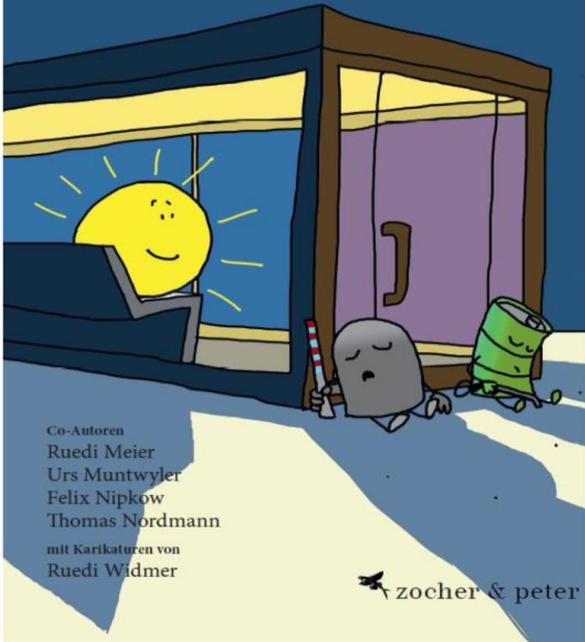


Rudolf Rechsteiner

Die Energiewende im Wartesaal



Co-Autoren
Ruedi Meier
Urs Muntwyler
Felix Nipkow
Thomas Nordmann
mit Karikaturen von
Ruedi Widmer

zocher & peter

Wie bringen wir die Energiewende voran?

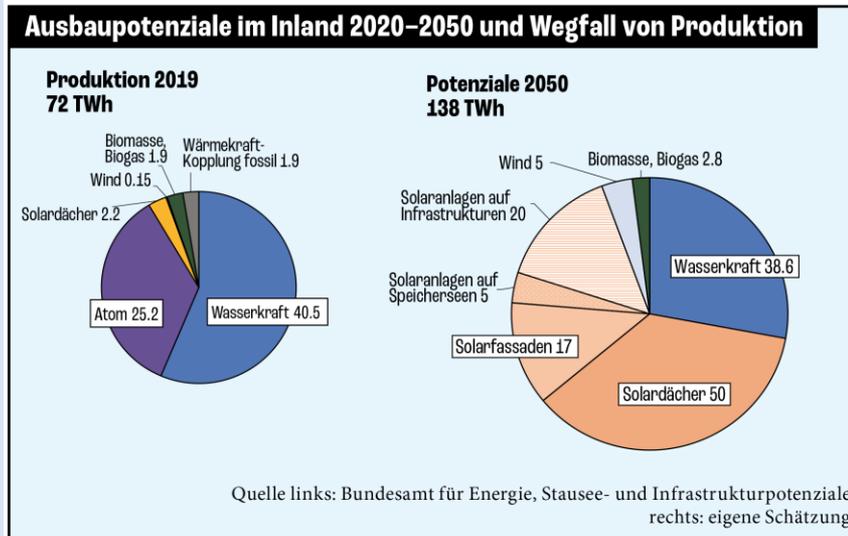
Photovoltaik als billigste Technologie in Gefahr!

Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel

Ab 16. Mai im Buchhandel

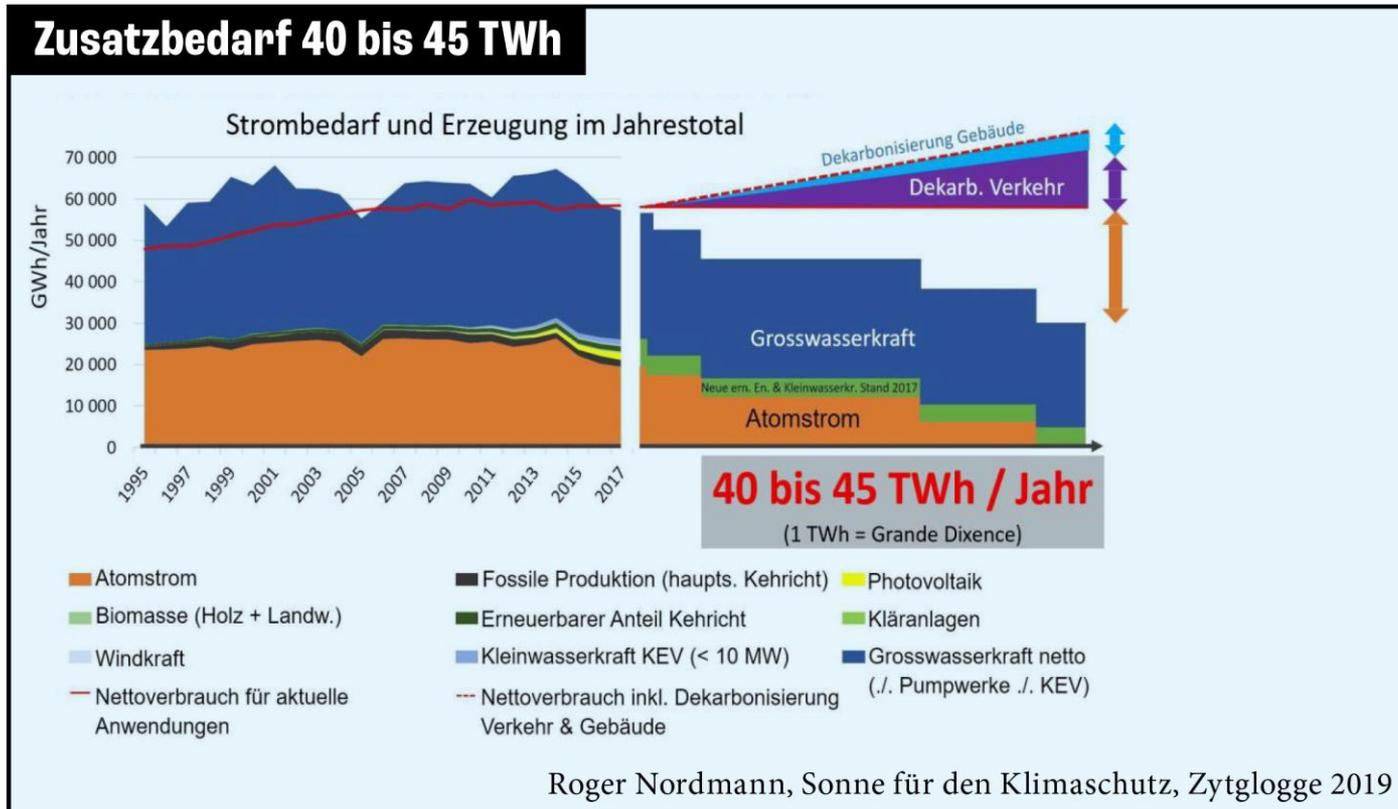
Energiepolitische Knacknüsse

- **Versorgungssicherheit**
 - Ersatz AKWs
 - Zusatzbedarf Wärmepumpen & E-Mobilität
 - Winterstrom



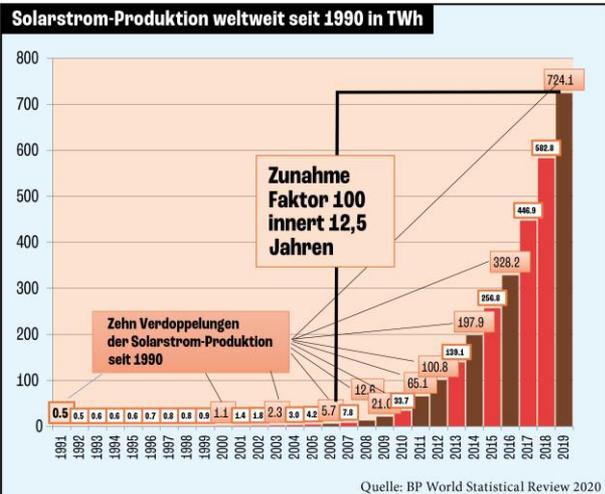
Die Verbilligung der Photovoltaik macht neue Standortvarianten attraktiv, mit günstigen oder vertretbaren Gesteinskosten. Ob sich diese Stellflächen als wirtschaftlich erweisen, hängt auch von der Häufigkeit der Nutzung ab (Skaleneffekt) und von der Höhe der Bewilligungshürden.

Wir brauchen 45 TWh: Wasserkraft liefert 2 TWh, Solarstrom kann bis zu 90 TWh liefern

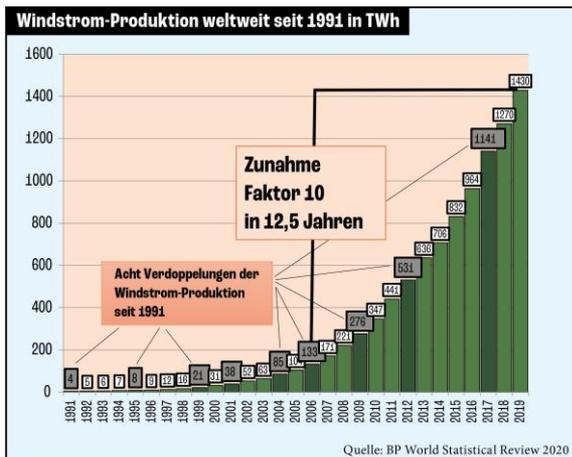


Die Stilllegung der Atomkraftwerke und die Elektrifizierung von fossilen Heizungen und Fahrzeugen führt bis 2050 zu einem Zusatzbedarf von 40 bis 45 TWh (40 bis 45 Mrd. kWh).

Weltweit boomen Photovoltaik und Windkraft, aber Schweiz auf Platz 24 in Europa



Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat sich seit 1990 zehnfach vergrößert, weltweit.



Bei der weltweiten Stromerzeugung aus Windenergie gab es seit 1991 acht Verdoppelungen.

Stromerzeugung aus Sonne und Wind in Europa in kWh pro Kopf 2019

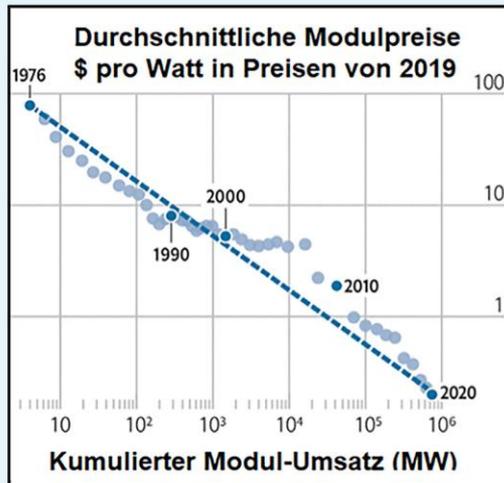
Land	PV	Wind	Total	Rang
Dänemark	186	2'781	2'967	1
Deutschland	572	1'518	2'090	2
Schweden	49	1'945	1'994	3
Irland	4	1'907	1'911	4
Portugal	136	1'336	1'472	5
Spanien	199	1'155	1'354	6
Vereinigtes Königreich	190	952	1'143	7
Finnland	32	1'085	1'117	8
Belgien	372	709	1'080	9
Griechenland	369	679	1'048	10
Österreich	187	821	1'008	11
Niederlande	300	663	963	12
Italien	392	335	727	13
Frankreich	169	509	678	14
Estland	75	551	627	15
Luxemburg	199	419	617	16
Litauen	29	520	549	17
Zypern	228	272	500	18
Rumänien	94	347	442	19
Polen	19	395	414	20
Malta	411	-	411	21
Bulgarien	200	200	400	22
Kroatien	20	358	378	23
Schweiz	267	17	284	24
Tschechische Republik	224	57	281	25
Ungarn	97	72	169	26
Slowenien	125	3	128	27
Slowakei	110	1	111	28
Lettland	1	78	79	29

Quelle: Schweizerische Energie-Stiftung (SES) / EurobServ'ER / Eurostat

Bei der Stromerzeugung aus Sonne und Wind pro Kopf steht die Schweiz auf Platz 24 in Europa.

