

Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?

Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung

Inhalt

1.	<i>Executive Summary</i>	2
2.	<i>Auswirkungen der Marktöffnung ab 2008</i>	7
3.	<i>Neue Finanzierungsmodelle seit 1. Januar 2018</i>	19
4.	<i>Fördereffizienz: was bewirkt das neue Energiegesetz?</i>	30
5.	<i>Sind Investitionsbeiträge immer besser, weil günstiger?</i>	40
6.	<i>Photovoltaikstrom optimiert für das Winterhalbjahr</i>	45
7.	<i>Kostengünstige Photovoltaik im Winterhalbjahr – ein Vergleich</i>	54

Dr. Rudolf Rechsteiner
Dr. Ruedi Meier
Prof. Urs Muntwyler
Thomas Nordmann

30. Oktober 2018

Herausgegeben von der Schweizerischen Energie-Stiftung SES

1. Executive Summary

Der Bundesrat diskriminiert die Photovoltaik (PV). Teurere Techniken werden bevorzugt, die vor langer Zeit eine Vergütungszusage erhalten haben. Damals war Photovoltaik noch teuer, heute ist sie sogar im Winterhalbjahr die günstigste Option. Mit den Mitteln aus dem Netzzuschlag könnte man den Zubau an sauberem Strom um ein Mehrfaches erhöhen, wenn man der Photovoltaik den Vorzug gäbe.

Dank Preissenkungen ist Photovoltaikstrom aus neuen Anlagen heute kostengünstiger als jede andere Kraftwerkstechnik. Photovoltaik revolutioniert den Energiesektor weltweit und könnte eine gute Basis bilden, um die Klimaziele des Pariser Abkommens rasch und kostengünstig zu erreichen.

In der Schweiz wird diese technologische Revolution noch immer stark gebremst. Die Reserven im Netzzuschlagsfonds werden Ende 2018 voraussichtlich 1 Milliarde Franken übersteigen. Trotzdem gewärtigen Zehntausende PV-Projekte Wartezeiten von drei bis sechs Jahren bis zur Auszahlung der Einmalvergütungen, angeblich wegen ungenügender Liquidität des Fonds.

Neue grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung beanspruchen weniger als 1 Rp/kWh aus dem Netzzuschlag, gerechnet auf die volle Betriebsdauer. Sie liefern pro Franken aus dem Netzzuschlag fünf bis fünfzig Mal mehr Strom als neue Wasserkraftwerke oder als neuer Strom aus Biomasse, Windenergie oder Geothermie.

Ausgerechnet die grossen PV-Anlagen müssen am längsten auf eine verbindliche Finanzierung warten, wie sie das Energiegesetz vorsieht. Dies führt zu einer politisch möglicherweise ungewollten Blockierung von PV-Grossanlagen im bebauten Raum – etwa auf grossen Dächern, entlang von Autobahnen oder Lärmschutzwänden der SBB – und mindert die Effizienz der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag.

Der Zubau von PV-Grossanlagen ist ab 2015 regelrecht eingebrochen und stagniert heute auf tiefem Niveau. Damit verzögern sich auch wichtige Innovationen – zum Beispiel die Einführung von hoch effizienten bifazialen Zellen mit erhöhter Produktion im Winterhalbjahr. Die Produktion in der kalten Jahreszeit lässt sich steigern, wenn Solarmodule vertikal an Fassaden, Balkonen und auf Dächern, entlang von Verkehrswegen oder schwimmend auf Stauseen montiert werden. Bi-faziale Solarmodule, die im industriellen Massstab aus China auf den Markt gelangen, wären besonders interessant, denn die Windenergie mit hohem Produktionsanteil im Winterhalbjahr kommt hierzulande kaum voran. Bi-faziale Zellen lassen sich entlang von Verkehrswegen oder als Zäune nutzen, Potenzial ist reichlich vorhanden.

Alpine Standorte mit erhöhter Solareinstrahlung sind für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr besonders interessant. Der Bundesrat sollte die Rahmenbedingungen so setzen, dass diese Standorte vermehrt genutzt werden können. PV-Anlagen sind anpassungsfähig und robust. Sie führen nicht zur Belastung von Landschaften, Gewässern oder landwirtschaftlichen Böden, wenn bestehende Infrastrukturen als PV-Standorte niederschwellig genutzt werden können.

Neue PV-Anlagen können auch im Winterhalbjahr günstiger Strom liefern als jede andere Technik. Der Zubau der besonders günstigen Grossanlagen sollte endlich deblockiert werden. Der Eigenversorgungsgrad und die Versorgungssicherheit liessen sich verbessern; die Belastung des Netzzuschlags pro zusätzlich produzierte Kilowattstunde würde sinken, ebenso das Volumen der Stromimporte.

Priorisierung von Techniken mit guter wirtschaftlicher Perspektive

Neue PV-Anlagen sind viel günstiger als der Bau von neuen Kraftwerken mit Wasserkraft, Biomasse, Biogas oder Geothermie. Art. 22 Energiegesetz verlangt, dass Technologien «langfristig wirtschaft-

lich» sein müssen, wenn sie aus dem Netzzuschlag Gelder erhalten. Diese Bedingung erfüllen Photovoltaik und Windkraft heute deutlich vor allen anderen Techniken. Die Zulassung von neuen Projekten mit Biomasse, Biogas und Geothermie ist unter diesem wirtschaftlichen Aspekt zu überdenken. Ihr Einsatz für die Deckung des Wärmebedarfs wäre ökonomisch und ökologisch möglicherweise viel sinnvoller, dank besserem Wirkungsgrad, höheren CO₂-Reduktionen und vergleichsweise geringeren Kosten.¹

«Jeder Rappen, der für eine erneuerbare Energie aufgewendet wird, fehlt für die Unterstützung einer anderen». So kommentiert die Eidg. Finanzkontrolle die Leistungen für Biogas-Strom, die Vergütungen von 42 Rp/kWh erhalten. Die Geothermie kann nach drei gescheiterten Bohrversuchen nicht zu den «kommerziell verfügbaren» Technologien zählen; die Aufwendungen sollten deshalb eher aus dem Forschungsbudget des Bundes statt aus dem Netzzuschlag geleistet werden. Der Bundesrat will aber den umgekehrten Weg gehen. Mit der Revision der Energieförderverordnung sollen die spezifischen Leistungen für teure Techniken noch weiter erhöht werden, auf über 50 Rp/kWh, während die Leistungen für PV-Anlagen von weniger als 1 Rp/kWh weiter sinken sollen.²

Ökologisierung der bestehenden Wasserkraft

Für die Versorgungssicherheit und für die Integration von erneuerbaren Energien bleibt der Erhalt und Weiterbetrieb der bestehenden Wasserkraftwerke wichtig. Fixe Investitionsbeiträge sind dafür nicht optimal; sie führen zu hohen Risikoprämien, weil die Preisunsicherheit nicht beseitigt wird; dadurch entsteht ein Wettbewerbsnachteil im Vergleich zum Ausland, wo Windenergie und Solarenergie dank Ausschreibungen und subsidiärer Marktprämie volle Preissicherheit während 20 Jahren geniessen und so ihre Finanzierungskosten viel wirksamer senken können als die Wasserkraft in der Schweiz.

Sinnvoller als Investitionsbeiträge wären Differenzverträge über mindestens zwei Drittel der erwarteten Lebensdauer eines Kraftwerks, die das Marktwertisiko³ subsidiär absichern und den Netzzuschlag unter Umständen gar nicht belasten.

Differenzverträge mit Ausschreibungen für grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch

Differenzverträge auf Basis von Ausschreibungen sind genauso für grosse PV-Anlagen zu prüfen, weil das Beispiel Deutschland zeigt, dass solche Anlagen inzwischen ganz ohne Geldzuschüsse aus dem Netzzuschlag auskommen – es genügt eine Absicherung gegen tiefe oder negative Strompreise.⁴

Wenn in einer Ausschreibung ein Bieter eine Einspeiseprämie von null bietet, ist er mit dem aktuellen Markterlös zufrieden. Falls sich der Marktpreis stark nach unten entwickelt, erhält er eine Einspeiseprämie, die ihm die Differenz zum vereinbarten Marktpreis erstattet – erst in diesem Fall wird der Netzzuschlag belastet. Falls sich der Marktpreis aber weiter nach oben entwickelt, muss er den Mehrerlös an den Netzzuschlagsfonds abgeben – Konsumentinnen und Konsumenten werden entlastet.

¹ *Erinnert sei an folgende Anwendungen:*

- Geothermie: untiefe Erdsonden für Wärmepumpen inkl. Regeneration im Sommer, hydrothermale und petrothermale Wärmegewinnung für Nahwärmeverbünde in Städten und Agglomerationen
- Verwendung von Holz für Holzheizwerke
- Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz oder für den Eigenverbrauch in der Landwirtschaft.

² Teilrevisionen der Energieförderungsverordnung, der Energieverordnung und der Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pdependent.html#UVEK>

³ Das Marktwertisiko entsteht bei steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien mit marginalen Kosten von nahe null; es führt bei witterungsbedingter Überproduktion zu Preisen von null oder zu negativen Preisen und tritt ein, wenn bei starker Sonne oder Wind die Netze grossflächig mit Strom gefüllt werden, ohne dass andere, flexible Kapazitäten zurückgefahren werden.

⁴ Germany: Tendered PV projects need no public subsidy in August, <https://www.pv-magazine.com/2018/10/15/germany-tendered-pv-projects-need-no-public-subsidy-in-august/>

Bevorzugung der effizienteren Stromerzeugung

Neue PV-Anlagen beanspruchen bei guten Rahmenbedingungen pro produzierter Kilowattstunde nur einen Bruchteil der Finanzierung aus dem Netzzuschlag verglichen mit allen anderen neuen Kraftwerken. Im besten Fall kommen sie ganz ohne Zuschüsse aus. Der Neubau von Wasserkraftwerken ist ökonomisch und ökologisch betrachtet bis auf weiteres nicht länger sinnvoll, weil viel teurer.⁵ Die Leistungen für die Wasserkraft sollten deshalb ganz auf die ökologische Sanierung und Erneuerung bestehender Anlagen ausgerichtet werden und an die Einhaltung von ökologischen Mindestanforderungen (green hydro)⁶ und an den Vollzug der Gewässerschutz-Bestimmungen (Restwassersanierung gemäss Gewässerschutzgesetz von 2011) geknüpft werden. Die gesetzlichen Ausbauziele für die Wasserkraft (Energiegesetz Art. 2 Abs. 2) von 37,4 TWh bis 2035⁷ sind heute bereits erreicht, gemessen am Zehn-Jahresdurchschnitt der Produktion 2008-2017 von 37,7 TWh.

Keine Diskriminierung der Photovoltaik

Dass der Bau neuer PV-Anlagen trotz dem eindeutigen Ergebnis der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017 unverändert tief bleibt oder sogar sinkt, ist enttäuschend und widerspricht dem Volkswillen.

Bundesrat und UVEK wollen die Diskriminierung der Photovoltaik durch unsachgemässe Kürzung und teilweise unrechtmässige Wartefristen noch weiter verschärfen:

- Mit einer Revision der Energieförderverordnung sollen die Einmalvergütungen ab 2019 um über 30 Prozent sinken. Dies, obwohl sich die Neuinstallationen im laufenden Jahr nur wenig verbilligt haben.
- Die Neu-Anmeldungen von PV-Projekten bei der Vollzugsstelle Pronovo sind im ersten Halbjahr 2018 um 80 Prozent gesunken (Cockpit 2018/Q2). Möglicherweise sind schon die bisherigen Leistungskürzungen zu extrem. Ein Marschhalt bei den Kürzungen der Einmalvergütung wäre nötig, inklusive Ergänzung der Vergabekriterien im angezeigten Sinne (Ausschreibungen + 20jährige Preisgarantie zu viel tieferen Kosten).
- Für die verzögerte Auszahlung von Einmalvergütungen an kleine PV-Anlagen (Wartezeit zwei bis drei Jahre) besteht keine Rechtsgrundlage. Die Liquidität im Netzzuschlagsfonds reicht aus für eine sofortige Auszahlung an alle gemeldeten Projekte.
- Wer eine grosse PV-Anlage baut, soll sechs Jahre auf einen definitiven Finanzierungsbescheid für eine Einmalvergütung warten. Damit wird die kostengünstigste Stromerzeugung und die Innovation drum herum auf lange Dauer blockiert. Der Markteinbruch bei den Grossanlagen ab 2015 war für die Branche fatal. Die Wartefristen für Grossanlagen sollten weniger sechs Monate betragen; die nötige Liquidität wäre vorhanden.
- Für PV-Grossanlagen ohne Eigenverbrauch auf der Warteliste wären Einspeiseprämien probeweise mit Ausschreibungen zu ermitteln; Anlagen mit Einspeiseprämien von null oder weniger (gemessen an den aktuellen Preisen), sollen eine definitive Finanzierungszusicherung innert drei Monaten erhalten. In Deutschland erreichten solche Anlagen in den jüngsten Ausschreibungen Zuschlagswerte für 20jährige Verträge von 4,3 bis 4,7 €/kWh.⁸ Weil die Sonne an Schweizer Standorten 30 bis 50 Prozent mehr Energie liefert als bei unseren nördlichen Nachbarn, müssten solche Gestehungskosten mit den richtigen Rahmenbedingungen auch bei uns erreichbar sein; Ausschreibungen könnten der Schlüssel sein für Standorte ohne Eigenverbrauch und hohen Anteilen von Strom im Winterhalbjahr. Die gesetzliche Garantie bestünde nurmehr aus einer Absicherung der Preise gegen das Marktwertisiko; dieses Risiko ist zumindest in den nächsten zehn Jahren als eher gering einzustufen, weil Brüssel die Spielregeln im CO₂-Emissionshandel fundamental revidiert hat, was (endlich) zu einer soliden Verteuerung der fossilen Stromerzeugung geführt hat. Pilotversuche für Differenzverträge mittels Ausschreibungen wären schon mit dem geltenden Gesetz möglich.

⁵ Eine Ausnahme bilden Infrastrukturwerke: Dotierturbinen, Kanal-, Trinkwasser- und Abwasserkraftwerke.

⁶ https://www.naturemade.ch/files/PDF/Zertifizierung/Wasserkraft/GreenHydro_DE.pdf

⁷ Energiegesetz Artikel 2 Absatz 2

⁸ www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node

- Mit dem aktuellen Vollzug der PV-Finanzierung wird die Stromerzeugung im Winterhalbjahr nicht durch Anreize honoriert. Das sollte sich dringend ändern; eine finanzielle Abgeltung für erhöhte Stromerzeugung im Winterhalbjahr ist schon mit dem geltenden Recht möglich.
- Um der erhöhten Systemdienlichkeit von Strom im Winterhalbjahr Rechnung zu tragen, sollten die Netzananschlusskosten für PV an peripheren Standorten mit hohem Winteranteil und ohne Möglichkeit zum Eigenverbrauch erlassen werden. Bei der offshore-Windkraft im europäischen Massstab ist dies längst der Fall.
- Der Bau von PV-Anlagen, die durch dezentrale Stromspeicher (Batterien) ergänzt werden, sollte aus dem Netzzuschlagsfonds mit erhöhter Einmalvergütung honoriert werden. Vernetzte Speicher sind systemdienlich und ersparen uns neue teure Pumpspeicherwerke. Die Diskriminierung von Batterien (doppelte Netzgebühr im Vergleich zu Pumpspeichern) ist zu beseitigen.
- Die Möglichkeit von Eigenverbrauchsgemeinschaften ist zu erweitern; das Kriterium von 10% Eigenproduktion gemessen an der Anschlussleistung soll genügen. Der Weiterverkauf von örtlich erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien sollte über viele Parzellengrenzen hinweg im selben Verteilnetz kostenlos und unbegrenzt möglich sein. Auf ineffiziente Paralleleitungen zum öffentlichen Netz ist zu verzichten.

Priorität für Anlagen im bebauten Raum

Eine effizientere Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag mit mehr Photovoltaik trägt zur Schonung der Flüsse und Landschaften bei. Es gibt ein riesiges Potenzial an öffentlichen und halb-öffentlichen Infrastrukturen, die sich für die PV-Stromerzeugung eignen: Gebäude, Verkehrswege, Stauseen, Lawinenverbauungen, Deponien usw.; das Energiegesetz sollte den Zugang zu solchen Standorten als Rechtsanspruch gestalten und die Verfahren beschleunigen, vorausgesetzt Interessen Dritter werden nicht verletzt, nach dem Motto «Jede geeignete ungenutzte Dachfläche ist beschämend»⁹.

Priorität haben aber auch Anlagen auf privaten Immobilien und Anlagen. Um diese zu erschliessen, ist ein besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass Einmalvergütungen und Einspeiseprämien (letztere auch bei nach Standort differenzierten Ausschreibungen) so differenziert festgelegt werden, dass neue Anlagen in grosser Zahl in unterschiedlichen Topographien eine wirtschaftliche Perspektive haben. Die Einmalvergütung ausgerechnet bei der billigsten Technik immer weiter abzusenken, ist wirtschaftlich und energiepolitisch kontraproduktiv, wenn gleichzeitig auf teurere und weniger ergiebige Techniken ausgewichen wird, zum Beispiel Strom aus Biogas, Biomasse oder Geothermie.

Der starke Rückgang der PV-Neuanmeldungen für Einmalvergütungen im ersten Halbjahr 2018 mag ein Fingerzeig sein, dass der Regulator keine drastischen Kürzungen vornehmen sollte, ohne die Kostenverhältnisse zu beobachten. Die Preise für die Installationsarbeiten sind in den letzten 12 Monaten kaum gesunken, die Materialkosten nur um wenige Prozent.¹⁰

Die kostengünstigste Stromquelle mit Priorität ausbauen

Besonderes Augenmerk gilt alpinen Standorten und Standorten im Unterland mit erhöhter PV-Produktion im Winterhalbjahr. Die vertikale Ausrichtung von PV-Modulen ist viel günstiger als der Bau neuer Saisonspeicher. Die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten werden aber noch kaum ausgelotet, weil ein Suchprozess mittels Ausschreibungen wie im europäischen Ausland bei uns fehlt.

Erst nach einer gewissen Anzahl routiniert abgewickelter Ausschreibungen lassen sich belastbare Aussagen über Kosten und Beiträge der Photovoltaik im Winterhalbjahr machen. Wenn in Deutschland neue PV-Anlagen für weniger als 5 €/kWh ans Netz gehen, müssten in der Schweiz gemessen

⁹ Original: «It's a shame to let roofs uncovered» – Bart Tommelein, Flämischer Energieminister an der PV SEC 2018

	Cent/W	Okt 17	Sep 18	Differenz %
Spotmarktpreise für monokristalline Module		54	50.5	-6.5%
Spotmarktpreise für polykristalline Module		43	39.7	-7.7%
Wechselrichter bis 5 kW		22.8	22.5	-1.3%
Wechselrichter 5 bis 10 kW		16	15.7	-1.9%
Wechselrichter 10 bis 100 kW		9.4	9.4	0.0%

¹⁰ Angaben aus Photon, Das Solarstrom-Magazin 5/2018 und 9/2018

an der höheren Sonneneinstrahlung eigentlich noch tiefere Kosten zu erwarten sein – Kosten, die sich heute zu 100% aus dem Markt finanzieren lassen. Viel mehr Photovoltaik, etwas Windenergie und der Weiterbetrieb der Speicherreserven in den bestehenden Stauseen reichen für die Stromversorgung im Winterhalbjahr wahrscheinlich aus, wenn sie noch durch dezentrale Speicher ergänzt werden.¹¹ Dazu kommen weitere Möglichkeiten (zB. Power-to-Gas).

Nein zur Abschwächung der Sicherheitsvorschriften für Kernkraftwerke

In einem sachlogischen Zusammenhang mit den seit Jahren fortbestehenden Blockierungen bei der Photovoltaik stehen die Anstrengungen von UVEK und ENSI, die Sicherheit der veralteten Kernkraftwerke durch Abschwächung wichtiger Grenzwerte für Radioaktivität schönzurechnen. Auf Antrag von UVEK und ENSI soll die zulässige radioaktive Maximaldosis bei Erdbeben um einen Faktor 100 erhöht werden (von 1 auf 100 Millisievert).¹² Diese Änderung ist «nötig», weil das AKW Beznau die geltenden Normen seit 2012 nicht erfüllt und vom ENSI längst hätte ausser Betrieb genommen werden müssen – ein Gerichtsverfahren in dieser Sache ist hängig.

Die deklarierte Sprachregelung «Weiterbetrieb der Kernkraftwerke nur solange sicher» wird von den Verantwortlichen nicht gelebt. Eine Mehrheit im Bundesrat macht sich daran, die Aufsichtsbehörde von der Durchsetzung geltender Sicherheitsvorschriften dauerhaft zu entbinden und die Ausserbetriebnahmekriterien auszuhöhlen. Lieber riskiert man einen Super-GAU als geltendes Recht anzuwenden. Die geplante Reduktion der Entsorgungskostenbeiträge um zwei Drittel steht im selben Kontext.

Man muss aber auch dem Parlament eine Mitverantwortung für die Betriebsverlängerungen von Kernkraftwerken zuschreiben. Laut Bundesamt für Energie besteht allein auf bestehenden Dächern ein Solarstrom-Potenzial von 50 TWh Solarstrom;¹³ das angestrebte Ausbauniveau für alle neuen erneuerbaren Energien zusammen beträgt aber nur gerade 11,4 TWh bis 2035 und genügt weder für die Erfüllung der Klimaziele (Umstellung von Wärme und Verkehr auf Elektrizität) noch können so die alten Kernkraftwerke im Inland ersetzt werden.

Man kann diese gezielte Verlangsamung der kostengünstigen Photovoltaik als Teil eines Plans ansehen, die Atomanlagen trotz fehlender Sicherheit während 60 bis 80 Jahren laufen zu lassen, koste es, was es wolle. In vielen anderen Ländern wurden Anlagen wie in Beznau, die keinen ausreichenden Erdbebenschutz aufweisen, längst vom Netz genommen.

Fazit

Eine sichere und saubere Stromversorgung ist für Gesellschaft und Wirtschaft enorm wichtig. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz ist kostengünstig möglich und bildet die Grundlage für die Erreichung der Klimaziele und des Atomausstiegs. Bundesrat, UVEK und das Parlament sollten für eine haushälterische Mittelverwendung sorgen und die Rahmenbedingungen so verbessern, dass die kostengünstigen, grossen PV-Anlagen rasch deblockiert werden und ihren Beitrag an die Stromproduktion im Sommer- und Winterhalbjahr leisten können.

Eine Neuausrichtung der Leistungen aus dem Netzzuschlag kann dafür sorgen, dass wir das ökologische Profil verbessern, die einheimische Wertschöpfung stärken, die Versorgungssicherheit erhöhen und die Kosten senken.

¹¹ Voraussetzung für deren versorgungstechnische Funktionstüchtigkeit ist die Schaffung einer angemessenen Winterreserve an Speicherseewasser (Strategische Reserve). Die grössten Stauseen bringen für die Wintersicherheit nichts, wenn der Strom schon im November wegen attraktiven Preisen ins Ausland ausverkauft wird.

¹² <https://atomschutzverband.ch/page/2/>

¹³ <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=72298>

2. Auswirkungen der Marktöffnung ab 2008

Mit dem Stromversorgungsgesetz von 2007 wurde eine Teilmarktöffnung des zuvor monopolistisch strukturierten Stromsektors in Gang gesetzt. Hochspannungsnetze, Verteilnetze und Produktion sind seither buchhalterisch entbündelt und wurden unterschiedlichen Akteuren übertragen. Die zuvor in Gebietsmonopolen organisierte Elektrizitätswirtschaft musste sich daran gewöhnen, dass der Energieträger «Strom» wettbewerblich erzeugt und frei gehandelt wird. Kundinnen und Kunden mit mehr als 100'000 kWh Jahresverbrauch können ihre Stromlieferanten seit 2009 frei wählen. Auch Verteilnetzbetreiber mit gebundenen Kunden gelten als Grossverbraucher und können ihren Bedarf am Markt beschaffen oder selber erzeugen. Beschaffungsentscheide erfolgen seither in zunehmendem Masse preisorientiert.

Für die Stromnetze gilt eine Durchleitungspflicht zu regulierten Tarifen. Die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) übernahm das Übertragungsnetz (Hochspannungsleitungen ab 220 kV) von Kantonen, Gemeinden und Verbundnetzbetreibern (z.B. Atel/Alpiq, NOK/Axpo). Swissgrid plant, betreibt und beaufsichtigt seither die Übertragungsnetze und ist verantwortlich für die Systemdienstleistungen: Vorhaltung von genügend Leistung, von Ausgleichsenergie, Frequenzregulierung, Abrechnung der Bilanzgruppen.

Wettbewerb und erste Engpässe

Die Kantone regeln die Zuteilung der Verteilnetze. Die Verteilnetzbetreiber sind laut Gesetz für die Versorgungssicherheit der gebundenen Kunden verantwortlich. Sie können diesen die vollen Beschaffungs- und Reservehaltungskosten verrechnen (Cost-plus-Tarife). Eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit, die auch den Bedarf der Grossverbraucher (Bilanzgruppen) umfasst, besteht nicht mehr. Die Beschaffungsentscheide, die Versorgungssicherheit herbeiführen sollen, sind auf verschiedene Akteure verteilt:

- Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid)
- Verteilnetzbetreiber
- Kraftwerksbetreiber
- Lieferanten (Bilanzgruppen)

Die Schweiz verfügt somit nicht mehr über ein kohärentes Strommarktdesign mit gesicherter Versorgung, sondern nur noch über einzelne Elemente. Dies kann zu Versorgungslücken führen. Zum Beispiel war die Vorhaltung ausreichender Energie während den Versorgungsengpässen in den Wintern 2015/2016 und 2016/2017 nicht klar geregelt. Für die Deckung der Vorhaltungskosten von ausreichenden Energiereserven im Winterhalbjahr gibt es gesetzlich noch keine Grundlagen. Im Winterhalbjahr 2015/2016 und 2016/2017 kommunizierte Swissgrid erstmals Engpasswarnungen. Stromunterbrüche konnten dank ausreichend hohen Stromimporten vermieden werden. Dies ergab sich dank der guten, freiwilligen Zusammenarbeit mit Partnern im Ausland und dank den dort noch vorhandenen Überkapazitäten. Diese Liefersicherheiten werden derzeit nur privatrechtlich auf Basis von mehrheitlich kurzfristigen Kaufverträgen geregelt. Treten in der Europäischen Union grossflächige Engpässe auf, muss die Schweiz damit rechnen, dass Lieferungen ausbleiben. Ohne Stromabkommen müssen die EU-Mitgliedstaaten zuerst den Bedarf im Strombinnenmarkt befriedigen, bevor sie Strom an Dritte liefern.

Nur mit einem Stromabkommen wird die Schweiz zum gleichberechtigten Partner. Die Verhandlungen darüber laufen seit 2007. Das Stromabkommen – und damit ein wichtiger Baustein der Versorgungssicherheit – bleibt aber blockiert bis der Streit mit der EU um ein «Rahmenabkommen» beigelegt sein wird.

Die Elektrizitätskommission (EiCom) ist laut Gesetz für die Überwachung der Versorgungssicherheit verantwortlich. Sie kann diese Verantwortung heute nur teilweise wahrnehmen. Ohne tragfähige Vertragsbasis mit dem Ausland ist sie machtlos, wenn inländische Reserven für die Versorgung im Winter fehlen und ausländische Lieferungen ausbleiben.

Die EiCom kann dem Bundesrat jedoch Vorschläge für Massnahmen nahelegen, zum Beispiel Ausschreibungen für Strombeschaffungen, um Notlagen zu verhindern (StromVG Art. 9, Art. 22 Abs. 4). Die EiCom hat mehrere «Adequacy»-Berichte zur Versorgungssicherheit publiziert, und nachgewiesen, dass diese rein technisch dank ausländischen Kapazitäten nachgewiesen sei. Sie hat ebenfalls auf die Risiken hingewiesen, etwa wenn viele Kernkraftwerke in Frankreich gleichzeitig ausser Betrieb sind oder wenn der Rückgang an Kohlekraftwerken nicht durch neue Kapazitäten (inkl. Netzausbau) kompensiert wird.

Der Bundesrat kann in Notsituationen Sparmassnahmen und Strombeschaffungen dringlich verordnen und über einen Netzzuschlag finanzieren.¹⁴ Seine Kompetenzen sind gross, werden operativ aber nicht genutzt.

Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung 2008-2017

Um die Stromerzeugung aus umweltfreundlichen erneuerbaren Energien auszubauen, wurde parallel zur Marktöffnung die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt. Anlagen, die ab 2006 in Betrieb genommen wurden, erhielten anfänglich für eine Laufzeit von 20 bis 25 Jahren eine nach Grösse und Technik differenzierte Mindestvergütung für jede Kilowattstunde (kWh), die ins Netz eingespeist wurde.

Diese Leistungen galten für Strom aus Biogas und Biomasse (Holz), Geothermie, Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft (Anlagen bis 10 MW).

Finanziert wurde die KEV durch einen Netzzuschlag, der zu Beginn auf 0,6 Rp/kWh festgesetzt wurde. Mit den Einnahmen aus dem Netzzuschlag wurden noch weitere Leistungen finanziert: Bürgschaften für Geothermie-Bohrungen, wettbewerblich auszuschreibende Stromsparprogramme (nachfrage-seitig) und die sogenannte Mehrkostenfinanzierung (MKF) für Kraftwerke mit erneuerbaren Energien, die schon vor 2006 eine gesetzliche Mindestvergütung erhielten. Ab 2012 wurde 0,1 Rp/kWh Netzzuschlag für die Finanzierung von Gewässerschutz-Massnahmen zweckgebunden. 2012 und 2015 wurde der Netzzuschlag erhöht, zuerst auf 1,0 Rp/kWh, danach sukzessive bis auf 1,5 Rp/kWh im Jahre 2017. Ab 2015 finanzierte der Netzzuschlag die sogenannten Einmalvergütungen für kleine Photovoltaik-Anlagen (PV) bis 30 kW. Die Einmalvergütungen lösten die Einspeisevergütungen teilweise ab. Seit dem 1.1.2018 beträgt der Netzzuschlag 2,3 Rp/kWh.

¹⁴ StromVG Art. 9:

Art. 9 Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung

1 Ist die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mittel- oder langfristig erheblich gefährdet, so kann der Bundesrat unter Einbezug der Kantone und der Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen zur:

a. Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung;

b. Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten;

c. Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen.

2 Der Bundesrat kann wettbewerbliche Ausschreibungen für die Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung und die Beschaffung von Elektrizität durchführen. Er legt in der Ausschreibung die Kriterien fest in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

3 Bei der Elektrizitätsbeschaffung und beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten haben erneuerbare Energien Vorrang.

4 Entstehen aus den Ausschreibungen nach Absatz 2 Mehrkosten, so werden diese von der nationalen Netzgesellschaft mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze abgegolten. Die Abgeltung ist zu befristen.

