

Neu erschienen
Analyse der schweizerischen Energiepolitik
und ihrer Schwachstellen:



266 Seiten, 180 Grafiken und Bilder
ab 19. Mai 2021 im Buchhandel

Flächenbeschaffung und bedarfsorientierte Auktionsdesigns

– ein Beitrag aus Schweizer Sicht

Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel*

Dr. Rudolf Rechsteiner, Ökonom, war Schweizer Parlamentarier 1995-2010 und Co-Initiant der Einspeisevergütungen in der Schweiz (2008). Er betreibt ein Beratungsbüro und ist Dozent für erneuerbare Energien an der ETH Zürich und an der Uni Basel sowie Mitglied des Verwaltungsrats eines städtischen Netzbetreibers (IWB Industrielle Werke Basel).
www.rechsteiner-basel.ch

Meine Damen und Herren

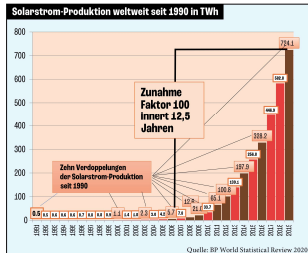
Ich freue mich, heute bei ihnen referieren zu dürfen. Wer die Schweizer Energiepolitik vertieft kennen lernen möchte, wird in meinem neuen Buch «Die Energiewende im Wartesaal» fündig.

Übersicht

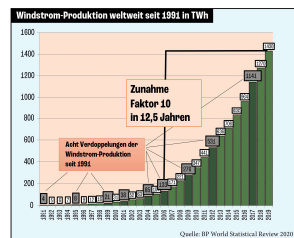
1. Herausforderungen der Schweizer Energiewende
2. Diversität und Bedarfsorientierung als Zielsetzung
3. Schlussfolgerungen für das Marktdesign

Die Schweiz steht als nicht-EU-Mitglied vor ganz besonderen Herausforderungen.

Weltweit boomen Photovoltaik und Windkraft, Schweiz ist Nachzügler auf Platz 24



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



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

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	351	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	257	17	274	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

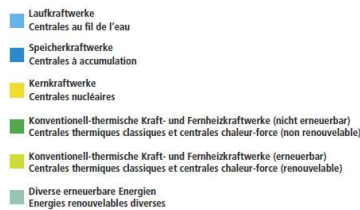
Quelle: Schweizerische Energie-Stiftung (SES) / Eurobserv'ER / Eurostat

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

Beim Strom-Anteil aus Sonne und Wind im Stromnetz auf Platz 24; während Bayern auf 20 % Solarstrom kommt, waren es in der Schweiz knapp 4% (2019).

CH Erzeugung flexibel dank > 30% Speicher-Wasserkraft

Fig. 1 Stromproduktion 2019 nach Kraftwerk-kategorien
Production d'électricité en 2019 par catégories de centrales



BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019 (Fig. 1)
OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2019 (Fig. 1)

Stichworte Schweiz

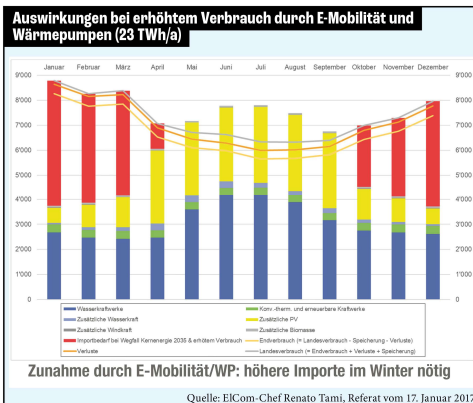
- 8.5 Mio. Einwohner*innen
- 57 TWh Endverbrauch (2019)
- 72 TWh Landeserzeugung (2019)

Noch ein Drittel der Elektrizität kommt aus dem ältesten Atompark der Welt, den Rest teilen sich die dominante Wasserkraft mit wenig Wind, Biomasse- etwas Solarstrom.

Dank 32% gespeicherter Wasserkraft gilt die Schweiz als Stromdrehscheibe.

Der isolationistische politische Kurs führt aber dazu, dass das Land seine Leistung im Strombinnenmarkt nur noch mit Mühe vermarkten kann – es fehlt ein Stromabkommen.