Solarstrom immer billiger (Lernkurve!) und E-Mobil-Zulassungen verdoppeln sich alle 24 Monate

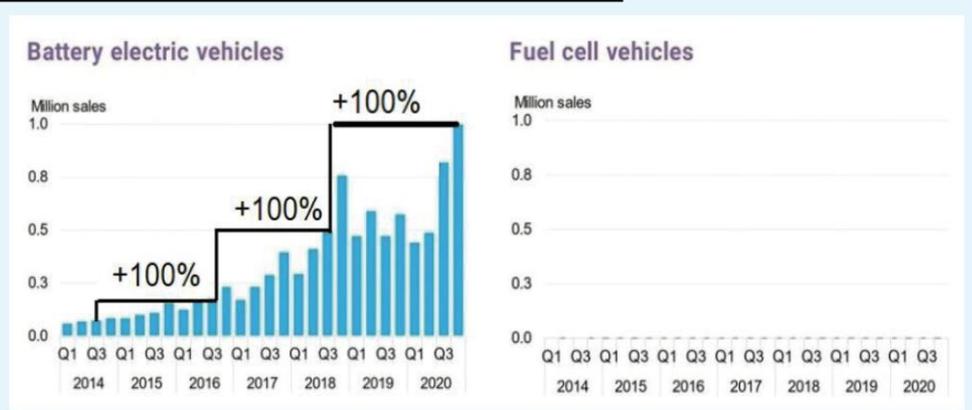
Entwicklung der Preise von Solarmodulen



Quelle: Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Dezember 2020 (eigene Bearbeitung)

Die Preise von Solarzellen folgen der sogenannten Lernkurve. Jedes Mal, wenn sich der kumulierte Absatz weltweit verdoppelt hat, sind die Solarmodule 20 bis 30 Prozent billiger geworden.

Verkaufszahl batterie-elektrischer Fahrzeuge und Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Vergleich

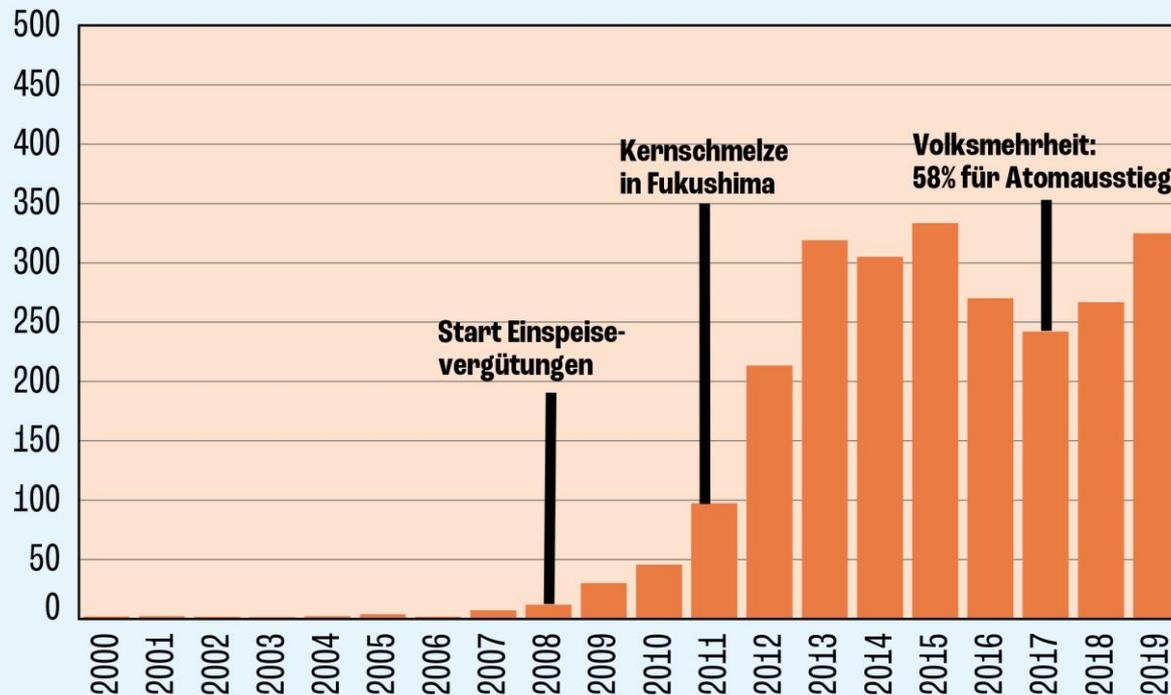


Grafik: BNEF Bloomberg New Energy Finance

Die Verkaufszahlen batterie-elektrischer Fahrzeuge steigen exponentiell, während Brennstoffzellen-Fahrzeuge am Markt kein vergleichbares Wachstum verzeichnen.

Trotz Ja zur Energiewende (2017): Sieben Jahre Stagnation 2013-2019

Jährlich neu installierte PV-Leistung in der Schweiz (MW)



Quelle: BFE Gesamtenergiestatistik

Mittels Wartelisten wurde dem Solarstrom ein jahrelanger Ausbaustopp auferlegt.

Das war vom Gesetz her möglich, aber nicht nötig.

Der Ausbau der Photovoltaik stagnierte ab 2013. Während die Forschung einiges Geld erhielt, konnten neue Erkenntnisse mit Grossanlagen kaum umgesetzt werden. Auch die Einmalvergütungen blieben auf tiefem Niveau kontingentiert. Erst 2019 folgte ein Kurswechsel.

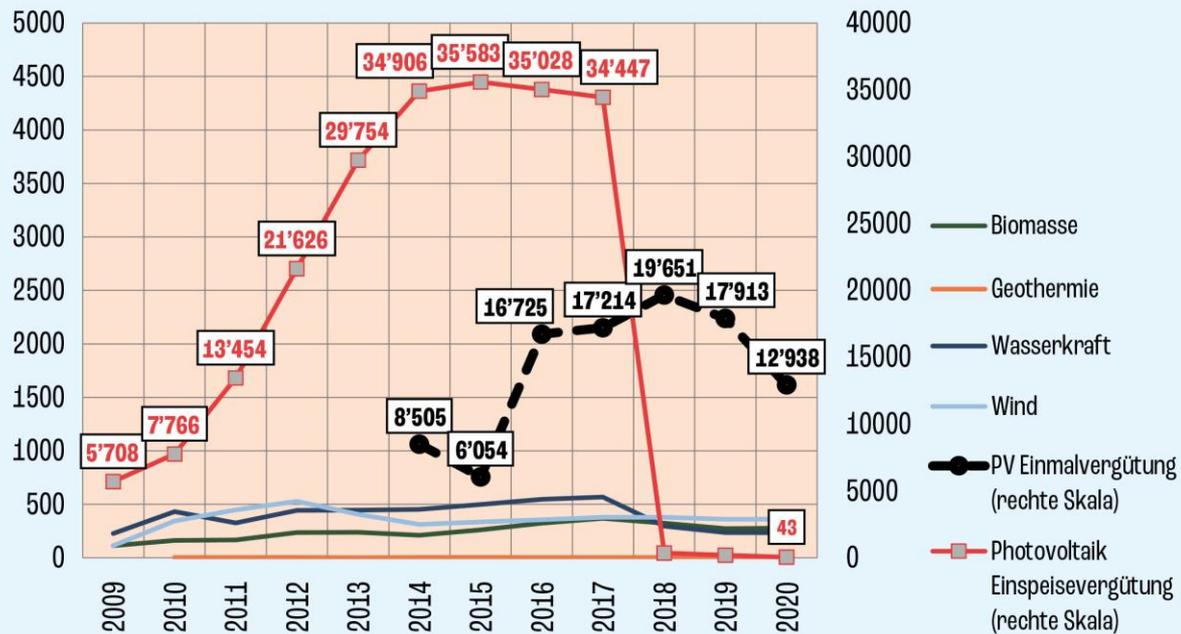
2017: > 50'000 Projekte auf Warteliste:

Blockierung der Einspeisevergütungen, danach Abschaffung (Okt 2019)

Entwicklung der Wartelisten

Bürokratische Hürden als Dauerzustand:

15'000 bis 50'000 Projekte auf Warteliste blockiert – Tendenz sinkend



Quelle: Pronovo Jahresberichte und KEV-Cockpit

Wer ein Finanzierungsgesuch stellte, landete auf einer «Warteliste». Statt mehr Einmalvergütungen zu finanzieren, bildete der Netzzuschlagsfonds mehr als 1,2 Milliarden CHF Reserven.

2017: > 50'000 Projekte auf Warteliste: Bei voller Kasse Geld zurückgehalten

Netzzuschlagsfonds: Ausgaben, Überschüsse, Reserven

Angaben in Mio. CHF	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wasserkraft im EVS	14	25	30	53	64	83	104	134	136	147	156
PV im EVS	10	13	20	40	58	82	132	138	148	164	157
Windenergie im EVS	1	2	5	6	7	7	9	11	12	12	18
Biomasse im EVS	21	29	37	63	81	97	94	128	141	154	145
Mehrkostenfinanzierung (vor 2008)	78	33	26	29	29	40	32	32	32	30	24
total wiederkehrende Rechtsansprüche	124	102	117	191	238	310	370	443	469	506	500
PV Einmalvergütung KLEIV	0	0	0	0	0	6	103	103	102	166	114
PV Einmalvergütung GREIV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	112
Investitionsbeiträge Kleinwasserkraft											1
Investitionsbeiträge Biomasse											
Investitionsbeiträge Grosswasserkraft										0	47
total Investitionsbeiträge für Neuanlagen	0	0	0	0	0	6	103	103	102	178	274
total Finanzierung Investitionen Neubauten	124	102	117	191	238	316	473	546	571	684	774
Überschuss/Defizit des Netzzuschlagsfonds	100	168	130	53	10	-38	75	92	192	375	274
Stand der Reserven	91	250	375	419	416	360	409	485	652	999	1220

Quelle: Stiftung KEV, Staatsrechnung/Pronovo Cockpit

Die Einmalvergütungen für PV-Anlagen wurden 2013 verabschiedet. Das Bundesamt für Energie plafonierte diese Leistung jahrelang bei 100 Millionen CHF, während die Reserven des Netzzuschlagsfonds auf über 1,2 Milliarden CHF anstiegen (Stand Ende 2019).

Zwei Publikationen machten auf die problematische Politik des BFE aufmerksam

Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?