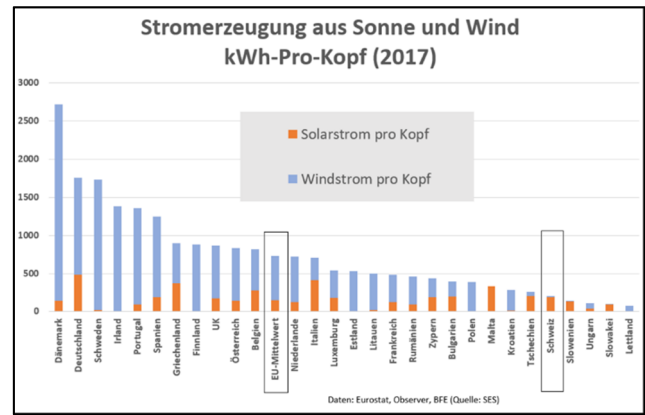
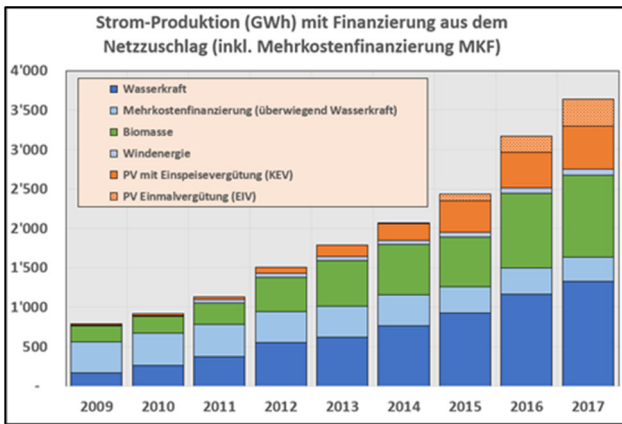


Abbildung 1 Stromerzeugung finanziert aus dem Netzzuschlag
Abbildung 2 Stromerzeugung pro Kopf aus Solar- und Windenergie im internationalen Vergleich
 Quelle: Stiftung KEV, Schweizerische Energie-Stiftung (SES)

Die KEV war ein Erfolg. Zwischen 2009 und 2017 vervielfachte sich die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien. Biomassekraftwerke und Wasserkraftwerke (<10 MW) zählten volumenmässig zu den grössten KEV-Empfängern. Beide Techniken galten bei Inkrafttreten der KEV als vergleichsweise kostengünstig. Die Bewilligungsverfahren waren für diese beiden Erzeugungsarten gut eingespielt.

Leistungen an Photovoltaik-Anlagen (PV) waren zu Beginn wegen der hohen Kosten auf ein kleines Kontingent (max. 5 % des Budgets) begrenzt. Der PV-Zubau erhöhte sich danach langsam dank sinkenden PV-Gestehungskosten, wurde dann aber ab 2015 erneut stark abgebremst. Sinkende Kosten erlaubten es, die Kontingente zu erhöhen. Die Zuteilung der Einspeisevergütungen für PV-Anlagen erfolgte nach dem System *first come first serve*. Nur ein kleiner Teil der insgesamt über 90'000 Anmeldungen erhielt eine Einspeisevergütung. Die neu geschaffene Einmalvergütung für Kleinanlagen bis 30 kW erfreute sich ab 2015 aus diesem Grund steigender Beliebtheit. Von 2008 bis 2017 stieg die Zahl der netzgekoppelten PV-Anlagen von 4160 auf 70'070 an.

Im Vergleich zum Ausland blieb der PV-Ausbau in der Schweiz trotzdem auf einem sehr bescheidenen Niveau. Die vom Bundesamt für Energie und vom Bundesrat rigoros gehandhabte Kontingentierung ermöglichte einen Ausbau im Umfang von 2,9 Prozent des Endverbrauchs bis 2017. Nur 22 Prozent der angemeldeten Photovoltaik-Leistung erhielt eine Einspeisevergütung. Diese Zurückhaltung war lange Zeit politisch gewollt, denn die PV-Kosten (Rp/kWh) lagen bis 2014 höher als für andere Technologien.

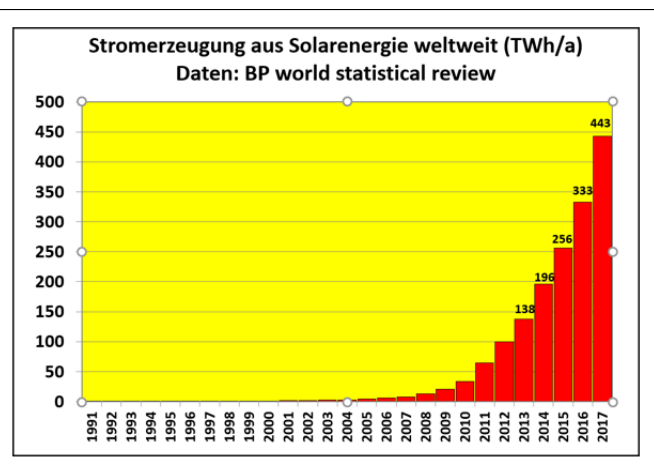
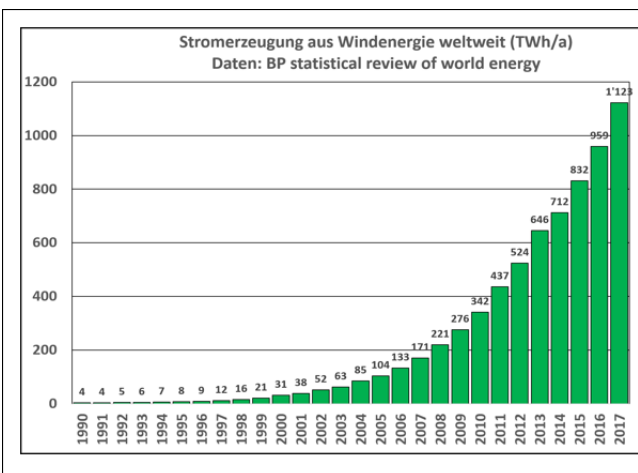


Abbildung 3 und 4 Dynamische Expansion der Windenergie und der Solarenergie weltweit
 (Quelle: BP Statistical review of world energy 2018)

Windenergie und Photovoltaik wachsen seit Jahren exponentiell und werden laut Prognosen bis 2050 mehr als die Hälfte des weltweiten Stromverbrauchs decken, vorab wegen stetig sinkender Gesteungskosten.¹⁵

Verglichen mit anderen Ländern liegt die Schweiz bei diesen Energiequellen auf den hintersten Rängen. Die Schweiz hat es aber verstanden, die Wasserkraft auszubauen und zu erhalten und spielte bei der technologischen Entwicklung der Photovoltaik keine unwesentliche Rolle.¹⁶ Seit 2008 sind die PV-Kosten um ca. 90 Prozent gefallen. Strom aus neuen PV-Anlagen ist heute kostengünstiger als Strom aus neuer Wasserkraft. Nun stellt sich die Frage, ob die Blockierung der Photovoltaik noch angemessen ist.

Das Bundesamt für Energie schätzt allein das PV-Potenzial *auf Dächern* auf 50 TWh. Dies entspricht mehr als 80 Prozent der aktuellen Landeserzeugung der Schweiz (2017).¹⁷ Von diesen Dachflächen wird heute weniger als 5% zur Energiegewinnung genutzt. Dazu kommen die noch ungenutzten Fassaden, sowie Infrastrukturen und Verkehrswege, die sich für eine nachhaltige PV-Nutzung eignen, ohne dass landwirtschaftliche Flächen oder Landschaften beeinträchtigt werden.

Photovoltaik ist anderen Technologien in vieler Hinsicht überlegen:

- Neue Wasserkraftwerke sind nicht ohne Beeinträchtigungen von Gewässern und Landschaften erstellbar. Die wirtschaftlich interessantesten Potenziale sind längst ausgeschöpft; ein Ausbau der Wasserkraft ist im Vergleich zur integrierten PV wirtschaftlich nur zu viel höheren Kosten möglich. *«Die durchschnittlichen, gewichteten Gesteungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte bei der Grosswasserkraft betragen rund 14 Rp./kWh¹⁸, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise»*, schrieb das Bundesamt für Energie 2017.¹⁹ Neue Wasserkraft ist somit ökonomisch und ökologisch mit weit höheren Kosten verbunden als neue PV. Bei vielen bestehenden Anlagen wurden die gesetzlichen Sanierungen zudem noch nicht abgeschlossen (Renaturierung, Restwassermengen) und es stehen technische Erneuerungen an.
- Die Windenergie soll laut Konzept des Bundesrates 4 TWh zur Stromerzeugung beitragen, stösst aber vielerorts ebenfalls auf Widerstand. Mit den von der «Umweltallianz» postulierten 400 Windkraftanlagen bis 2035 könnte dieses Ziel knapp erreicht werden, ob es realistisch ist, sei dahingestellt und hängt von vielen Faktoren ab.²⁰
- Biomasse und Biogas lassen sich wohl zur Stromerzeugung nutzen, stehen aber in Nutzungskonkurrenz zur Verwendung im Wärmesektor, wo sie effizienter und zu weit geringeren Kosten zu CO₂-Reduktionen beitragen könnten. Die hohen Kosten zur Stromerzeugung wurden inzwischen von der Eidgenössischen Finanzkontrolle kritisiert. Das Potenzial der Geothermie zur Stromerzeugung lässt sich nicht beziffern, weil wirtschaftliche Anwendungen nicht in Sicht sind.

Gesetzliche Ausbau-Ziele vermögen Kernkraftwerke nicht zu ersetzen

Die Ziele für erneuerbare Energien im Energiegesetz (Art. 2) sind ein Spiegelbild ihrer Entstehungszeit. Bis ca. 2014 waren erneuerbare Energien teurer als nichterneuerbare Energien. Die damaligen Preisverhältnisse haben die Botschaft des Bundesrates zur Energiestrategie 2035/2050 massgeblich beeinflusst. Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) wurde bis 2020 auf

¹⁵ <https://about.bnef.com/blog/batteries-boom-enables-world-get-half-electricity-wind-solar-2050/>

¹⁶ Heute repräsentiert durch die technischen Erfolge der Firma Meyer Burger

¹⁷ <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=72298>

¹⁸ 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

¹⁹ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien, 3, Januar 2017, Seite 15

²⁰ <http://www.umweltallianz.ch/de/themen/energiezukunft.html>

bloss 4,4 TWh und bis 2035 auf bloss 11,4 TWh festgelegt (Richtwerte ohne Wasserkraft).²¹ Die in den kommenden Jahrzehnten wegfallende Kernenergie mit einer Jahresproduktion von ca. 24 TWh (Zehn-Jahres-Mittel 2008-2017) soll nicht einmal zur Hälfte aus einheimischen erneuerbaren Energien ersetzt werden. Stromimporte, so die von Bundesrätin Doris Leuthard bekundete Meinung, seien günstiger und für die Versorgungssicherheit hinreichend.

Die Atombranche ihrerseits möchte ihre alten Anlagen, auch die unrentablen, noch möglichst lange weiter betreiben. Ihre Einflussnahme auf Parteien, Bundesrat und Parlament ist nach wie vor sehr bedeutsam. Ab 2006 planten die AKW-Betreiber drei neue «Ersatzkernkraftwerke» mit zeitgemässen Sicherheitsvorkehrungen, um die bestehenden Anlagen zu ersetzen. Diese Pläne wurden nach dem Unfall von Fukushima unrealistisch, denn die zu erwartende Referendumsabstimmung wäre kaum zu gewinnen gewesen.

Bundesrat und Parlament erkannten dies und beschlossen 2011 konsequenterweise, den Bau von neuen Atomkraftwerken in der Schweiz zu verbieten. Damit wurde der Weg frei gemacht für den Zubau von erneuerbaren Energien. In der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017 wurde diese Weichenstellung, inklusive Erhöhung des Netzzuschlags um 0,8 Rp/kWh, von den Stimmberechtigten mit 58 Prozent Ja-Stimmen gutgeheissen.

Der eigentliche «Ausstieg» aus der Atomenergie lässt aber weiter auf sich warten. Das Energiegesetz enthält weder Restlaufzeiten noch Restlaufmengen wie in Deutschland. Alte Atomanlagen sollen «so lange in Betrieb bleiben wie sie sicher sind», so die Sprachregelung der Landesregierung, die mit dieser Formel suggeriert, es gäbe beim Weiterbetrieb keine Rest-Risiken.

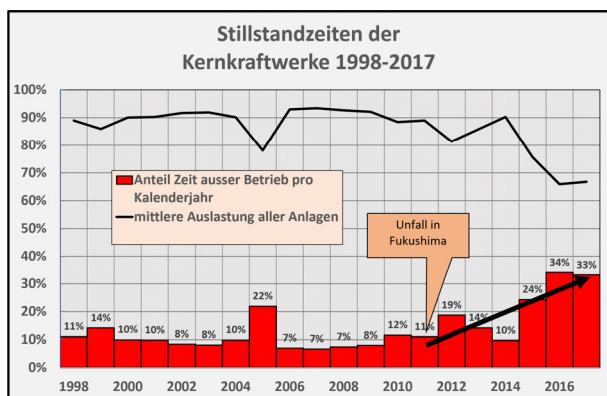


Abbildung 5 Stillstandzeiten Kernkraftwerke 1998-2017

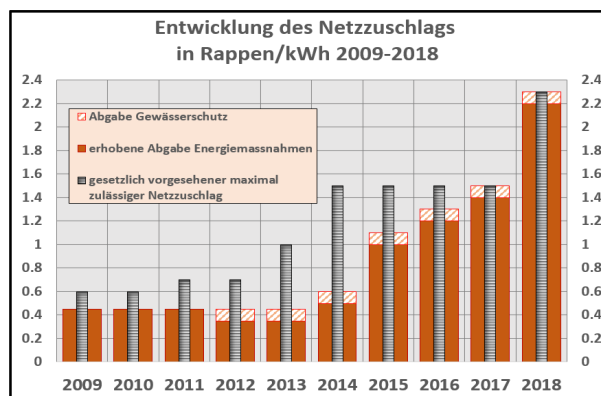


Abbildung 6 Höhe des Netzzuschlags 2009-2018

Quelle: Bundesamt für Energie / Pronovo / Stiftung KEV

Die Produktion von Atomstrom verläuft trotz dieses aufgeschobenen Ausstiegs rückläufig. Die Stillstandzeiten, die im langjährigen Durchschnitt unter 10 Prozent der Jahreslaufzeit betragen, erhöhten sich durch technische Ausfälle auf bis zu 34 Prozent (2016) (Abbildung 5).

Die Alterung und die veralteten Sicherheitstechniken reduzieren die Sicherheit. Die Stresstests nach europäischen Normen ab 2011 ergaben, dass das Kernkraftwerk Mühleberg nicht über die gesetzlich erforderliche Notkühlung verfügte, ohne dass dies von der Aufsichtsbehörde ENSI bemerkt wurde. Statt die Anlage ausser Betrieb zu nehmen und nachzurüsten kündigten die Betreiber 2013 an, das Werk bis Ende 2019 laufen lassen zu wollen und dann definitiv zu schliessen. Die Aufsichtsbehörde ENSI²² genehmigte dies, ohne die gesetzlich vorgeschriebene Notkühlung durchzusetzen. Ab 2020

²¹ Energiegesetz Artikel 2; Kernkraftwerke Zehnjahres-Mittelwert 2008-2017: 24,043 TWh, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017

²² ENSI = Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat

wird nun eine nukleare Inland-Jahresproduktion von 2,9 TWh im Schweizer Netz wegfallen, entsprechend rund fünf Prozent der Landeserzeugung.

Die Aufsichtstätigkeit des ENSI ist seit Jahren umstritten; ungenügende Sicherheitsvorkehrungen bilden Gegenstand von Gerichtsklagen gegen den Weiterbetrieb der Atomreaktoren Beznau I und II. Sollten diese Klagen Erfolg haben, würde sich die wegfallende jährliche Inlanderzeugung auf 8,5 TWh erhöhen, entsprechend 14 Prozent der Landeserzeugung (2017).

Netzzuschlag blieb lange Zeit nicht ausgeschöpft

Das Interesse am Bau und Betrieb von neuen Kraftwerken mit erneuerbaren Energien war und ist in der Bevölkerung sehr gross, solange sie sich wirtschaftlich gestalten lassen. Von über 90'000 Projekten landeten aber die meisten auf einer «Warteliste», weil offiziell «das Geld fehlte».

Wegen der hohen Zahl der Gesuche wurde der gesetzliche Netzzuschlag mehrmals erhöht. Die tatsächlich erhobene Abgabe blieb aber jahrelang hinter dem gesetzlichen Maximum zurück, weil viele Vergütungszusagen an Projekte erteilt wurden, die mangels Bewilligungen nicht realisiert werden konnten. Die blockierten Projekte verursachten einen «virtuellen» Kostenüberhang. Die Angst, diesen Verpflichtungen nicht nachkommen zu können, blockierte das ganze KEV-System, was den Effekt hatte, dass der effektiv erhobene Netzzuschlag künstlich tief gehalten wurde.

Erst ab 2014 traten gesetzliche Bestimmungen in Kraft, die teilweise zu einer Deblockierung führten. Von da an konnten baureife Anlagen an die Spitze der Warteliste springen und so die blockierten Projekte überholen, solange genügend Mittel im Netzzuschlagsfonds vorhanden waren, was stets der Fall war. Die Möglichkeit des «Springens» galt allerdings nicht für PV-Anlagen.

Für kleine PV-Anlagen (< 30 kW) wurde ab 2015 immerhin die sogenannte Einmalvergütung anstelle der Einspeisevergütung eingeführt, die eine sofortige Behandlung der ältesten Gesuche erlaubte. Unter Einmalvergütung versteht man einen einmaligen Investitionsbeitrag (max. 30 Prozent der Anlagekosten), der bei Inbetriebnahme einer Anlage geleistet wird. Zehntausende Projekte < 30 kW profitierten. Dank der Möglichkeit des Eigenverbrauchs konnten kleine Anlagen wirtschaftlich betrieben werden, ohne eine Einspeisevergütung pro kWh während 20 Jahren in Anspruch zu nehmen.

Die Einmalvergütungen konnten aus dem Netzzuschlag bezahlt werden, ohne die Zahlungsgarantien für die bewilligten, aber blockierten Projekte zu kompromittieren. Zudem wurde der tatsächlich erhobene Netzzuschlag ab 2015 schrittweise weiter erhöht. Er stieg bis 2017 erstmals auf das gesetzlich zulässige Maximum von damals 1,5 Rp/kWh (Abbildung 6).

Anlagen im KEV-System

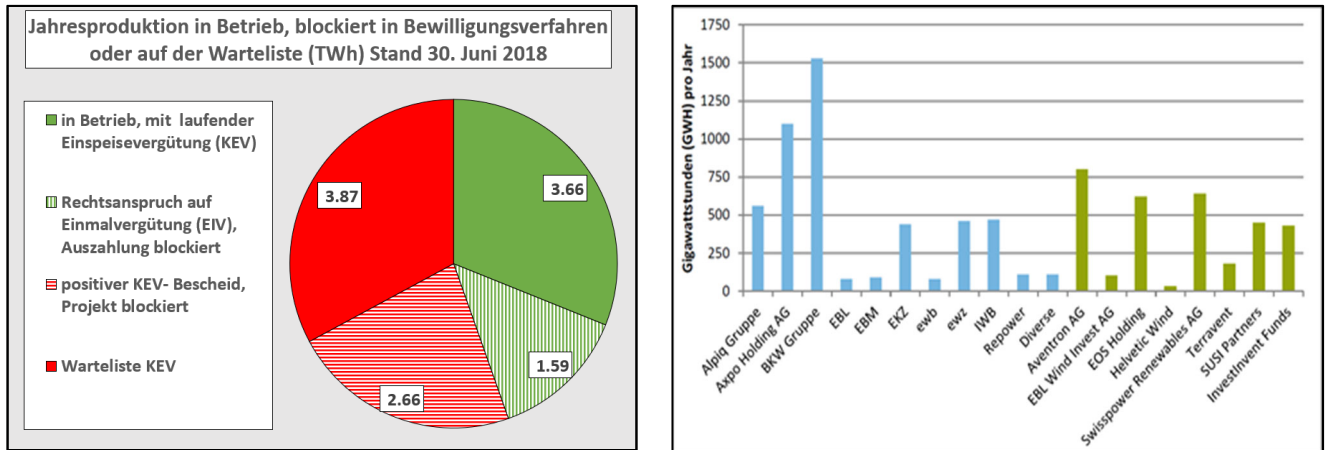


Abbildung 7 Stand der Warteliste und der Projekte mit Vergütungen (30. Juni 2018)
Abbildung 8 Investitionen von Netzbetreibern und Investoren aus der Schweiz im Ausland

(Quelle: Vollzugsstelle des Bundes (Pronovo), Energie-Zukunft-Schweiz 2018)²³

Stand 30. Juni 2018 gestalten sich die Leistungen und Gesuche für Mittel aus dem Netzzuschlag wie folgt;

- **47'394 erfolgreiche Projekte.** 12'707 Projekte erhielten eine kostendeckende Vergütung; sie erbringen eine kalkulierte Jahresproduktion von 3,31 TWh. Dazu kommen 34'687 PV-Anlagen mit einer Jahresproduktion von 0,34 TWh, die eine Einmalvergütung erhielten. Zusammen entstand so bis 2018 (Q2) eine Zusatzproduktion von 3,66 TWh, entsprechend 5,8 Prozent der Landeserzeugung von 2017.²⁴
- **676 blockierte Projekte mit KEV-Zuschlag.** 2.66 TWh potenzielle Produktion (4,3% des Landesverbrauchs) haben einen positiven KEV-Vergütungsbescheid erhalten, konnten bisher aber nicht realisiert werden (z.B. wegen fehlender Bewilligung).
- **1138 blockierte Projekte auf der Warteliste.** Eine veranschlagte jährliche Stromproduktion von 3,87 TWh (6,3% der Landeserzeugung) blieb mangels Vergütungszusage auf der KEV-Warteliste blockiert (Stand 2018-Q2).
- **22'453 blockierte PV-Projekte mit Anspruch auf Einmalvergütung.** 1,59 TWh potenzielle Produktion sind auf der Warteliste für eine Einmalvergütung registriert. Darunter dürften sich auch viele Grossanlagen befinden, die besonders günstig wären, aber ohne Einspeisevergütung nicht realisiert werden können.

Als Reaktion auf die schwierigen Investitionsbedingungen verlagerten viele Netzbetreiber ihre Investitionen ins benachbarte Ausland, wo es eine «attraktive Vergütung für den erzeugten Strom, tiefere Gestehungskosten, mehr bewilligungsfähige Standorte und gute Energieverfügbarkeit» gibt.²⁵ Die Jahresproduktion dieser «Schweizer Kraftwerke mit Standort im Ausland» belief sich Ende 2017 auf 8.3 TWh und war mehr als doppelt so gross wie die tatsächliche Neuproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland, die aus dem Netzzuschlag mitfinanziert wurde (Abbildung 8, blau im Bild die Investitionen der Netzbetreiber, grün die Investitionen Privater).

Die ambivalente Politik von Parlament und Bundesrat trugen der «Energiestrategie 2050» den Ruf ein, in Wahrheit eine Importstrategie zu sein. Die Schweiz war lange Zeit Stromdrehscheibe Europas. Importe und Exporte gehören zum Tagesgeschäft, hielten sich aber stets die Waage. Neu am Plan des Bundesrates ist die Tatsache, dass die laufenden Kernkraftwerke je nach Betriebsverlauf bis 2035 nicht durch einheimische Produktion ersetzt werden.

²³ Aeneas Wanner, Michael Arnold: Investitionen in Erneuerbare-Energie-Anlagen Schweizer Energieversorger und institutionelle Investoren, Energie Zukunft Schweiz (EzS), 7. September 2016

²⁴ Angaben KEV-Cockpit (Pronovo), Gesamtenergiestatistik

²⁵ https://energiezukunftschweiz.ch/wAssets/docs/hkn-neue-energie/2018_Bericht_Investitionen_EE_Update_FEB_V2.pdf

Eine Importstrategie ist mit Versorgungsrisiken verbunden – darauf weist die ECom regelmässig hin.²⁶ Tatsache ist aber auch, dass es in der Schweiz Tausende von Projekten für sauberen Strom gibt, die noch immer blockiert sind, mangels Bau-Bewilligung oder mangels Finanzierungszusage durch das BFE. Würde man die kostengünstigsten Projekte ohne Hürden finanzieren und die Wartezeiten auf maximal ein Jahr beschränken, liesse sich die «Stromlücke» aus einheimischen Energiequellen problemlos schliessen. Ganz offensichtlich fehlt dafür der politische Wille. Die Bundesverwaltung ist dafür mitverantwortlich, denn bestehende Handlungsspielräume werden nicht genutzt oder einseitig zulasten einzelner Techniken ausgelegt, die wenig zur Schliessung der Produktionslücken beitragen.

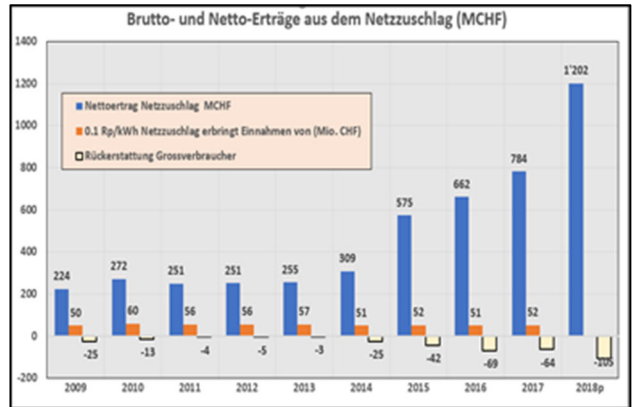
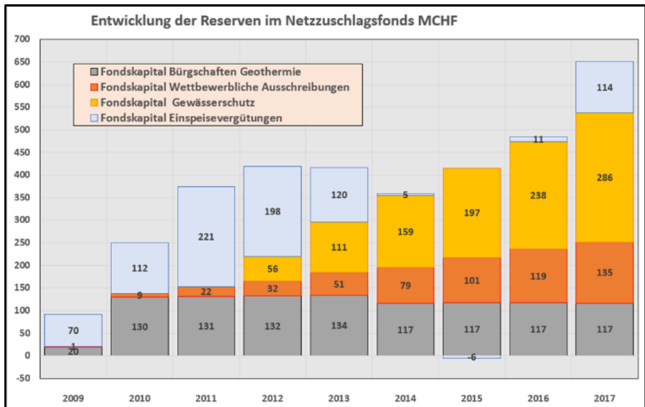


Abbildung 9 Reserven im Netzzuschlagsfonds

Abbildung 10 Nettoertrag Netzzuschlag und Rückerstattung an energieintensive Betriebe

Quelle: Stiftung KEV/ Pronovo / Gesamtenergiestatistik

Die Finanzreserven im Netzzuschlagsfonds stiegen zwischen 2009 und 2017 auf über 650 Mio. CHF (Abbildung 9). Ein Teil davon (286 Mio. CHF) ist gesetzlich zweckgebunden für den Gewässerschutz, wo ein steigender Mittelbedarf erwartet wird. Mit jeder neuen Erhöhung des Netzzuschlags (2012, 2015 und 2018) wurde auch der Kreis der energieintensiven Betriebe erweitert, die ganz oder teilweise von der Abgabe ausgenommen sind. Die Rückerstattungen stiegen von 2009 bis 2017 von 4,9 Prozent (2010) auf 7,5 Prozent (2017) der Einnahmen (Abbildung 10).

«Wartelisten-Politik» 2009-2018

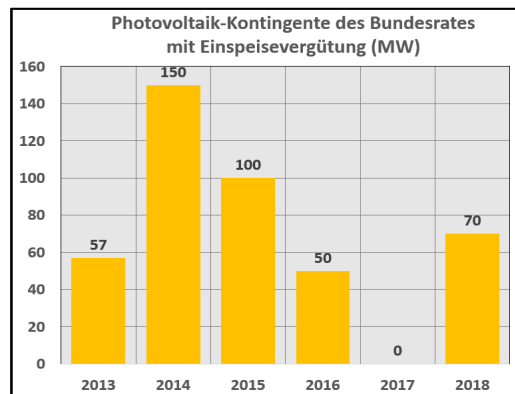
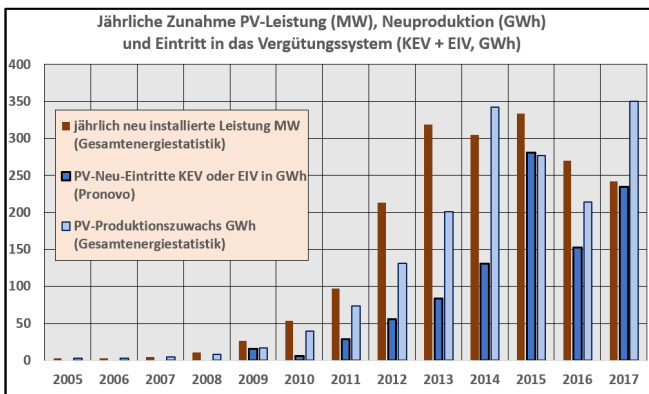


Abbildung 11 neu installierte Leistung und Neuproduktion aus Photovoltaik 2005-2017

Abbildung 12 Kontingente für PV-Anlagen mit Einspeisevergütung (KEV) 2013-2018

Quelle: Gesamtenergiestatistik, Bundesamt für Energie

²⁶ ECom Jahresbericht 2015 und 2016

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verlief in der Schweiz un stetig. Anmeldungen für eine KEV hatten nur in der Periode zwischen 2008 und 2011 eine intakte Chance, eine Einspeisevergütung über 20 Jahre oder länger zu erhalten. Dies galt für nahezu alle für die KEV zugelassenen Technologien (Wasserkraft, Windenergie, Biomasse, Geothermie und Photovoltaik). Ab 2012 sank die Wahrscheinlichkeit rapide, von den gesetzlich festgelegten Vergütungen noch zu profitieren.

Ab 2010 gingen weit grössere Photovoltaik-Kapazitäten in Betrieb, als aus dem gesetzlichen KEV-Budget finanziert werden konnten. Viele Investoren bauten ihre Solarstromanlagen auf Zusehen hin ohne Vergütungsbescheid und hofften, später nachzurücken. Für sie galt rechtlich gesehen die Höhe der Einspeisevergütung im Jahr der Inbetriebnahme; allerdings wurde die Zeit auf der Warteliste nicht vergütet. Die Laufzeit der KEV-Leistungen wurde schrittweise verkürzt: ab 2014 von 25 auf 20 Jahre, ab 2018 von 20 auf 15 Jahre.

