil der den Verfügbarkeitsstudien erarbeitet worden sind. Die EICOM nennt die Risiken:

- Die bisherigen Berichte stellten auf das Jahr 2020 ab. In den Folgejahren ab 2020 gehen in Deutschland und Frankreich je rund 8 GW Leistung (entsprechend einer Leistung von 16-mal das AKW Gösgen) ausser Betrieb
- Die Schweiz hat ohne Stromabkommen keinen Zugriff auf die Stabilitätsmechanismen der EU.
- Die statistischen Importkapazitäten der Hochspannungsnetz (NTC) werden beeinträchtigt durch sogenannte «Loop Flows» aus dem Ausland und fehlende Kupplungen im Inland
- Insbesondere Frankreich und Italien «haben im Winter ein strukturelles Problem» mit zu wenig Reservekapazitäten, so die EICOM.

Der Geschäftsführer der EICOM, Renato Tami, folgerte daraus:

1. «Zuerst Zielhierarchie erarbeiten und politischen Rahmen setzen bevor eine Modellauswahl gestartet wird.
2. Mit der Stützung der Wasserkraft werden Importrisiken noch nicht adressiert. Sehr wahrscheinlich sind noch weitere Massnahmen für die Versorgungssicherheit zu finanzieren.
3. Zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Tragbarkeit sind Finanzmittel auf ihren Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der Schweiz (saisonal oder ganzjährig) zu prüfen.
4. Der Ausbau des Übertragungsnetzes reduziert nicht Risiken wie z.B.: Technologie (z.B. Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke), die Redispatch-Verfügbarkeit im Ausland, die wirtschaftspolitischen Prioritäten im Ausland und die rechtlichen Unsicherheiten CH-EU.»¹⁰³

Forderungen der BKW

Auch eine Expertengruppe der Bernischen Kraftwerke (BKW) hat dazu Forderungen formuliert:

1. *Für eine langfristige Versorgungssicherheit sind effektive (Re-)Investitionsanreize für den Erhalt der Wasserkraft und den Ersatz wegfallender Kernkraftwerke nötig.*
2. *Die kurzfristige Versorgungssicherheit (System Security) sollte durch komplementäre Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit gegen Ende Winter stimuliert werden.*
3. *Um Ineffizienz und Mitnahmeeffekte zu verhindern, sollte die Ermittlung und Zuweisung von Auszahlungen auf Basis eines marktlichen Mechanismus [erfolgen]*

¹⁰² Laurianne Altwegg (EICOM): Lagebeurteilung der EICOM, 17. November 2017

¹⁰³ Renato Tami: Aktuelle Entwicklungen in der Versorgungssicherheit der Schweiz (Referat an der Tagung: Strategische Ausrichtung in der Energieversorgung, Alpenforce, 30.05.2017)

4. Eine minimale Investitionssicherheit setzt voraus, das Modell kompatibel mit dem EU-Binnenmarkt ist und im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens weitergeführt werden kann.
5. Das Modell muss fähig sein, Kraftwerke mit wenig Produktion aber einer Versicherungsleistung für das System zu finanzieren (Back-up-Kraftwerke).
6. Ausserdem sollte sich das Modell dynamisch an veränderte Marktbedingungen anpassen – steigen die (erwarteten) Strompreise, sollten die Auszahlungen automatisch sinken.¹⁰⁴

Auch kleine Anlagen können die Versorgungssicherheit verbessern

Nicht nur grosse Kraftwerke, sondern auch Dach- und Fassadenanlagen können dazu beitragen, die wegfallende Kernenergie zu ersetzen. Die EU postuliert in ihrem neuen Regelwerk, dass kleine Anlagen¹⁰⁵, Anlagen zur Eigenversorgung¹⁰⁶ und Eigenverbrauchsgemeinschaften, die sogenannten „erneuerbare Energien-Gemeinschaften“¹⁰⁷, vor Diskriminierungen zu schützen sind. So soll die Eigenproduktion bis zu einer bestimmten Anlagengrösse vor Abgaben und Umlagen geschützt werden und sie sollen eine angemessene Finanzierung erhalten. Kleinräumigen Strukturen hätten viele Vorteile, so wird gesagt:

«Die Entwicklung dezentraler Technologien für erneuerbare Energie und für deren Speicherung sollte zu nichtdiskriminierenden Bedingungen und ohne Behinderung der Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen ermöglicht werden. Mit dem Übergang zur dezentralisierten Energieproduktion sind viele Vorteile verbunden, beispielsweise die Nutzung vor Ort verfügbarer Energiequellen, eine bessere lokale Energieversorgungssicherheit, kürzere Transportwege und geringere Übertragungsbedingte Energieverluste. Diese Dezentralisierung wirkt sich auch positiv auf die Entwicklung und den Zusammenhalt der Gemeinschaft aus, weil vor Ort Erwerbsquellen und Arbeitsplätze entstehen.»¹⁰⁸

Und weiter:

«Für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ergeben sich durch die Stärkung gemeinsam handelnder Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität auch Möglichkeiten, die Energieeffizienz auf Ebene der Privathaushalte zu verbessern und — durch Senkung des Verbrauchs und niedrigere Versorgungstarife — Energiearmut zu beseitigen.»