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

Erschienen 2018

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

Inhalt

30. Oktober 2018

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

Erschienen 2019



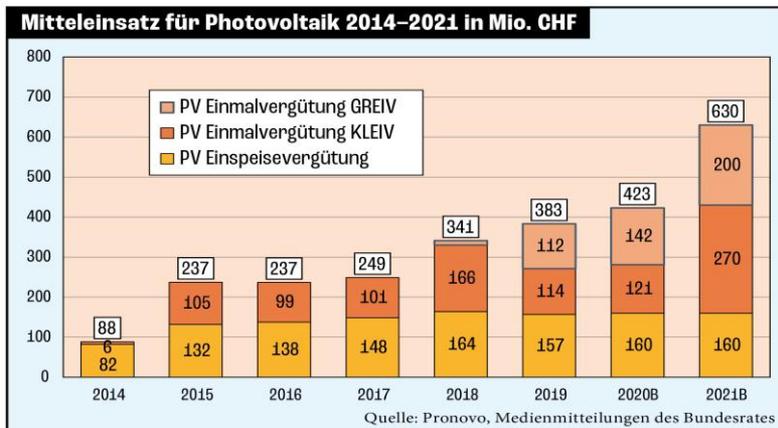
Energiestrategie 2050: Zwischenbilanz beim Ausbau neuer erneuerbarer Energien

Analyse und Ausblick zur Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag

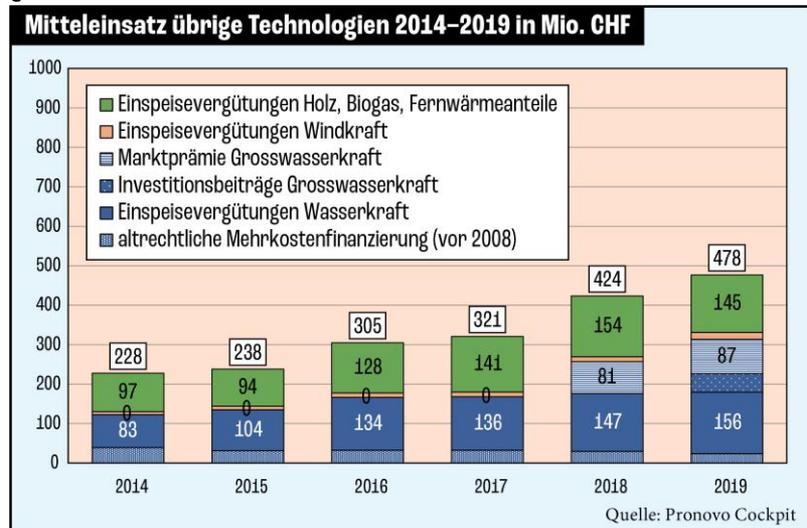
Trendwende seit 2020/2021: Markt wächst

Mehr positive Bescheide aus dem BFE für Einmalvergütungen

Seit 2015 ist Solarstrom billiger
aber bei den Wartelisten wurden Wasserkraft
und Biomasse systematisch bevorzugt



Die Finanzierung der Einmalvergütungen kam ab 2018 langsam in die Gänge.



Die übrigen Technologien, die von 2015 an teurer waren als Photovoltaik, wurden freigiebiger finanziert; die Wartefristen bis zum positiven Bescheid waren kürzer als bei der Photovoltaik.

Systematische Diskriminierung der Photovoltaik durch bestehende und geplante Gesetzgebung (I)

- **Bürokratische Hindernisse**

- Keine gefestigten Nutzungsrechte auf Fassaden, auf Dächern ausserhalb Bauzone, auf öffentlichen Infrastrukturen, zB. Zäune in der Landwirtschaft, Agri-PV, Stauseen, Strassenmauern

- **Solarstrom bezahlt für Netzebenen, die sie gar nicht benutzt**

- Quersubventionen durch Solarstromtransporte im Verteilnetz zugunsten von Wasserkraft und Stromimporten

- **Systematische Untergrabung der Wirtschaftlichkeit durch Beschlüsse und Anträge aus dem BFE:**

- **Alle Einspeisevergütungen wurden vom BFE im Oktober 2019 gestoppt,**
 - Dies nachdem die Differenzkosten für PV unter 5 Rappen/kWh gesunken sind [Differenzkosten Kleinwasserkraft, Biomasse, Wind: 10-20 Rp/kWh]
 - Nur noch PV-Anlagen mit grossem Eigenverbrauchsanteil rentieren
 - Kein Geschäftsmodell mehr für Anlagen auf Scheunen, Hallen, Lärmschutzwänden ohne Eigenverbrauch
- **Geplant: Erhöhung der Grundpreise schmälert Rentabilität von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch**

Systematische Diskriminierung der Photovoltaik durch bestehende und geplante Gesetzgebung (II)

- **Diskriminierung bei den Leistungen aus dem Netzzuschlag**
 - **Nur 30% Beitrag für PV versus 60% für andere Techniken**
 - **Der Rechtsanspruch von 30% soll mit dem neuen EnG für Grossanlagen dahinfallen**
 - **30% wird gemessen an PV-Referenzanlagen versus 60% von **nach oben unbegrenzten Vollkosten** für Biomasse, Wasserkraft < 10 MW, Windkraft [grosse Wasserkraft 40%]**
- **Diskriminierung bei der Netzeinspeisung**
 - **Wasserkraftwerk-Beteiligungen in Hand von Verteilnetzbetreibern erhalten immer die vollen Gestehungskosten + WACC-Rendite vergütet, dank Überwälzung an gebundene Kunden**
 - **PV erhält als gesetzliches Minimum nur den Spotmarktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung;**
 - **die weitergehenden Leistungen für PV sind freiwillig und fallen mit der Marktöffnung ohne flankierende Massnahmen dahin.**

Was geschah bisher?

- Schmalspuriger Ausbaupfad
 - Es wurde bei vollen Kassen gespart, und zwar bei der billigsten Technologie: Solarstrom
 - Andere Technologien bekommen zwei- bis viermal mehr Geld pro Kilowattstunde Neu-Produktion.
 - Raumplanerische Hürden werden nicht angegangen.
- Volle Marktöffnung bringt neue Risiken
 - Photovoltaik-Vergütungen nach dem Prinzip der Freiwilligkeit fallen weg.
 - Es fehlen die flankierenden Massnahmen
 - Schikanen gegen dezentrale Produktion: überhöhte Netzgebühren auf Netzebene 7, steigende Grundpreise, Fortsetzung der Nutzungsverbote

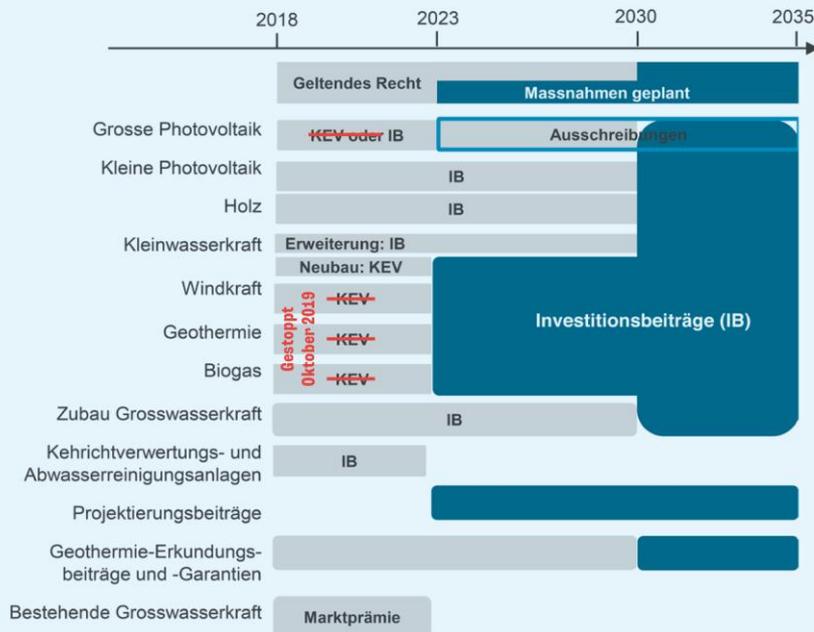
Was will der Bundesrat?

(Vernehmlassungsvorlage April 2020)

- **Positiv:**
 - Versorgungssicherheit inkl. Speicher, finanziert aus StromVG (Art.9) angestrebt
 - Winterstrom angestrebt
 - Bekenntnis zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien aus dem Inland
- **Ungenügend:**
 - «100 Prozent erneuerbar» wird nicht umgesetzt
 - Massnahmen gegen PV-Grossanlagen:
 - Grosse PV-Anlagen verlieren Anspruch auf Einmalvergütung
 - Ausbaupfad mit kleinen Auktionskontingenten: (100 MW/a): es droht erneut ein organisierter Ausbaustopp bei voller Kasse
 - Massnahmen gegen PV-Kleinanlagen
 - Der geplante Anstieg der Grundpreise macht Eigenverbrauch unwirtschaftlich
 - Rücklieferatarife sinken ab auf «Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung»
 - Planwirtschaftliche Bevorzugung des Ausbaus der Wasserkraft

Die grösste Gefahr lauert bei der missbräuchlichen Handhabung von Auktionen

Die Pläne des Bundesrates ab 2023



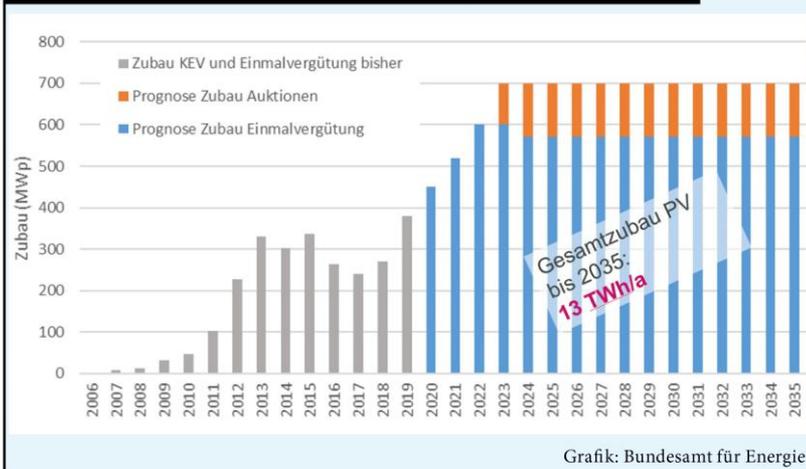
Quelle: BFE, Präsentation zur Vernehmlassung Energiegesetz, Aktualisierung (rot) durch Verfasser

- Die Umstellung von Grossanlagen auf Auktionen ist im Prinzip richtig.
- Aber das BFE kombiniert dies mit zwei fatalen Konstruktionsfehlern:
 - **Abschaffung der Einmalvergütung für Grossanlagen**
 - **Viel zu kleine Kontingente**
100 MW statt 1500 MW pro Jahr

Auktionen sind im Ausland sehr erfolgreich. Aber auktioniert wird dort der **Lieferpreis** und **nicht die Einmalvergütung**. Und die Netzbetreiber nehmen nicht an Auktionen teil. Eine **Auktionierung der Einmalvergütung, vom BFE in einer völlig falschen Wahrnehmung vorgesehen (das BFE ignoriert das Marktwertisiko)**, wird dazu führen, dass **kapitalkräftige Netzbetreiber die meisten Ausschreibungen für sich entscheiden werden**, indem sie ihre Preisgebote mit Gewinnen aus dem Netzbetrieb quersubventionieren. Danach werden sie die übrigen privaten Bewerber verdrängen, weil sie diese schon immer für unerwünschte Konkurrenten gehalten haben. Und dann besteht weiter das Risiko, dass sie beim BFE auf ein minimales PV-Marktvolumen drängen werden, um das Geld für ihre Wasserkraftprojekte vorzuhalten.

Das BFE plant einen minimalen PV-Zubau und setzt auf Stromimporte

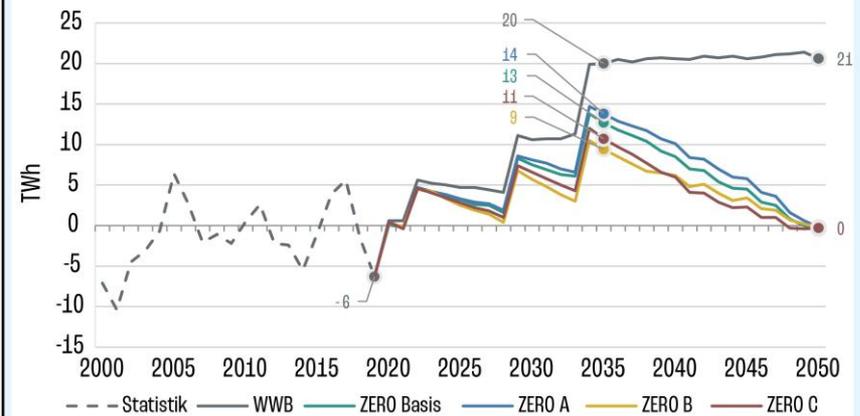
Projektion aus dem Bundesamt für Energie (November 2020)



Die bisherigen Verlautbarungen des BFE und des Bundesrates sehen bis 2035 eine Stagnation des Ausbaus bei 700 MW vor. Im Jahre 2021 dürfte der Zubau bereits über 600 MW betragen.