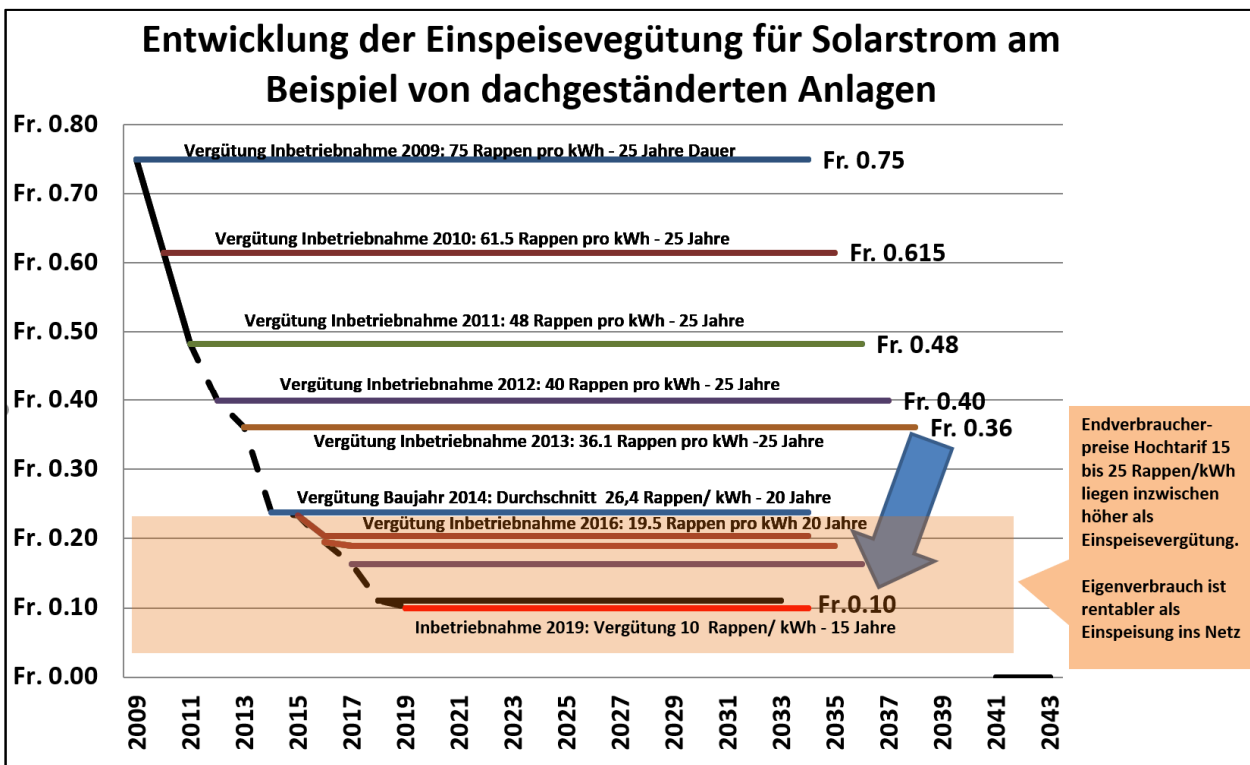


Abbildung 13 Höhe und Laufzeit der Einspeisevergütungen für kleine PV-Anlagen

Quelle: Energieverordnung (Darstellung Rechsteiner)

Massenproduktion und technischer Fortschritt führten zum Preiszerfall für Solarmodule und Wechselrichter. Die Höhe der Einspeisevergütung sank von 75 Rp/kWh (2009) auf nurmehr 10 Rp/kWh (ab 2019).

Erfolgreiche Einmalvergütung

Tab. 4: Geförderte/abgerechnete KLEIV- / GREIV-Anlagen				
Status	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Förderkosten ² [TCHF]
Bisher. EIV	34'472	358	339'064	313'988
KLEIV abgerechnet	215	4	3'813	4'457
GREIV abgerechnet	-	-	-	-
Gesamt	34'687	362	342'877	318'445

Tab. 5: KLEIV-Abbauliste / GREIV-Warteliste				
Status	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Förderkosten ² [TCHF]
KLEIV	17'760	313	30'1166	260'617
GREIV	4'693	1'329	1'286'998	851'343
Gesamt	22'453	1'642	1'588'164	1'111'960

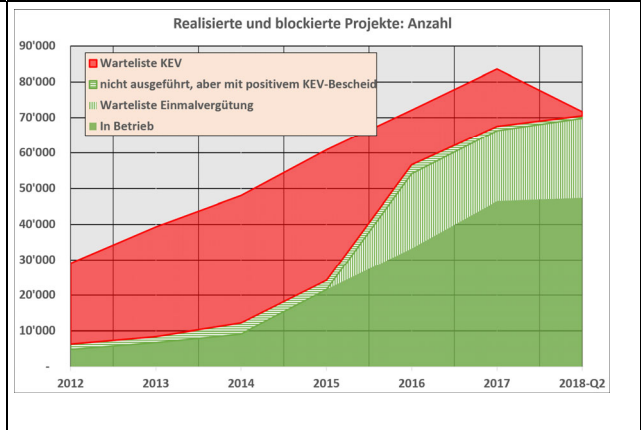


Abbildung 14 Projekte mit Einmalvergütungen: realisierte Anlagen und Warteliste (Stand 2018 Q2)

Abbildung 15: Anzahl Projekte im KEV / EIV-System

Quelle: Pronovo

Dank der Einführung der Einmalvergütung war es möglich, ab 2015 eine grosse Zahl von PV-Kleinanlagen < 30 kW auf der Warteliste zu berücksichtigen. Die Zahl der positiven Bescheide stieg zwischen 2012 und 2017 von weniger als 5000 auf über 45'000. Von den insgesamt 80'000 bis 90'000 Projekt-Anmeldungen, die bei Swissgrid/Pronovo eingingen, schieden 9925 Anlagen wieder aus oder wurden zurückgezogen. Ein grosser Teil dieser Anlagen hatte ohne KEV keine wirtschaftlichen Perspektive mehr – die Einmalvergütung reichte (mangels Eigenverbrauchs) oft nicht aus, um die Rentabilität zu sichern.²⁷ Bis Mitte 2018 erhielten rund 47'000 PV-Anlagen eine Einmalvergütung oder eine Einspeisevergütung, also etwa die Hälfte aller bisherigen Anmeldungen.

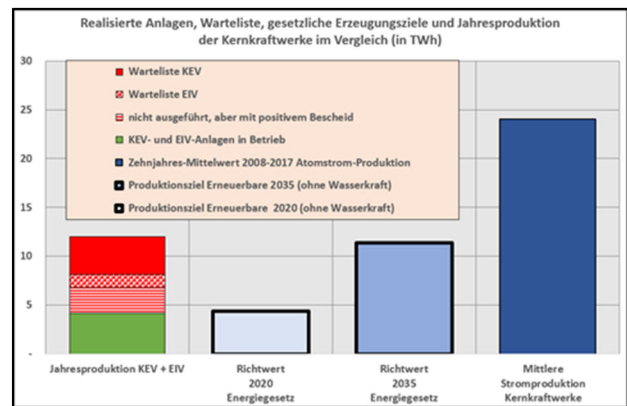
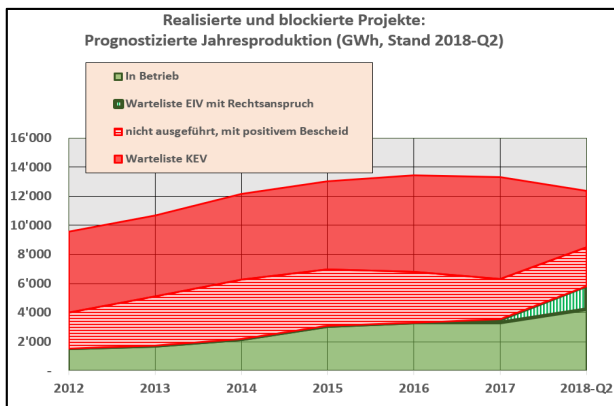


Abbildung 16 Realisierte und blockierte Projekte: Jahresproduktion

Abbildung 17 Realisierte und blockierte Projekte: Prognostizierte Jahresproduktion (GWh)

Quelle: Pronovo, Energiegesetz, Schweizerische Elektrizitätsstatistik

Bei der Betrachtung der potenziellen Jahresproduktion zeigt es sich, dass insbesondere die grossen Projekte blockiert sind – das sind in der Regel die Kraftwerke mit den tiefsten Gestehungskosten. Zählt man alle realisierten und blockierten Projekte im KEV- und EIV-System zusammen, beträgt die potenzielle Jahresproduktion 12,35 TWh. Hätte man sie alle genehmigt und realisiert, wäre die Stromerzeugung aus Kernenergie von 24,0 TWh theoretisch zur Hälfte ersetzt.²⁸ Per 30. Juni waren

²⁷ Pronovo: Stand 2. Quartal 2018, KEV Cockpit Q2

²⁸ Angaben Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017. Dieser Wert ist theoretischer Art, weil massgeblicher ein Teil der Projekte die gesetzlichen und wirtschaftlichen Bedingungen (Gewässerschutz, Landschaftsschutz, Grösse der Anlage) inzwischen klar nicht mehr erfüllt (gilt vorab für Geothermie, kleine Wasserkraft, Windenergie). Andererseits würde eine raschere Finanzierung von PV-Anlagen wohl einen Anstieg der Neu-Anmeldungen bewirken, weshalb die Grössenordnung von 12 TWh Zusatzproduktion über alle Technologien betrachtet durchaus relevant ist.

von den 12,35 TWh 34 % in Betrieb, 22% mit positivem Bescheid in Bewilligungsverfahren blockiert, 13 % warten auf eine Einmalvergütung und weitere 31 % warten auf einen KEV-Bescheid.

Der im Energiegesetz angestrebte Richtwert für 2035 – Zusatzproduktion *ohne* Wasserkraft – von 11,4 TWh könnte mit der angemeldeten Nicht- Wasserkraft-Produktion von 8,9 TWh schon bis 2020 zu knapp 80 Prozent erreicht werden, wenn die Projekte in den Besitz der nötigen Genehmigungen gelangen würden (Abbildung 17).

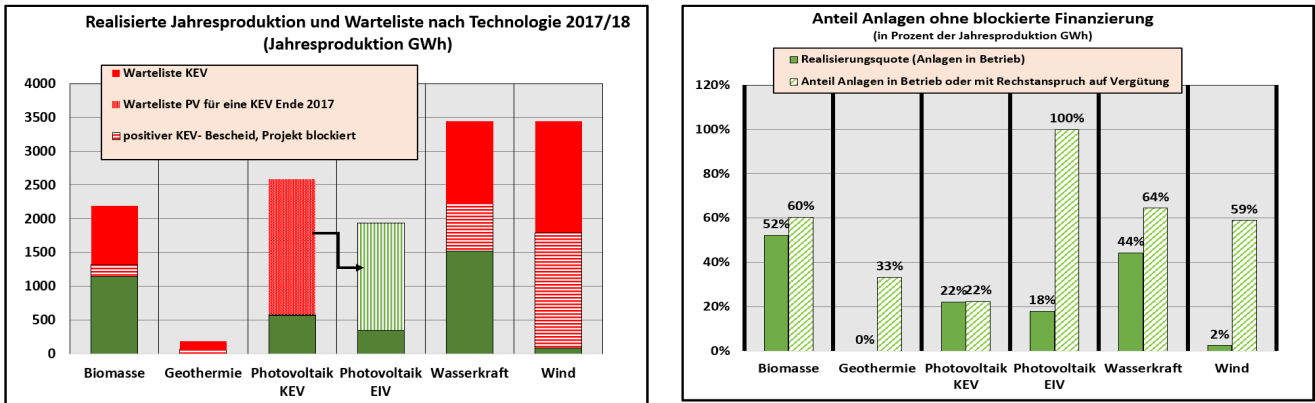


Abbildung 18 Zusammensetzung der Warteliste

Abbildung 19 Realisierungsquote inkl. Anteil Anlagen mit Rechtsanspruch aus Vergütung

Quelle: Vollzugsstelle (Pronovo)

Die für eine KEV angemeldeten Projekte waren je nach Technologie sehr unterschiedlich erfolgreich.

Geothermie ganz unten. Die Geothermie weist die tiefste Wahrscheinlichkeit einer Realisierung auf. Keine einzige Anlage ist in Betrieb, obschon 33% der angemeldeten Strom-Produktion schon früh einen positiven Vergütungsbescheid erhalten hatte.

Biogas/Biomasse sehr erfolgreich. Biomasse-Projekte waren mit 52% realisiertem Produktionsanteil die erfolgreichste Technologie gemessen an der angemeldeten Zusatzproduktion. Einen positiven Bescheid erhielten 60% aller Anlagen.

Wasserkraft mit Zusatzproduktion von 1 TWh. Die Wasserkraft < 10 MW hat mit einer ausgewiesenen Produktion von 1,5 TWh statistisch betrachtet den grössten Produktionserfolg realisieren können. In diesen Angaben sind allerdings auch Erneuerungen und Erweiterungen bereits bestehender Klein-Wasserkraftwerke enthalten. Die Zusatzproduktion seit 2006 beträgt netto weniger als 1 TWh.²⁹ . Die Realisierungsquote gemessen an der angemeldeten Zusatzproduktion liegt mit 44% an zweiter Stelle hinter Biogas/Biomasse.

Windenergie kämpft um Standort-Bewilligungen. Die Windenergie weist in absoluten Zahlen am meisten Anmeldungen (452) auf, die eine KEV-Zusage erhalten haben. Nur 39 Anlagen wurden realisiert. Viele Anlagen stecken in Bewilligungsverfahren fest und werden unter Ausschöpfung aller Rechtsmittel von spezifischen Interessengruppen auch dann bekämpft, wenn die Anliegergemeinden die Aussonnungen in Volksabstimmungen bewilligt haben. Ob das revidierte Energiegesetz den Bewilligungsstau dank dem «guichet unique³⁰» beseitigen hilft, muss sich zeigen.

Photovoltaik mit KEV am stärksten ausgebremst. Nur 22 Prozent der angemeldeten Produktion aus Photovoltaik-Anlagen erhielten eine Einspeisevergütung; praktisch alle Anlagen mit einem positiven Bescheid gingen danach auch tatsächlich in Betrieb. Die Technologie ist robust, rasch erstellt und genießt enormen öffentlichen Rückhalt, wurde aber über lange Zeit am stärksten «gedecktelt».

²⁹ Siehe Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2017, Faktenblatt vom 27. August 2018, basierend auf öffentlich zugänglichen Daten der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA), <https://wa21.ch/themen/wasserkraft/faktenblaetter>

³⁰ <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=71333>

Photovoltaik mit Einmalvergütung (EIV) erfolgreich. An die Stelle der KEV trat ab 2015 die Einmalvergütung. Auf eine Einmalvergütung besteht seit dem 1. Januar 2018 sogar ein formeller *Rechtsanspruch*, der nur dann nicht wirksam wird, wenn der Netzzuschlagsfonds nicht über ausreichende Mittel verfügt (EnG Art. 24 Absatz 1).

Allerdings setzt das Bundesamt für Energie seine Politik der langen Wartezeiten auch für die Einmalvergütung fort. Kleine PV-Anlagen (KLEIV < 100 kW) sollen noch immer zwei Jahre auf eine Auszahlung warten müssen; grosse Anlagen (GREIV >100 kW), die sich zum Teil schon viele Jahre auf der Warteliste befinden, sollen bis zu sechs Jahre lang weiter auf eine Auszahlung warten. Viele KEV-Anlagen auf der Warteliste wurden am 1. Januar 2018 von Pronovo in die Einmalvergütung (EIV) umgebucht (Pfeil in Abbildung 18).

KEV-Anmeldungen von PV-Anlagen, die nach dem 30. Juni 2012 eingereicht wurden, haben laut BFE keine Chance mehr, ins KEV-System aufgenommen zu werden. Diese starke Restriktion, die von der BFE-Geschäftsleitung ohne gesetzliche Grundlage und ohne Beschluss des Bundesrates beschlossen wurde, wurde vom BFE allerdings erst im März 2018 kommuniziert.³¹ Antragsteller werden auf die Einmalvergütung hingewiesen – die einzige Möglichkeit für Anlagen bis 100 kW, einen Beitrag aus dem Netzzuschlag zu erhalten. Für die KEV-Gesuchstellenden mit Grossanlagen (>100 kW) ist die Frustration gross, wenn sie bereits vor langer Zeit erstellt wurden oder wenn sie standortbedingt über keine Möglichkeiten verfügen, ihre Erträge durch Eigenverbrauch oder Direktverkäufe vor Ort zu verbessern. Sie haben sich nach der Volksabstimmung vom Mai 2017 eine Lockerung der Restriktionen erhofft, umso mehr als die Einspeisevergütungen ab 2019 mit 10 Rp/kWh tiefer liegen als die Kosten jeder anderen Technologie und bei einem Marktpreis von 5 bis 6 Rp/kWh nur noch Einspeiseprämien von 4 bis 5 Rp/kWh zulasten des Netzzuschlag erfordern – ein Bruchteil der Kosten von neuen Wasserkraftwerken oder Biogas/Biomasse-Verstromungen.

Bundesrat und Bundesamt für Energie fahren aber einen anderen Kurs im Umgang mit Photovoltaik: Ab Januar 2018 wurde die minimale Leistung einer PV-Anlage für die Zulassung ins KEV-System auf 100 kW erhöht. So wurden alle kleineren Anlagen in die Einmalvergütung abgedrängt, wo die Belastung für den Netzzuschlagsfonds geringer ausfällt als mit der wiederkehrenden Einspeisevergütung.

Wie gross die KEV-Kontingente für Grossanlagen (> 100 kW) langfristig ausfallen werden, ist derzeit nicht absehbar. Neue Anlagen werden auf jeden Fall keine mehr ins KEV-System aufgenommen. Bei der Finanzierung der besonders kostengünstigen PV-Grossanlagen beschränkt man sich demnach auf das Abarbeiten alter Anmeldungen, die vor 2013 eingereicht wurden. Für 2018 bewilligte das Bundesamt für Energie ein Kontingent mit einer «Leistung zwischen 65 bis 70 MW», wovon nur 20 MW noch nicht realisiert waren.³² Unter diesen Bedingungen sind Innovationen, inklusive vermehrte Ausrichtung der Produktion auf das Winterhalbjahr, faktisch für viele Jahre völlig unmöglich!

³¹ Bundesamt für Energie: Förderung der Photovoltaik, Faktenblatt, Version 1.1 vom 20. März 2018

³² Bundesamt für Energie: Kontingente 2018, Einspeisevergütung (KEV) sowie Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen, Faktenblatt vom 20. März 2018

3. Neue Finanzierungsmodelle seit 1. Januar 2018

Mit dem revidierten Energiegesetz wurde der Netzzuschlag ab 1. Januar 2018 auf 2,3 Rp/kWh erhöht; diese Höhe des Netzzuschlags gilt solange «bis der Mittelbedarf infolge des Auslaufens der Unterstützungen nach Artikel 38 abnimmt».³³

Das revidierte Energiegesetz sieht neue Finanzierungen vor; erstmals erhält auch die Grosswasserkraft Unterstützungsleistungen aus dem Netzzuschlag. Manche andere Technologie, die bisher einen Rechtsanspruch auf Einspeisevergütungen hatte, erhält ab 2018 nur noch einmalige Investitionsbeiträge. Neueintritte in das Einspeisevergütungssystem sind nur noch bis Ende 2022 möglich (Sunset-Klausel³⁴). Die neuen Leistungen gestalten sich wie folgt:

Neuregelung Finanzierung aus dem Netzzuschlag	Veränderung	Mehrkosten in 2018 geschätzt Mio. CHF
PV-Anlagen von 30 bis 100 kW	Einmalvergütung anstelle von Einspeisevergütungen.	0
Erneuerung/Erweiterung Wasserkraftwerke <10MW	Investitionsbeiträge anstelle von Einspeisevergütungen	0
Biomasseanlagen	Nicht mehr im Einspeisevergütungssystem sind: Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (KVA), Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen. Sie können Antrag auf Investitionsbeiträge stellen.	0
Investitionsbeiträge an neue oder erweiterte Wasserkraftwerke >10 MW	Investitionsbeiträge beschränkt auf ein Budget von max. 0,1 Rp/kWh aus dem Netzzuschlag (ca. 50 Mio. CHF/a). Verschiedene Projekte sind in Planung, aber angesichts der volatilen Strompreise ist deren Realisierung unsicher. Im Jahr 2018 ist noch nicht mit hohen Ausgaben zu rechnen.	20
Einmalvergütung für PV-Anlagen bis 100 kW	Angesichts der reduzierten Zahl der berücksichtigten Anlagen durch das BFE (nur noch 6600 berücksichtigte Anlagen, im Jahr 2017 waren es 13'132) ist für 2018 nicht mit einer Erhöhung der Ausgaben über das bisherige Niveau (100 Mio. CHF im 2017) hinaus zu rechnen.	0
Pflicht zur Direktvermarktung	Alle Neuanlagen mit mehr als 100 kW Leistung und alle bestehenden Anlagen mit mehr als 500 kW Leistung müssen ihren Strom selber vermarkten. Sie erhalten keine Einspeisevergütung mehr, sondern eine Einspeiseprämien. Die Prämie entspricht der Differenz zwischen dem Markterlös (Referenzmarktpreis) und der Einspeisevergütung laut Energieförderverordnung.	0
Neuaufnahmen ins Einspeisevergütungssystem	Mit der Erhöhung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp/kWh erhalten manche der ältesten Anmeldungen auf der Warteliste eine Chance, in das Einspeisevergütungssystem aufgenommen zu werden.	50
Marktprämie für Betreiber von grossen Wasserkraftwerken	Maximal 0,2 Rp/kWh vom Netzzuschlag; grosse Wasserkraftwerke erhalten bei Produktionskosten über dem Börsenstrompreis eine Marktprämie von maximal 1 Rp/kWh. Aufgrund der grosszügigen Kalkulation erhalten zum Teil auch rentable Anlagen eine Marktprämie; eine Zweckbindung der Leistungen aus dem Netzzuschlag besteht nicht. Die Atomkonzerne Axpo und Alpiq können diese Gelder ohne Sanktionen zur Finanzierung defizitärer Kernkraftwerke verwenden.	100
Geothermie-Erkundungsbeiträge	Die Zahl der Gesuche wird nicht kommuniziert. Die Schätzung von 20 Mio. CHF bewegt sich nahe dem Niveau der bisher höchsten Jahresausgabe zwischen 2010 und 2017.	Ca. 20 (?)

Abbildung 20 neue Fördertatbestände und zu erwartende Mehrausgaben
(Schätzung Rechsteiner)

Das Ende der KEV für PV-Anlagen < 100 kW

Mit der Erhöhung der Untergrenze für eine KEV-Zusage auf 100 kW verloren über 30'000 PV-Anmeldungen ihre Rechtsansprüche auf Einspeisevergütungen.³⁵

³³ Schlussbestimmungen Energiegesetz Art. 72 Abs. 6: «Der Netzzuschlag steigt im Jahr nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes auf das Maximum von 2,3 Rappen/kWh und bleibt so lange auf dieser Höhe, bis der Mittelbedarf infolge des Auslaufens der Unterstützungen nach Artikel 38 abnimmt. Danach ist wieder der Bundesrat für die bedarfsgerechte Festlegung des Netzzuschlages zuständig (Art. 35 Abs. 3).» 2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.

³⁴ Art. 38 Energiegesetz

³⁵ Pronovo: KEV-Cockpit 4/2017

Sunset-Klausel: Geplantes Ende der KEV am 31. Dezember 2022

Der Gesetzgeber hat das Ende des Einspeisevergütungssystems gesetzlich bereits fest auf Ende 2022 terminiert. Das Bundesamt für Energie hat zudem allen KEV-Interessierten mitgeteilt, dass nicht einmal jene Projekte eine Einspeisevergütung erhalten, die vor Ende 2017 auf der Warteliste standen. Die Lancierung von neuen Projekten auf KEV-Basis bis 2023 ist somit reine Fiktion. Die aktuelle Gesetzgebung dient lediglich dem Abarbeiten alter Anträge und trägt wenig zur Weiterentwicklung neuer, tragfähiger Techniken bei.

Förderung	Anmeldung von Neuanlagen möglich bis
Einspeisevergütungen und Einspeiseprämien	31.12.2022
Marktprämien für Grosswasserkraft nach Artikel 30	31.12.2022
Einmalvergütung nach Artikel 25,	31.12.2030
Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27,	31.12.2030
wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32,	31.12.2030
Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien nach Artikel 33	31.12.2030

Abbildung 21 Befristung von Massnahmen nach neuem Energiegesetz (Sunset-Klausel, EnG Art. 38)

Überproportional hohe Absenkung der Einmalvergütung für 2019 geplant

Nach bisherigem Recht hatten die meisten PV-Anlagen Anspruch auf eine Einmalvergütung von max. 30 Prozent der Investitionskosten. Im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2018 sank die Einmalvergütung um rund 15 Prozent pro Jahr, parallel zu einer knapp ebenso starken Vergünstigung der Solarmodule.

Der Bundesrat will nun die Höhe der Einmalvergütung per 1. Januar 2019 in viel stärkerem Ausmass absenken als bisher. Die Einmalvergütung für angebaute und freistehende Anlagen soll auf einen Schlag um 30 Prozent, für dachintegrierte Anlagen um 33 Prozent gesenkt werden, ohne dass vergleichbar starke Preisreduktionen am Markt zu beobachten wären.³⁶

Für die angebauten und freistehenden Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze:									
Leistungs- klasse	Inbetriebnahme								
	1.1.2013-31.12.2013	1.1.2014-31.3.2015	1.4.2015-30.9.2015	1.10.2015-30.9.2016	1.10.2016-31.3.2017	1.4.2017-31.03.2018	1.04.2018-31.3.2019	ab 1.4.2019	
Grundbeitrag (Fr.)	1500	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	< 30 kW	1000	850	680	500	500	450	400	280
	<100 kW	750	650	530	450	400	350	300	280
	≥100 kW	700	600	530	450	400	350	300	280

Abbildung 22 Entwicklung der Einmalvergütung für freistehende und angebaute Anlagen

Quelle: UVEK/Bundesamt für Energie, Vernehmlassungs-Unterlagen vom 4. Juli 2018

36 UVEK/Bundesamt für Energie, Vernehmlassungs-Unterlagen vom 4. Juli 2018

Für integrierte Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, gelten die folgenden Ansätze:									
	Leistungs- klasse	Inbetriebnahme							
		1.1.2013–31.12.2013	1.1.2014–31.3.2015	1.4.2015–30.9.2015	1.10.2015–30.9.2016	1.10.2016–31.3.2017	1.4.2017–31.03.2018	1.4.2018–31.3.2019	ab 1.4.2019
Grundbeitrag (Fr.)		2000	1800	1800	1800	1800	1600	1600	1550
Leistungsbeitrag (Fr./kW)	<30 kW	1200	1050	830	610	610	520	460	310
	<100 kW	850	750	630	510	460	400	340	310

Abbildung 23 Entwicklung der Einmalvergütung für dachintegrierte PV-Anlagen inkl. Planung 2019

Quelle: UVEK/Bundesamt für Energie, Vernehmlassungs-Unterlagen vom 4. Juli 2018

Geringe Anhebung der Rückliefertarife

Der Bundesrat hat per 1. Januar 2018 die Rückliefertarife verbessert:³⁷ PV-Anlagen < 100 kW, die ihre Strom-Überschüsse ins Netz einspeisen, erhalten neu einen Rückliefertarif *in Höhe der vermiedenen Kosten des Netzbetreibers*.³⁸ Dies bedeutet, dass sich die Verteilnetzbetreiber bei der Vergütung nicht mehr am Preis an der Strombörse, sondern an ihren tatsächlichen Beschaffungskosten orientieren müssen.

Neue Absatzmöglichkeiten für Anlagen mit Eigenverbrauch

Als wichtige Verbesserung für PV-Anlagen zu werten ist die Möglichkeit des kollektiven Eigenverbrauchs (Eigenverbrauchsgemeinschaft) im direkten Umfeld des Standorts von Solarstromanlagen:

Mehrere Liegenschaften können sich über die grundbuchlichen Parzellengrenzen hinweg freiwillig zu einem Arealnetz zusammen schliessen und die Stromproduktion einer PV-Anlage gemeinsam nutzen. Der intern verkaufte Stromabsatz zu Bezugskosten verbessert die Rentabilität im Vergleich zur Einspeisung ins Netz, weil nicht der Grosshandelspreis, sondern die Bezugskosten der Endverbraucher (inkl. vermiedene Netzkosten und Abgaben) als Referenzgrösse für den Verkaufspreis von Solarstrom dienen.

Ist das Arealnetz so gross, dass der Jahresverbrauch 100'000 kWh übersteigt, ist das Kriterium des «Grossverbrauchs» erfüllt und die Eigenverbrauchsgemeinschaft erhält Zugang zum geöffneten Strommarkt.

³⁷ Es gilt neu Art. 19 Abs. 3 lit.a.: «Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.» und dazu ENV Art.12: Art. 12: «Vergütung: Können sich Produzentin oder Produzent und Netzbetreiber nicht einigen, so richtet sich die Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.»

³⁸ Für die «Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen» gemäss ENV müssten eigentlich die Tarife in der Grundversorgung den Massstab geben. Laut Stromversorgungsgesetz haben die Energietarife für gebundene Kunden auf einer Kostenträgerrechnung zu beruhen (StromVG Art. 6 Absatz 4) und spiegeln damit die Kosten der Beschaffung. Streitfälle entscheidet erstinstanzlich die EICom. Es liegen noch keine Entscheide vor.

Fortsetzung der restriktiven Wartelisten-Politik seit dem 1. Januar 2018

Die Warteliste der Vollzugsstelle (Pronovo) wies am 30. März 2018, also zur Zeit der Publikation der «Faktenblätter» des BFE über 20'000 Anlagen auf, die auf eine Einmalvergütung warteten.

Status	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	mittlere Anlagengrösse	einmalige Förderkosten [T CHF]
kleine PV-Anlagen (KLEIV)	17'760	313	301'166	18	260'617
grosse PV-Anlagen (GREIV)	4'693	1'329	1'286'998	283	851'343
Gesamt	22'453	1'642	1'588'164	73	1'111'960

Abbildung 24 Anzahl, Leistung, Grösse und erwartete Produktion der Anlagen auf der Warteliste für Einmalvergütungen 2018-Q2

Quelle: Cockpit 2/2018, Pronovo

Für die grossen «GREIV»-Anlagen auf der Warteliste kündigte das BFE am 20. März 2018 Wartefristen von sechs Jahren an, sodass ab 2019 maximal 230 MW pro Jahr – ein Sechstel der zum damaligen Zeitpunkt gemeldeten Leistung von 1424 MW auf der GREIV-Warteliste – eine Einmalvergütung erhalten werden. Dabei ist zu beachten, dass rund 40 Prozent dieser Anlagen bereits in Betrieb steht. Die Neuinstallation von Grossanlagen dürfte sich deshalb bei einer Fortschreibung dieser kleinen Kontingente unter 200 MW pro Jahr bewegen.

ften ein grosser Teil der Anlagen auf der Warteliste für Einmalvergütungen bereits in Betrieb ist, rechnet die Vollzugsstelle Pronovo mit einer geschuldeten Vergütung von 851 Mio. CHF für Grossanlagen und von 261 Mio. CHF für Kleinanlagen < 100 kW, insgesamt 1,1 Milliarden Franken (Stand Q2/2018). Würde es sich um Neuanlagen handeln, wären zu Vergütungssätzen von 2018 bloss 570 Mio. CHF erforderlich. Die Mehrkosten sind darauf zurückzuführen, dass für Anlagen in Betrieb jeweils die Höhe der Einmalvergütung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gelten.