¹⁰⁴ Franziska Bürki: Kapazitätsmärkte für die Versorgungssicherheit, <https://blog.bkw.ch/kapazitaetsmaerkte-fuer-die-versorgungssicherheit/>

¹⁰⁵ «Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gleichberechtigt mit anderen großen Teilnehmern an bestehenden Förderregelungen teilhaben können.» EU-RICHTLINIE 2018/2001 Rz 26 (Seite 5 der deutschen Fassung)
«Kleine Anlagen können von großem Nutzen sein, wenn es um eine bessere öffentliche Akzeptanz geht und die Einführung von Projekten im Bereich erneuerbare Energie insbesondere auf lokaler Ebene sichergestellt werden soll. Um die Beteiligung dieser kleinen Anlagen und ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten, könnten daher — in Einklang mit dem den Elektrizitätsmarkt regelnden Unionsrecht — weiterhin Sonderbedingungen, einschließlich Einspeisetarife, erforderlich sein. Der Begriff „kleine Anlage“ sollte für die Zwecke der Inanspruchnahme von Förderung definiert werden, damit für Investoren Rechtssicherheit besteht. In den Vorschriften über staatliche Beihilfen sind entsprechende Begriffsbestimmungen enthalten.» EU-RICHTLINIE 2018/2001 Rz 17 Seite 3

¹⁰⁶ «Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sollten keine diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Lasten und Kosten zu tragen haben, und ihnen sollten keine ungerechtfertigten Umlagen und Abgaben auferlegt werden. Ihr Beitrag zur Verwirklichung des Klimaschutz- und Energieziels sowie die Kosten und Nutzen, die sie für das Energiesystem im weiteren Sinne mit sich bringen, sollten berücksichtigt werden. Deshalb sollten die Mitgliedstaaten grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben auf erneuerbare Elektrizität, die Eigenversorger am selben Ort produziert und verbrauchen, erheben. Es sollte den Mitgliedstaaten jedoch gestattet sein, nichtdiskriminierende, verhältnismäßige Umlagen und Abgaben auf diese Elektrizität zu erheben und die Förderung damit auf die objektiv notwendige Höhe zu beschränken, wenn das notwendig ist, um die finanzielle Tragfähigkeit des Stromsystems sicherzustellen und ihre Förderregelungen effizient zum Einsatz zu bringen. Gleichzeitig sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, wenn Strom ins Netz eingespeist wird, ausgewogen und angemessen an den mit der Produktion, der Verteilung und dem Verbrauch von Strom verbundenen Gesamtkosten beteiligt werden.» EU-RICHTLINIE 2018/2001 Rz 68

Und weiter: «Aus diesen Gründen sollten die Mitgliedstaaten auf von Eigenversorgern am selben Ort produzierte und verbrauchte erneuerbare Elektrizität grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben erheben. Damit die finanzielle Tragfähigkeit von Förderregelungen für erneuerbare Energie durch diesen Anreiz nicht beeinträchtigt wird, kann seine Anwendung auf kleine Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität bis 30 kW beschränkt werden. Wenn sie ihre Förderregelungen effizient zum Einsatz bringen und zu ihren Förderregelungen diskriminierungsfrei und effektiv Zugang besteht, sollten die Mitgliedstaaten Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität für die von dieser verbrauchte Elektrizität in bestimmten Fällen Umlagen und Abgaben auferlegen können. Die Mitgliedstaaten sollten bis zu der Höhe, die notwendig ist, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit entsprechender Projekte sicherzustellen, teilweise Befreiungen von Umlagen, Abgaben, oder eine Kombination aus beidem und Förderung gewähren dürfen.» EU-RICHTLINIE 2018/2001 Rz 69

¹⁰⁷ EU-RICHTLINIE 2018/2001 Artikel 22

¹⁰⁸ EU-RICHTLINIE 2018/2001 Rz 65

8. Integriertes Strommarktdesign

Eine Neufassung des Stromversorgungsgesetzes sollte mehrere Anliegen verknüpfen: Versorgungssicherheit, Ausbau erneuerbare Energien, Klimapolitik und Strommarktdesign gehören zusammen.