Anstieg der Strom-Nettoimporte gemäss Energieperspektiven 2050+

Varianten des Szenarios ZERO

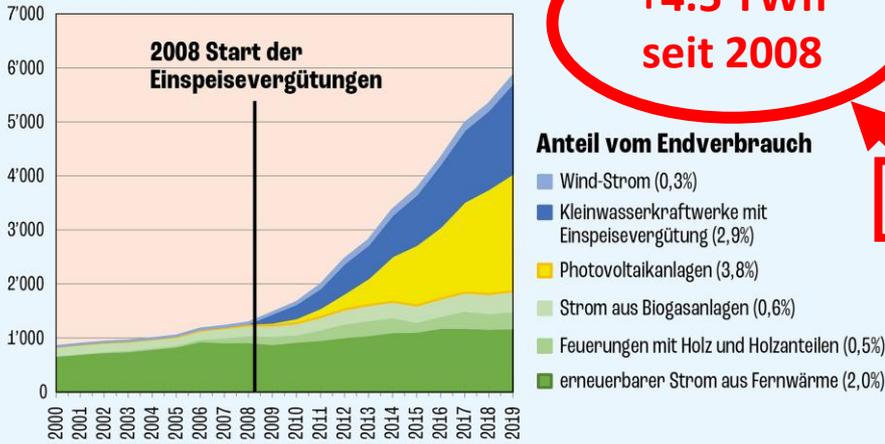


Der Zubau soll bis 2035 bei 700 MW plafoniert werden. er ersetzt das bisherige Stagnationsniveau von 300 MW. So kann weder der Bedarf gedeckt werden, noch können die AKWs ersetzt werden. Die Folge ist ein starker Anstieg der Stromimporte, wie dies die Szenarien der Prognos AG vorsehen (Grafik rechts). Das ist das Gegenteil einer Energiewende.

CH-Netzbetreiber investieren im Ausland mehr als doppelt so viel Geld in erneuerbaren Strom wie im Inland

Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien 2000–2019

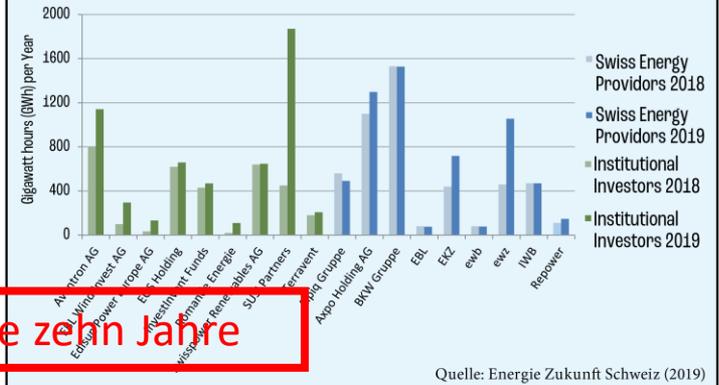
2019: 5859 GWh Strom aus dezentralen Anlagen mit Finanzierung aus dem Netzzuschlag entspricht: 8.1% der Landeserzeugung (71'894 GWh) entspricht: 10,2% des Endverbrauchs (57'198 GWh)



Seit dem Beginn der Einspeisevergütungen hat sich der Beitrag der neuen erneuerbaren Energien vervielfacht.

Alle bisherigen Investitionen erfolgten auf Basis von festen Abnahmepreisen: Einspeisevergütungen oder Einmalvergütung mit Eigenverbrauch.

Schweizer Energie-Investments im benachbarten Ausland



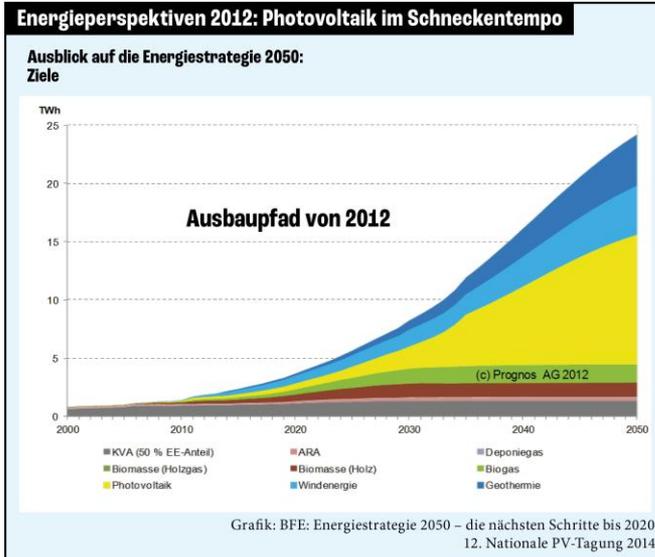
Die Netzbetreiber haben etwa viermal mehr Kapital im benachbarten Ausland in neue Kapazitäten mit erneuerbaren Energien investiert als in der Schweiz. Schuld daran sind die schlechten Rahmenbedingungen der Schweizer Gesetzgebung.

Schweizer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa



Investorinnen und Investoren stimmen mit den Füßen ab: Milliarden-Investitionen in neue Kraftwerke wurden im Ausland realisiert, wo feste Lieferpreise garantiert sind.

Prognos Energieperspektiven 2012: Photovoltaik völlig unterschätzt



Schon in den Prognos-Energieperspektiven von 2012 wurde die Photovoltaik weit nach hinten geschoben. Favorisiert wurden Technologien, die teuer und technisch teilweise nicht erprobt waren.



Die Szenarien der Prognos AG von 2012 haben die Photovoltaik grundlegend falsch eingeschätzt. Der Zubau bis 2019 lag fünfmal höher als das optimistischste Prognos-Szenario.

Schätzungen waren Faktor 5 zu tief.

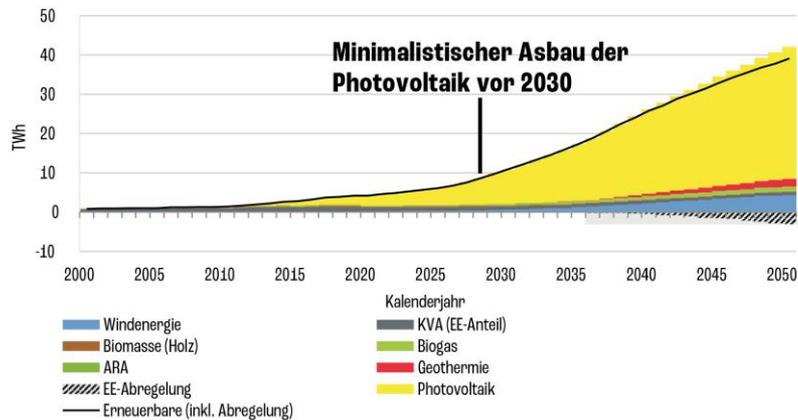
Dank Mittelfreigabe (endlich!) könnte PV im 2021 auf 600 bis 1000 MW Zubau steigen.

= 1% bis 1,6% vom CH-Stromverbrauch.

Die neuen Prognos Energieperspektiven 2050+ verzögern Solar-Zubau erneut um 10 Jahre

Prognos-Energieperspektiven 2050+ (veröffentlicht November 2020)

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Technologien im Szenario ZERO Basis



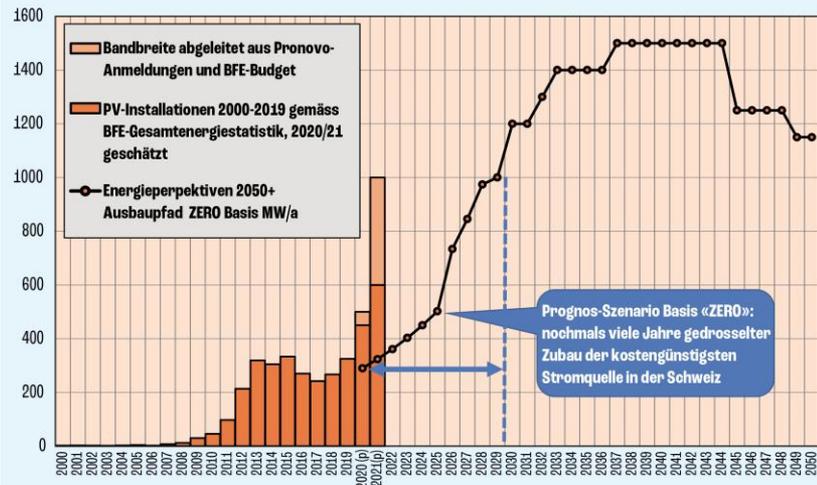
Energieperspektiven 2050+, Zusammenfassung Abb. 10

(Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050»), in TWh (Legende erstellt von Verfasser)

Wir brauchen 45 bis 50 GW Solarstrom bis 2050, aber bloss 8,0 TWh neue Photovoltaik sollen von 2021 bis 2030 dazukommen.

Ausbaupfad Photovoltaik der Energieperspektiven 2050+

Energieperspektiven 2050+: PV-Stagnation nochmals bis 2030?

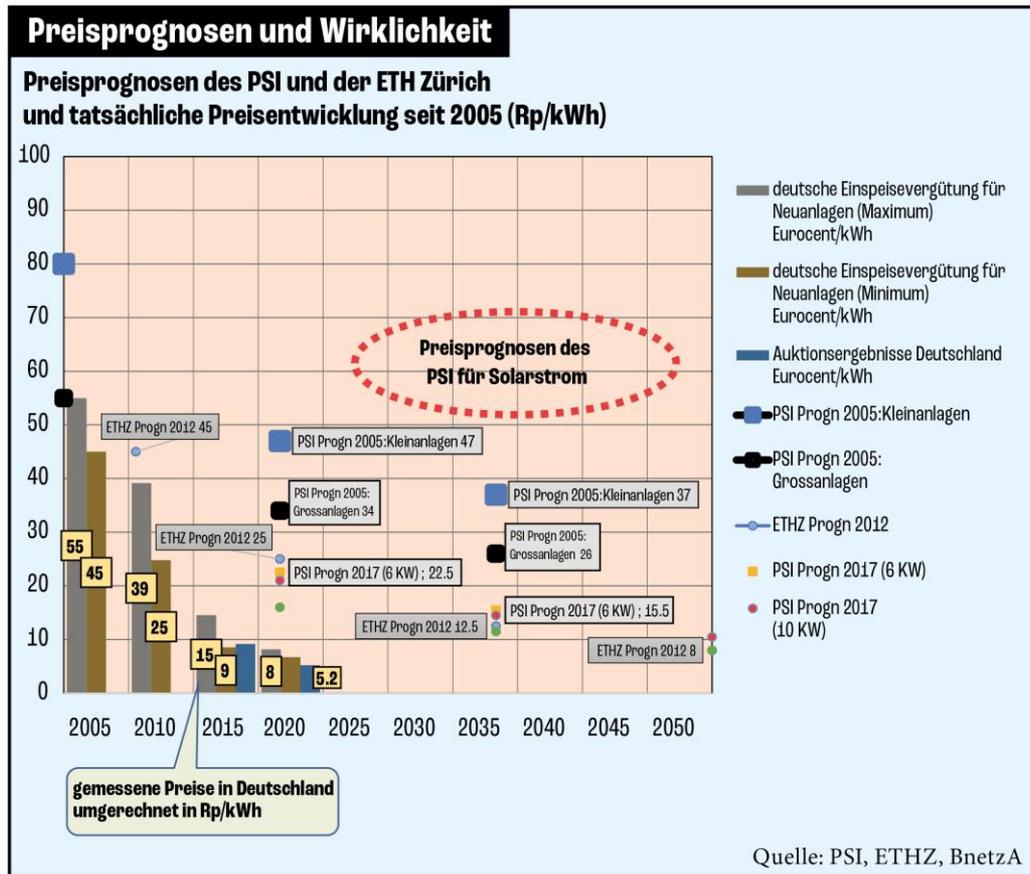


Daten: Energieperspektiven 2050+, Zusammenfassung (Tabelle 5, Seite 34)

Im Unterschied zu 2012 sprechen die Energieperspektiven 2050+ von einem «starken Ausbau der Photovoltaik». Aber dieser Ausbau soll erst nach 2030 richtig beginnen; vorerst sollen die Installationen noch auf Jahre hinaus tief bleiben oder gar sinken.