Weiterhin sehr hohe Hürden auch für PV-Anlagen mit Einmalvergütung

Das BFE schreibt im «Faktenblatt» vom 20. März 2018:

«Gemäss aktueller Planung ist auch bei der Einmalvergütung mit längeren Wartezeiten für Neuanmeldungen ab dem 1. Januar 2018 zu rechnen. Bei der KLEIV beträgt die Wartezeit für Anlagen, die ab 2018 ihre Inbetriebnahme melden, rund 2 Jahre. Bei der GREIV ist für Neuanmeldungen ab 2018 mit einer Wartefrist von mindestens 6 Jahren zu rechnen.»

Und weiter:

Die Liquidität des Netzzuschlagsfonds erlaubt es, die Warteliste für Einmalvergütungen für kleine Anlagen (KLEIV) im Jahr 2018 wesentlich abzubauen:

- Bis Ende 2018 wird die KLEIV voraussichtlich für alle Anlagen ausbezahlt, die bis Mitte September 2015 in Betrieb gegangen sind. Das betrifft rund 6'600 Anlagen.
- 2019 wird die KLEIV voraussichtlich für alle Anlagen ausbezahlt, die bis Ende 2017 in Betrieb gegangen sind. Das betrifft rund 5'800 Anlagen.
- Anlagen, die erst 2018 in Betrieb gehen, müssen rund 2 Jahre auf die Auszahlung der KLEIV warten. Für Einmalvergütungen für grosse Anlagen (GREIV) stehen 2018 20 Millionen Franken zur Verfügung. Damit werden rund 40 MW Leistung gefördert. Die Wartezeit für Neuanmeldungen beträgt voraussichtlich mindestens 6 Jahre, weil zuerst die Anlagen auf der bestehenden Warteliste abgebaut werden. Der Abbau der Warteliste erfolgt nach Anmeldedatum.»

Verlauf der freigegebenen Kontingente

		PV-Kontingente mit Einspeisevergütung (KEV) MW		PV mit Einmalvergütung angekündigte oder vollzogene Finanzierung				total PV-Neu-Installationen	Neuzugänge auf der Warteliste	
		Leistung MW	Anzahl Anlagen	Auszahlungen an kleine PV-Anlagen mit Einmalvergütung (ab 2018: "KLEIV") MW	Anzahl Anlagen	grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung (GREIV) MW	Anzahl Anlagen	MW	KEV MW	EIV MW
vollzogen	vor 2013	121	4316					121	977	
	2013	57	1848					57	627	
	2014	150	2304					150	197	
	2015	100	2044	96	10287			196	292	
	2016	50	1051	112	10621			162	12	209
	2017	0	95	145	13132			145	-8	19
vom BFE angekündigt	2018p	70	95	100	6600	40	n.a	210	-2097	1414
	2019p			100	5800	230	800	330		
Prognose (Fortschreibung der Praxis 2018)	2020p			100	5800	230	800	330		
	2021p			100	5800	230	800	330		
	2022p			100	5800	230	800	330		
	2023p			100	5800	230	800	330		
	2024p			100	5800	230	800	330		
	total	548	11753	1053	75440	1420	4800	3021		1642

Abbildung 25 Anmeldungen und Finanzierung von PV-Anlagen durch das BFE

Quelle: Bundesamt für Energie, Geschäftsberichte Stiftung KEV, Fortschreibung Rechsteiner

Der angekündigte «wesentliche» Abbau von «6600 Anlagen» auf der Warteliste für kleine PV-Anlagen (KLEIV) im Jahr 2018 entspricht in Wirklichkeit einer starken Verringerung der Zahl der Vergütungen im Vergleich zum Vorjahr 2017.

Im Jahre 2017 erhielten 13'182 Anlagen eine Einmalvergütung, 2018 sollen es mit 6600 Anlagen nur noch halb so viele sein, und 2019 gar nur noch 5800. Dem ist gegenüberzustellen, dass die Zahl der eingereichten Anmeldungen zwischen dem 1. Januar und dem 31. Dezember 2017 von 80'592 auf 95'024 anstieg; es wurden somit – über alle Technologien – mehr als 1200 Neuanlagen pro Monat angemeldet und ein Abbau der Warteliste um 5800, wie es das BFE beabsichtigt, ist für die Reduktion der Wartezeiten völlig ungenügend.

Allerdings ist die mittlere Anlagengrösse gestiegen: die KLEIV gilt neu bis 100 kW statt wie bisher bis 30 kW. Insgesamt kommt jedoch eine anhaltend restriktive Praxis des BFE gegenüber der Photovoltaik zu Ausdruck, die angesichts der steigenden Liquidität im Netzzuschlagsfonds zu hinterfragen ist..

Wer im Jahr 2018 eine neue PV-Anlage erstellen will, soll nun bis 2020 warten, bei einer grossen PV-Anlage bis «mindestens» 2024, bis die Einmalvergütung ausbezahlt wird. Auf dem Papier werden so insgesamt rund 330 MW PV-Leistung pro Jahr finanziert. Wenn man davon jene über 600 MW an installierter Leistung in Abzug bringt, die bereits in Betrieb stehen,³⁹ dann belaufen sich die aus dem Netzzuschlag «sicher» finanzierbaren Neuinstallationen nur gerade auf 200 bis 250 MW pro Jahr, also eine Installationsrate, die noch unter den Werten vor der Volksabstimmung vom Mai 2017 liegt.

«Zurückhaltung beim Vollzug» war eines der Merkmale der bisherigen Praxis. Dies lässt sich anhand der folgenden Abbildungen aufzeigen:

³⁹ Schätzung Rechsteiner auf Basis der installierten Leistung gemäss Gesamtenergiestatistik

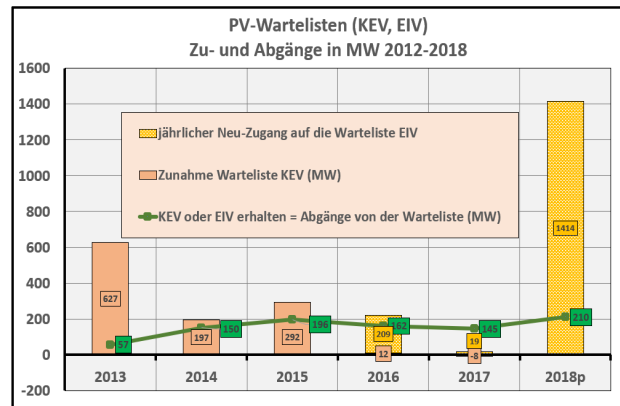
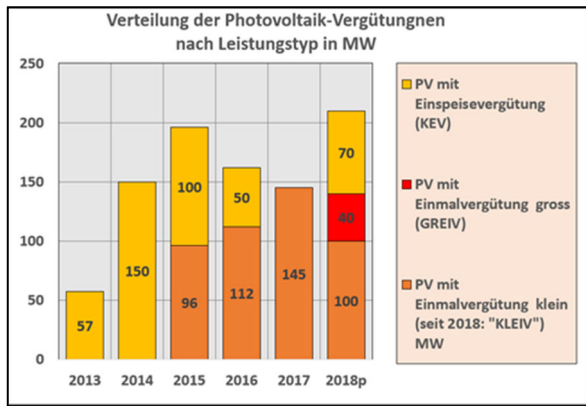


Abbildung 26 Verteilung der PV-Vergütungen nach Leistungstyp
Abbildung 27 Zu- und Abgänge auf der Warteliste in Megawatt

Quelle: Bundesamt für Energie / Pronovo EIV- und KEV-Cockpit

- Ab 2014 wurden die KEV-Kontingente für Photovoltaik immer kleiner, im 2017 lagen sie gar bei null. Für diese Restriktionen gab es jeweils einen Bundesratsbeschluss – sie waren also formal rechters, führten aber zu einem grossen Überhang an Anmeldungen ohne sichere Finanzierung.
- Ab 2015 hat das BFE die Mittel für die Einmalvergütung für Kleinanlagen jeweils mit rund 100 Mio. CHF dotiert. Im Jahr 2017 wurden – wohl als Kompensation für das Null-Kontingent für grosse KEV-Anlagen – «sogar» 145 Mio. CHF an Kleinanlagen ausgeschüttet. Als Folge davon brach der Markt für kostengünstigere Grossanlagen 2017 auf weniger als die Hälfte des Bisherigen ein.

Aufschlussreich ist Abbildung 27, welche die *Zugänge auf die Warteliste* (in MW) den *positiven Bescheiden* gegenüberstellt:

- von 2013 bis 2016 und 2018 waren die Neu-Anmeldungen (Zugänge auf der Warteliste) immer grösser als die Zusagen/Auszahlungen von KEV- oder EIV-Leistungen.
- Nur im Jahr 2017 wurde die Warteliste netto reduziert, nicht zuletzt, weil viele Projekte wegen des Endes der KEV für Anlagen < 100 kW zurückgezogen wurden.
- 2018 liegen die Neu-Anmeldungen nochmals um ein Vielfaches über den Genehmigungen des BFE, weil mehrere Zehntausend Gesuche ihren Rechtsanspruch auf KEV verloren und in die EIV umgebucht wurden. Die Zahl der tatsächlich bei Pronovo registrierten Neuanmeldungen ging hingegen stark zurück, von 1202 pro Monat im Jahre 2017 auf weniger als 250 Anmeldungen in den ersten sechs Monaten 2017.⁴⁰

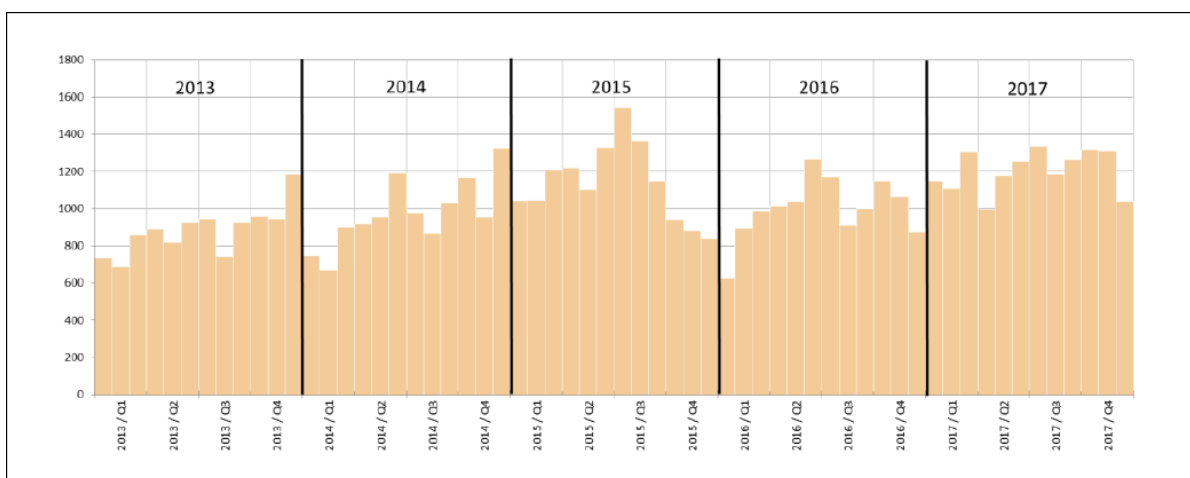


Abbildung 28 Neuanmeldungen von KEV- und EIV-Projekten bei Pronovo 2013-2017; im ersten Halbjahr 2018 sank die Zahl der Neuanmeldungen auf 253 pro Monat (minus 79%)

(Quelle: Pronovo Cockpit 2017/Q4)

⁴⁰ Siehe dazu KEV Cockpit 2016/4, 2017/4 und 2018/2 der Pronovo.

2017 kamen über 13'000 Einmalvergütungen zur Auszahlung. Trotzdem machte der Netzzuschlagsfonds 166 Mio. CHF Überschuss. «Die Liquidität des Netzzuschlagsfonds» wäre also durchaus gegeben gewesen, um 2018 eine mindestens so grosse Anzahl PV-Anlagen wie 2017 zu berücksichtigen und um den grossen Überhang an besonders kosteneffizienten Grossanlagen zu bezuschussen. Die Reserven im Netzzuschlagsfonds (inkl. Einnahmen-Überschuss 2018) hätten wohl sogar gereicht, um ab 2018 alle Einmalvergütungen innert Jahresfrist zu begleichen.

Die alte und neue Praxis des UVEK und des Bundesrates lässt nur einen Schluss zu: Offenbar will man die Photovoltaik bewusst klein halten. Die stark rückläufige Zahl der PV-Neu-Anmeldungen im Jahr 2018 (minus 79 Prozent in den ersten sechs Monaten) beweist auch, dass die Kombination aus

- Verzicht auf KEV-Preisgarantie,
- überproportionale Senkung der Einmalvergütung
- jahrelange Wartezeiten, gerade und ganz besonders für die kostengünstigsten Grossanlagen

ihre zermürbende Wirkung nicht verfehlt. Die Zahl der Gesuchsteller geht zurück und Photovoltaik, die günstigste Energiequelle für Sommer und Winterhalbjahr (wie noch zu zeigen sein wird) bleibt in der Schweiz so blockiert wie eh und je, obschon die Volksabstimmung von 2017 das Gegenteil nahelegen würde.

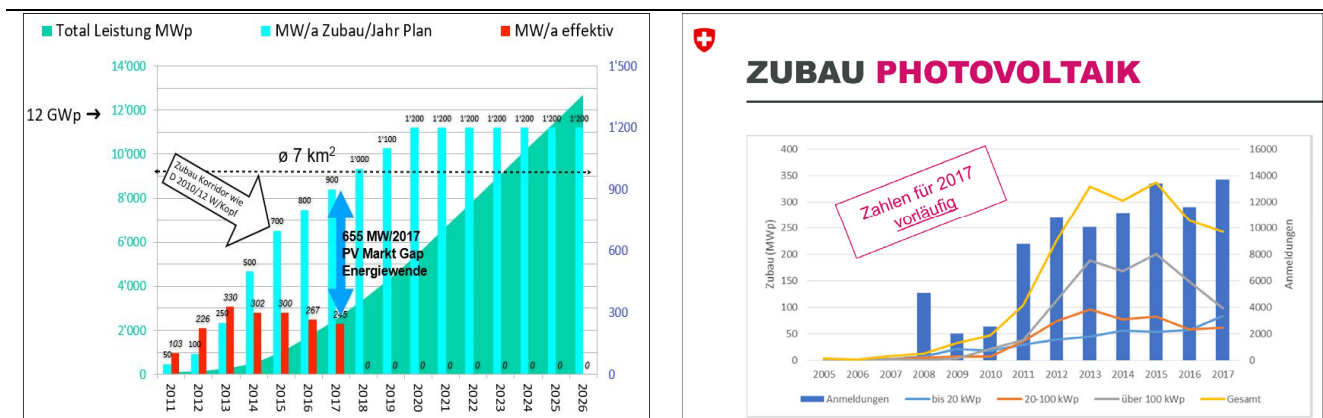


Abbildung 28a Zubaupfad für 20 Prozent Solarstrom (blau) und tatsächliche Neuinstallationen (rot)
Abbildung 28b stärkster Umsatz-Einbruch bei den kostengünstigen Grossanlagen seit 2015 (grau)

Quellen: EnergieSchweiz, Swissolar / Bundesamt für Energie

Diese «Politik der Abschreckung» ist umso unverständlicher als die Einmalvergütung keinerlei Folgekosten für den Netzzuschlagsfonds auslöst. Sie wäre zweifellos geeignet, die wegfallende Stromerzeugung als Ersatz der Kernkraftwerke zu ersetzen, ohne dass Standorte im offenen Gelände, eine Veränderung der Gewässer und Landschaften oder neue Netzausbauten grossen Umfangs nötig wären

Gemäss den „Faktenblättern“ des BFE sollen weiterhin lediglich 300 bis 350 MW an Neuanlagen pro Jahr eine Einmalvergütung oder eine Einspeisevergütung erhalten. Tausende williger Investoren werden so auf Dauer durch Vergütungsblockaden frustriert. Zugutehalten kann man dem BFE, dass es für viel teurere Technologien (z.B. Kleinwasserkraft, Biogas, Biomassekraftwerke) ebenfalls eine kostendämpfende Zulassungspolitik verfolgt, indem es die positiven Bescheide tief veranschlagt hat. Dennoch ist es ökonomisch widersinnig, ausgerechnet die inzwischen günstigste Option mittels Wartezeiten weiter zu verzögern. Weil es unmöglich ist, vor 2024 neue, grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch mit Einmalvergütung ans Netz zu bringen, werden auch versorgungspolitisch wichtige Pilotanlagen verhindert – zum Beispiel Grossanlagen auf Stauseen oder bi-faziale Solarmodule. Die erstklassige Schweizer PV-Forschung kann so im Inland gar nicht appliziert werden.

Fehlende Rechtmässigkeit der Verzögerungen

Eine Begrenzung der Ausschüttungen für die Einmalvergütung wäre zulässig, wenn im Netzzuschlagsfonds zu wenig Liquidität vorhanden ist. Ein Engpass der Liquidität liegt heute, nach der in der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017 gut geheissenen Erhöhung des Netzzuschlags um 0,8 Rp/kWh, eindeutig nicht vor. Was die Begrenzung der Auszahlung an einzelne Technologien anbelangt gilt Artikel 36 Energiegesetz. Dort heisst es in den Absätzen 2 bis 4:

2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten.

3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden.

4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.

Eine Blockierung der Auszahlung von Einmalvergütungen für kleine PV-Anlagen, wie das BFE sie derzeit handhabt, ist durch das Energiegesetz offensichtlich nicht gestützt.

- Weder fehlt die Liquidität im Netzzuschlagsfonds
- noch dürfen Kleinanlagen bis zu «einer zu bestimmten Leistung» kontingentiert werden (Art. 36 Abs. 3).

Die Zurückhaltung des BFE erweist sich als willkürliche Sparmassnahme ohne Rechtsgrundlage zu lasten der Photovoltaik, man muss hier von einer widerrechtlichen Diskriminierung sprechen. Kontingente für Investitionsbeiträge und Einmalvergütungen könnte das BFE tatsächlich beschliessen (zusammen mit Einschränkungen auch für andere Kraftwerks-Technologien gemäss Aufzählung im Gesetz); will das UVEK dies allein für die Photovoltaik tun, müsste es mindestens begründen, wo denn ein «Missverhältnis» zwischen den Kosten für Einmalvergütungen und für die übrigen Leistungen tatsächlich bestünde. Denn ein solches lässt sich heute keineswegs erkennen, ganz im Gegenteil, wie noch gezeigt wird (siehe weiter hinten). Und für kleine PV-Anlagen lässt das geltende Gesetz keinerlei Beschränkung oder Verzögerung der Auszahlungen zu, ausser bei fehlender Liquidität im Netzzuschlagsfonds, die zumindest heute und noch auf absehbare Zeit gerade nicht feststellbar ist.

Ausreichende Liquidität

Die Liquidität des Netzzuschlagsfonds belief sich Ende 2017 auf über 650 Mio. CHF, wovon laut Buchhaltung von Pronovo (zuvor KEV-Stiftung) 114 Mio. CHF für Einmalvergütungen und Einspeisevergütungen zweckgebunden thesauriert sind.

Weil ab 2018 zusätzliche Einnahmen von rund 400 Mio. CHF erzielt werden, werden die gesetzlich nicht gebundenen Reserven weiter stark ansteigen, solange keine anderen Bezuschussungen erfolgen. Die steigenden Strompreise führen zudem zu Entlastungen bei den bereits bestehenden Einspeisevergütungen.

Das Energiegesetz sieht nicht grundsätzlich vor, dass Anlagen mit **Einmalvergütung** auf eine Vergütung verzichten müssen, solange das nötige Geld im Fonds vorhanden ist. Kontingente gab und gibt es vorab für **Anlagen** mit Einspeisevergütung (Art. 36 Absatz 2), nicht aber für Anlagen mit Einmalvergütung. Wenn die Auszahlungen der Einmalvergütung für grosse Anlagen (GREIV) derart rigoros beschränkt wird, müsste das Bundesamt für Energie dies zumindest begründen. Für Kleinanlagen (KLEIV) sind solche Beschränkungen schlicht illegal.

Für Investitionsbeiträge an Grossanlagen der Wasserkraft bestehen laut den bekannten «Merkblättern» des BFE derzeit keine Beschränkungen. Diese müsste das Bundesamt für Energie zusätzlich erlassen, etwa um die gesetzliche Limite von 0,1 Rp/kWh für die grosse Wasserkraft einzuhalten, wenn es einen Ansturm auf diese Leistungen gäbe.

Die Einmalvergütungen für PV-Anlagen kennen aber **keine solche gesetzliche Limite bei der Finanzierung aus dem Netzzuschlagsfonds wie die Wasserkraft**; es war somit vom Gesetzgeber explizit vorgesehen, dass diese Einmalvergütungen einmalig und damit eben möglichst flexibel ausgeschüttet werden, solange nicht andere Techniken die laufenden Einnahmen des Netzzuschlagsfonds für sich in Beschlag nehmen.

Deshalb müsste das BFE jetzt, wo Liquidität besteht und neue dazu kommt, die Warteliste von PV-Anlagen viel entschiedener abbauen. Es besteht eine Pflicht, dies zu tun, denn Ziel der Bundesverfassung ist ja der Ausbau und nicht die Blockierung von erneuerbaren Energien. Die Richtwerte im Energiegesetz (Artikel 2) sind explizit Mindestziele, nicht etwa ein neuer Ausbaudeckel.

Beim jetzigen Tempo wird es nie gelingen, die Wartefrist auf eine vernünftige Zeitspanne zu verkürzen. Lange Wartefristen und immer neue Blockierungen würden ein Dauerzustand bleiben. Von einer «Energiewende» kann keine Rede sein, wenn, wie noch zu zeigen sein wird, ausgerechnet die spezifisch günstigsten Leistungen mutwillig blockiert werden, darunter solche mit überdurchschnittlicher Produktion im Winterhalbjahr, beispielsweise PV-Anlagen an Fassaden.

Die Bevölkerungsmehrheit wollte etwas anderes, als sie die Energiestrategie gut hiess.

Verbesserungen nur für erfolglose Technologien?

In einem merkwürdigen Licht erscheint im Gegenzug zu den starken Kürzungen bei der Photovoltaik, dass ausgerechnet die Leistungen für die bisher völlig erfolglose Stromerzeugung aus Geothermie stark erhöht werden sollen:

- die Vergütungssätze für Geothermie sollen um 6,5 Rp/kWh erhöht werden; für hydrothermale Anlagen auf 29,2 bis 46,5 Rp/kWh, für petrothermale Anlagen auf 36,7 bis 54 Rp/kWh.
- neu soll ein erhöhter Kapitalzinssatz von 5,44 Prozent anrechenbar sein.
- Die anrechenbaren Kosten werden auf 23'000 CHF pro kW Leistung erhöht (Zum Vergleich: für Photovoltaik-Einmalvergütungen werden weniger als 1000 CHF pro kW Leistung anerkannt).
- Für Betriebs- und Unterhaltskosten dürfen Geothermie-Anlagen neu 7 Rp/kWh belasten, siebenmal mehr als die Gesamt-Leistungen für PV-Anlagen mit Einmalvergütung (umgerechnet auf deren Lebensdauer).

Diese Anpassungen seien «notwendig, um den Projektanten genügend Planungs- und Investitionssicherheit zu gewähren. Damit kann sichergestellt werden, dass die laufenden Projekte weitergeführt werden und die Erkundung des tiefen Untergrundes fortgesetzt wird.» Mit der «Erkundung des tiefen Untergrundes» wird offensichtlich Grundlagen-Forschung auf Kosten des Ausbaus von erneuerbaren Energien betrieben. Diese Leistungen stossen selbst bei Branchen-Kennern auf Kritik, und das vom Bundesrat angestrebte Ziel von 4,4 TWh gilt inzwischen als völlig unrealistisch.⁴¹ Vor allem aber widerspricht das Vorhaben den Bestimmungen des Energiegesetzes, wonach aus dem Netzzuschlag nur Technologien gefördert werden dürfen, die «langfristig wirtschaftlich» sein müssen.⁴² Dies ist bei der Geothermie sicher nicht mehr der Fall, ist doch jeder neue Standort jeweils ein Unikat, das Erkenntnisse aus vorangegangenen Explorationen nur bedingt zulässt.

⁴¹ Die Energiestrategie des Bundes sieht 4,4 TWh Stromerzeugung aus Geothermie vor. «Für Roland Wyss, den ehemaligen Generalsekretär des Dachverbandes Geothermie Schweiz, ist dieses Ziel unrealistisch. Dafür bräuchte es über hundert Anlagen in der Grössenordnung von Haute-Sorne. Das sei reines Wunschdenken, sagt Wyss, dessen Meinung allerdings nicht der Meinung des Vorstandes des Verbandes entspricht. Die Zielsetzung müsse unter anderem auch wegen der Entwicklung mit sinkenden Preisen auf dem europäischen Strommarkt redimensioniert werden.» Stefan Häne, Martin Läuble: Die letzte Chance, Tages-Anzeiger vom 4. September 2018

⁴² Energiegesetz Art. 22 Absatz 1

Voraussichtliche Entwicklung der Belastung des Netzzuschlagsfonds

Einnahmen und Ausgaben Netzzuschlag (Art 35 EnG)	2015	2016	2017	2018p	gesetzliche Begrenzung
Einnahmen					
Höhe des Netzzuschlags Rp/kWh	1.1	1.3	1.5	2.3	
Nettoertrag Mio. CHF	575	662	784	1202	
Ausgaben					
Bisherige Einspeisevergütungen	352	413	443	450	Warteliste BFE
Einspeiseprämien im Einspeisevergütungssystem (Art. 21)	0	0	0	50 bis 100	Warteliste BFE
nicht durch Marktpreise gedeckte Mehrkosten (Art. 73 Abs. 4)	32	32	32	32	
Einmalvergütung Photovoltaik (Art. 25)	100	100	100	125	Warteliste
Investitionsbeiträge an Wasserkraftwerke (Art. 26)	0	0	0	10	52 MCHF/a
Inv.-beiträge für Biomasseanlagen (Art. 27)				15	
Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen (Art. 30)	0	0	0	104	104 MCHF/a
Kosten der wettbewerblichen Ausschreibungen Art. 32	13	16	18	20	52 MCHF/a
Geothermie-Erkundungsbeiträge und Garantien Art. 33	18	0	0	18	52 MCHF/a
Entschädigung Gewässerschutz- und Fischereigesetz Art. 34	52	50	51	52	52 MCHF/a
Vollzugskosten Vollzugsstelle;	12	12	12	12	
Kosten des BFE				5	
total Ausgaben (inkl. Fondszuwendungen)				894	
Laufender Überschuss zugunsten Netzzuschlagsfonds	50	76	166	308	

Abbildung 29 Bisherige und neue Mittelverteilung 2015-2018p
(Schätzung Rechsteiner)

Die Tabelle zeigt vorausblickend, mit welchen Belastungen der Netzzuschlagsfonds ab 2018 rechnen muss.

Die grobe Schätzung ergibt, dass der Netzzuschlagsfonds im Jahr 2018 noch grössere Überschüsse erzielen dürfte als im Vorjahr. Der erhöhte Netzzuschlag von 2,3 Rp/kWh bewirkt Mehreinnahmen von rund 400 Mio. CHF. Dazu kommen die Einnahmenüberschüsse von 166 Mio. CHF, die 2017 entstanden sind. Bringt man davon die voraussichtlichen Zusatzausgaben für *neue* Leistungen von maximal 150 bis 200 Mio. CHF in Abzug, wird das Jahr 2018 mit einem Einnahmenüberschuss in der Gröszenordnung von 300 bis 400 Mio. CHF enden – Mittel, die zusätzlich thesauriert werden, statt den Ausbau von erneuerbaren Energien zu finanzieren.

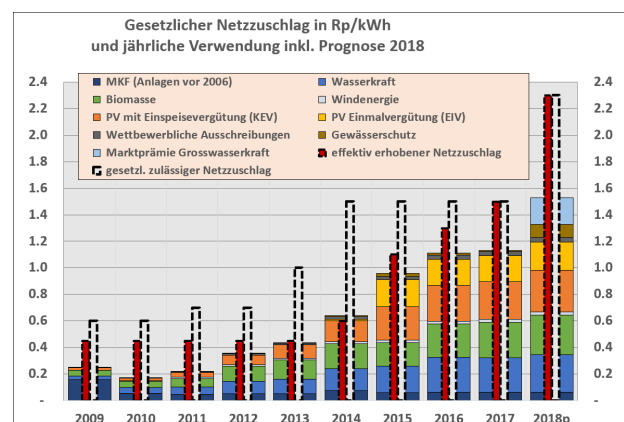
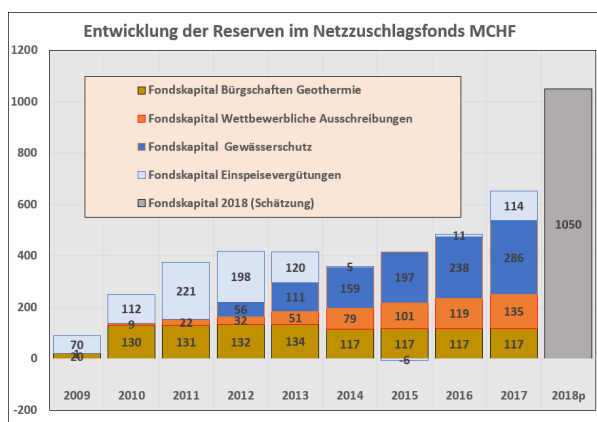


Abbildung 30 Entwicklung der Reserven im Netzzuschlagsfonds inkl. Schätzung 2018

Abbildung 31 Gesetzlicher Netzzuschlag und effektiv verwendete Mittel

(Quelle: Jahresberichte KEV-Stiftung/Pronovo, Schätzung Rechsteiner)

Die Reserven im Netzzuschlagsfonds werden deshalb ab 2019 die Summe von 1 Milliarde Franken voraussichtlich dauerhaft überschreiten. Die Verfügbarkeit von ausreichenden Reserven ist an sich

kein Problem. Sie gibt den Vollzugsbehörden mehr Sicherheit, dass die KEV-Leistungen auch bei volatiltem Strompreis erfüllt werden können. Allerdings zeigt sich, dass von den 2,3 Rp/kWh Einnahmen aus dem Netzzuschlag weniger als 1,7 Rp/kWh effektiv ausgegeben werden – eine Fortsetzung der Blockadepolitik aus früheren Zeiten, als die Photovoltaik-Preise noch sehr hoch lagen und sinkende Strompreise erhebliche Unsicherheiten verursachten.⁴³

Wasserkraft-Marktprämien fliessen auch an Atomkraft-Betreiber

Grosszügig zeigte sich das UVEK bisher nur bei der völlig erfolglosen Stromerzeugung aus Geothermie (siehe oben) und bei der Berechnung sogenannten Marktprämie für Betreiber der grossen Wasserkraftwerke. Die Kalkulation der Marktprämie basiert allein auf den Erlösen aus dem Börsenstrompreis:⁴⁴

- In der Kalkulation werden die Einnahmen aus Systemdienstleistungen oder die echten Erlöse für den Verkauf von Spitzenenergie nicht berücksichtigt.
- Die Erlöse aus langfristigen Bezugsverträgen bleiben unberücksichtigt
- Die Einnahmen aus Herkunftsnachweisen bleiben unberücksichtigt.