1. Konzept für eine «integrierte Versorgungssicherheit Regelzone Schweiz»

Das Spezielle am Elektrizitätsmarkt ist, dass die zur Verfügung stehende Leistung zeitgleich der vom Kunden abgerufenen Leistung entsprechen muss. Ein funktionierender Elektrizitätsmarkt besteht aus einem Mix verschiedener Leistungen und Bedingungen, die alle gleichzeitig zu erfüllen sind.

Der Ausbau der inzwischen wettbewerbsfähigen must-run-Kraftwerken mit Sonne, Wind und Lauf-Wasserkraft erfordert eine richtig dimensionierte Netzanbindung, ausreichende abrufbare Reserve-Leistung (Kapazität) und eine Steuerung der Stromproduktion und der Vorhaltung ausreichender Energie (gespeicherte Reserven).

- Die Erfordernisse an die Interkonnexion wurde mit der Netzstrategie des Bundesrates angegangen.
- Mit der Schaffung einer «strategischen Reserve» will der Bundesrat zudem die Energievorhaltung für den Winter verbessern.

Diese Massnahmen werden ausdrücklich begrüsst. Sie liefern aber noch keine Basis für langfristige Investitionen in neue oder zu erneuernde Kraftwerke. Das Stromversorgungsgesetz sollte ebenso Zielwerte für die einheimische Stromproduktion, die verfügbare Reserveleistung und die Reserveenergie vorgeben. Ein Konzept für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr innerhalb der Regelzone Schweiz liegt nicht vor. Es muss Antworten liefern, was passiert, wenn die Lieferungen aus dem Ausland im Winterhalbjahr aus übergeordneten Gründen («force majeure») einmal ausbleiben sollten, weil die Nachbarländer nicht liefern können oder nicht liefern dürfen (Vorrang der gegenseitigen Hilfe unter EU-Mitgliedstaaten). Den Forderungen der ElCom nach zusätzlichen Reserven für das Winterhalbjahr ist Rechnung zu tragen, indem die erneuerbaren Energien vorausschauend erschlossen werden, inklusive Prüfung ergänzender Speicher (zB. Power to Gas).

2. Flexible Marktpremie anstelle von Investitionsbeiträgen für grosse Anlagen

Empfohlen wird, dass für die Bereitstellung, Erneuerung und Modernisierung von Kapazitäten und Speichern subsidiär ein Auffangnetz in Form von EU-kompatiblen, wettbewerblich konzipierten Marktpremien geschaffen werden wie sie die EU-RICHTLINIE 2018/2001 vorsieht.

- Die bisherige Marktpremie (0,2 Rp/kWh gemäss EnG Art. 35 Abs. 2e) für bestehende Kraftwerke läuft 2022 aus. Die dadurch freiwerdenden Mittel können ab 2023 für Investitionsbeiträge und Preisgarantien von Kraftwerken verwendet werden, die neu gebaut, erneuert oder modernisiert werden. Mit der Umwidmung der bestehenden pauschalen Marktpremie hin zu einer flexiblen, wettbewerblich konzipierten Marktpremie für neue Anlagen und bestehende Wasserkraftwerke können die Klimaziele und die Versorgungssicherheit am einfachsten erreicht werden.
- Die Gewährung von direkten Investitionsbeiträgen an einzelne Kraftwerke (EnG Artikel 25, 26 und 27) wird ab einer bestimmten Grösse beihilferechtlich zu Konflikten mit Brüssel führen. Deshalb sollte geprüft werden, inwiefern solche Leistungen für Kraftwerke ab einer bestimmten Grösse wettbewerblich vergeben werden können, zum Beispiel mittels Ausschreibungen oder mittels unterschiedlicher Priorisierung von Investitionsbeiträgen. Das Ziel soll ein verlässlicher Rahmen sein, der qualitativ nicht hinter den Massnahmen der benachbarten EU-Mitgliedstaaten zurücksteht.
- Die Erneuerung oder Modernisierung von bestehenden Wasserkraftwerken muss in dieser Regulierung explizit eingeschlossen sein. Die Schaffung von Wettbewerb bei Sanierungen ist allerdings ein komplexes Unterfangen, da man ja die allermeisten Kraftwerke erhalten will, inkl. Erfüllung bestehender ökologischer Auflagen. Aus diesem Grunde braucht es hier möglicherweise ergänzende Massnahmen:
 - die Systemdienstleistungen, die die bestehenden Speicherkraftwerke heute erbringen, sollten in ihrer Summe als nationales Minimalniveau zu einem Eckpfeiler der Versorgungssicherheit werden, den es zu erhalten gilt. Dabei ist ein Konzept vorzulegen, das aufzeigt, wie für Systemdienstleistungen nicht

nur die variablen Kosten, sondern auch die Kapitalkosten bei Erneuerung entsprechender Anlagen berücksichtigt werden können.