Geht es nach Prognos und PSI, dann verläuft der Zubau erneut fünf bis zehn Jahre im Rückwärtsgang. Für diese neue Stagnation ist das BFE mit verantwortlich, das die Studien bestellt hat.

Alternative Fakten aus dem Paul Scherrer Institut

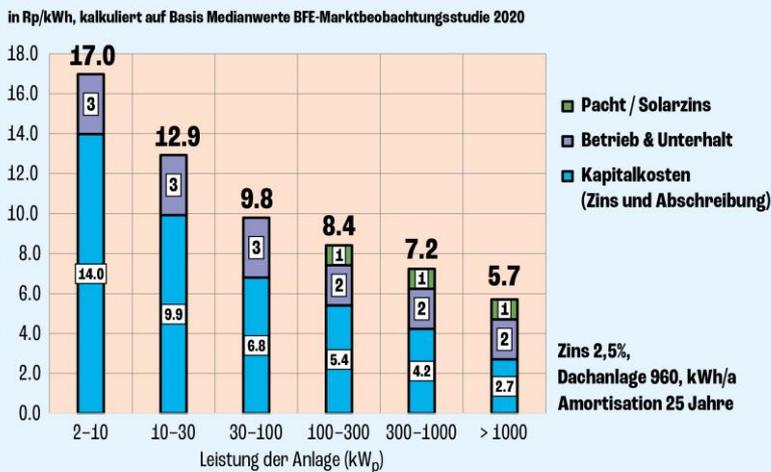


- Falsche Kostenangaben aus dem PSI auf Bestellung des BFE
- Tatsächliche Kosten auf Basis von Auktionen für Wind & Sonne werden ignoriert
- Praxis besteht seit Jahren
- Umstrittene Ökobilanzen
- Atomkraft ist immer sauber, sicher und billig
- PV hat immer einen miserablen Fussabdruck
- Neue Produktionsprozesse bleiben jahrelang unberücksichtigt

Die Kostenschätzungen für Solarstrom aus dem Paul Scherrer Institut (PSI) liegen meilenweit von der Realität entfernt. Die «alternativen Fakten» beschränken sich nicht auf Solarstrom.

Solarstrom von mittleren und grossen Anlagen ist halb so teuer wie Wasserkraft

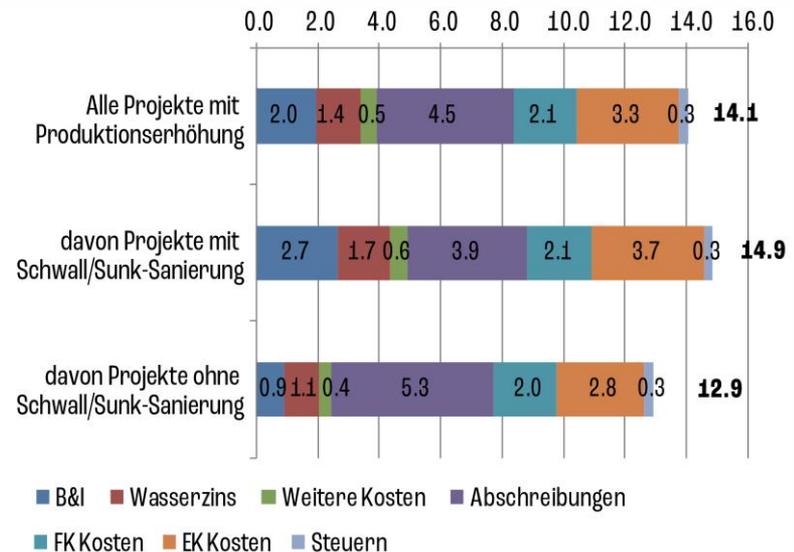
Wie teuer ist Solarstrom? – Vollkosten nach Anlagengrösse



Quelle: BFE, Marktbeobachtungsstudie 2020

Solarstromanlagen liefern den billigsten Strom. Die kleinen Anlagen sind rentabel, wenn der Strom vor Ort verbraucht wird; die grossen Anlagen ab 100 kW_p liefern billiger Energie als jede andere Technologie.

Durchschnittskosten von 25 Wasserkraft-Projekten in Rappen/kWh



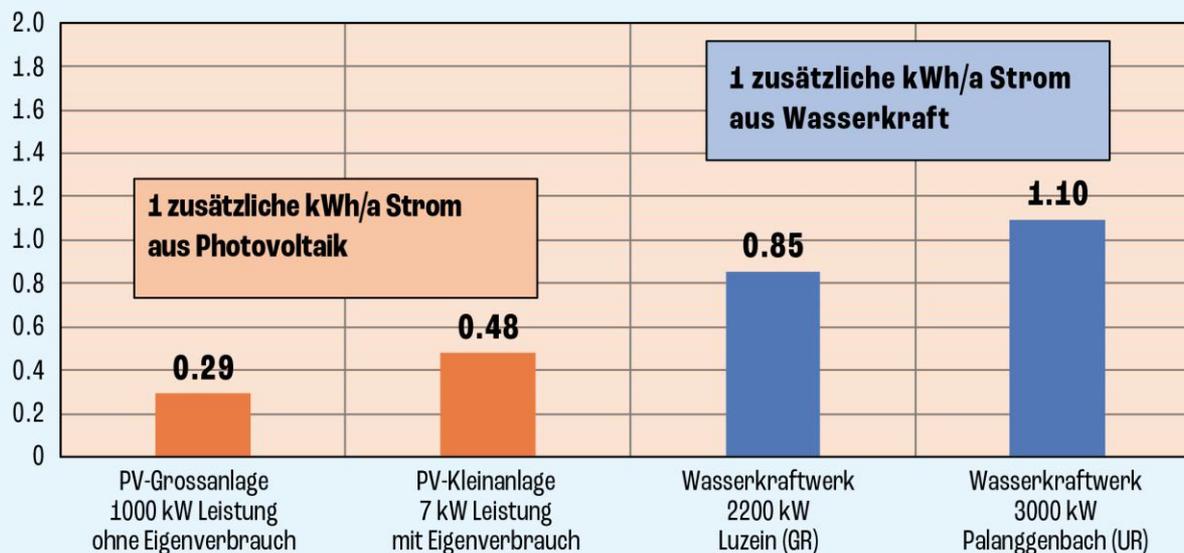
Grafik: BFE: Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz (2013), Seite 66

Die kostengünstigen Potenziale der Wasserkraft sind längst ausgeschöpft. Bereits die Produktionserhöhungen bestehender Wasserkraftwerke sind 50 bis 100 Prozent teurer als Photovoltaik. Bei Neuanlagen liegen die Kosten noch höher.

Ungleich viel Geld für gleiches Resultat Diskriminierung von Solarstrom

Investitionsbeiträge: viel mehr Geld pro kWh für die Wasserkraft

Rechtsanspruch auf Finanzierung aus dem Netzzuschlag
für die Zusatzproduktion von 1 Kilowattstunde/a

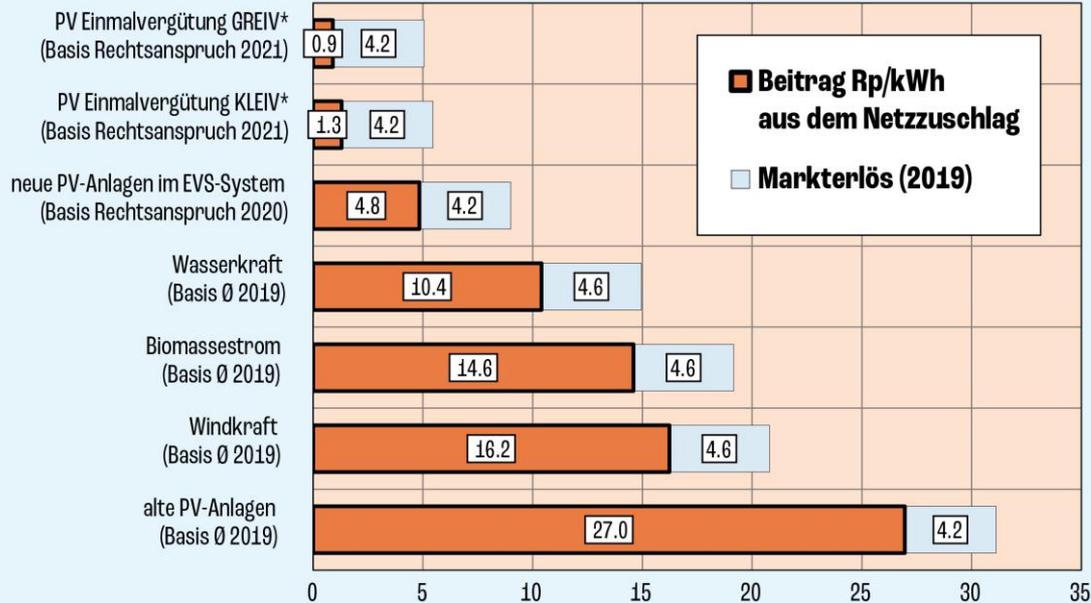


Quelle: Werksangaben, Investitionsbeiträge gemäss EnFV, Stand 2021

Nach geltendem Recht erhalten kleine und mittelgrosse Wasserkraftwerke drei- bis vierfach höhere Investitionsbeiträge pro neue Kilowattstunde Jahresproduktion als die Photovoltaik.

KEV-Statistik zeigt: Einseitige Mittelverteilung, rund zehnmal höhere Leistungen an Wasserkraft, Biomasse-Strom pro kWh

Spezifische Beiträge (Rp/kWh) aus dem Netzzuschlagsfonds nach Technologie



*Rechtsanspruch auf Einmalvergütung umgerechnet als Beitragsleistung pro kWh über einen Laufzeit der PV-Anlage von 35 Jahren

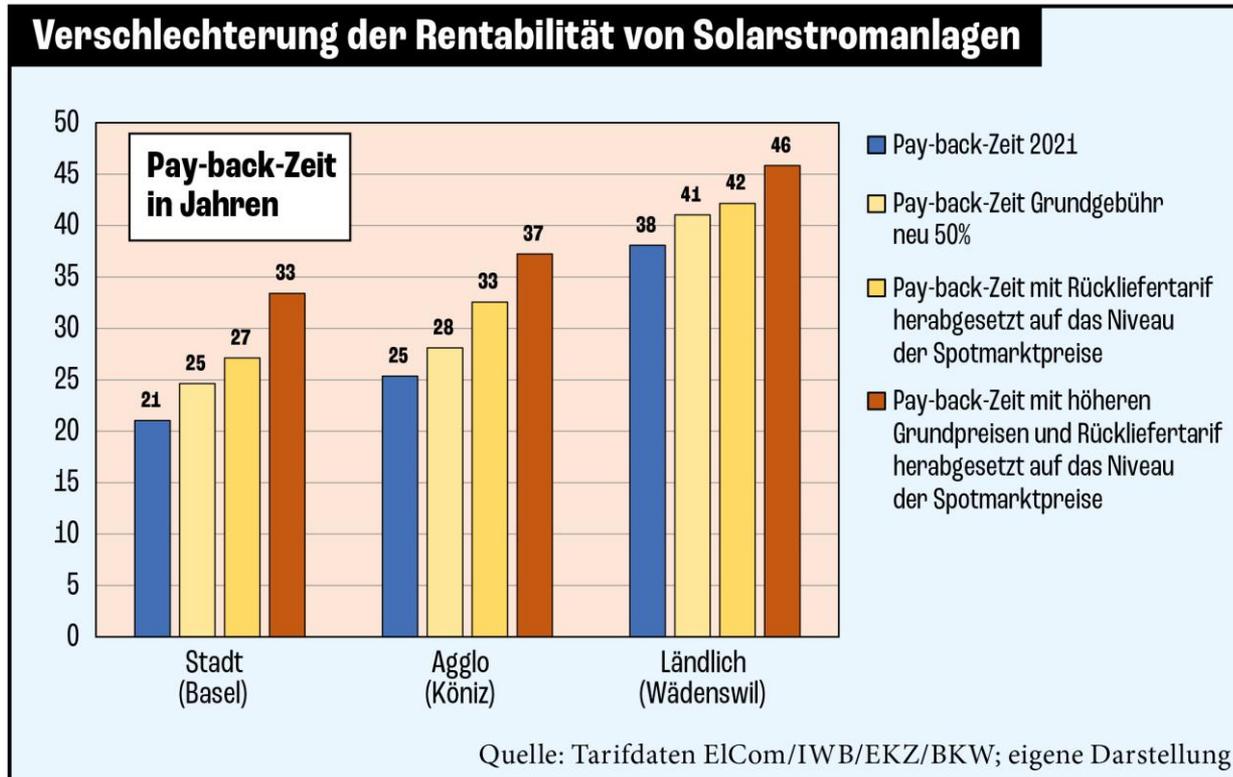
Quelle: Pronovo, EVS-Reporting, Pronovo Cockpit