Die vorhandenen Mittel von 0,2 Rp/kWh werden laut Angaben des BFE voll ausgeschöpft. Der Bundesrat nahm in Kauf, dass Wasserkraftwerke, die eigentlich rentieren, eine Marktprämie erhalten. Nutzniessende dieser Leistung sind hauptsächlich die Atomkonzerne Axpo und Alpiq, mit ihrem kleinen Anteil an gebundenen Endkunden, denen sie Vollkosten verrechnen können. Die Marktprämie unterliegt keiner spezifischen Zweckbindung. Die Leistungen können der Aufbesserung der Konzernbilanzen und der Entschuldung der Kernkraftwerke dienen. Dass unter dem Titel «Förderung von erneuerbaren Energien» in Wirklichkeit alte Atomkraftwerke querfinanziert werden, gehört zur Ironie der Entstehungsgeschichte der Energiestrategie 2050.

Angesichts der gestiegenen Strompreise (siehe Grafiken unten) ist die Marktprämie heute unnötig. Die Wasserkraft-Portfolios der inländischen Betreiber können bei Jahres-Durchschnittspreisen von über 5,9 Rp/kWh (2017Q3 bis 2018Q3)⁴⁵ kostendeckend betrieben werden. Die Erträge aus der Marktprämie könnte massgeblich helfen, die Warteliste der PV-Anlagen endlich ganz abzubauen.

⁴³ Zu den früheren Blockierungen der Photovoltaik siehe der Bericht «Go and Stop» – Solarstrom und Energiepolitik in der Schweiz 1973–2000 von Marco Majolet.

⁴⁴ Unabhängig davon, wie der Strom tatsächlich veräussert wurde, gilt für die Beurteilung aller Gesuche der so genannte Referenz-Marktpreis für Wasserkraft: Stündlicher Spotpreis Preiszone Schweiz (Euro/MWh) umgerechnet mit monatlichen Durchschnittswchselkurs der Nationalbank in CHF. Siehe BFE: Faktenblatt «Häufig gestellte Fragen zum Instrument „Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen“» vom 23. März 2018

⁴⁵ http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

4. Fördereffizienz: was bewirkt das neue Energiegesetz?

Gestehungskosten der erneuerbaren Energien im Vergleich

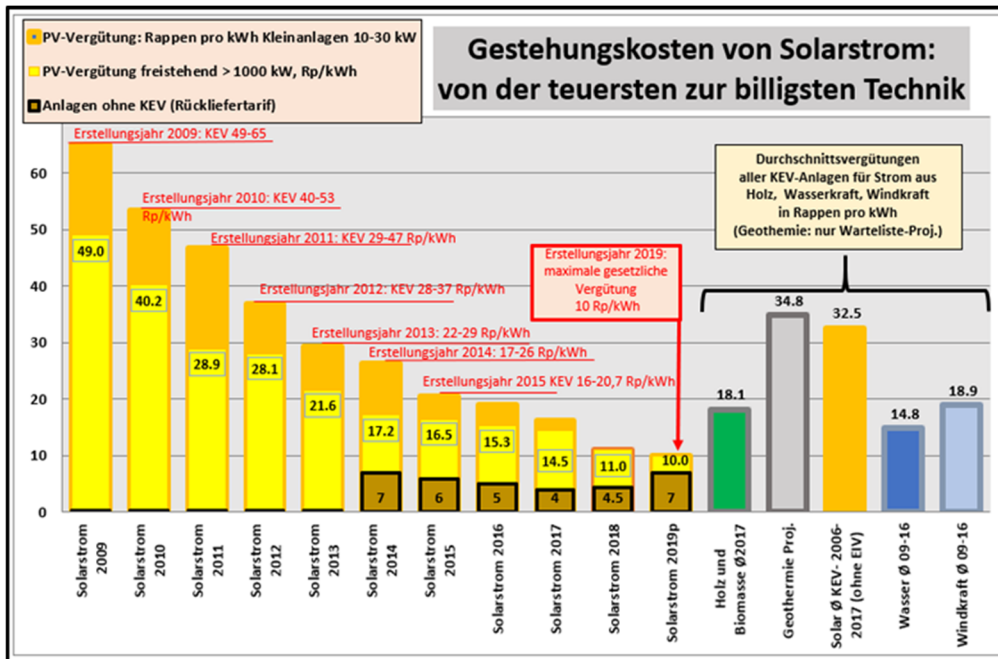


Abbildung 32 Entwicklung der PV-Vergütungen 2009-2019 – Vergleich mit anderen Technologien

Quelle: Jahresberichte Stiftung KEV, Energieverordnung

In der Schweiz wurden die Einspeisevergütungen für Solarstrom zwischen 2008 und 2018 um 85 Prozent abgesenkt. Eine neue Kilowattstunde Strom aus Photovoltaik ist heute günstiger als von allen anderen Technologien, die noch im Einspeisevergütungssystem Leistungen erhalten.

PV-Anlagen mit *Einmalvergütung* erhalten einen gesetzlichen Rückliefer tariff von 6 bis 9 Rp/kWh; manche Netzbetreiber sind grosszügiger. PV-Anlagen mit *Einspeisevergütung* (>100 kW), die 2019 ans Netz gehen, werden ab 2019 noch eine *Gesamtvergütung* von 10 Rp/kWh erhalten. Weil sie den Strom selbständig direkt vermarkten beträgt **die Einspeiseprämie dann noch 5,267 Rp/kWh** bei einem Referenz-Marktpreis für die Photovoltaik von 4.733 Rp/kWh (kalkuliert zu Marktpreisen 2018-H1).⁴⁶

PV-Anlagen mit Einspeisevergütungen erhalten damit ab 2019 weniger als halb so viel Geld pro kWh wie der Strom aus Windenergie, Biomasse oder Wasserkraft < 10 MW.

⁴⁶ «Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse (Swissix) in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag (day-ahead) festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Anlagen». http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_202163144.pdf&endung=Referenz-Marktpreise%20gem%E4ss%20Art.%2015,%20EnFV

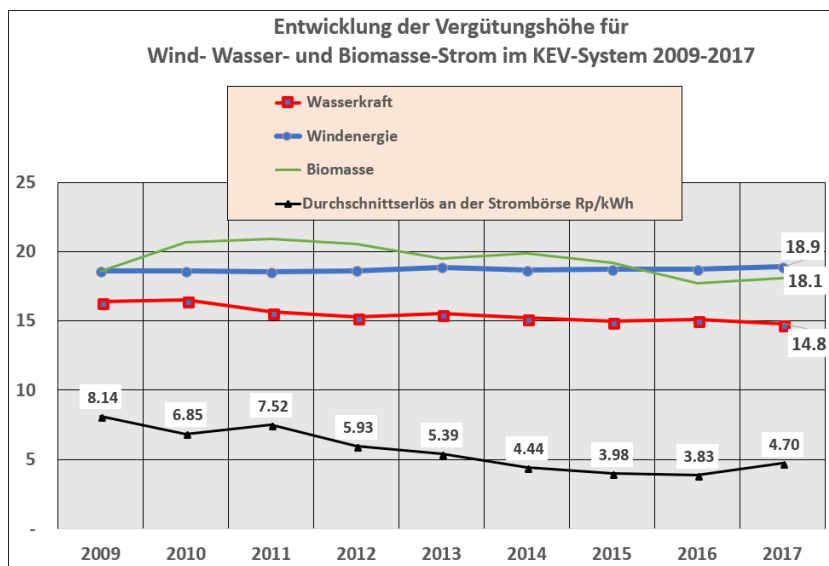


Abbildung 33 KEV-Vergütungen für Strom aus Wind, Wasserkraft, Biomasse und Marktpreis
Quelle: Jahresberichte KEV-Stiftung

Die durchschnittlichen Gesamtvergütungen (Rp/kWh) für KEV-Anlagen der anderen Techniken im KEV-System bewegten sich per Ende 2017 wie folgt:

- Strom aus neuen oder erneuerten Anlagen mit Wasserkraft kostete durchschnittlich 14,8 Rp/kWh,
- Strom aus Biomasse-Kraftwerken kostete durchschnittlich 18,1 Rp/kWh
- Strom aus Windenergie lag durchschnittlich bei 18,9 Rp/kWh

Wasserkraft, Biomasse und Windenergie haben in der Schweiz *keine Kostendynamik nach unten* entwickeln können. Eine Produktion von Strom zu günstigen oder sinkenden Preisen ist insbesondere bei der Wasserkraft nicht zu erwarten, denn es handelt sich um eine mehr als 100 Jahre alte Technik und die ökonomisch interessanten Standorte sind längst genutzt; ein weiterer Ausbau der Wasserkraft wäre nur zu die ökonomisch und ökologisch stark steigenden Kosten möglich (im Vergleich mit der günstigen PV), weil die letzten natürlichen Gewässer erschlossen werden müssten.

Investitionsbeiträge im revidierten Energiegesetz

Das revidierte Energiegesetz sieht für zahlreiche Techniken fixe Investitionsbeiträge vor. Die Bandbreite liegt zwischen 20 Prozent und 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten:

20%	Biomasse-Anlagen von regionaler Bedeutung, KVA, ARA
20%	Erneuerung Wasserkraft > 10 MW
30%	(max.) Einmalvergütung Photovoltaik
35%	erhebliche Erweiterung Wasserkraft > 10 MW
40%	erhebliche Erneuerungen Wasserkraft < 10 MW
60%	erhebliche Erweiterungen Wasserkraft < 10 MW
60%	Erkundungsbeiträge Geothermie

Abbildung 34 Höhe der Investitionsbeiträge nach Technologie (Quelle: EnG/EnfV)

Zwecks Vergleichbarkeit müssen die Investitionsbeiträge (inkl. Einmalvergütungen) als «Förderung in Rappen pro kWh» umgerechnet werden. Dabei wird im Folgenden ein durchschnittlicher Marktpreis von 5 Rp/kWh unterstellt (entsprechend dem Referenz-Marktpreis «übrige Technologien» von 5.06 Rp/kWh im ersten Halbjahr 2018).

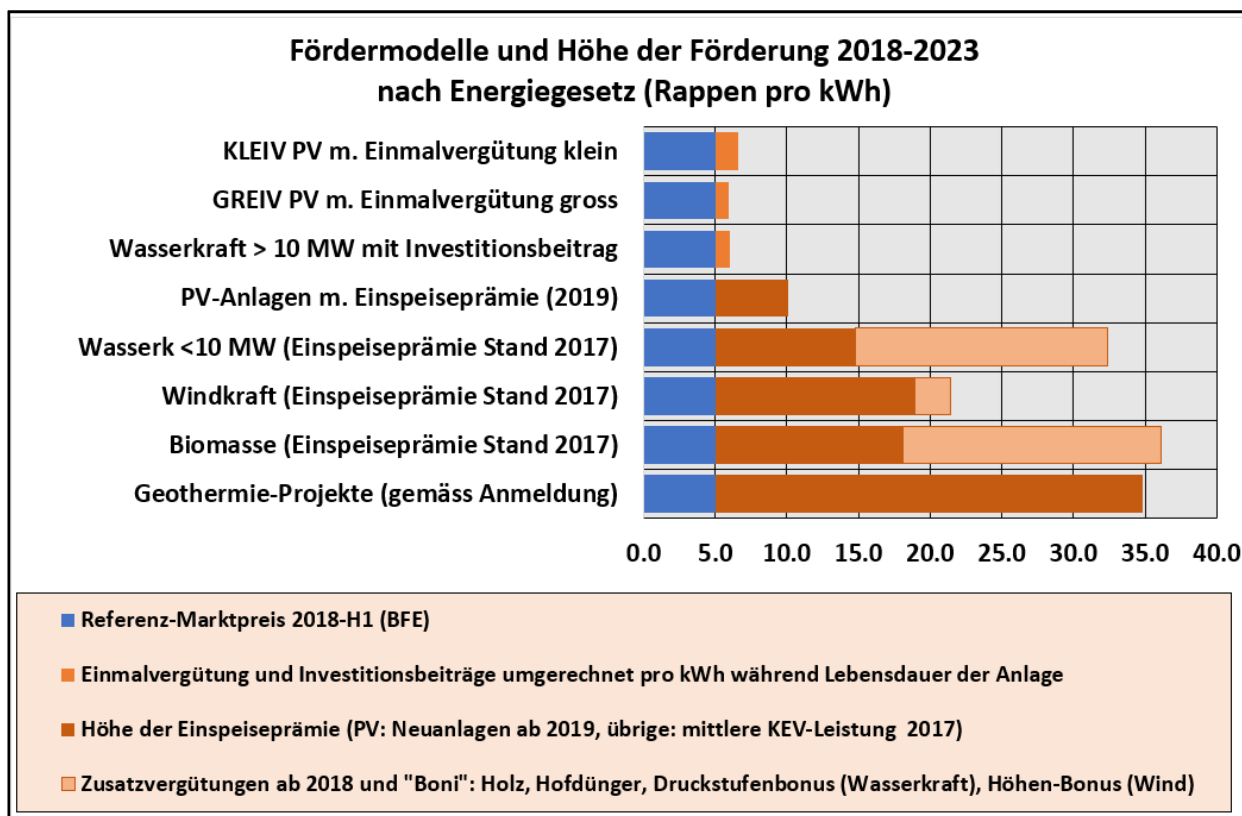


Abbildung 35 Gesetzliche Förderleistung für einzelne Techniken

Quelle: Energieverordnung, Jahresbericht Stiftung KEV (2017), Berechnungen Rechsteiner

Die Leistungen pro kWh aus dem Netzzuschlag weisen eine sehr grosse Bandbreite auf. Sie gehen von weniger als 1 Rp/kWh bis auf über 30 Rp/kWh.

- Dunkel-Orange abgebildet sind die mittleren Leistungen für das Jahr 2017. Sie zeigen den Mittelwert der bisherigen Praxis, liegen aber tendenziell zu tief. Die Leistungen wurden auf den 1. Januar 2018 erhöht, um der Verkürzung der Laufzeit (von 20 auf 15 Jahre) bei den Einspeisevergütungen Rechnung zu tragen.
- Hellrot abgebildet sind die «Boni»: Viele KEV-Leistungen werden je nach Produktivität des Standorts aufgestockt. Die hellroten Balken zeigen die geschätzte Bandbreite der Bonus-Leistungen (Rp/kWh).

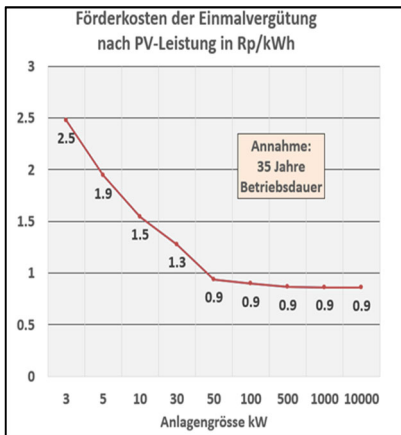
Es gibt einen «Landwirtschaftsbonus» für Strom aus Hofdünger (EnfV Anhang 1.5, Absatz 3.41), einen «Holz-Bonus» für Holzheizkraftwerke (Absatz 3.3), einen «Wasser-Bau-Bonus» und einen «Druckstufen-Bonus» für Wasserkraft (Anhang 1.1, Absatz 2.1.1). Zu den sehr grosszügigen Leistungen für die Geothermie hinzu kommen noch Erkundungsbeiträge von bis zu 60 Prozent der Bohrkosten.⁴⁷

Fördereffizienz: Einmalvergütung und einmalige Investitionsbeiträge besonders günstig

Generell lässt sich festhalten, dass alle Leistungen, die in Form eines einmaligen Investitionsbeitrags geleistet werden, im Vergleich als besonders kostengünstig erscheinen.

PV mit Einmalvergütung. Der fixe «Grundbeitrag» führt dazu, dass die Kosten sinken, je höher die Leistung einer Anlage ausfällt. Für Anlagen ab 50 kW beträgt die spezifische Förderung weniger als 1 Rp/kWh, Kleinanlagen < 50 kW liegen zwischen 1 und 2 Rp/kWh (Kleinanlagen < 5 kW bis zu 2,5 Rp/kWh).

⁴⁷ Obschon die Geothermie die höchste Einspeiseprämie erhält, wird sie zur Stromerzeugung – anders als für die Wärmebereitstellung – realistisch betrachtet kaum einen relevanten Beitrag leisten, weil Windenergie und Solarstrom inzwischen dauerhaft günstiger geworden sind. Immerhin könnte sie einen Beitrag zur Versorgung im Winterhalbjahr leisten, weil sie ganzjährig immer gleich viel Strom liefern würde.



Leistung kW	5	10	15	20	30	50	100	250	500	1000
Gesamtproduktion 35 Jahre kWh	175'000	350'000	525'000	700'000	1'050'000	1'750'000	3'500'000	8'750'000	17'500'000	35'000'000
Grundbeitrag CHF	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400
Leistungsbeitrag CHF/kWh	2'000	4'000	6'000	8'000	12'000	15'000	30'000	75'000	150'000	300'000
Einmalvergütung total CHF	3'400	5'400	7'400	9'400	13'400	16'400	31'400	76'400	151'400	301'400
Einmalvergütung CHF pro kW	680	540	493	470	447	328	314	306	303	301
Anzahl kWh pro Förderfranken	51	65	71	74	78	107	111	115	116	116
Förderung Rappen/kWh	1.9	1.5	1.4	1.3	1.3	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9

Abbildung 36 Förderkosten Rp/kWh für PV-Anlagen mit Einmalvergütung (KLEIV, GREIV)

Abbildung 37 spezifische Kosten der Einmalvergütung nach Leistung der PV-Anlage

Quelle: Berechnungen Rechsteiner auf Basis der EnFV

Photovoltaik mit KEV (> 100 kW). Die grosse PV mit Einspeiseprämien von 5 Rp/kWh ist weniger als halb so teuer im Vergleich mit neuen Wasserkraftwerken < 10 MW. Die Förderkosten in den ersten 15 Jahren betragen 5 Rp/kWh, danach läuft die Anlage mindestens nochmals so lange weiter.

Windenergie. Die Windenergie ist für die Schweiz wegen des spezifisch hohen Winteranteils besonders sinnvoll – als Ausgleich zur Wasserkraft und Photovoltaik mit Sommerspitze. Die Gesamtvergütung steigt ab 2018 auf 23 Rp/kWh und liegt damit recht hoch. Die im Vergleich zum Ausland sehr hohe Leistung erklärt sich aus der verkürzten Vergütungsdauer von nur noch 15 Jahren (Deutschland: 20 Jahre). Zudem werden die Einspeiseprämien für Windenergie nach fünf Jahren dem effektiven Strom-Ertrag am Standort angepasst, was zu Kürzungen führen kann. Schnellere Bewilligungsverfahren, neue Modelle mit höheren Masten und eine Verlängerung der Laufzeit der Vergütungen könnten eine starke Reduktion der Vergütungsbeträge pro kWh herbeiführen, aber daran scheint die Energiepolitik bis heute wenig interessiert.⁴⁸ Die Zahl der neu installierten Anlagen ist zudem zu gering, um daraus repräsentative Preisangaben für die Schweiz abzuleiten. Für die Zeit nach 2022 fehlt im Energiegesetz eine Anschlusslösung für Wind-Projekte.

Kleine Wasserkraft. Als besonders teuer erscheinen *Neubauten* von kleinen Wasserkraftwerken (<10 MW); hier hat der Bundesrat die Bandbreite der Vergütungen auf ein Maximum von 32,4 Rp/kWh limitiert (EnFV Anhang 1.1, Absatz 2.5), was nach Abzug des Marktpreises von 5 Rp/kWh Einspeiseprämien von ca. 10 bis 27 Rp/kWh ergibt. Neue Kleinwasserkraftwerke können in extremen Fällen fünfmal so hohe Kosten pro kWh verursachen wie neue Photovoltaik; ihre Lebenserwartung ist allerdings höher. Sinnvoll wären solche Leistungen nur bei Infrastrukturwerken (Dotierturbinen, Kanal-, Trinkwasser- und Abwasserkraftwerke) mit einer langen Nutzungsdauer.

Grosse Wasserkraft. «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,» schrieb das BFE 2017.⁴⁹ Ob *neue*, grosse Wasserkraftwerke mit Investitionsbeiträgen überhaupt gebaut werden sollen, ist deshalb schon aus einer Kostenperspektive überaus fragwürdig; dazu kommen die ökologischen Auswirkungen, die bei Neubauten im Vergleich zur PV viel negativer ausfallen, geht es doch um den kleinen Restbestand von weniger als 5 Prozent der nutzbaren Gewässer, die noch nicht verbaut wurden.

Die neu zur Verfügung stehenden Investitionsbeiträge verbessern indessen auch die Rahmenbedingungen für bestehende Wasserkraftwerke; sie können entscheidend dazu beitragen, die gesetzlich vorgeschriebene Ökologisierung finanziell zu tragen (Restwassermengen, Renaturierungen). Die Vorschriften betreffend Restwas-

⁴⁸ Windenergie verzeichnet zwar im benachbarten Ausland ebenfalls rekord-günstige Bezugsverträge unter 5 €/kWh, die aus Ausschreibungen hervorgehen; in der Schweiz ist ein solcher Preistrend nicht nachweisbar, was daran liegen mag, dass bisher nur wenige Projekte überhaupt eine Baubewilligung erhalten haben und dass angesichts der Opposition die Windfarmen meist unter dem Kosten-Optimum dimensioniert sind.

⁴⁹ BFE: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien vom 3. Januar 2017 Seite 15

sermengen sind seit Jahrzehnten in Kraft und werden von der Branche nach wie vor heftig bekämpft.⁵⁰ Die Produktionskosten der bestehenden Wasserkraftwerke liegen heute durchschnittlich bei 5 Rp/kWh und damit inzwischen unter den Markterlösen;⁵¹ Speicherkraftwerke erzielen Mehrerlöse durch die Lieferung von Spitzenenergie während Hochpreis-Phasen. Aus einer ökonomischen und aus einer versorgungspolitischen Optik ist es besonders sinnvoll, diese Anlagen zu erneuern und die Leistungen aus dem Netzzuschlag auch für die Umsetzung der vorgeschriebenen ökologischen Mindestvorschriften einzusetzen. Mit diesen Bedingungen können die bestehenden grossen Wasserkraftwerke ihren Status als wirtschaftliche und ökologisch vertretbare Stromerzeugung wieder zurückgewinnen.

Reichweite der Förderung im Vergleich

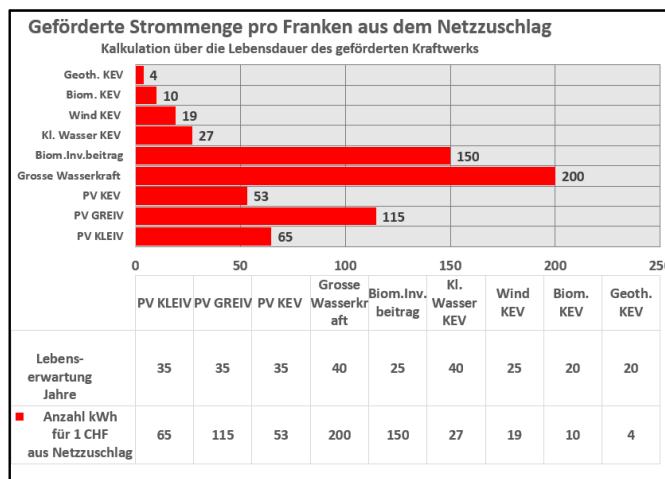
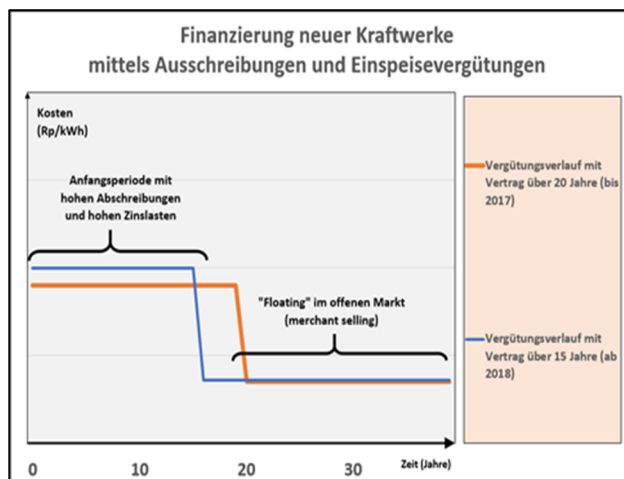


Abbildung 38 Teure Anfangsperiode und «Goldenes Ende» eines Kraftwerks

Abbildung 39 Reichweite der aktuellen Fördersätze: kWh pro Förderfranken

Quelle: Darstellung Rechsteiner

Die wirtschaftliche Lebensdauer von Kraftwerken lässt sich in zwei Phasen darstellen:

- 1. Anfangsperiode mit hohen Abschreibungen und hohen Zinslasten,
- 2. «Goldenes Ende»: die Anlagen sind abgeschrieben und kostengünstig (Abbildung 38).

Die kostendeckende Vergütung (KEV) verfolgte stets den Zweck, die teure Anfangsphase der kapitalintensiven Kraftwerke zu überbrücken. Ist die Amortisation fortgeschritten, so die Erwartung, kann das Kraftwerk die laufenden Kosten aus den Einnahmen decken («Goldenes Ende»). Viele Kraftwerktypen haben Infrastruktur-Charakter, weil wichtige Anlageteile (z.B. Staumauern) eine Nutzungsdauer von mehr als 50 oder 100 Jahren aufweisen und Generationen überdauern. Vom intergenerativen Vermögenstransfer profitieren nachfolgende Generationen.

Um die wahren «Kosten» einer Technologie zu beurteilen, sollte deshalb die voraussichtliche Lebensdauer der Anlagen mitberücksichtigt werden.

Beurteilung der Fördereffizienz über die volle Lebenserwartung der Kraftwerke

Förderleistungen umgelegt auf die Lebenserwartung ergibt die «Reichweite» eines Förderfrankens. Für PV-Anlagen unterstellen wir eine Lebenserwartung von 35 Jahren, für Wasserkraftwerke 40, Windkraft 25, Biomasse und Geothermie 20 Jahre Laufzeit bis zur kostenträchtigen Total-Renovation oder Ausserbetriebnahme.⁵²

⁵⁰ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20183983>

⁵¹ Brugger Hanser und Partner (BHP): Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016 Grundlagenbericht, (2017) www.rkgk.ch/wp-content/uploads/2017/08/20170821_Schlussbericht.pdf

⁵² Diese Werte verstehen sich als kalkulatorische Schätzung (Mittelwerte). Längere Laufzeiten sind nicht ausgeschlossen für Glas-Glas-PV-Modulen wird eine Lebenserwartung von bis zu 50 Jahren erwartet, Windturbinen bleiben oft 30 Jahre in Betrieb usw.

- **Die bestehende Grosswasserkraft mit Investitionsbeiträgen an Erneuerungen** (20 Prozent) ist (auf dem Papier) die mit Abstand günstigste Technik. Über die Lebensdauer der Anlage verursachen solche Erneuerungen dem Netzzuschlagsfonds Kosten in einer Grössenordnung von rund 1 Rp/kWh. Voraussetzung ist, dass sich Investoren finden, die das Marktwertisiko am Strommarkt zu tragen bereit sind, und die (endlich) den gesetzlich vorgeschriebenen Gewässerschutz erfüllen! Auf Neuanlagen wäre aus ökologischen und ökonomischen Gründen zu verzichten, solange die Photovoltaik günstiger und ohne ökologisch bedenkliche Belastungen reichlich zur Verfügung steht, was bis auf Weiteres der Fall ist.
- **Biomasse-Anlagen mit Investitionsbeitrag und kostenlosen Brennstoffen** gehören ebenfalls zu den kostengünstigen Anlagen.⁵³ Es geht hier um Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungs-Anlagen. Über die Lebensdauer der Anlage verursachen sie dem Netzzuschlagsfonds Kosten von unter 1 Rp/kWh. Die Bemerkung betreffend Investitions-Bereitschaft gilt auch für sie.
- **Grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung** (GREIV) sind ebenso kostengünstig wie die Wasserkraft. Sie belasten den Netzzuschlagsfonds über die erwartete Lebensdauer mit Kosten von 0,9 Rp/kWh (Vergütungssätze 2018). Die Bemerkung betreffend Investitions-Bereitschaft gilt auch für sie, wenn kein Eigenverbrauch möglich ist.
- **Kleine PV-Anlagen mit Einmalvergütung** (KLEIV) sind nur wenig teurer. Sie belasten den Netzzuschlagsfonds über die erwartete Lebensdauer mit 1 bis 2,5 Rp/kWh (Vergütungssätze 2018).
- **PV-Anlagen mit KEV**: belasten den Netzzuschlagsfonds mit 2 bis 2,5 Rp/kWh und gehören zu den kostengünstigen Techniken (Vergütungssatz 2019).
- **Wasserkraftwerke < 10 MW** erhalten Einspeiseprämien bis zu 27 Rp/kWh zusätzlich zum kalkulatorischen Marktpreis von 5 Rp/kWh. **Hier hängt die Fördereffizienz vom Einzelfall ab.**
 - Bestehende Anlagen, die mit einer Einspeiseprämie von < 5 Rp/kWh während 15 Jahren auskommen, belasten den Netzzuschlagsfonds über die erwartete Lebensdauer von 40 Jahren mit 2 bis 3 Rp/kWh; solche Wasserkraftwerke können durchaus zu den günstigen Techniken gezählt werden, sind aber eher selten anzutreffen.
 - **Neue Klein-Wasserkraftwerke** mit Einspeiseprämien zwischen 10 und 27 Rp/kWh zählen zu den teuren bis sehr teuren Energien. Sie haben wenig Aussicht, die tiefen Kosten der Photovoltaik je zu erreichen. Man sollte deshalb auf sie verzichten, ausser bei Infrastrukturwerken (Dotierturbinen, Kanal-, Trinkwasser- und Abwasserkraftwerke) mit langer Nutzungsdauer.
- **Biomasse-Kraftwerke** (z.B. mit Holz oder Hofdünger) sind auf hohe bis sehr hohe Einspeisevergütungen angewiesen. Müssen die Brennstoffe am Markt beschafft werden, sind sie oft teurer als der damit erzielte Stromerlös. Bei Wärmekraft-Kopplung müssen die Kosten im Einzelfall und die Wertigkeit des Winterstroms berücksichtigt werden.
- **Geothermie** kann mit Photovoltaik und mit der grossen Wasserkraft niemals mithalten. Es sind auch keine Skalengewinne zu erwarten, weil jeder Standort einen spezifischen geologischen Untergrund aufweist. Bei Wärmekraft-Kopplung müssen die Kosten im Einzelfall und die Wertigkeit des Winterstroms berücksichtigt werden.
- **Bei der Windenergie** kommt es darauf an, wie hoch man die Wertigkeit von Strom im Winterhalbjahr gewichtet. Langzeit-Vergleiche der Kosten von Windfarmen mit auf das Winterhalbjahr ausgelegten Solarstromanlagen gibt es derzeit keine.