- Der Ausbau der fluktuierenden Stromproduktion führt zu einem zusätzlichen Speicherbedarf. Dieser Bedarf ist zu beziffern und die bestehenden Speicher sollen gleichermassen als «nationales Minimalniveau» zu einem Eckpfeiler der Versorgungssicherheit erklärt und einer Regulierung zugeführt werden, die deren Weiterbetrieb und Finanzierung ermöglicht.
- Die Stromproduktion der Lauf-Wasserkraftwerke sollte als Bandenergie ebenfalls erhalten bleiben, weil es um kostengünstige Anlagen innerhalb der Regelzone Schweiz geht, deren Wegfall die Versorgungssicherheit kumuliert mit der wegfallenden Kernenergie weiter schmälern würde. Auch für diese Anlagen ist zu prüfen wie sie unter Einhaltung der ökologischen Vorschriften versorgungstechnisch zum Kernbestand der inländischen Versorgungssicherheit erklärt werden können.

3. Gesonderte Abgeltung von gemeinwirtschaftlichen Leistungen

Leistungen für den Hochwasserschutz sollten nicht über die Strompreise, sondern über öffentliche Abgeltungen von den Nutzniessenden abgegolten werden (Verursacherprinzip).

Zu diesem Zweck sind die gemeinwirtschaftlichen Leistungen der Wasserkraft zu inventarisieren:

- Leistungen der Wasserkraft und der Speicherkraftwerke an den Hochwasserschutz, unter besonderer Berücksichtigung der veränderten Niederschläge im Zuge der Klimaerwärmung
- Leistungen zugunsten der Biodiversität
- Leistungen zugunsten der Trinkwasserversorgung und -sicherheit
- Leistungen zugunsten der regionalen Entwicklung von Randgebieten

Die EU-RICHTLINIE 2018/2001 sieht vor, dass solche Leistungen honoriert werden dürfen; sie sollten für die Schweiz im Hinblick auf die Markttöffnung inventarisiert werden.

9. Schlussbemerkungen

Die beschriebenen Massnahmen müssen keineswegs zu einer Verteuerung der Elektrizität im Vergleich zum Status quo führen. Die Preise der erneuerbaren Energien befinden sich auf einem Sinkflug. Die bestehenden Geldflüsse für Systemdienstleistungen (Swissgrid) und für den Netzzuschlag (2,3 Rp/kWh) können bei den aktuellen Strompreisen ausreichen, um die nötigen Absicherungen für Kraftwerke zu finanzieren.

Neue Marktordnung muss neue Grundlage für Prosperität liefern

Aufgabe des Bundesrates muss sein, auch gegenüber Brüssel ein glaubwürdiges Konzept für die Versorgungssicherheit zu entwickeln. Die Stromdrehscheibe Schweiz ist auch für die Nachbarländer von Nutzen. Wegen der Komplexität des Strommarktes und den zahlreichen Interdependenzen der Netze lässt die EU den Mitgliedstaaten viele Freiheiten. Diese soll sich auch die Schweiz zunutze machen, um auch unter wettbewerblichen Bedingungen eine robuste Versorgung mit hohem Eigenversorgungsgrad weiterzuführen und diese auf Basis von erneuerbaren Energien kosteneffizient auszubauen.

Wird der Strommarkt vollständig geöffnet, ist eine neue Marktordnung zwingend. Ausdrücklich regelt die EU-RICHTLINIE 2018/2001 die Beteiligung von Drittstaaten im Strombinnenmarkt zum gegenseitigen Nutzen.¹⁰⁹ Die Wasserzinsdebatte war von Anfang an der falsche Ansatz für die Bereinigung der Situation. Eine nachhaltige Lösung muss die Ursache des Problems behandeln: dass Strompreise auf Basis von Grenzkosten nicht ausreichen, um Investitionen in neue Kraftwerke zu finanzieren.¹¹⁰

¹⁰⁹ EU-RICHTLINIE 2018/2001: «Es sollte die Möglichkeit bestehen, importierte, aus erneuerbaren Energiequellen außerhalb der Union produzierte Elektrizität auf den Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten anzurechnen. Damit die Ersetzung nicht erneuerbarer Energie durch erneuerbare Energie sowohl in der Union als auch in Drittländern eine angemessene Wirkung erzielt, sollte sichergestellt werden, dass diese Einfuhren zuverlässig nachverfolgt und angerechnet werden können.» Rz 40

¹¹⁰ Rolf Kehlhofer, David Orzan: Welches Modell sichert die Versorgung? VSE-Bulletin 3.4.2018