Wasserkraft erhält pro neue kWh doppelt so viel Geld wie PV

Windkraft und Biomasse erhalten dreimal so viel Geld pro neue kWh wie neue PV

Nicht die billigsten Techniken, sondern jene mit der besten Lobby erhielten hohe Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds. Das Solarpotenzial ist grösser als alle anderen Stromquellen zusammen und inzwischen viel kostengünstiger. Mehr Wettbewerb könnte die Effizienz erhöhen, auch für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr.

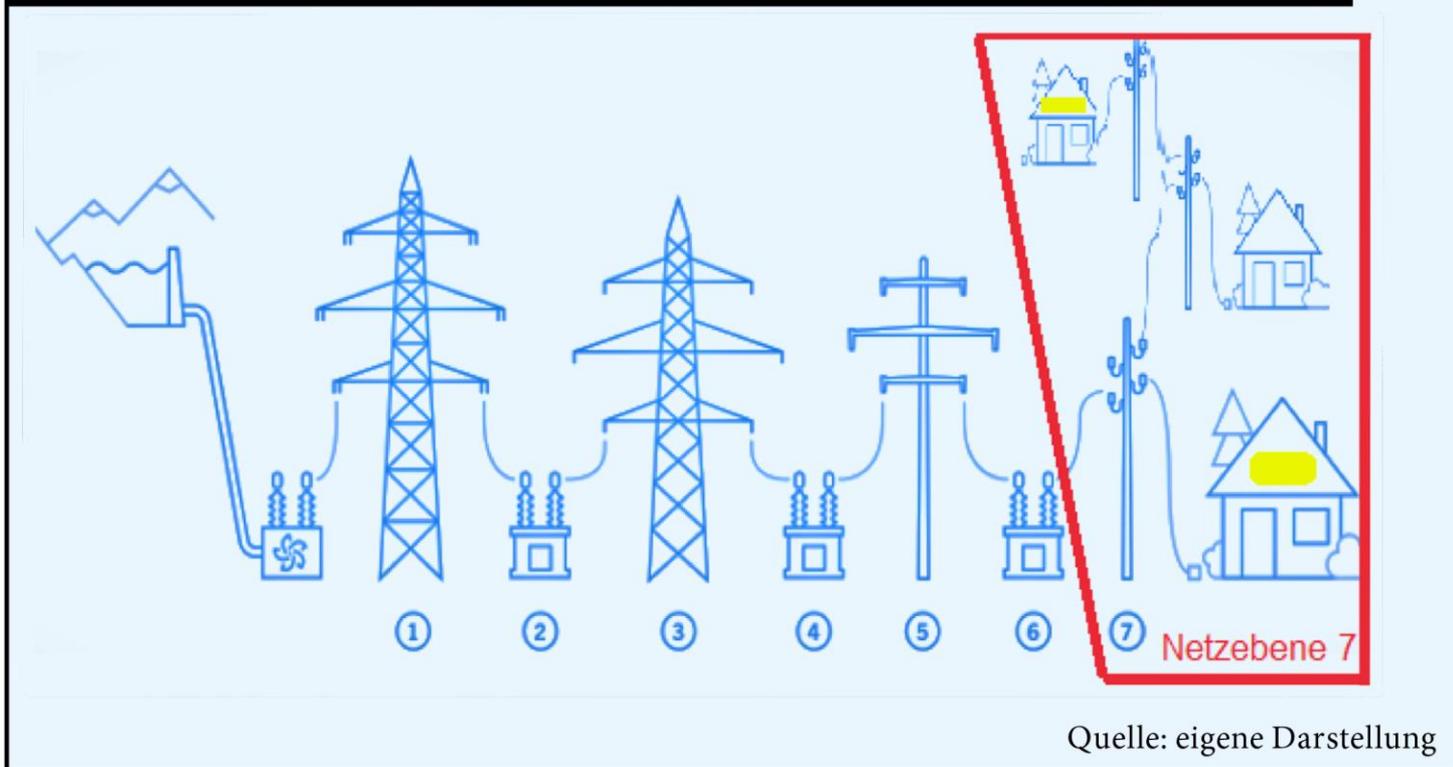
Anstieg der Grundpreise verschlechtert flächendeckend die Rentabilität von Solardächern



Werden die Grundpreise von 30% auf 50% erhöht wie geplant, und sinken die Rückliefertarife auf das Niveau der Spotmarktpreise, dann werden kleine Photovoltaikanlagen mit Eigenverbrauch, heute die wichtigste funktionierende Marktnische, viel weniger rentabel als bisher.

Solarstrom subventioniert Wasserkraft: es fehlen verursachergerechte Netzgebühren

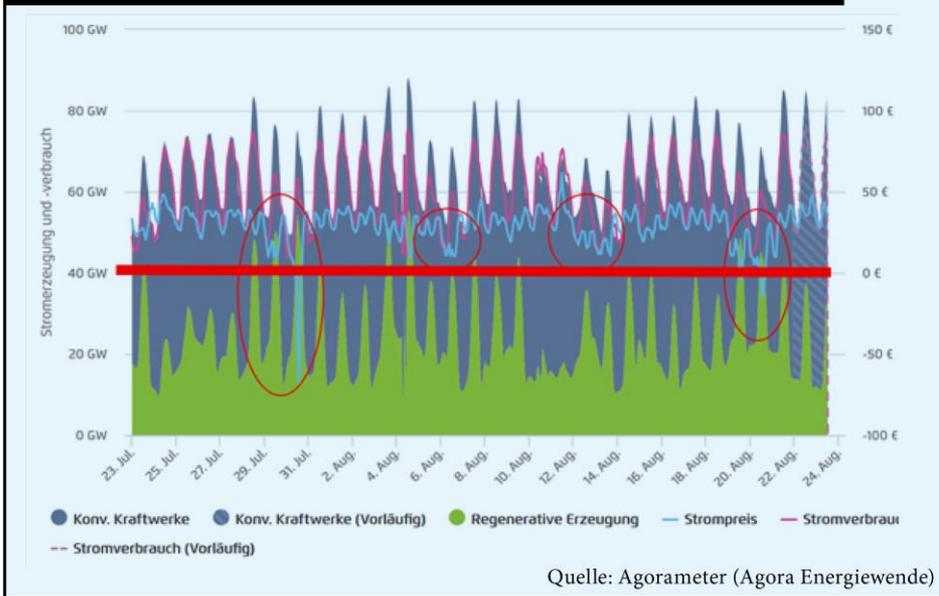
Diskriminierung der Photovoltaik bei den Netznutzungsgebühren



Solarstrom wird meist lokal auf der untersten Netzebene (Netzebene 7) ein- und ausgespeist, ohne dass oberliegende Netze ins Spiel kommen. Das Gesetz tarifiert die Durchleitung, als würden auch die Netzebenen 1 bis 6 beansprucht.

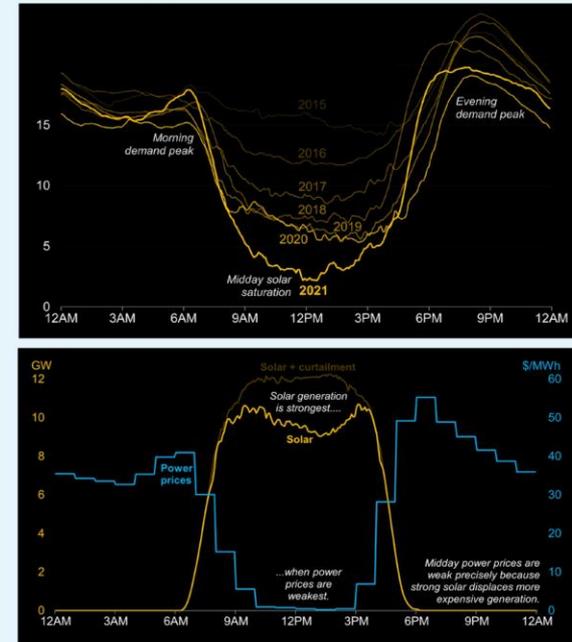
Marktwertisiko: bei Sonne oder starkem Wind sinken die Preise auf null

Erzeugungprofil der erneuerbaren Energien und Strompreise



Wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hoch ist, sinken die Strompreise gegen null (siehe die rot eingekreiste, hellblaue Preiskurve während der markierten Zeitperioden). Die Preise werden negativ, wenn die konventionellen Kraftwerke nicht abgeregelt werden.

Entenkurve (Lastprofil und Preisprofil in Kalifornien)



Grafiken: California Independent System Operator (CAISO)

Die «Entenkurve» (oben). Solarstromanlagen auf den Hausdächern senken die Nachfrage im Netz. Am Mittag sinkt die Last Jahr für Jahr stärker gegen null. Preiskurve (unten): Die Preise sinken bei Sonnenschein während Stunden auf null. Die Netzbetreiber bauen Batterien, um die Produktion tagsüber einzuspeichern und am Abend auszuliefern. Der Anteil der Photovoltaik in Kalifornien hat sich seit 2011 im Jahresdurchschnitt auf 26 Prozent vervielfacht (2021).

Was will der Bundesrat?