Kritik der Eidg. Finanzkontrolle an den hohen Kosten der Biogas-Verstromung

In einem Bericht vom 14. Mai 2018, basierend auf Fallstudien von Biogas-Anlagen, hat die EFK die aktuelle Praxis des BFE analysiert und kritisiert:

In der Schweiz wandeln etwa 100 landwirtschaftliche Biogasanlagen organische Materie in Strom und Wärme um. 2016 wurden auf diese Weise 116 GWh Strom hergestellt, das entspricht 0,24 Prozent der Inlandproduktion. Mit dem Weiterverkauf dieses Stroms wurden bei einem Marktpreis von 5 Rp./kWh Einkünfte in Höhe von rund 5 Millionen Franken erzielt. Die Biogasanlagen erhalten jährliche Unterstützungsgelder in Höhe von 36 Millionen Franken aus drei Gefässen der Bundeshilfe, [wovon 35 Mio. CHF aus der kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), RR.]

⁵³ Nicht jedoch Biomasse-Kraftwerke mit Einspeiseprämien

Landwirtschaftliches Biogas erfordert eine ständige Wartung, ganz im Gegensatz zur Photovoltaik, die nach ihrer Installation fast keinen Aufwand mehr verursacht und deren Betriebskosten vernachlässigbar sind.

Im Rahmen der KEV wird Biogas im Schnitt mit 42 Rappen pro kWh abgegolten, während die Vergütung anderer erneuerbarer Energien 15 bis 34 Rappen beträgt. Der in der KEV enthaltene «Landwirtschaftsbonus» beläuft sich im Durchschnitt auf 16 Rappen pro kWh. Er hat zum Ziel, den Einsatz von Hofdünger mit der Kompensation seines tieferen Energieinhalts und der daraus resultierenden Einnahmehinbussen zu fördern. **Das aktuelle Konzept dieses Bonus entspricht kaum den energiepolitischen Zielen. Der Bonus ist für die Stromerzeugung nicht unverzichtbar und stellt eher eine indirekte, von den Stromkundinnen und -kunden finanzierte Unterstützung der Landwirtschaft dar...**

Landwirtschaftliches Biogas weist ein grösseres Risiko auf als andere Investitionen, namentlich wegen der hohen Aufwände und der geringen Flexibilität der Anlage. Eine solche Anlage weiterzuverkaufen, ist schwierig, wenn sie direkt an den Landwirtschaftsbetrieb gekoppelt ist.

Die langfristige Wirtschaftlichkeit der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist nicht gewährleistet

Gemäss Gesetz ist die langfristige Wirtschaftlichkeit der Technik eine Voraussetzung für ihre Vergütung⁵⁴. Beim landwirtschaftlichen Biogas ist diese allerdings gemessen an seinen Betriebskosten und dem Marktpreis des Stroms langfristig nicht gegeben. In den letzten zehn Jahren schwankte dieser Preis zwischen 5 und 12 Rappen pro kWh, wohingegen die Produktion von Biogas 37 bis 75 Rappen kostete. Es ist unwahrscheinlich, dass Betriebskosten und Marktpreis sich in naher Zukunft angleichen. Wie das Beispiel Österreichs gezeigt hat, ist das Risiko gross, dass die Biogasanlagen stillgelegt werden, sobald keine Subventionen mehr fliessen. In der Schweiz wird die KEV für die ersten Anlagen 2026 auslaufen. Der EFK zufolge sollte landwirtschaftliches Biogas angesichts der beschränkten Mittel nicht um jeden Preis gefördert werden. Jeder Rappen, der für eine erneuerbare Energie aufgewendet wird, fehlt für die Unterstützung einer anderen.

Jede erneuerbare Energie hat in Bezug auf eine ausreichende, diversifizierte, sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung Vor- und Nachteile. Die Vorteile, die nicht auf die Energiepolitik zurückzuführen sind, sollten nicht von dieser finanziert werden. Die Priorität gebührt der Stromerzeugung, um zu vermeiden, dass die übrigen, mit dem Energiegesetz abgegoltenen Vorteile das Energieerzeugungspotenzial verringern.

Die EFK empfiehlt deshalb dem BFE für den Fall, dass im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine erneute Unterstützung des landwirtschaftlichen Biogases in Erwägung gezogen würde, ausschliesslich die direkt mit der Energiepolitik zusammenhängenden Aspekte abzugelten und denjenigen erneuerbaren Energien die Priorität zu geben, die am meisten zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitragen.»

Das politische Umfeld

Bei Einführung der KEV hielt sich der Gesetzgeber aus guten Gründen zurück, die Mittel aus dem Netzzuschlag auf die Schnelle allein für die damals teure Photovoltaik zu «verschwenden». Das Parlament wollte mit knappen Mitteln eine möglichst grosse Menge sauberen Strom ans Netz bringen.

Inzwischen haben sich die Preisverhältnisse verändert. Angepasst wurden auch die Entscheidungswege. Das Bundesamt für Energie und das zuständige Departement verfügen über weitgehende Kompetenzen, den Ausbau einzelner Techniken zu beeinflussen. Stellschrauben im System bilden die Warteliste und die Höhe der Investitionsbeiträge (inkl. Einmalvergütung), insbesondere in den Bereichen Photovoltaik und Wasserkraft.

Deutschland ein «abschreckendes Beispiel»?

Die Förderpolitik des nördlichen Nachbarn galt bürgerlichen Politikern von Anfang an als abschreckendes Beispiel. Deutschland betrieb verpönte «Industriepolitik», trug aber entscheidend zum weltweiten Umstieg auf sauberen Strom bei. Die deutsche Industrie zählt noch heute zu den Technologieführern bei der Nutzung von Wind und Sonne (zusammen mit China) und wäre in der Lage, die Energieversorgung (inkl. Wärme und Verkehr) in absehbarer Zeit ganz auf erneuerbare Energie umstellen, so wie dies Kalifornien als erste grosse Industrieregion kürzlich beschlossen hat. Historisch betrachtet ist dies ein spektakulärer Erfolg. Angesichts der beschleunigten Klimaerhitzung ist er auch dringend nötig.

Die deutsche Energiepolitik war zu Beginn sehr mutig. Als Windenergie und Photovoltaik ein Mehrfaches vom Marktpreis kostete, erhielten alle Interessierten eine Preisgarantie (Einspeisevergütung)

⁵⁴ Siehe Artikel 7a Absatz 2 des Energiegesetzes (gültig bis Ende 2017). [Im neuen Energiegesetz finden sich ähnliche Bestimmungen in Artikel 22 Absatz 1 (Vergütungssatz): Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein.

ohne «Deckel». Die Vergütungen wurden zwar schrittweise gesenkt. Trotzdem stieg der deutsche Netzzuschlag («EEG-Umlage») von 0,5 €/kWh (2004) auf über 6 €/kWh. Dies geschah zum einen, weil die Vergütungen für Photovoltaik in den Jahren 2008 bis 2012 nicht schnell genug abgesenkt worden waren, was zu Überrenditen und teuren Besitzständen führte, die erst ab 2028 verschwinden werden. Zum anderen entfaltete das dysfunktionale CO₂-Emissionshandelssystem nicht die gewünschte lenkende Wirkung; die Liberalisierung des Strombinnenmarktes in Kombination mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien bewirkten einen Preiszerfall, der erst endete, als die EU-Gremien sich im Herbst 2017 endlich dazu durchdrangen, den Emissionshandel zu reparieren und zu flexibilisieren. Die steigenden CO₂-Preise werden nun zu einer spürbaren Senkung der EEG-Umlage führen.⁵⁵

«Late-mover-Vorteil» – wird er genutzt werden?

Im Vergleich zu Deutschland ist die Schweiz mit 2,3 Rp/kWh Netzzuschlag mit viel weniger Besitzstand-Ansprüchen unterwegs. Die politische Arithmetik der Schweizer Multi-Parteien-Regierung und die Referendumsdrohungen starker Interessengruppen liessen «grosse Schritte» beim Netzzuschlag gar nie zu. Allerdings war die Kadenz der «kleinen Schritte» bemerkenswert und alles andere als selbstverständlich.

Das lange Warten könnte nun Früchte tragen, wenn das in Fragen der PV-Warteliste zuständige Departement seine gesetzlichen Kompetenzen fair und rational nutzen würde. Heute lässt sich mit demselben Geld ein Vielfaches an sauberem Strom einkaufen verglichen mit 2008. Man kann von einem *late-mover-advantage* sprechen:

Strom aus neuen Solar- und Windkraftanlagen wird in Ausschreibungen mit Langfristverträgen europaweit zu rekordtiefen Preisen angeboten; diese liegen auch in Deutschland nicht selten unter 5 €/kWh. An besonders guten Lagen wie in Spanien werden 15-jährige PV-Bezugsverträge für 3 €/kWh abgeschlossen.⁵⁶

Dank den stark gesunkenen Kosten sind die neuen erneuerbaren Energien in immer wieder neuen Märkten und neuen Anwendungen (Wärme, Verkehr) rentabel. Die Expansion der Produktionsvolumina befeuert weitere Preisbewegungen *nach unten* (!).

Viele Bezugsverträge für erneuerbare Energien kommen inzwischen ohne regulative Unterstützung in Schwung. Weltweit haben Grosskonzerne begonnen, Strom direkt von Wind- und Solarfarmen einzukaufen, um Geld zu sparen.⁵⁷ Sie schützen sich mit Festpreis-Verträgen über 10 bis 20 Jahre vor einem Preisanstieg, sollten sich die fossilen Energien verteuern.

Marktwertisiko in der Schweiz nicht abgesichert

Wo aber für Investoren keine Möglichkeiten bestehen, das bei erneuerbaren Energien auftretende Marktwertisiko abzusichern, kommt der Umstieg auf sauberen Strom zum Stillstand. Das Marktwertisiko entsteht durch wetterbedingte Überproduktion; es tritt ein, wenn die Sonne europaweit scheint oder der Wind stark und grossflächig die Netze mit Strom füllt, ohne dass flexible Kapazitäten zurückgefahren werden. Es kommt zum Preiszerfall bis hin zu negativen Preisen. Während die Anlagen im KEV-System gegen dieses Risiko abgesichert sind, gilt dies nicht für PV und grosse Wasserkraft, die mittels Investitionsbeiträgen finanziert werden.

⁵⁵ <https://www.rechargenews.com/transition/1605434/german-renewables-surcharge-seen-falling-on-higher-co2-price>

⁵⁶ Emiliano Bellini: Europe's sunny path to grid parity, PV-Magazine International 05/2018 Seite 34

⁵⁷ https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Corporate_sourcing_2018.pdf;
<http://www.rechargenews.com/wind/1537804/gig-ties-up-worlds-longest-wind-ppa-with-norsk-hydro>

Langfristige Verträge mit Grossverbrauchern, Eigenverbrauch und die Speicherung in Batterien bilden für sie die einzige Geschäftsgrundlage, um Vergütungssicherheit zu erreichen.

Die Schweizer Wirtschaft profitiert aber schon heute direkt und indirekt stark von den Kostensenkungen dank den neuen erneuerbaren Energien. Die Importpreise für Elektrizität sind gesunken. Ob aber auch die inländische Stromerzeugung endlich einen Ausbau an erneuerbaren Energien erfahren wird, bleibt unter diesen Bedingungen höchst unsicher und hängt massgeblich von den verantwortlichen Behörden ab.

UVEK und BFE haben seit Inkrafttreten der neuen Gesetzgebung keine Zeichen gegeben, die nun auf einen beschleunigten Ausbau der sauberen Stromerzeugung hindeuten, im Gegenteil:

- Von den 35'000 «alten» Projekten auf der Warteliste für Photovoltaik erhielten weniger als 1000 Anlagen nach der Volksabstimmung von 2017 noch einen positiven Vergütungsbescheid;
- Die Zubaumengen 2018 (in Megawatt) für Neuanlagen wurden nicht erhöht, obschon mehr Mittel zur Verfügung standen;
- Die Zahl der Projekte mit Einmalvergütung wurde wegen der grösseren durchschnittlichen Anschlussleistung sogar halbiert.
- Die Höhe der Einmalvergütung – heute die kostengünstigste Lösung aus Sicht des Geldgebers – soll 2019 um mehr als 30 Prozent gesenkt werden. Dies obschon das gesetzliche Maximum von 30 Prozent für Investitionsbeiträge keineswegs überschritten wird; teilweise liegt die Einmalvergütung schon heute unter 15 Prozent der anrechenbaren Investitionssumme, was besonders in städtischen Gebieten mit spezifisch hohen Installationskosten die Anreize zum Ausbau der Photovoltaik absenkt.⁵⁸ Es ist deshalb kein Wunder, dass die Anmeldungen für Einmalvergütungen im ersten Halbjahr 2018 gesunken sind und sie dürften noch weiter zurückgehen, wenn die angekündigten Reduktionen der Einmalvergütungen Realität werden.
- Weitere Einbussen bei der Rentabilität von PV-Anlagen drohen, wenn der Anteil des nicht-degressiven Arbeitstarifs an den Netzgebühren wie vom BFE angekündigt von 70 auf 50 Prozent abgesenkt wird. Diese Absenkung ist anlässlich der Revision des Stromversorgungsgesetzes geplant. So kann nur noch die Hälfte statt wie bisher 70% der Netzgebühr durch zeitgleichen Eigenverbrauch mittels PV-Anlage gespart werden.

Massnahmen zugunsten anderer Energieträger

Der Vollständigkeit halber sei an dieser Stelle festgehalten, dass dieselben Instanzen, die die günstigen erneuerbaren Energien ausbremsen, alles unternehmen, um die Laufzeiten der veralteten Kernkraftwerke zu verlängern. Dazu gehört unter anderem die beabsichtigte Verschlechterung der Grenzwerte (maximale Strahlendosis) bei Naturereignissen um einen Faktor 100 (von 1 mSv auf 100 mSv), die dazu dient, die Schliessung des Kernkraftwerks Beznau mangels vorgeschriebenem Erdbebenschutz durch die zuständigen Gerichte abzuwenden,⁵⁹ und die Senkung der Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds um zwei Drittel.

Wo die Schweiz punkto Rahmenbedingungen schlechter dasteht als ihre Nachbarn

Die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien sind trotz der Verbesserungen im Energiegesetz noch immer kritisch. Das wirkt sich auch auf das Wachstum der inländischen Stromerzeugung negativ aus:

- Bei den Vergütungsmodellen verzichtet die Schweiz auf Ausschreibungen wie sie in anderen Ländern höchst erfolgreich sind. **Es gibt keine Ausschreibungen, insbesondere für Photovoltaik und die bestehende Wasserkraft, die wettbewerbsfähig die günstigsten Angebote zum Zuge kommen lässt und diese mit einem Langzeit-Bezugsvertrag vor dem Marktwertisiko schützen würde.**

⁵⁸ Siehe Vernehmlassung des UVEK vom 4. Juli

⁵⁹ <https://atomschutzverband.ch/tag/kernenergieverordnung/>

- Ab Ende 2022 soll die Leistung von Einspeiseprämien sogar ganz entfallen, auch für die objektiv kostengünstigste Technologie (PV). Es gibt derzeit keinerlei Möglichkeit, ein bedeutendes, neues PV-Projekt in das bestehende Vergütungssystem zu bringen, selbst wenn die Einspeiseprämie bei den aktuell gestiegenen Preisen faktisch bei null liegen würde und lediglich eine Absicherung gegen Preissenkungen oder negative Preise (Marktwertisiko) aus dem Netzzuschlag geleistet werden müsste. Die Blockierung, die von der Sunset-Klausel und von den derzeit sechsjährigen Wartefristen ausgeht, ist für die technische Innovation im PV-Segment tödlich.
- Während in der Schweiz die Gletscher grossflächig verschwinden, Äcker, Wiesen und Wälder von Austrocknung und Erosion bedroht sind und ein Drittel der Tier- und Pflanzenarten durch die Klimaerhitzung vor dem Aussterben steht, ist die Nutzung von PV-Anlagen an Fassaden und öffentlichen Infrastrukturen in der Schweiz rechtlich kaum geregelt und stösst in der Praxis auf Hindernisse. Grosse PV-Anlagen gehören aber zu den günstigsten und effektivsten Stromlieferanten und könnten an alpinen Lagen erhebliche Beiträge an die Stromerzeugung im Winterhalbjahr leisten, um Stromimporte aus Kohlekraftwerken oder Kernkraftwerken zu vermeiden. Für eine rationale und kostengünstige Stromversorgung müssten Nutzungsbestimmungen erlassen werden, die es erlauben, Grossanlagen entlang von öffentlichen Infrastrukturen zu testen und innert vernünftiger Fristen zu entwickeln.
- Während andere Länder ihre Infrastruktur – zum Beispiel Autobahn-Lärmschutzwände⁶⁰ – für die Stromerzeugung zur Verfügung stellen, gibt es in der Schweiz keine ebenbürtige Praxis und keinen Rechtsanspruch auf Zugang zu staatlichen Nutzungsflächen.
- Hohe Netzanschlusskosten an peripherer Lage werden im Ausland zulasten der Netzbetreiber übernommen, etwa bei den hoch produktiven Offshore-Windfarmen. In der Schweiz müssen teure Anschlusskosten von den Projektanten getragen werden (StromVG Art.16 Abs. 3). Die interessanten Standorte an alpinen Lagen – zum Beispiel die Kombination von Photovoltaik und Lawinenverbauungen – scheitern oft an solchen Hindernissen.

⁶⁰ <https://www.pv-magazine.com/2018/08/20/dutch-government-launches-tender-for-utility-scale-solar-noise-barrier/>

5. Sind Investitionsbeiträge immer besser, weil günstiger?

Investitionsbeiträge und Einmalvergütungen für neue Kapazitäten werden einmalig erteilt. Der Gesetzgeber und Konsumenten müssen keine Folgekosten fürchten. Dies ist aus Sicht des Regulators ein grosser Vorteil. Die Budgets lassen sich leicht einhalten. Das Investitionsrisiko liegt bei den Investoren.

Das reale Risiko der Investoren

Aus Sicht der Investoren liegt die Gemengelage genau umgekehrt. Der Neubau einer kostengünstigen Megawatt Photovoltaikanlage oder die Erneuerung eines Wasserkraftwerks mit Stauwehr, Druckleitung, flexiblem Generator, Fischtreppe und ökologischen Ausgleichsmassnahmen löst hohe initiale Kapitalkosten aus, die verzinst und abgeschrieben werden müssen. Dies ist nur möglich, wenn eine minimale Ertragssicherheit über die gesamte neue Nutzungsdauer (oft 30 bis 60 Jahre) besteht, zumindest aber für die ersten 15 bis 25 Jahre.

Die Preisnotierungen im liberalisierten Strommarkt liefern heute keine solchen Sicherheiten mehr. Es gibt zwar Futures-Märkte mit abgesicherten Preisen über maximal sechs Jahre; ein Markt für Langzeitbezugsverträge über 20 Jahre oder mehr existiert hingegen nicht, Langzeitverträge mit Unternehmen über 15 bis 20 Jahre bilden ein bloss kleines Marktsegment ab und gelten als Ausnahmeerscheinung.

Was tun bei Gestehungskosten von 8 bis 12 Rp/kWh?

Wenn sich für eine neue grosse PV-Anlage nach Abzug der Investitionsbeiträge noch immer Gestehungskosten von z.B. 8 bis 10 Rp/kWh ergeben, gerechnet zu tiefen Schuldzinsen über 20 bis 30 Jahre, während die Strompreise an den Futures-Märkten zwischen 4 bis 6 €/kWh notieren und wenn gleichzeitig stetig neue PV-Anlagen und Windfarmen ans Netz kommen, die europaweit auf Basis von Ausschreibungen 4 bis 6 €/kWh eine staatlich garantierte Vergütung erhalten, dann besteht für Investitionen in der Schweiz ein Wettbewerbsnachteil, der sich auch mit Hinweis auf die «kleine» Differenz zwischen Gestehungskosten und Marktpreisen nicht wegdiskutieren lässt, denn Investitionen werden nur dann getätigt, wenn die Risiken durch Gewinnerwartungen angemessen entschädigt werden.

Investoren tun dann das, was sie in den letzten zehn Jahren stets getan haben: sie investieren im benachbarten Ausland in neue Kraftwerke, weil die Rahmenbedingungen dort viel besser sind. Auf lange Frist droht die Schweizer Elektrizitätswirtschaft deswegen auszubluten und die Konsumentinnen und Konsumenten müssen mit einer Verschlechterung der unabhängigen Stromversorgung rechnen, weil Stromimporte die einheimische Produktion ersetzen sollen, ohne dass die vertraglichen Bedingungen für eine gleichberechtigte Belieferung der Schweiz auch in Notlagen im Strombinnenmarkt gefestigt wären.

Ungewissheit bei der Bemessung der Investitionsbeiträge

Das Bundesamt für Energie und das Parlament haben versucht, dem beschriebenen Marktpreis-Risiko mit der Zusicherung von Investitionsbeiträgen zu begegnen. Doch das Bundesamt für Energie steckt in einer schwierigen Ausgangslage, wenn es die Höhe der Investitionsbeiträge «richtig» bemessen soll. Im Faktenblatt «Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse» heisst es (und die Ausführungen gelten analog auch für grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung):

«Ein wesentliches Element zur Bemessung der Beitragshöhe sind die zukünftigen Erlöse aus solchen Anlagen. Zu diesem Zweck stellt das BFE gemäss Artikel 68 Absatz 2 sowie Artikel 89 Absatz 2 der Energieförderverordnung (EnFV) ein stündliches Preisszenario zur Verfügung. (...) Die Annahmen über die Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa basieren auf

den offiziellen Szenarien der EU und deren Mitgliedstaaten, sowie auf der Einschätzung der jeweiligen Pöyry-Länderexperten. Dabei wird der Zu- bzw. Rückbau von Kernkraft und erneuerbarer Stromerzeugung exogen vorgegeben. Fossil-thermische Kraftwerke werden im Modell endogen zugebaut, sofern deren Betrieb rentabel ist. Für die Schweiz orientieren sich die Annahmen an der „Variante C&E“ der Energieperspektiven 2050, allerdings ohne den Zubau von Gaskombikraftwerken, da diese in der Modellrechnung nicht wirtschaftlich betrieben werden können.»⁶¹

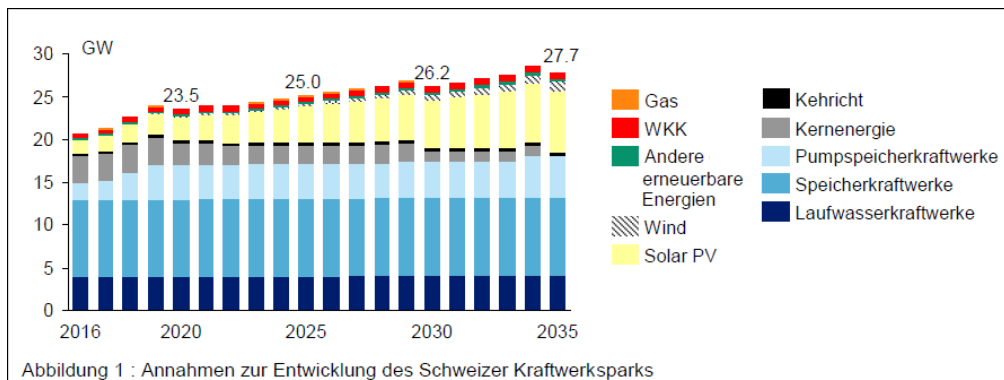


Abbildung 40 Entwicklung des CH-Kraftwerksparks in der jüngsten Perspektive des BFE

Quelle: BFE, Kurzbericht 6. Dezember 2017

Das Streben nach der «richtigen» Preisprognose illustriert die Schwierigkeiten des Regulators, die mit vermeintlich günstigen Investitionsbeiträgen einhergehen:

- Es ist so gut wie unmöglich, den «richtigen» Strompreis auf längere Sicht zu schätzen. Denn er ergibt sich aus einer Reihe von politischen Entscheiden vieler Nachbarländer über die Gestaltung des CO₂-Emissionshandels, den Ausbau von erneuerbaren Energien inkl. Speichern und aus der Witterung, die schon heute die grössten Marktwertschwankungen verursacht.
- Der Versuch, aus einer Simulation des inländischen Kraftwerksparks Rückschlüsse auf das Preisniveau zu ziehen, ist von Anfang an zum Scheitern verurteilt. Die Schweizer Produzenten sind angesichts der hohen Konnexion zu den Nachbarländern seit Jahren Preisnehmer, weitgehend unabhängig vom Bestand an inländischen Kraftwerken.

Massgeschneiderte Bedingungen in den Nachbarländern – Nachteile in der Schweiz

Selbst bei Anrechnung von vergleichsweise hohen Investitionsbeiträgen verbleiben Investoren in der Schweiz Risiken, die sie über 20 bis 40 Jahre alleine tragen müssen. In den meisten Nachbarländern besteht dieses Risiko so nicht, weil neue Kapazitäten mit einer Preisgarantie erstellt werden können, die aus dem Netzzuschlag finanziert wird.

Bei Strompreisen von 5 bis 6 €/kWh verursachen Preisgarantien für PV und Windenergie diesen Ländern fast keine Nettokosten mehr, denn die Bezuschlagungen bei Ausschreibungen bewegen sich ungefähr auf demselben Preisniveau. Kosten, die aus dem Netzzuschlag gedeckt werden müssten, entstehen nur, wenn die Strompreise dauerhaft auf die tiefen Notierungen von 2015/2016 zurückfallen. Dies ist dank der Revision des europäischen Emissionshandels kurzfristig kaum zu erwarten.

Die steigenden Strompreise könnten gar einen neuen Boom von erneuerbaren Energien verursachen, weil die Preisgarantien, selbst wenn sie den Regulator nichts kosten, für Investoren im Ausland bares Geld wert sind. Auf Basis von erfolgreichen Ausschreibungen können sie ihre Projekte kostengünstiger finanzieren als Investoren in der Schweiz. Denn für langlebige Investitionen sichern selbst Investitionsbeiträge von 30% und mehr die Risiken hierzulande nur ungenügend ab.

⁶¹ Bundesamt für Energie: Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 68 Abs. 2 und Art. 89 Abs. 2 EnEV), Provisorische Ergebnisse (Testlauf 2017), Kurzbericht vom 6. Dezember 2017 (Version 1.2) Seite 1

Gewinner oder Verlierer – und Verlust des hohen Eigenversorgungsgrades

Investoren mit Anspruch auf Investitionsbeiträge werden das Bundesamt für Energie bedrängen, hohe Sicherheitsmargen zu berücksichtigen; sie werden beim Bundesrat zudem darauf drängen, auf eine volle Marktöffnung zu verzichten, um die Preisbindung wenigstens bei den gebundenen Kunden zu erhalten.

Am Ende wird es Gewinner oder Verlierer geben: Entweder die Investitionsbeiträge sind zu hoch oder zu niedrig. So bleibt ungewiss, ob überhaupt investiert werden kann, um die Wasserkraft inkl. ökologische Sanierung und Leistung von Wasserzinsen zu erhalten und zu modernisieren, und die Expansion grosser PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch – zum Beispiel entlang von Leitplanken an Autobahnen und Autostrassen – bleibt finanziell in der Schwebe. So wird der bisher hohe Eigenversorgungsgrad und damit mittelfristig auch die Versorgungssicherheit unnötig aufs Spiel gesetzt.

Diese Ungewissheit treibt die Finanzierungskosten in die Höhe. Investitionsbeiträge sind deshalb den festen Vergütungen auch punkto Kosten unterlegen. Die aktuelle Gesetzgebung verteuert die Schweizer Projekte im Vergleich zum Ausland. Die Folge davon könnte ein Verzicht sein auf neue Projekte – oder eine unnötige Übertreibung der Investitionsbeiträge. Veraltete Wasserkraftwerke leiden dann unter Wertverlust, weil sie weder ökologisch saniert noch betrieblich ertüchtigt werden können. Die Investitionen werden dann ins Ausland verlagert wie schon in den letzten zehn Jahren.

Subsidiäre Einspeiseprämien reduzieren Risiken und Gestehungskosten

Um eine solche Abwärtsspirale zu verhindern, sollte der Gesetzgeber für PV und bestehende Grosswasserkraft die Einführung von Differenzverträgen prüfen. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung hat verschiedene Marktmodelle untersucht und ist zum Ergebnis gelangt, dass Differenzverträge «für geringste Gesamtkosten sorgen».⁶²

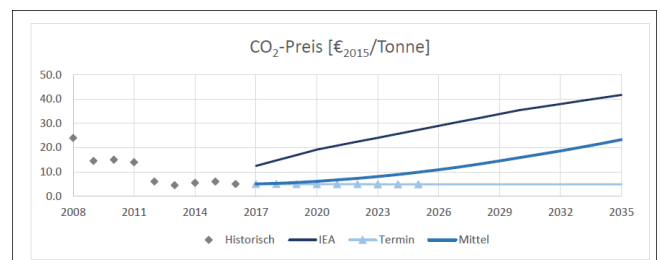
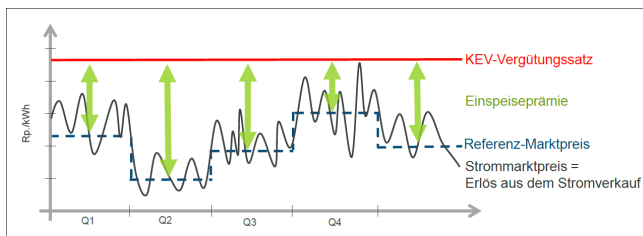


Abbildung 41 Einspeiseprämie bei Direktvermarktung (Quelle BFE)⁶³

Abbildung 42 CO₂-Preise in der Modellierung des Bundesamtes für Energie (Quelle: BFE)⁶⁴

Differenzverträge garantieren den Investoren eine feste Vergütung über 20 Jahre oder mehr. Am günstigsten sind die Preisgebote, wenn sich die Preisgarantie der Lebenserwartung einer Anlage annähert.