(Stand Vernehmlassungsvorlage April 2020 und MM November 2020)

Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter

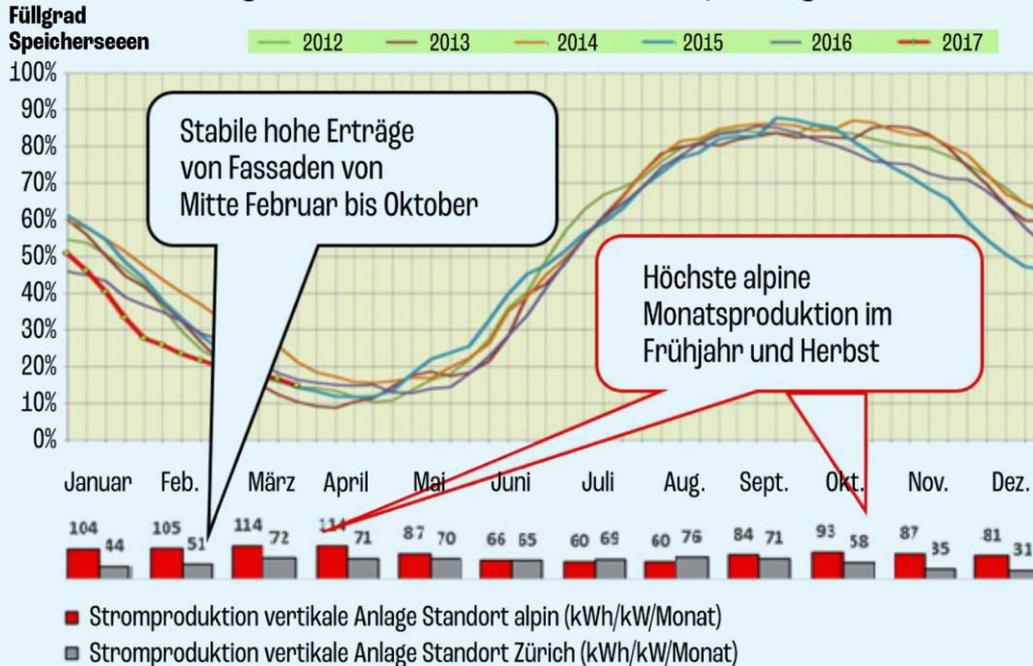
1. Ausbau der Speicherwasserkraft bis 2040 um rund 2 TWh Winterstrom (StromVG): Die heutige Selbstversorgungsfähigkeit von rund 22 Tagen soll gewährleistet sein, auch nach dem Ausstieg aus der Kernkraft. Geeignete Speicherprojekte sollen spezifische Investitionsbeiträge erhalten. Diese werden mit einem zusätzlichen Zuschlag von 0.2 Rp. /kWh finanziert. Eine Vorauswahl der in Frage kommenden Projekte soll unter Einbezug der betroffenen Stakeholder (Betreiber, Umweltverbände) und der Kantone erfolgen. Sollte das Ausbauziel von 2 TWh bis 2040 alleine mit der Grosswasserkraft nicht erreicht werden können, können Ausschreibungen für Kapazitäten aus anderen Technologien durchgeführt werden, die in kürzerer Frist realisierbar und ebenfalls sicher abrufbar und CO₂-neutral sind.

- **Positiv:**
 - Versorgungssicherheit inkl. Speicher, finanziert aus StromVG (Art.9)
 - Winterstrom
 - Bekenntnis zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien aus dem Inland
- **Ungenügend und falsch:**
 - Planwirtschaftliche Bevorzugung des Ausbaus von Wasserkraft
 - «Andere Technologien» werden nur nachrangig in Betracht gezogen und sollen vorerst kein Geld aus dem Zuschlag für Versorgungssicherheit (Artikel 9 StromVG) erhalten, obwohl sie mehr Winterstrom viel billiger liefern können, wenn das Gesetz die Rahmenbedingungen schaffen würde (Duldung von PV auf Infrastrukturen, nach Topografie differenzierte Ausschreibungen, angemessener Ausbaupfad usw.)

Kombi-PV wäre billiger und besser für die Versorgungssicherheit (I)

Kombination von Speicherseen und Photovoltaik im Jahresverlauf

Sehr hoher Beitrag der Photovoltaik ab Mitte Februar / Anfang März



Im Spätherbst und im Frühjahr kann Solarstrom grosse Beiträge leisten und die Speicherseen entlasten. Überschreitet der PV-Ausbau die Schwelle von 10'000–15'000 MW, können Stromüberschüsse mittels Batterien in die Nacht verschoben werden.

Die Alternative mit PV schont die Landschaften und ist billiger:

- Bestehende Wasserkraft modernisieren (Basis Art.9 StrVG)
- Aber vorerst keine neuen Stauseen
- Fokus auf **Winterstrom aus PV** im Unterland und in Höhenlagen
- Verwendung von P-50-Werten für PV zwecks Finanzierung aus dem StromVG Art. 9
- kombiniert mit Verwertung von Windstrom-Spitzen aus dem Ausland
- später (nach 2025) Kopplung mit Batterien

Solarstrom kann sehr viel Strom im Winterhalbjahr liefern

PV-Anlage Mont Soleil



Beispiel Mont Soleil
Seit 1992 in Betrieb

Winteranteil
40% der
Gesamtproduktion

Bild: BKW

Die PV-Anlage auf dem Mont Soleil (560 kW) nahm im Februar 1992 als damals grösste Photovoltaikanlage Europas den Betrieb auf. Der Produktionsanteil im Winterhalbjahr beträgt 40 Prozent. Sie lieferte im 28. Betriebsjahr (2020) 685'000 kWh Elektrizität.

Vertikale Solarstromanlage auf Flachdach mit Begrünung



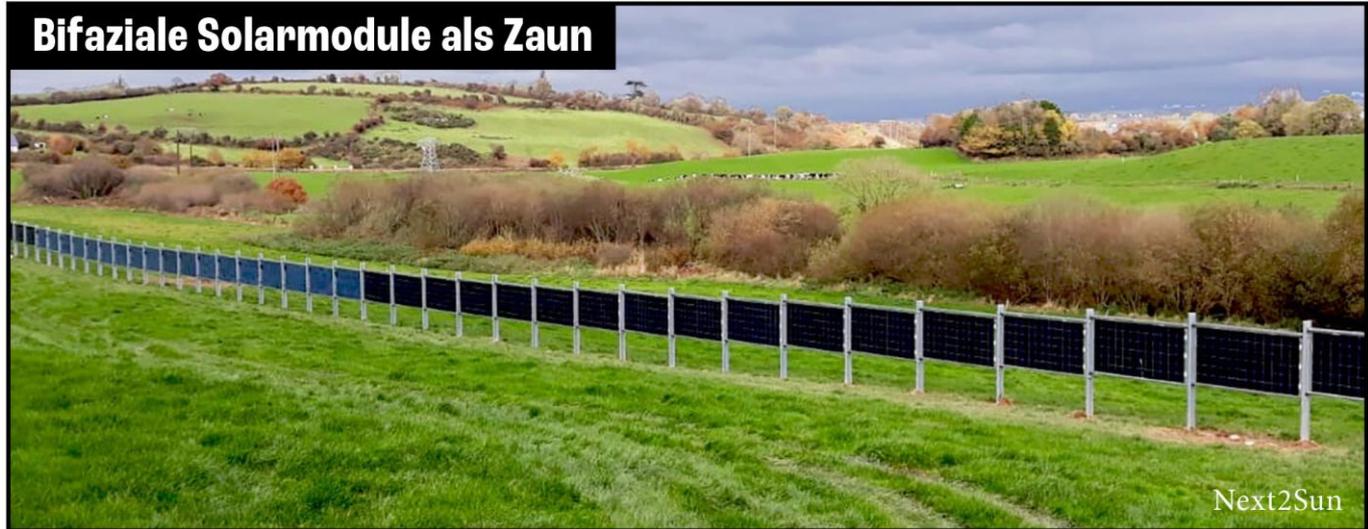
Bild: Solarspar Genossenschaft (Sissach)

Dank vertikaler Aufstellung steigt die Jahresproduktion von Flachdächern im Vergleich mit horizontalen Anlagen. Besonders stark profitiert die Stromerzeugung im Winterhalbjahr und an den Tagesrändern. Die Stromerzeugung lässt sich auf Flachdächern mit einer Begrünung kombinieren.

Bifaziale Solarzellen = Stromproduktion ohne Bodenversiegelung

Bifaziales Potenzial nicht ausgelotet.
Für Anlagen ohne Eigenverbrauch fehlt ein
Finanzierungsmodell, weil das BFE die
Einspeisevergütungen 2019 ersatzlos gestoppt hat

Bifaziale Solarmodule als Zaun



Möglichkeiten für vertikale bi-faziale Module entlang von Strassen, Bahngleisen oder Feldwegen (im Bild: Farm in Irland) gibt es reichlich.

Grosse Anlagen = billige Anlagen
Fassaden liefern gleich viel
Winterstrom wie Dächer

Bifazial-Schallschutzanlage



Auf der Autobahnbrücke Aubrugg (Zürich) nahm 1997 die weltweit erste Bifazial-Schallschutzanlage den Betrieb auf. Sie ist in Nord-Süd-Richtung auf Morgen- und Abendsonne ausgerichtet; am Mittag erbringt sie einen reduzierten Ertrag. Ihr Jahresertrag ist gleich hoch wie von einer monofazialen, süd-gerichteten Solaranlage. Neuere bifaziale Solarmodule liefern mehr Energie als monofaziale Module; ihr Preis ist nahezu derselbe.

Geeignete
Nutzflächen sind
nicht zugänglich

Dächer, Fassaden, Balkone definieren Ausrichtung der Solarmodule



Ersatzneubau in Zürich-Altstetten mit umlaufender Photovoltaik (Bild Megasol Energie AG)
PV-Anlagen an Fassaden und Balustraden (Bild) weisen einen höheren Winteranteil auf als Dachanlagen mit geringem Neigungswinkel. Fassaden in Südausrichtung erreichen einen Winteranteil von bis zu 45 Prozent, an alpinen Hochlagen bis 55 Prozent. In der Gesetzgebung fehlten bisher finanzielle Anreize für mehr Winterstrom. Der «Markt» löst das Problem nicht, denn die Strompreise werden im Ausland gemacht.

Photovoltaik an Lawinerverbauungen



Quelle: Ruedi Lehmann/ ee-News

Solarmodule mit steiler Ausrichtung an Lawinerverbauungen könnten sehr viel Winterstrom liefern. An hochalpinen Lagen führt dies zu erhöhten Installations- und Netzanschlusskosten.

Solaranlagen an Fassaden können sehr viel Strom im Winterhalbjahr liefern



Quelle: PV Lab Burgdorf Archive / Th. Nordmann, TNC

Die Pilotanlage auf dem Schilthorn liefert seit 1995 Strom mit Produktionsmaxima in den Monaten Februar bis April sowie Oktober. Die Fassadenanlage mit Südausrichtung am Standort Swissmill in Zürich hat einen Produktionsanteil von 46 Prozent im Winterhalbjahr.

Beispiel Fassadenanlagen

Winteranteil 45% - 55%

Aber: kein Fassadenprogramm beim BFE,

Anhaltender Widerstand gegen Reformen zugunsten der PV

Fassaden liefern nicht mehr Winterstrom als Anlagen auf Schrägdächern.
Aber die Potenziale sind sehr gross und an Gewerbebauten billig zu erschliessen.

Das Ziel: Bewilligungsbefreiung für Solarfassaden wie für Dächer



Schweizer Hersteller wie «Megasol» stellen Solarmodule in fast jedem Design und in unterschiedlicher Farbgebung her. Deshalb stellt sich heute die Frage der «ästhetischen Zumutbarkeit» von Fassadenanlagen ganz anders als noch vor zehn Jahren. Fassadenanlagen, angemessen integriert, sollten von allen Bewilligungspflichten entbunden werden. Ein einfaches Meldeverfahren wie für Dachanlagen muss genügen. Die Behörden können den Vollzug vereinfachen, indem sie Musterfassaden im Rahmen von Pilotprogrammen fördern und bekannt machen. Als Finanzierung dafür eignen sich die Zuwendungen an die Kantone aus der CO₂-Abgabe.

Die Verfügbarkeit von farbigen Zellen ermöglicht heute ästhetisch gute Lösungen.

Deshalb sollten auch Fassaden unter gewissen Bedingungen (ästhetische Integration) bewilligungsfrei genutzt werden können.

Die kantonalen Ämter sollten dazu Empfehlungen veröffentlichen.

An Gewerbebauten sollten Anlagen auch dann erlaubt sein, wenn sie ästhetisch anspruchslos erstellt werden.

Ausrichtung auf Winterstrom:

Durch Anreize bei Auktionen & bei Höhe der Einmalvergütung

Anlage in Ost-West-Ausrichtung, sanierter Altbau, 1897 (Basel)



Quelle: Solaragentur Schweiz (Solarpreis 2020)

Auch auf Altbauten lassen sich ästhetisch ansprechende Lösungen realisieren.

Solaranlage auf dem Steinbruch Calinis (Felsberg GR)



Quelle: Rhienergie/Florin Jäger

Für dieses Projekt auf einem Steinbruch in Felsberg (GR) wurde der Richtplan geändert. Das Bundesgericht erlaubt ausserhalb von Bauzonen keine PV-Anlagen, auch nicht auf bestehenden Bauten und Anlagen. Viele wirtschaftliche Standorte können so nicht genutzt werden.

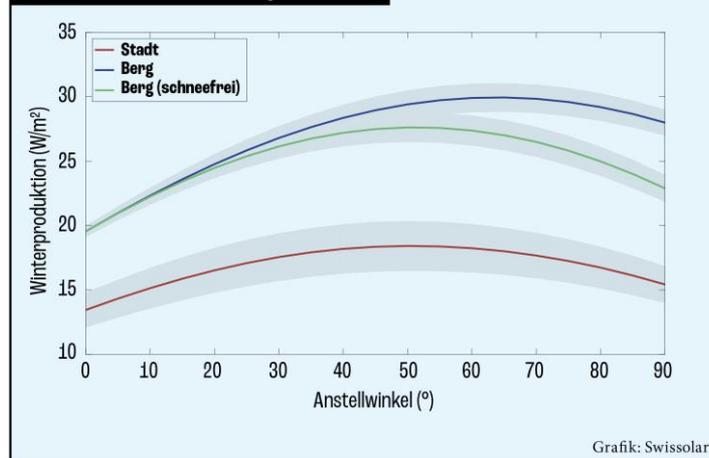
Pilotanlage Lac des Toules (1800 m über Meer)



Quelle: Romande énergie, zVg

Die Pilotanlage mit 448 kW Leistung operiert mit bi-fazialen Zellen und liefert einen spezifischen Ertrag von mehr als 1800 kWh/kW.

Anstellwinkel und Winterproduktion



Grafik: Swissolar

Ein steilerer Anstellwinkel (30 Grad bis 70 Grad) kann die Produktion von Winterstrom verdoppeln im Vergleich zu flach montierten Solarmodulen. Dies gilt im Unterland ebenso wie an alpinen Standorten.

Wo kann das Parlament ansetzen?

16 Vorschläge

Road map 2035 (1)

1. Hinreichender Ausbaupfad bis 2035	Linearer Ausbaupfad für mindestens 30 TWh Photovoltaik bis 2035, Feintuning der Ausbauziele ohne Gesetzesänderung
2. Einführung von Auktionen für grosse Photovoltaikanlagen (>750 kW) mit gleitender Marktprämie und Wahlrecht auf Einmalvergütung	Auktionen mit gleitender Marktprämie (20 Jahre) für Grossanlagen, gesetzlich verknüpft mit Ausbaupfad Schaffung einer öffentlichen Auktionsstelle, Auktionen mehrmals pro Jahr, topografisch hinreichend differenziert nach Art der Stellflächen, Aufrechterhaltung eines Wahlrechts auf Einmalvergütung
3. Fokus Winterstrom	Priorität Mehrproduktion statt neuer Speicher prüfen, den kostengünstigeren Lösungen Vorzug geben, Berücksichtigung der Wertigkeit
4. Weiterführung und Differenzierung der Einmalvergütung für Photovoltaik	Weiterführung der Einmalvergütung Berücksichtigung der Ertragsausfälle bei der Bemessung der Einmalvergütung für steile Anlagen (Winterstrom) und bei starker Abweichung in Ost-West-Richtung.
5. Investitionsbeiträge als Variante zur gleitenden Marktprämie	Gesetzliches Wahlrecht auf Investitionsbeiträge für die Erneuerung bestehender Kraftwerke für den Ausbau bestehender Speicherkraftwerke, für Batterien und mehrtägige Wärmespeicher, die als Flexibilität interaktiv steuerbar sind.

Road map 2035 (2)

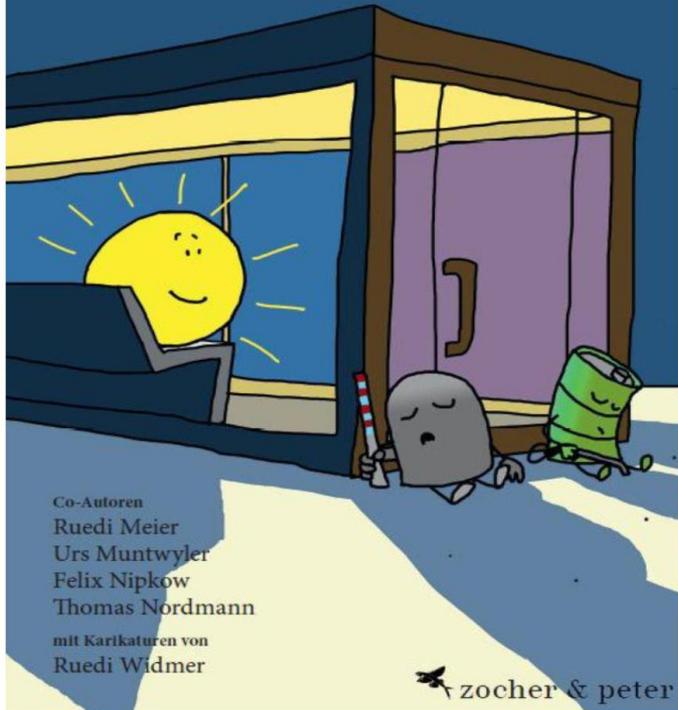
6. Rückliefertarife	Minimale Rückliefertarife für kleine Solarstromanlagen mit Eigenverbrauch von 10 Rp/kWh während 20 Jahren ab Inbetriebnahme, reduzierte Ansätze für mittelgrosse Anlagen
7. Priorität Versorgungssicherheit beim Netzzuschlag	Flexibilisierung des Netzzuschlags innerhalb einer gesetzlichen Bandbreite mit Priorität Zielerreichung und Versorgungssicherheit
8. Ausbau von Speichern und Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung	<p>Aufbau einer dezentralen Speicherarchitektur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für Netzbetreiber: Anrechenbarkeit an Netzgebühren für Speicher, die netzdienliche Funktionen übernehmen (Strom-Arbitrage, Back-up-Leistung, Frequenzkontrolle usw.) • Programm zur Nutzung von second-life Batterien • Gleichbehandlung unterschiedlicher Speichertechniken (Befreiung von Netzgebühren nicht bloss für Pumpspeicher), Wärmespeicher, Pufferspeicher für Ladestationen von Elektrofahrzeugen, Batterien Privater und Schwarmintelligenz
9. Gleichbehandlung und Nichtdiskriminierung	Optimierungspflicht bei gegenseitiger Substitutionswirkung zwischen Erzeugungsanlagen, Speichern (thermisch, elektrisch, kurzfristig/langfristig), Netzausbauten
10. Nutzungsrechte	<ul style="list-style-type: none"> • Gesetzliche Priorisierung der PV-Nutzung auf versiegelten Flächen • PV-Duldungspflicht auf allen geeigneten öffentlichen Hoch- und Tiefbauten • Inventarisierung und Klärung der administrativen Prozesse, Rechte und Pflichten • PV-Pflicht auf Neubauten, Erweiterungsbauten und bei Dacherneuerungen mit Opting out mittels Abschlagszahlung; • Solarpflicht für Altbauten (Ausnahme: Denkmalschutz) bei Gesamtanierung • Bewilligungen für Anlagen in der offenen Landschaft in genau definierten Fällen: Agriphotovoltaik, Wildtier-Korridore, Zäune und tote Flächen in der Landwirtschaft Deponien, Lawinenverbauungen usw., in der Umgebung bestehender Wasserkraftwerke (gesetzlich begrenzter Radius) bei hoher Winterproduktion • Nutzung der Umgebung bestehender Infrastruktur: (zB. Strassenränder und und Bahnlinien für vertikale bifaziale Winterstrom-Produktion)

Road map 2035 (3)

11. Multifunktionale Standorte und bifaziale Solarmodule	Pilotprogramm und Projektplanung für multifunktionale Standorte mittels eines Impulsprogramms des Bundes
12. Grossanlagen mit viel Winterstrom: Nutzungsentgelt für Gemeinden mit Stellflächen	Einführung eines Solarzinses für Nutzung von öffentlichen Infrastrukturen, zB. Strassenverbauungen und Bahnlinien.
13. Standortvorratsplanung	<p>Photovoltaik als Teil der Raumplanung.</p> <p>Langfristig angelegte Partnerschaften des BFE (oder einer anderen geeigneten Institution) mit Kantonen, Gemeinden und Privaten.</p> <p>Entschädigungen für Freigabe/Einzonung von PV-Nutzflächen für mittlere und grosse Anlagen (> 70–100 kW, ab 400 m²) an Standorten mit besonderer Eignung für Winterstrom (Schwerpunkt bereits versiegelte Stellflächen).</p>
14. Beibehaltung der Anreize für Energieeffizienz und Eigenproduktion	<p>Netzgebühren in Form von zeitvariablen Arbeitstarifen unter Berücksichtigung der Auslastung der Netze,</p> <p>Verbot von Grund- und Leistungstarifen für Haushalte auf Netzebene 7</p> <p>Minimum fee (an Stromrechnung anrechenbar) für Prosumer</p>
15. Förderung lokaler Arealnetze	Ermöglichung einer Teilnutzung öffentlicher Netzabschnitte wie ein Arealnetz unter Kostenbeteiligung
16. Netzentlastungsausgleich für lokale Einspeisungen bei Verbrauch im selben Verteilnetz	Rückerstattung von zu hoch tarifierten Netzgebühren an die Eigenerzeugungsanlagen mit lokalen Einspeisungen aus Kleinanlagen (< 500 kW) im Umfang der Kosten der nicht beanspruchten Netzebenen 1-6 durch die Netzbetreiber.

Rudolf Rechsteiner

Die Energiewende im Wartesaal



«Hätte die Schweiz vor 50 Jahren Öl gefunden, hätte es ein riesiges Volksfest gegeben. Das Öl unserer Zeit findet sich auf Hausdächern, Fassaden, Zäunen oder Strassenmauern. Es gibt kein Volksfest. Unser einheimisches Öl stinkt nicht. Es verursacht keine CO2-Emissionen. Man müsste nur die Bremse lösen, im Bundesrat, im Parlament, im Bundesamt für Energie und im Bundesamt für Raumentwicklung.»

Bestellformular

20 % Rabatt

Ich bestelle ___ Ex

«Die Energiewende im Wartesaal» mit 20% Rabatt
à CHF 27.- plus Versandkosten statt 34.-

Name, Vorname _____

Strasse _____

Wohnort PLZ _____

Senden an: info@re-solution.ch oder per Post
an: re-solution.ch, Römergasse 30, 4058 Basel

backup

Was läuft schief?

- **Unverständnis betreffend Funktionieren des Strommarktes**
 - sinkende Preise entlang der Brennstoffkosten
 - Erneuerbare Energien = Brennstoffkosten null = **Nullpreis bei Sonnenschein oder bei starkem Wind**
 - **Deshalb: Abgeltung der Investitionen (Kapazität) und Absicherung der Lieferpreise:** gleitende Marktprämie für Grossanlagen
- **Fehlende Wahrnehmung der Kostenkurve**
 - PV-Grossanlagen = billige Anlagen
 - **deshalb Grossanlagen auf Infrastrukturen ermöglichen, RPG anpassen**
 - Kleinanlagen mit Eigenverbrauch = rentable Anlagen, selbst wenn sie teurer sind,
 - **Private tragen die Kosten**
- **Fixierung auf Wasserkraft (zu 96 Prozent ausgebaut) statt auf PV**
 - Lauf-Wasserkraft ist kein Winterstrom
 - PV steil ausgerichtet liefert mehr Winterstrom als Wasserkraft
 - **Verkehrte Welt: Geldschwemme für teurere Wasserkraft, Wartelisten für die Photovoltaik**

Artikel 9 StromVG: Versorgungssicherheit

Geltendes Recht endlich anwenden!

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;

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. (Auszug Stromversorgungsgesetz)