Alte Wasserkraftwerke, die sich auf Basis von Investitionsbeiträgen und in Erfüllung der ökologischen Vorschriften nicht wirtschaftlich erneuern lassen, könnten ebenfalls einen Differenzvertrag erhalten und würden dann wie Neuanlagen anderer Techniken betrachtet. Dies kann wie in der EU mit wettbewerblichen Elementen geschehen:

- Der Gesetzgeber kann wie für andere Technologien ein Vergütungsmaximum definieren, das sich an Vergleichskosten der Strombereitstellung (z.B. Windenergie oder Photovoltaik + Speicherkosten) orientiert.

⁶² Nils May, Karsten Neuhoﬀ, Jörn Richstein Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, DIW Wochenbericht Nr. 28/2018, Seite 325-635; https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-28-3

⁶³ Bundesamt für Energie: Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 68 Abs. 2 und Art. 89 Abs. 2 EnFV), Provisorische Ergebnisse (Testlauf 2017), Kurzbericht vom 6. Dezember 2017 (Version 1.2)

⁶⁴ Faktenblatt Direktvermarktung, Version 1.0 vom 22. November 2017

- Der Netzzuschlagsfonds zahlt nur subsidiär, was der Markt von selber nicht hergibt.
- Bei steigenden Strompreisen wie in der Phase seit 2016 wird die Einspeiseprämie somit kleiner (günstiger), bei sinkenden Strompreisen grösser.
- Differenzverträge schützen die Investoren vor Preiseinbrüchen und ermöglichen günstigere Kreditbeschaffungen. Sie schützen aber auch die Konsumenten vor Versorgungslücken und schöpfen die Gewinne während der Vertragszeit ab, sollten die Strompreise über den vergütungspreis hinaus ansteigen. Bestes Beispiel für einen möglichen nicht antizipierten Preisanstieg ist das Revival des EU-Emissionshandelssystems, das die CO₂-Preise auf über 25 €/t CO₂ ansteigen liess. Damit wurde das BFE Hochpreisszenario bereits 2018 überschritten, das frühestens ab 2020 erwartet wurde (Abbildung 41).
- Differenzverträge entbinden den Regulator von der unlösbaren Aufgabe, die Marktpreise auf lange Sicht vorauszusagen. Unlösbar ist diese Aufgabe, weil die Preise eben nicht durch Angebot und Nachfrage privater Produzenten bestimmt sind, sondern durch Regulierungen in Brüssel (Emissionshandel), durch das Investitionsverhalten der EU-Mitgliedstaaten (Ausschreibungen mit Einspeiseprämien), durch die Witterung (Sonne, Wind, Niederschläge) und durch das Ausbautempo von neuen Stromspeichern. Dazu kommen nicht prognostizierbare Ereignisse wie Atomunfälle oder Versorgungskrisen von fossilen Energieträgern (Erdgas, Erdöl).

Lücken im bestehenden Energiegesetz

Im Kern sind Differenzverträge im revidierten Energiegesetz bereits angelegt, aber sie entfalten keine Wirksamkeit:

- Die Grosswasserkraft wurde von Einspeiseprämien ausgeschlossen; dem Marktrisiko und der Finanzierung der gesetzlich zwingenden Gewässerschutz-Massnahmen wurde kaum Beachtung geschenkt.
- Die Höhe der Einspeiseprämien wird administrativ verfügt, ohne wettbewerbliche Elemente, zum Beispiel Ausschreibungen (für Neuanlagen) oder Maximalvergütungen (für die Erneuerung bestehender Anlagen).
- Die Begrenzung der Vergütungsfrist auf 15 Jahre ist nicht auf die Betriebsdauer der Investitionen abgestimmt, was die Förderkosten unnötig in die Höhe treibt

Eckwerte des geltenden Systems

Im geltenden Energiegesetz garantiert der Regulator die Differenz zwischen Referenz-Marktpreis und der vereinbarten Gesamtvergütung:

- Die Einspeiseprämie für Nicht-PV-Kraftwerke rechnet sich als *Differenz zwischen zugesicherter Vergütung und dem Tagespreis (day ahead)* an der Strombörse.
- Die Einspeiseprämie für PV-Kraftwerke rechnet sich als *Differenz zwischen zugesicherter Vergütung und dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.*⁶⁵

Steigen die Marktpreise über die Gesamtvergütung hinaus, muss der Mehrerlös an den Netzzuschlagsfonds erstattet werden.⁶⁶

Langfristige sinkende Preise zu erwarten

Die fehlende Rentabilität von neuen Kraftwerken oder von Erneuerungen ist durch die Revision des Emissionshandels nicht grundlegend beseitigt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird die

⁶⁵ ENFV Art. 15

¹ Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.

⁶⁶ EnG Artikel 21 Absatz 5: «Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.»

preisbestimmende Rolle der heute noch dominanten fossilen Energien schwächen, je stärker sich die Zahl der Stunden erhöht, während denen die erneuerbaren Energien den gesamten Bedarf decken können. Mit der Zeit werden nur noch Kraftwerke mit tiefen Grenzkosten am Markt operieren. Die Folge ist wäre dann erneut eine zunehmende Zahl von Preiseinbrüchen mit teils negativen Strompreisen, wie in der Periode 2015-2017.

Für Investoren in der Schweiz, die über 20 bis 40 Jahre kalkulieren, ist dieses Marktwertisiko höchstens für Speicherkraftwerke hinnehmbar, die ihre Lieferungen auf Hochpreisphasen ausrichten können, deren Anteil mit der Verbreitung von erneuerbaren Energien ebenfalls eher zunimmt.

6. Photovoltaikstrom optimiert für das Winterhalbjahr

Nicht selten wird die Zurückhaltung bei der Photovoltaik mit der angeblich fehlenden PV-Stromerzeugung in Winterhalbjahr begründet. Doch dieser Vorwurf ist technisch gesehen ungenau und als Pauschal-Aussage falsch. Es gibt verschiedene Rezepte, den PV-Stromanteil im Winterhalbjahr zu steigern:

- **Vertikale Ausrichtung der Panels:** PV-Fassaden oder vertikale bi-faziale Module an Strassen und Infrastrukturen; Nachführung der Panels («Tracking»).
- **Nutzung von Standorten reich an Winter- und Frühjahrs-sonne (Jura, alpine Zonen, Alpensüdseite):** Hier können PV-Anlagen einen Anteil von 40 bis 55 Prozent im Winterhalbjahr erreichen, wie die Anlage auf dem Mont Soleil und eine grosse Zahl konkreter Beispiele zeigt.⁶⁷

PV-Spezialist Heinrich Häberlin, emeritierter Professor an der Fachhochschule Burgdorf, hielt 2012 fest, «dass für einen massiven Einsatz von Solarstrom in der Schweiz durch eine geschickte Kombination von Photovoltaikanlagen im Flachland und in den Alpen der Bedarf nach gespeicherter Energie massiv gesenkt werden kann»:

«Mit total 20 GWp installierter PV-Spitzenleistung (je 50 % auf Dächern im Mittelland und 50 % um 90 ° angestellt in den Alpen) dürften sich somit (...) eine Jahresproduktion von etwa 23 TWh ergeben. wovon im schlechtesten Monat Dezember immerhin pro Tag gut 41 GWh/d oder im ganzen Monat etwa 1,3 TWh zur Verfügung stünden, also etwa 54 % der maximal möglichen Dezember-Produktion der schweizerischen Kernkraftwerke bei Vollast. Dazu würde mit einem rechnerischen Solargenerator-Wirkungsgrad von 15 % eine Solargenerator-Fläche von je etwa 67 km² auf Dächern im Mittelland und in den Alpen benötigt. Mit Pumpspeicherwerken mit einer speicherbaren Energie von einigen 100 GWh dürfte so auch eine Periode mit geringer Produktion wie in den Dezember-Monaten der Jahre 2002 und 2010 überbrückbar sein. Derartige Speicherkapazitäten dürften nach der Vollendung des gegenwärtig im Gang befindlichen Ausbaus der Pumpspeicherkapazitäten und Pumpenleistungen in der Schweiz in einigen Jahren durchaus vorhanden sein.»⁶⁸

Häberlin stellt fest, dass der Vergleich von Mittelland-Dachanlagen und alpinen Fassadenanlagen zeige, «dass ihre Produktion zu einem schönen Teil komplementär ist. Eine Kombination beider Anlagentypen würde eine Energieproduktion ergeben, die viel näher am Jahresverlauf des Energieverbrauchs der Schweiz» liege. Anhand von Einzelbeispielen von alpinen, vertikal gestellten Anlagen sei «zu erkennen, dass hier ein eigentliches Sommerloch auftritt und dass in den Monaten November bis Februar die Produktion sehr hoch und die Streuung relativ tief ist.»⁶⁹

Die Problematik des Landschaftsschutzes hatte Häberlin ebenfalls erkannt: «Da in den Alpen niemals genügend Fassadenflächen an Gebäuden zur Verfügung stünden, müssten für ein solches Szenario neben Anlagen an möglichst vielen alpinen Gebäuden auch Freiflächenanlagen gebaut werden. Gewisse Konflikte mit dem Landschaftsschutz wären dabei unvermeidlich.»

Die in diesen älteren Berechnungen verwendeten Wirkungsgrade von 15% sind nicht mehr aktuell. Die steigende Effizienz der Solarmodule verringert den Flächenbedarf; die Möglichkeiten bi-fazialer Zellen sowie der erhöhte Ertrag mittels Tracking (Nachführung der Module), wie es bei Megawatt-Anlagen im Ausland inzwischen gang und gäbe ist, wurde ebenfalls nicht berücksichtigt. Anstelle oder ergänzend zu Standorten in den Alpen kommen auch ganz normale Haus-Fassaden in Betracht, bei denen die PV-Oberflächen als solche nicht mehr sichtbar sind.

Anstelle von Freiflächen kämen aber auch die in den Alpen zahlreichen Verkehrs-Infrastrukturen und die Stauseen in Frage. Schwimmende Solarmodule auf stehenden Gewässern haben besonders in Asien inzwischen Marktreife erlangt und werden pro Jahr in grossen Stückzahlen installiert (Abbildung 47).

⁶⁷ <http://www.societe-mont-soleil.ch/solkraftwerk-wissen.html>

⁶⁸ Heinrich Häberlin: Wie mit PV-Strom durch den Winter?, in: Elektrotechnik 1/2012, Seiten 44-49

⁶⁹ Messwerte: Normierte Mehrjahresstatistik der Jahre 1995–2010 der hochalpinen PV-Anlage Birg (2670 m) an der Fassade der Schilthornbahn, Häberlin 2012 a.a.O., S. 46

Beispiele: erhöhte Produktion im Winterhalbjahr / Integration in bestehende Infrastrukturen



Abbildung 43 Bi-faziale Solarzellen, vertikal aufgeständert (Bild: Photon)

Abbildung 44 Fassadenanlage Zürich (Bild Solvatec)

Abbildung 45 Fassadenanlage Basel (Bild Solvatec)

Abbildung 46 alpine Anlage Muotas Muragl (Quelle: Muntwyler 2013)⁷⁰

Abbildung 47 Schwimmende Solarstromanlage (PV Magazine 2018)

Abbildung 48 Nutzung von Lärmschutzwänden mit bifazialen Zellen (Nordmann 2012)⁷¹

⁷⁰ Urs Muntwyler: Has Europe a need for solar plants in Africa? Has Europe a need for solar plants in Africa?, Bern University of Applied Sciences, Dept. Engineering and Information Technology (2013)

Im Jahre 2012 gab es auch noch keine bi-fazialen Solarmodule im industriellen Massstab, die man entlang von Verkehrswegen und bestehenden Infrastrukturen im alpinen Raum in vertikaler Position im industriellen Massstab testen konnte. Vertikal aufgeständerte bi-faziale Zellen können wegen der zweiseitigen Leistungsaufnahme eine erhöhte Produktion pro m² Modulfläche aufweisen. Sie eignen sich bei vertikaler Montage besonders gut für das alpine Gebiet, weil sie vor Schneebefall weitgehend geschützt sind und vom Albedo-Effekt der beschneiten Umgebung profitieren.

Im Jura und im alpinen Raum gibt es Tausende Kilometer bestehender Strassen und Schienen, Millionen Quadratmeter baulicher Infrastrukturen, die für eine Montage von PV-Anlagen im bereits bebauten Raum in Frage kämen, ohne dass frischer Boden beansprucht werden müsste. Dadurch entsteht energiewirtschaftlich eine neue Ausgangslage.

Dabei spielen natürlich auch die Kosten eine entscheidende Rolle. Wichtig dabei ist, dass die Projekte, Standort-Perimeter und Losgrößen bei Ausschreibungen gross genug gehalten werden, damit die Anlagen konkurrenzfähig Strom erzeugen können. Dies ist bei Anlagen ohne Eigenverbrauch in der Regel erst in der Megawatt-Klasse möglich.

Photovoltaik für das Winterhalbjahr: Standorte und Kosten

Dass es technisch möglich ist, erhöhte PV-Beiträge im Winterhalbjahr zu erzeugen, ist bekannt. Es kommt auf die Ausrichtung und den Standort der Panels an. Die Ausrichtung beeinflusst aber auch die Höhe der Jahresproduktion und damit der Kosten. Um die Landschaft zu schonen, sind Anlagen an Fassaden im Mittelland besonders interessant, ebenso Infrastrukturen im alpinen Raum mit überdurchschnittlicher Einstrahlung.

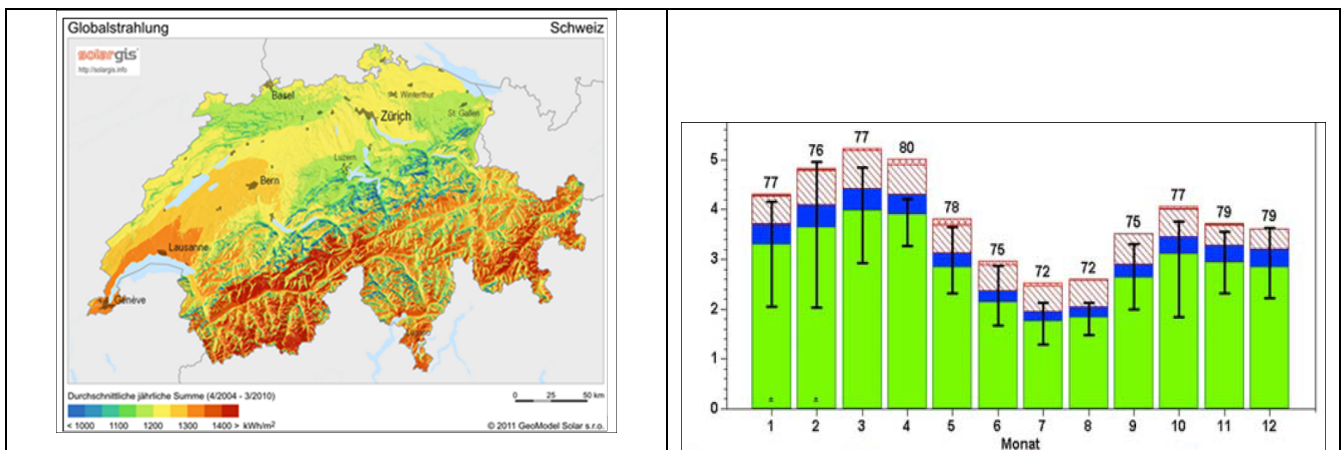


Abbildung 49 Solaratlas Schweiz

Abbildung 50 Produktionsverteilung nach Monaten: 56,6 Prozent Winterproduktion der Fassadenanlage Birg (2670 m)

(Quellen: Solargis⁷², Häberlin 2012)

Energiewirtschaftlich besonders bedeutsam sind die PV-Beiträge im Frühjahr (Februar bis April), weil dann das Speicherseewasser zur Neige geht. Eine entlastende Wirkung geht auch von den regelmässig auftretenden Windstrom-Überschüssen in den europäischen Nachbarländern aus. Die Erzeu-

⁷¹ Th. Nordmann, Th. Vontobel, L. Clavadetscher: 15 YEARS OF PRACTICAL EXPERIENCE IN DEVELOPMENT AND IMPROVEMENT OF BIFACIAL PHOTOVOLTAIC NOISE BARRIERS ALONG HIGHWAYS AND RAILWAY LINES IN SWITZERLAND, 27TH PV CONFERENCE, FRANKFURT, GERMANY, SEPTEMBER 24TH – 28TH 2012

⁷² <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SolarGIS-Solar-map-Switzerland-de.png>

gung von Windenergie erreicht zwischen Dezember und Februar das Jahres-Maximum; negative Strompreise sind auch im Dezember und Januar keine Ausnahme, wenn der Bedarf sehr hoch ist!⁷³

Dank verstärkter PV-Produktion im Winterhalbjahr und dank dem Import von Windenergie aus Nachbarländern kann das Schweizer Speicherseewasser verstärkt an jenen Wintertagen eingesetzt werden, an denen Sonne und Windenergie wenig hergeben und die Strompreise erst noch hoch notieren.

Der günstigste Strom im Winterhalbjahr kommt von der Photovoltaik

Dank der starken Vergünstigung der Photovoltaik lässt sich der Bedarf im Winterhalbjahr –das war vor wenigen Jahren noch nicht so – mittels Photovoltaik kostengünstiger decken als mit allen anderen Energien. Dies zeigen die nachfolgenden Modellrechnungen anhand der Einstrahlungswerte am Standort Zürich und dem Vergleich mit Messungen an alpinen Standorten.

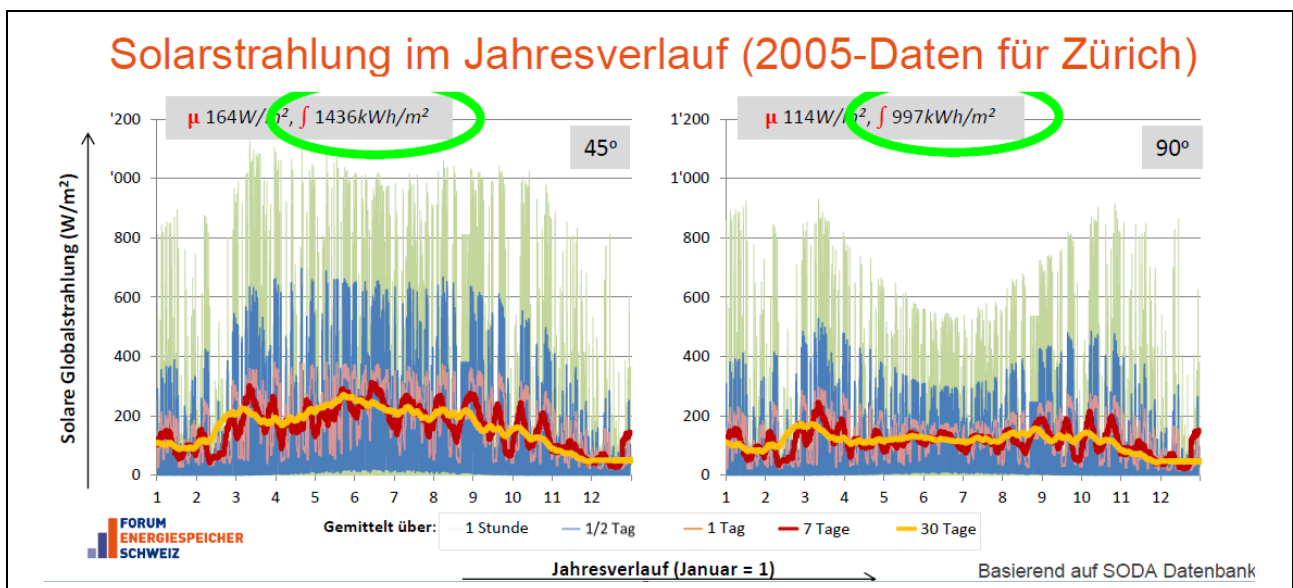


Abbildung 51 Solare Einstrahlung bei 45° und bei 90° Neigung
(Quelle: Kober et al. 2018)⁷⁴

Die Messwerte der solaren Einstrahlung für den Standort Zürich zeigen: Die solare Einstrahlung auf vertikale Flächen verläuft im Jahresverlauf gleichmässiger als für abgeschrägte oder horizontal ausgerichtete Solarmodule, führt aber zu einem um ca. 30 Prozent niedrigeren Jahreseintrag.

Vertikal gestellte Anlagen verzeichnen überdurchschnittlich hohe Produktion im Frühjahr (Abbildung 51, rechts), während auf 45° abgeschrägten Anlagen die Peaks im Sommer höher, die Lows im Winter aber tiefer ausfallen (Abbildung 51, links), allerdings mit einer in absoluten Zahlen etwa 40% höheren Gesamterzeugung (1436 kWh versus 997 kWh Einstrahlung).⁷⁵

Die Produktionseinbussen von vertikalen (Fassaden-)Anlagen führen bei einem hohen Anteil Eigenverbrauch nicht zwangsläufig zur Unwirtschaftlichkeit, vermindern aber die Rentabilität massiv;

Es ist deshalb stossend, dass die erhöhte Systemdienlichkeit solcher vertikaler Anlagen vom Regulator nicht honoriert wird, denn die Winterproduktion von der Fassade oder von vertikalen PV-Anlagen ist um ein Mehrfaches günstiger als die Erstellung von Saisonspeichern, und sie ist auch günstiger und weniger landschaftsbelastend als die Erstellung neuer Wasserkraftwerke.

⁷³ https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_price_emission/08.10.2018/11.10.2018; Windenergie-Report Deutschland 2017, <http://s.fhg.de/WERD>

⁷⁴ Tom Kober (PSI), Markus Friedl (HSR), Jonas Mühlethaler (Swissgrid): Saisonale Flexibilisierungsmöglichkeiten der Energieversorgung in der Schweiz, 28. Februar 2018, FESS Speicher-Roundtable, Bern

⁷⁵ Im Winter ist der Wirkungsgrad von Solarstromanlagen höher als im Sommer. Die Unterschiede in der Einstrahlung widerspiegeln deshalb nicht 1:1 die Unterschiede der Produktion.

Die Attraktivität von Fassaden-Anlagen könnte gesteigert werden, wenn sie mittels erhöhter Vergütungen abgegolten würde. In der Schweiz werden pro Jahr 15 Millionen Quadratmeter Fassaden pro Jahr erstellt.⁷⁶ Das Potenzial für zusätzliche Winterproduktion im überbauten Raum wäre entsprechend riesig, aber es bleibt unter den heutigen Bedingungen weitgehend unerschlossen.

Kostenparität vertikaler Anlagen im alpinen Raum?

Der tiefere spezifische Ertrag von vertikal ausgerichteten Panels bedeutet, dass für die Deckung eines erhöhten Winterhalbjahranteils eine entsprechend grössere Panelfläche installiert werden muss.

Eine andere Möglichkeit der Kompensation besteht darin, dass man an Standorte ausweicht, in denen die Einstrahlung generell und besonders im Winter höher ist als im Mittelland. Der ganze alpine Bogen in der Schweiz (inkl. Jura und Genfersee) weist höhere Einstrahlungswerte auf als das dicht besiedelte Deutschschweizer Mittelland (Abbildung 49, Solaratlas). Ein Beispiel einer besonders guten Lage ist das Engadin (Kanton Graubünden), wo mit senkrecht gestellten Panels, montiert an der Bergbahn Muottas Maragl eine Produktion von 1600 kWh/kW/a erreicht wurde (Abbildung 46).⁷⁷ Heinrich Häberlin hat umfangreiche Messungen an alpinen Anlagen und kam bei der Bergstation Birg (Schilthorn, 2670 m) auf einen Winteranteil von 56,6 Prozent der Jahresproduktion (Abbildung 50).⁷⁸

		Standort Zürich		Standort Engadin (Kalk. Einstrahlung +40%)	
	Anstellwinkel	Einstrahlung	Produktion	Einstrahlung	Produktion
	45 Grad	1436	100	2010	140
	90 Grad	997	69	1396	97
	0 Grad	1230	86	1722	120
	25 Grad	1425	99	1995	139

Abbildung 52 vertikale Anlagen («90 Grad») an alpinen Lagen können die gleiche Jahresproduktion erreichen wie Standorte im Mittelland mit schräger Ausrichtung

(Quelle: Schätzung Rechsteiner auf Basis Solargis, Kober et al. (2018), Häberlin (2012), Muntwyler (2013))

Die Gegenüberstellung der Standorte Zürich und Engadin führt zu folgender Schätzung: Im Engadin lässt sich mit senkrechten Panels pro m² Modulfläche etwa gleich viel Jahresproduktion erzeugen wie mit schräg gestellten Solarmodulen in Zürich. Das heisst, dass die Verschiebung der Standorte in alpine Gebiete zu einer besonders kostengünstigen Produktion im Winterhalbjahr führen kann. Gleichzeitig könnte die Photovoltaik zu ähnlichen Erträgen führen wie die Wasserkraft, wenn es den Standort-Gemeinden gelingt, in den Genuss von Pachten und Ertragssteuern zu gelangen, wenn alpine Infrastruktur als Standorte erfolgreich sind.

Im alpinen Gebiet ist nicht zu erwarten, dass die besonders günstigen Grossanlagen mit einem hohem Anteil Eigenverbrauch erstellt werden können, denn an peripheren Lagen ist der Stromkonsum gering. Um solche Lagen zu erschliessen braucht es möglicherweise ebenfalls spezielle Regelungen zur Deckung der erhöhten Netzanschlusskosten. Nicht zufällig verzichten viele europäische Länder bei der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie auf Netzanschluss-Gebühren. Um die Ressource «Photovoltaik für den Winter» zu erschliessen, sollten die potenziellen Standort-Kantone darauf dringen, dass die Netzdienlichkeit der winterlichen Photovoltaik (wie auch von Batterien) mit der Netz-

⁷⁶ Joshu Jullier: Strom aus der Fassade, Bericht über das Potenzial von Photovoltaik in Schweizer Fassaden (September 2013), Bachelorarbeit an der ETH Zürich

⁷⁷ Urs Muntwyler: Has Europe a need for solar plants in Africa? Has Europe a need for solar plants in Africa?, Bern University of Applied Sciences, Dept. Engineering and Information Technology (2013)

⁷⁸ Elektrotechnik 1/2012, Seite 46

dienlichkeit von Pumpspeicherwerken gleichgestellt wird. Bei den Pumpspeicherwerken verzichtet der Gesetzgeber auf Netzgebühren (StromVG Art. 4 Abs. 1 b.).

Um den Herausforderungen zu begegnen und den Suchprozess nach den besten Standorten und den günstigsten Montagesystemen zu professionalisieren, sollte an die Stelle der Wartelisten ein System sequenzieller Ausschreibungen treten, wie sie im Ausland höchst erfolgreich sind. Das hiesse, dass ergänzend zur Einmalvergütung für kleine und mittlere Anlagen alle drei bis sechs Monate ein festes Kontingent für Grossanlagen mit mehr als 1 MW Leistung ausgeschrieben wird (zB. 300 MW pro Jahr bis 2035), wobei sich diese Anlagen deutlich vergünstigen dürften, wenn das Marktwertisiko durch Differenzverträge mit Einspeiseprämien abgesichert wird (geringere Finanzierungskosten), anstelle der vermeintlich günstigen Einmalvergütung.

Diese Überlegungen führen zur Erkenntnis, dass Anlagen mit hohem Winteranteil nicht zwingend teurer sein müssen als PV-Stromerzeugung im Mittelland. Die grössten Hindernisse bei der Umsetzung sind nicht technischer, sondern rein regulativer Natur: es braucht standardisierte, niedrighschwellige Standortgenehmigungen für PV-Anlagen entlang von Infrastrukturen (Verkehrswege, öffentliche Gebäude, Stauseen, Deponien, Weidezäune usw.), und zwar für Anlagen in Megawatt-Grösse, ein Erlass der Netzanschlussgebühren für Anlagen mit hohem Winteranteil und Replikationsmöglichkeiten in grosser Zahl, um Ausschreibungen nach dem Motto «mehr vom selben» sequenziell in grosser Zahl und über lange Jahre hinweg durchzuführen.

Weiter sinkende Kosten

Installation	800 kWh/kW			1000 kWh/kW			1200 kWh/kW		
	sFr./Wp 2035 1MWp	sFr./Wp 2018 1MWp	sFr./Wp 1988 10kWp	sFr./Wp 2035 1MWp	sFr./Wp 2018 1MWp	sFr./Wp 1988 10kWp	sFr./Wp 2035 1MWp	sFr./Wp 2018 1MWp	sFr./Wp 1988 10kWp
Total PV cost install.	0.5sFr./Wp	0.9sFr./ Wp	12.3sFr./ Wp	0.5sFr./Wp	0.9sFr./ Wp	12.3sFr./ Wp	0.5sFr./Wp	0.9sFr./ Wp	12.3sFr.
Interest	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Lifetime	40	40	25	40	40	25	40	40	25
Amort.rate	4.33%	4.33%	5.74%	4.33%	4.33%	5.74%	4.33%	4.33%	5.74%
Service etc.	1Rp/kWh	1.5Rp/ kWh	10Rp/kWh	1Rp/kWh	1.5Rp/ kWh	10Rp/kWh	1Rp/kWh	1.5Rp/ kWh	10Rp/kWh
PV electri-city costs	3.7Rp/ kWh	6.4Rp/ kWh	90.6Rp/kWh	3.2Rp/ kWh	5.4Rp/ kWh	80.6Rp/kWh	2.80Rp/ kWh	4.75Rp/ kWh	68.8Rp/kWh

Abbildung 53 Kostenentwicklung Photovoltaik 1988, 2018 und – geschätzt für 2035

(Quelle: EU-PVSEC/Urs Muntwyler⁷⁹)

An der internationalen EU PVSEC (PV Solar Energy Conference and Exhibition) 2018 in Brüssel wurden Preisanalysen und Prognosen für Solarstrom veröffentlicht, die die Gestehungskosten für 2018 auf 5 bis 6 Rp/kWh beziffern und für 2035 Werte von 3 bis 4 Rp/kWh prognostizieren. Es ist unstrittig, dass solche Preise möglich sind. In Spanien werden langfristige Bezugsverträge zu 3 €/kWh abgeschlossen, in Deutschland lagen die Zuschlagswerte von 20jährigen Verträgen bei 4,3 bis 4,7 €/kWh.⁸⁰

Dieses europäische Preisniveau kann nicht 1: 1 auf die Schweiz übertragen werden. Gewisse Kosten sind sehr sportlich gerechnet:

- Freilandanlagen im Megawatt-Format erfordern spezielle Bewilligungen und eine routinierte Abwicklung wie im Ausland ist hierzulande nicht zu erwarten,
- Unterhaltskosten von 1 Rp/kWh (2035) und 1,5 Rp/kWh (2018) sind knapp angesetzt. Baut man PV-Anlagen in Siedlungsnähe, zum Beispiel an Lärmschutzwände, sind Reinigungskosten und erhöhter Unterhalt wahrscheinlich.

Investitionskosten von weniger als 1 CHF/kW sind nur zu erwarten, wenn spezialisierte Anbieter in einem kompetitiven Umfeld jährlich eine Vielzahl von Megawatt-Anlagen installieren können und dadurch hohe Auslastung, Erfahrung und Routine erreichen. In vielen Ländern der Welt haben sich solche Preise dank wiederkehrenden Ausschreibungen eingestellt. Ausschreibungen gehören bisher jedoch nicht zum energiepolitischen Instrumentarium der Schweiz (Ausnahme: Wasserkraft) und müssten erst gesetzlich definiert werden, und zwar mit Zubaumengen von mehreren Hundert MW pro Jahr

Wenn man die Kosten von Solarstrom im Winterhalbjahr diskutiert, sollte man sich der Tatsache bewusst sein, dass sich der Preis der Solarmodule in den letzten Jahren um 12 Prozent pro Jahr vermindert hat. In der Perspektive bis 2030 sind deshalb für grosse Anlagen selbst bei vertikaler Aufstel-

⁷⁹ Die Berechnungen basieren auf Prognosen der EU-PVSEC-Konferenz 2018. Urs Muntwyler: Future of PV – 35th EUPVSEC, PPT-Dokument vom 4. Oktober 2018

⁸⁰ www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node

lung mit verminderter Leistungsaufnahme Preise unter 4 Rp/kWh möglich. Preise unter 7 Rp/kWh sind heute bereits Tatsache, wie die Auktionen in Deutschland und eigene Hochrechnungen, basierend auf den Angaben der EU-PV-Konferenz 2018 zeigen.

Es kann aber nicht genug betont werden, dass solche Preise nur dann möglich sind, wenn Projekte ohne Wartefristen, in ausreichender Grösse, ohne hohe Netzanschlusskosten und durch professionelle Installationsfirmen mit einem langjährigen, grossen Produktionsportfolio erstellt werden können. Die heutigen Rahmenbedingungen in der Schweiz erfüllen kein einziges dieser Kriterien.

Photovoltaik am günstigsten

Mit Kostenparität oder Mehrkosten von 2 bis 3 Rappen im Vergleich zu «Normalanlagen» lässt sich jede zusätzliche kWh Photovoltaik für das Winterhalbjahr günstiger bereitstellen als mit neuer Wasserkraft oder mit irgendeiner anderen Technologie, die derzeit aus dem Netzzuschlag finanziert wird.

Dank den gesunkenen PV-Kosten lohnt es sich deshalb, eine Strategie zu verfolgen, die einen massgeblichen Teil der Stromerzeugung auch für das Winterhalbjahr auf Basis von Photovoltaik bereitstellt, statt auf Technologien zu setzen, die weder mengenmässig noch preislich dem Vergleich mit PV standhalten.

Anreize für Solarstrom im Winterhalbjahr

Damit ein solcher, verstärkt auf das Winterhalbjahr ausgerichteter Ausbau erreicht werden kann, müssen die Vollzugsbehörden geeignete Anreize schaffen. Der Markt erledigt diese Aufgabe auch dann nicht von selber, wenn Photovoltaik die vergleichsweise günstigste Technik ist. Investoren werden weiterhin ins Ausland ausweichen, denn dort besteht dank den Ausschreibungen auch bei tiefsten Geboten eine Absicherung gegen das Marktwertisiko (Nullpreise oder negative Preise), was bei derart langfristigen Investitionen ein Muss ist, wenn nicht Eigenverbrauch oder private Bezugsverträge die Stromabnahme über Jahrzehnte sicherstellen.

Die Strompreise in der Schweiz folgen den europäischen Zyklen von Angebot und Nachfrage und nicht der Inlandknappheit im Winter und im Frühjahr. Die Preise im Winterhalbjahr sind ein Spiegelbild der jeweiligen Windverhältnisse, der Erdgas- und CO₂-Preise in Europa und sie vermitteln für sich genommen zu wenig Investitionsanreize für Photovoltaik im Winterhalbjahr innerhalb der Schweiz.

Um den Anteil an PV im Winterhalbjahr zu erhöhen, braucht es deshalb geeignete Instrumente und Preisanreize, die den Anreizen im Ausland ebenbürtig sind:

- Die fixen Einmalvergütungen könnten auf Basis des Anteils im Winterhalbjahr durch eine gleitende Skala ersetzt werden, die bei erhöhtem Produktionsanteil oder minimaler absoluter Produktion von zB. 400 kWh/kW im Winterhalbjahr einen Rechtsanspruch auf erhöhte Vergütung garantiert.
- Die Einmalvergütung könnte einen Bonus für Fassadenanlagen vorsehen, welche den erhöhten Winteranteil honoriert, ebenso die Integration im bebauten Raum anstelle von landschafts-verändernden Eingriffen anderer Technologien.
- Die Kantone könnten selber initiativ werden oder angehalten werden, Standorte an öffentlichen Infrastrukturen für die PV-Nutzung freizugeben, welche die solare Einstrahlung im Winterhalbjahr maximal nutzen: Senkrechte Oberflächen entlang von Strassen und Leitplanken, ungenutzte Dächer, Fassaden von öffentlichen Gebäuden, alpine Stauseen mit schwimmenden, senkrecht gestellten bi-fazialen Solarfeldern, Nutzung der Standorte ganz besonders auch auf der Alpensüdseite.

Zentral für den Ausbau der Produktion im Winterhalbjahr ist zudem eine Beschleunigung der Verfahren. Investoren von PV-Megawatt-Anlagen, die sechs Jahre auf einen definitiven Vergütungsbescheid warten müssen, werden weiter ins Ausland ausweichen, wo die Genehmigungsfristen oder die Preis-

garantien besser sind als in der Schweiz. In der Schweizer Wartelisten-Bürokratie bleibt ausgerechnet die günstigste Technik mit Winterstrom aussen vor, nämlich grosse PV-Anlagen an alpinen Lagen.

Sonderausschreibungen nach Gebot statt nach Anmeldedatum (Ausschreibe-Verfahren)

Das Bundesamt für Energie hat für die grosse Wasserkraft andere Zugangskonditionen geschaffen als die Reihenfolge der Anmeldungen. Im Faktenblatt «Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftanlagen» heisst es: «*Innerhalb der Gesuche um Investitionsbeiträge für Neuanlagen und Erweiterungen werden die Projekte zuerst berücksichtigt, die die grösste Mehrproduktion im Verhältnis zum Investitionsbeitrag aufweisen.*»⁸¹

Der Bundesrat könnte diese Vergabe-Methode auch für andere Techniken einsetzen. Die rechtliche Kompetenz dazu besteht in EnG Artikel 36 Absatz 4:⁸² «Für deren Abbau [gemeint ist die Warteliste] kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.»

Anstelle einer festen Vergütung könnte das Bundesamt für Energie dazu übergehen, von den Gestühlstellern für Anlagen ohne Eigenverbrauch, aber mit erhöhtem Winterhalbjahr-Produktion ein «Gebot» einzuverlangen.

So könnte ein Investor mit einem Projekt an alpiner Lage zur Schlussfolgerung gelangen, dass auch noch ein Leistungsbeitrag von 250 CHF pro kW gute Erträge abwirft, wenn es innert sehr kurzer Frist gebaut und durch einen langfristigen Bezugsvertrag vermarktet werden kann. Das Bundesamt für Energie könnte darauf hin innerhalb einer zu definierenden Preis-Obergrenze jährlich jeweils die 75% günstigsten Gebote berücksichtigen, statt Gestühlsteller ein halbes Jahrzehnt warten zu lassen. Die Preise am europäischen Strommarkt und die Prognosen der CO₂-Bepreisung sind in jüngster Zeit derart stark gestiegen (Abbildung 54) und versprechen, einige Zeit auf diesem Niveau zu bleiben, dass auch PV-Anlagen im alpinen Raum denkbar werden, die ganz ohne Finanzierung aus dem Netzzuschlag auskommen (Einspeiseprämie null, aber Absicherung des Marktwert-Risikos durch den Netzzuschlagsfonds). Für die PV-Investitionen hätte dies zur Folge, dass Anlagen vermehrt dort platziert würden, wo sie den grössten Ertrag im Winterhalbjahr erbringen. Gleichzeitig kann man auf andere, teurere oder umstrittenere Projekte verzichten oder deren Primärenergie (zB. Holz) anderen Verwendungen zuführen, die spezifisch bessere Erträge versprechen, zB. im Wärmesektor.

⁸¹ Bundesamt für Energie: Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftanlagen, Faktenblatt, Version 1.1 vom 18. Juni 2018, Abschnitt 2.7

⁸² Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste

2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten.

3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden.

4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.



Source: ICE, Bloomberg NEF.

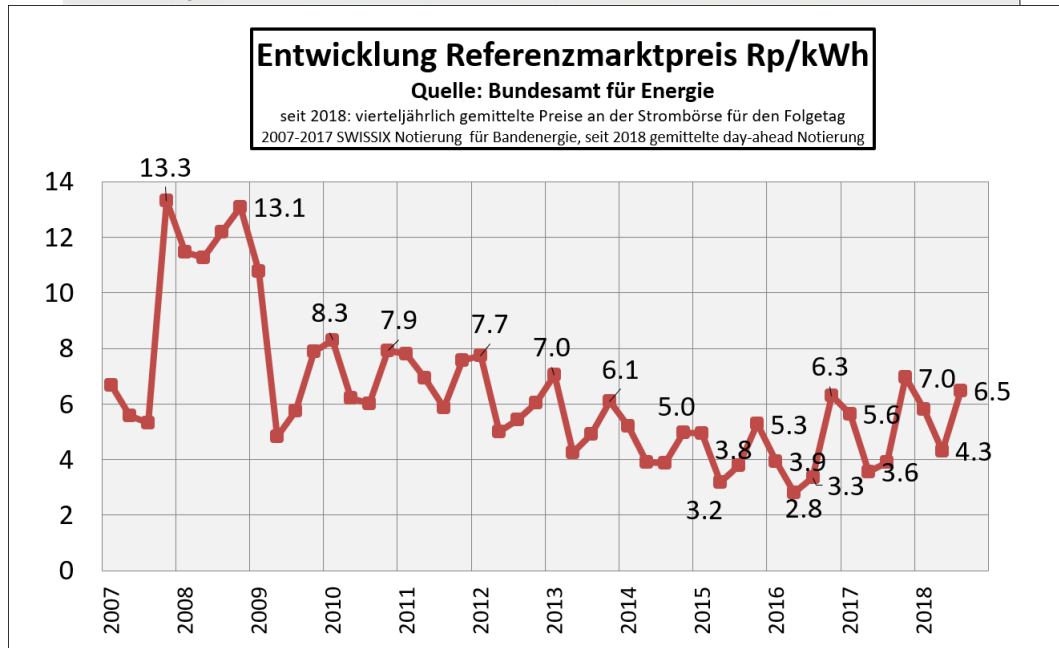


Abbildung 54 CO₂-Preise 2008-18 und Prognose bis 2024 (BNEF)

Abbildung 55 Strompreise Schweiz Swissix Bandenergie

(Quelle: Bloomberg New Energy Finance⁸³ /BFE⁸⁴)

Interessant, wenn auch im Volumen beschränkt, bleiben alpine Anlagen mit hohem Eigenverbrauch. Standorte in der Nähe einer Bergbahn mit Restaurants und Hotels können solche Konditionen liefern, oder ein ganzes Bergdorf könnte sich zur Eigenverbrauchsgemeinschaft zusammenschliessen und den Strom direkt (und im besten Fall ohne Mehrkosten) von einer alpinen Solarstromanlage beziehen, um deren Rentabilität sicherzustellen.

Heute müssen die grossen PV-Anlagen mit mehreren MW Leistung und den tiefsten Gestehungskosten am längsten auf eine Vergütung warten; gerade sie wären es, die an guten Standorten viel Strom im Winterhalbjahr produzieren könnten. Das ist ein unhaltbarer Zustand.

⁸³ <https://about.bnef.com/future-energy-summit/london-videos/?vid=292961078>

⁸⁴ http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

7. Kostengünstige Photovoltaik im Winterhalbjahr – ein Vergleich

Tabelle A Förderung im KEV-System heute								
	Geförderte Jahresproduktion	Winteranteil	Winteranteil Q4+Q1 GWh	spezifische Ø Vergütung Rp/kWh 2017	Marktpreis 2018H1	Förderkosten (Vergütung abzgl. Marktpreis)	Förderkosten Winterstrom Mio. CHF	Förderkosten über das ganze Jahr Mio. CHF
Wasserkraft	1'811	30%	535	14.8	5.06	9.74	52	176
PV	712	26%	186	32.5	5.06	27.44	51	195
Wind	115	63%	72	18.9	5.06	13.84	10	16
Biomasse	1'453	53%	770	18.1	5.06	13.04	100	189
Summe	4'090	38%	1'562				213	577
Mittelwert Förderkosten Rp/kWh							13.7	14.1
Tabelle B Virtuelle Situation: PV-Vergütungshöhe Stand 2018/2019 anstelle der historischen KEV								
	Geförderte Jahresproduktion	Winteranteil	Winteranteil Q4+Q1 GWh	spezifische Ø Vergütung Rp/kWh 2017	Marktpreis 2018H1	Förderkosten (Vergütung abzgl. Marktpreis) / EIV	Förderkosten Winterstrom Mio. CHF	Förderkosten über das ganze Jahr Mio. CHF
Wasserkraft	1'811	30%	535	14.8	5.06	9.74	52	176
PV mit KEV	237.28	26%	62	10	5.06	4.94	3	12
PV mit KLEIV	237.28	26%	62			1.5	1	4
PV mit GREIV	237.28	26%	62			0.9	1	2
total PV	711.85		186			2.45	5	17
Wind	115	63%	72	18.9	5.06	13.84	10	16
Biomasse	1'453	53%	770	18.1	5.06	13.04	100	189
Summe	4'090		1'562				167	399
Mittelwert Förderkosten Rp/kWh							10.7	9.8

Abbildung 56 Kostenvergleich des KEV-Systems heute mit den PV-Vergütungen 2019

Quelle: Pronovo / Berechnungen Rechsteiner⁸⁵

Wie günstig ist Photovoltaik für das Winterhalbjahr tatsächlich? Machen wir einen kalkulatorischen Vergleich:

Tabelle A spiegelt die Situation historische Entwicklung mit vielen PV-Altanlagen: bei allen KEV-Anlagen beträgt der Produktionsanteil im Winterhalbjahr 26% der Jahresproduktion. Zudem waren diese Anlagen teuer. 17% des gesamten KEV-Stroms stammt aus Photovoltaik, absorbiert aber 34% der Geldmittel. Das liegt daran, dass fast keine neuen, günstigeren PV-Anlagen mehr ins KEV-System aufgenommen wurden.

Tabelle B zeigt, wie es aussähe, wenn alle PV-Anlagen erst 2019 in Betrieb genommen würden, davon je zu einem Drittel mit KEV, mit Einmalvergütung für Kleinanlagen (KLEIV) und für Grossanlagen (GREIV). Die Förderkosten für die Photovoltaik sinken in diesem Szenario um 90% von 195 auf noch 17 Mio. CHF. Der Gesamtaufwand für die KEV (alle Technologien) würde von 577 auf 399 Mio. CHF sinken. Photovoltaik, die auch hier 17% zum Strommix beiträgt, beansprucht nurmehr einen Kostenanteil von 4 Prozent aus dem Netzzuschlagsfonds. Die Förderkosten sinken insgesamt durchschnittlich von 14,1 auf 9,8 Rp/kWh; für die neuen PV-Anlagen betragen sie im Durchschnitt noch 2,4 Rp/kWh, bezogen allein auf Grossanlagen ohne KEV 0,9 Rp/kWh (nur GREIV, kalkuliert auf eine Nutzungsdauer von 30 Jahren).

Der Ausbau der PV, besonders die Freigabe der Einmalvergütung, vergünstigt angesichts dieser Preisverhältnisse den zugebauten Strommix sehr stark. Dies gilt auch für die Beschaffung von Strom im Winterhalbjahr, wo die traditionell starke Biomasse und die Wasserkraft < 10 MW Einspeiseprämien von 9,7 bis 13 Rp/kWh zuzüglich zum Referenzmarktpreis aufweisen, also rund zehnmals teurer sind als die grosse Photovoltaik mit Einmalvergütung, die auf weniger als 1 Rp/kWh aus dem Netzzuschlag kommt, bezogen auf die kalkulierte Nutzungsdauer.

⁸⁵ Alle Daten zur Produktion und zum Winterhalbjahresprofil aus: Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (Pronovo): Quartalsbericht für das 4. Quartal 2017

Verdoppelung der Produktion im Winterhalbjahr anhand von drei Beispielen

Tabelle C Verdoppelung der Produktion im Winterhalbjahr mit dem bisherigen Mix								
	Geförderte Jahresproduktion	Winteranteil	Winteranteil Q4+Q1 GWh	spezifische Ø Vergütung Rp/kWh 2017	Marktpreis 2018H1	Förderkosten (Vergütung abzgl. Marktpreis) / EIV	Förderkosten Winterstrom Mio. CHF	Förderkosten über das ganze Jahr Mio. CHF
Wasserkraft	3'622	30%	1'069	14.8	5.06	9.74	104	353
historische PV mit KEV	712	26%	186	32.5	5.06	27.44	51	195
PV mit KEV	237	26%	62	10	5.06	4.94	3	12
PV mit KLEIV	237	26%	62			1.5	1	4
PV mit GREIV	237	26%	62			0.9	1	2
total PV	1'424		186			2.45	5	35
Wind	230	63%	144	18.9	5.06	13.84	20	32
Biomasse	2'905	53%	1'540	18.1	5.06	13.04	201	379
Summe	8'181		3'124				380	976
Mittelwert Förderkosten Rp/kWh							12.2	11.9

Tabelle D Verdoppelung der Produktion im Winterhalbjahr allein durch PV								
	Geförderte Jahresproduktion	Winteranteil	Winteranteil Q4+Q1 GWh	spezifische Ø Vergütung Rp/kWh 2017	Marktpreis 2018H1	Förderkosten (Vergütung abzgl. Marktpreis) / EIV	Förderkosten Winterstrom Mio. CHF	Förderkosten über das ganze Jahr Mio. CHF
Wasserkraft	1'811	30%	535	14.8	5.06	9.74	52	176
historische PV mit KEV	712	26%	186	32.5	5.06	27.44	51	195
PV mit KEV	2'235	26%	582	10	5.06	4.94	29	110
PV mit KLEIV	2'235	26%	582			1.5	9	34
PV mit GREIV	2'235	26%	582			0.9	5	20
total PV	6'704		1'747			2.45	43	164
Wind	115	63%	72	18.9	5.06	13.84	10	16
Biomasse	1'453	53%	770	18.1	5.06	13.04	100	189
Summe	10'794		3'309				256	741
Mittelwert Förderkosten Rp/kWh							7.7	6.9

Abbildung 57 Vergleich Verdoppelung Stromerzeugung im Winterhalbjahr im bisherigen Mix oder nur mit Photovoltaik

Quelle: Berechnungen Rechsteiner auf Basis der KEV-Statistik

In der folgenden Betrachtung vergleichen wir die Kosten einer hypothetischen Verdoppelung der inländischen Stromerzeugung im Winterhalbjahr aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft).

Tabelle C zeigt die Kosten, wenn wir die Stromerzeugung *im bisherigen Energiemix* verdoppeln würden. Für Biomasse, Wasserkraft und Windenergie verwenden wir die bisherigen spezifischen Förderkosten.⁸⁶ Auch die Photovoltaik würde verdoppelt, aber zu den heutigen, günstigen Vergütungssätzen. Deshalb steigen die Kosten insgesamt nicht auf das Doppelte, sondern nur von 577 auf 976 Mio. CHF. Die spezifischen Förderkosten sinken von 14,1 auf 11,9 Rp/kWh, dank der günstigeren PV.

Tabelle D zeigt die Kosten, wenn wir die Stromerzeugung im Winterhalbjahr allein mittels Photovoltaik verdoppeln, unter Fortschreibung des bisherigen PV-Winterhalbjahranteils von 26%. Die Kosten zulasten des Netzzuschlagsfonds würden statt auf 976 Mio. CHF bloss auf 741 Mio. CHF ansteigen. Die Ersparnis beträgt in diesem Szenario 235 Mio. CHF pro Jahr.

Zudem würde die Ganzjahresproduktion von Elektrizität um 2,7 TWh höher ausfallen, weil die angestrebte PV-Produktion im Winterhalbjahr eine wesentlich höhere PV-Sommerhalbjahr-Produktion nach sich zieht. Die spezifischen Förderkosten des gesamten KEV-Systems sinken dank der Einengung der Leistungen auf Photovoltaik von 14,1 auf 6,9 Rp/kWh, dank den günstigeren PV-Kosten, die pro kWh Zusatzproduktion Förderkosten von 2,45 Rp/kWh nach sich ziehen (umgerechnet auf die Laufzeit der Anlagen).

⁸⁶ In Wirklichkeit würden die Kosten der Wasserkraft noch höher liegen als bisher, denn die durchschnittlichen Fördersätze der Wasserkraftwerke beinhalteten auch Erneuerungen ohne Zusatzproduktion, die nach neuem Recht nicht mehr in die KEV zugelassen werden.

Die Berechnungen zeigen, dass eine Winterhalbjahr-Stromproduktion aus Photovoltaik günstiger ist als alle anderen Techniken.

Obschon die sonnenarmen Tage dank den Speicherkraftwerken ausgeglichen werden könnten, ist eine solche Strategie nicht ohne Risiko. Die Wasserkraftwerke müssten dem PV-Angebot Rechnung tragen und noch etwas flexibler werden. Die geplante strategische Reserve für Winter und Frühjahr müsste angemessen dimensioniert werden. Und die erhöhte Sommerproduktion aus PV könnte zu Preiseffekten im Sommer führen, fällt aber innerhalb des ganzen Strombinnenmarktes kaum ins Gewicht und wäre für die Länder im nördlichen Europa eine willkommene Ergänzung zur dort vorherrschenden Stromproduktion aus Windenergie, die im Sommerhalbjahr bekanntlich schwächelt.

Würde man die Photovoltaik-Produktion noch stärker steigern als im Szenario D, käme es an sonnenreichen Tagen zu Stromproduktion, die von den bestehenden Netzen nicht vollständig absorbiert werden könnten. Für deren Verwendung sind verschiedene Lösungen denkbar: Mittels Netzerweiterungen könnten die Stromexporte erhöht und die CO₂-Emissionen von Gas- und Kohlekraftwerken im Ausland schneller reduziert werden. Die Ökologisierung von Flugtreibstoffen oder Erdgas wäre eine weitere Möglichkeit – mittels Erzeugung und Beimischung von Bio-Methan, finanziell unterstützt aus der CO₂-Abgabe, die auf den Flugverkehr zu erweitern wäre. Und natürlich verbrauchen die Elektromobile und Wärmepumpen generell mehr Strom; deren Speicher können ebenfalls zur Glättung der Produktionsspitzen beitragen.

Anreize für die Photovoltaik-Produktion im Winterhalbjahr

Ein anderer Weg, um Sommer-Winter-Ungleichgewichte zu vermeiden, ist die Schaffung von Anreizen zur Maximierung des Winteranteils der Photovoltaik (siehe oben).

Tabelle E Verdoppelung der Produktion im Winterhalbjahr allein durch PV mit Winterbonus										
	Geförderte Jahresproduktion	Winteranteil	Winteranteil Q4+Q1 GWh	spezifische Ø Vergütung Rp/kWh 2017	Marktpreis 2018H1	Förderkosten (Vergütung abzgl. Marktpreis) / EIV	Förderkosten Winterstrom Mio. CHF	Förderkosten über das ganze Jahr Mio. CHF		
Wasserkraft	1'811	30%	534.5	14.8	5.06	9.74	52	176		
historische PV mit KEV	712	26%	185.6	32.5	5.06	27.44	51	195		
PV mit KEV	1'456	40%	582.5	10	5.06	4.94	29	72		
PV mit KLEIV	1'456	40%	582.5			1.5	9	22		
PV mit GREIV	1'456	40%	582.5			0.9	5	13		
total PV	4'368		1'747			2.45	43	107		
Wind	115	63%	71.9	18.9	5.06	13.84	10	16		
Biomasse	1'453	53%	769.9	18.1	5.06	13.04	100	189		
Summe	8'459		3'309				256	684		
Mittelwert Förderkosten Rp/kWh							10.7	8.1		

Abbildung 58 Szenario mit Maximierung der PV-Produktion im Winterhalbjahr

Quelle: Berechnung Rechsteiner

Tabelle E zeigt ein solches Szenario. Der PV-Winterhalbjahr-Stromanteil steigt in diesem Szenario modellhaft auf 40%. Dies ist möglich, wenn vorwiegend senkrechte Panels z.B. an Fassaden, auf Dächern, an Strassen oder schwimmend auf alpinen Stauseen in Betrieb genommen werden. Die Effekte eines solchen Modells sind folgende:

- Um die erforderliche Menge Strom im Winterhalbjahr zu erzeugen, muss weniger Leistung errichtet werden als bei einer ungerichteten PV-Produktion.
- Dadurch sinkt die Belastung des Netzzuschlagsfonds im Vergleich zur un gelenkten Produktion (Tabelle D). Im Modell sinken die Förderkosten auf 684 Mio. CHF pro Jahr, im Vergleich zum bisherigen Strommix (Tabelle C) entsteht eine Einsparung von 292 Mio. CHF pro Jahr.
- Die Gesamtproduktion aus neuer PV über das ganze Jahr bildet sich dadurch auf 4,3 TWh anstelle von 6,7 TWh zurück. Der Platzbedarf für PV-Anlagen ist weit geringer, weil vertikale Anlagen fast keinen Platz be-

ansprechen, aber in der Landschaft teilweise sichtbarer sind als Panels auf Dächern mit geringem Anstellwinkel. Die nötigen Investitionen sinken um 2 Milliarden Franken.

- Dem höheren Ertrag im Winter und Frühjahr stehen höhere spezifische Kosten gegenüber, wegen den in der Regel anspruchsvolleren Standorten: alpine Anlagen, Fassaden und bi-faziale Zellen senkrecht auf Freiflächen führen teilweise zu geringeren Erträgen und sind wahrscheinlich in der Erstellung etwas teurer als Dachanlagen. Da solche Anlagen bisher aber noch kaum in ansprechender Grösse und in grossen Stückzahlen gebaut wurden, ist es müssig, über die Kosten zu spekulieren. Viel effizienter ist es, regelmässige Pilot-Ausschreibungen für die unterschiedlichen Standorte durchzuführen und abzuwarten, welche Gebote dazu eingegeben werden. In vielen Ländern der Welt hat dies zu einer erstaunlichen Vergünstigung der Photovoltaik geführt. viele Experten wurden von den Ergebnissen völlig überrascht.

Ein solches Modell, das spezifische Standorte im überbauten Raum nutzen soll, funktioniert nur mit den entsprechenden, auch standortspezifisch präzise festgelegten Anreizen. Ausschreibungen und neue Erfahrungen mit realen Anlagen können Wunder bewirken. Deshalb wurden im Modell auch keine Mehrkosten für die Ausrichtung auf das Winterhalbjahr einkalkuliert. Für Kleinanlagen, die sich für Ausschreibungen nicht eignen, wären Zusatzbeiträge aus dem Netzzuschlagsfonds möglich, zum Beispiel höhere Einmalvergütungen für die Ausrichtung der Produktion auf das Winterhalbjahr.

Angesichts der starken Vergünstigung einer solchen «integrierten PV-Strategie» sind die Kosten solcher Anreize sicher nicht prohibitiv; zwecks Abbau der Warteliste für Grossanlagen und Maximierung der Systemdienlichkeit von neuen PV-Anlagen sollten erste Versuche mit neuen Vergütungsmodellen dringend getestet werden.

spezifische Herausforderungen für PV-Anlagen mit erhöhtem Winteranteil im bebauten Raum nach Standort und Ausrichtung									
	Kosten	Ästhetik	Standortbewilligung	Landschaftsveränderung	Sichtbarkeit (Beeinträchtigung Blickfeld)	Naturgefahren (Wind, Schnee, Stürme)	Rost, Verbiss, Verschmutzung	Beschneidung	Netzzuschlagskosten
Schrägdächer von Gebäuden		x						x	
Fassaden	x	x	x						
vertikal Strassenrand Mittelland	x		x		x		x		x
vertikal Strassenrand alpin	x		x		x	x	x	x	x
Lärmschutzwände	x		x				x		x
horizontal auf Schienen Schienenverkehr			x				x	x	
vertikal neben Geleisen Schienenverkehr			x		x	x	x		
vertikale Module auf Dächern	x	x	x		x	x			
vertikale PV-Weide-Zäune		x	x	x		x	x		
Schwimmend vertikal auf alpinen Stauseen	x	x						x	x
PV an Lawinenverbauungen	x		x			x	x	x	x

Abbildung 59 spezifische Herausforderungen für PV-Anlagen mit erhöhtem Produktionsanteil im Winterhalbjahr
(Darstellung Rechsteiner)

PV-Anlagen mit einem Winterhalbjahres-Anteil von 40% darf man getrost als «Winterenergie» bezeichnen. Um dieses Segment gezielter zu nutzen, braucht es aber eine entsprechend fokussierte Strategie. Angesichts der tiefen PV-Kosten und der Widerstände gegen Windkraftan-

lagen lohnt es sich, die PV-Produktion im Winterhalbjahr auszuweiten und die anderen erneuerbaren Energien entsprechend weniger stark auszubauen.

Das revidierte Energiegesetz sieht in Art. 36 Abs. 4 vor, dass der Bundesrat zum Abbau der Wartelisten «auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen» kann. Ein solches Kriterium könnte zum Beispiel der Preis sein oder spezifisch der Preis für Produktion im Winterhalbjahr.

Einen Versuch wert wäre es, jene Anlagen, die keine Chance mehr auf Vergütung haben, in eine Ausschreibung einzuladen. Die Photovoltaik erhielte damit eine Chance, wie in den Nachbarländern mit einer Preisgarantie zwischen 4 bis 8 Rp/kWh einzuspeisen und könnte ihre Systemdienlichkeit unter Beweis stellen.

Angesichts der zahlreichen Standorte im alpinen Raum mit einer hohen solaren Einstrahlung hätte die PV gute Chancen, mit den Beschaffungskosten aus Ländern im Norden und im Süden der Schweiz gleichzuziehen; die Netznutzungsgebühren liegen bei einer inländischen Beschaffung tiefer als beim Import. Deshalb ist es gut möglich, dass inländische PV-Anlagen international wettbewerbsfähig produzieren und das Preisniveau innerhalb der Schweiz senken werden.

Die Vergütungsgarantien für diese Anlagen würden im besten Fall dank gestiegenen Preisen den Netzzuschlagsfonds gar nicht belasten. Es wären bloss Preisgarantien mit Eventualkosten nur für den Fall, dass die Strompreise wie 2015/2016 sehr stark unter die Gestehungskosten neuer Kraftwerke absacken.