Das Problem: PV & Wasserkraft mit starkem Sommerprofil
 Atomausstieg, Wärmepumpen & Elektromobilität
 verursachen Winterlücke mit hohen Strom-Importen



Die Elektrizitätskommission (ECom) warnt, dass Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen den Landesverbrauch von 60 auf 90 TWh erhöhen (+50%). Ohne entsprechenden Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es zu mehr Stromimporten und einer erhöhten Auslandsabhängigkeit.

Rezepte gegen Winterstromlücke (rot)

- Ausrichtung der PV auf Winter-Produktion [steile Winkel, mehr Fassaden oder vertikal-bifazial]
- Import von zyklischen Stromüberschüssen im Winter (insbesondere Wind)
- Strategische Reserve (Speicherwasser-Reserve, chemische Speicher [H₂, Biomethan, Bio-Ammoniak])

Daraus erwachsen sehr spezifische Risiken für die Versorgungssicherheit. Wasserkraft und Photovoltaik liefern mehr Strom im Sommerhalbjahr als im Winterhalbjahr. Wenn Atomkraftwerke abgeschaltet werden und der Stromverbrauch wegen Elektromobilen und Wärmepumpen weiter ansteigt, fehlt es an Winterstrom und es steigen die Stromimporte (rot im Bild), schwergewichtig im Winterhalbjahr.

Die EU-Mitgliedstaaten können ihre Stromlieferungen in die Schweiz bei Engpässen unterbrechen. Sie sind nicht zu

Solidarität mit Drittstaaten verpflichtet.

Winterkraft Windkraft blockiert

Windenergie: Demokratische Gemeinde- und Volksentscheide seit 2012

Gemeinde/Kanton	Jahr	Ja-Anteile	Entscheid-Gremium
St. Croix	VD 2012	53%	Urnenabstimmung
Oberhof	AG 2013	56%	Referendum
Charraz	VS 2014	60%	Gemeindeversammlung
Saxon	VS 2014	40%	Gemeindeversammlung
Kanton Waadt	VD 2014	65%	Urnenabstimmung kantonales Windkonzept (8 Standorte)
Kanton Neuenburg	NE 2014	65%	Urnenabstimmung - kantonale Planung Zustimmung auch in allen direkt betroffenen Gemeinden
Grenchenberg/Grenchen	SO 2014	100%	Gemeinderat (einstimmig, 15 Mitgl.)
Salcourt	BE 2015	59%	Gemeindeversammlung
Tramelan	BE 2015	60%	Urnenabstimmung
Sonvilier	BE 2015	75%	Gemeindeversammlung
Salcourt	BE 2015	59%	Gemeindeversammlung
Charraz	VS 2016	66%	Neuaufgabe Charraz (2 Anlagen)
Troistorant	VS 2016	49.8%	Referendum
Vallorbe	VD 2016	57.5%	Urnenabstimmung
Val de Travers	NE 2016	59%	Gemeindeversammlung
Le Chêrit	VD 2016	63%	Gemeindeversammlung
Vallorbe	VD 2016	58%	Gemeindeversammlung
Charraz	VS 2016	66%	Gemeindeversammlung
Juriets	VD 2018	34 Ja, 13 Nein	Gemeindeversammlung
Mont-la-Ville	VD 2018	35 Ja, 25 Nein	Gemeindeversammlung
La Praz	VD 2018	11 Ja, 20 Nein	Gemeindeversammlung
La Praz	VD 2018	47 Ja gegen 38 Nein	Gemeindeversammlung
Kienberg	SO 2018	58%	Gemeindeversammlung
Lignerolles	VD 2018	91%	Gemeindeversammlung
L'Abergement	VD 2018	88%	Gemeindeversammlung
Mont-La-Ville	VD 2018	58%	Gemeindeversammlung
Ballagistes	VD 2018	22 Ja, 8 Nein	Gemeindeversammlung
L'Abergement	VD 2018	22 Ja, 2 Nein	Gemeindeversammlung
Lignerolle	VD 2018	20 Ja, 2 Nein	Gemeindeversammlung
Billen	GL 2019	24 Ja, 30 Nein	Parlamentsentscheid Richtplan Billen
Court	VD 2019	93 Ja, 222 Nein	Gemeindeversammlung
Sonvilier	BE 2020	281 Ja, 296 Nein	Urnenabstimmung
Kanton Thurgau	TG 2020	76 Ja, 38 Nein	Grossratsentscheid Richtplan Wind
Hiltzkirch	LU 2020	60% Ja	Gemeindeentscheid

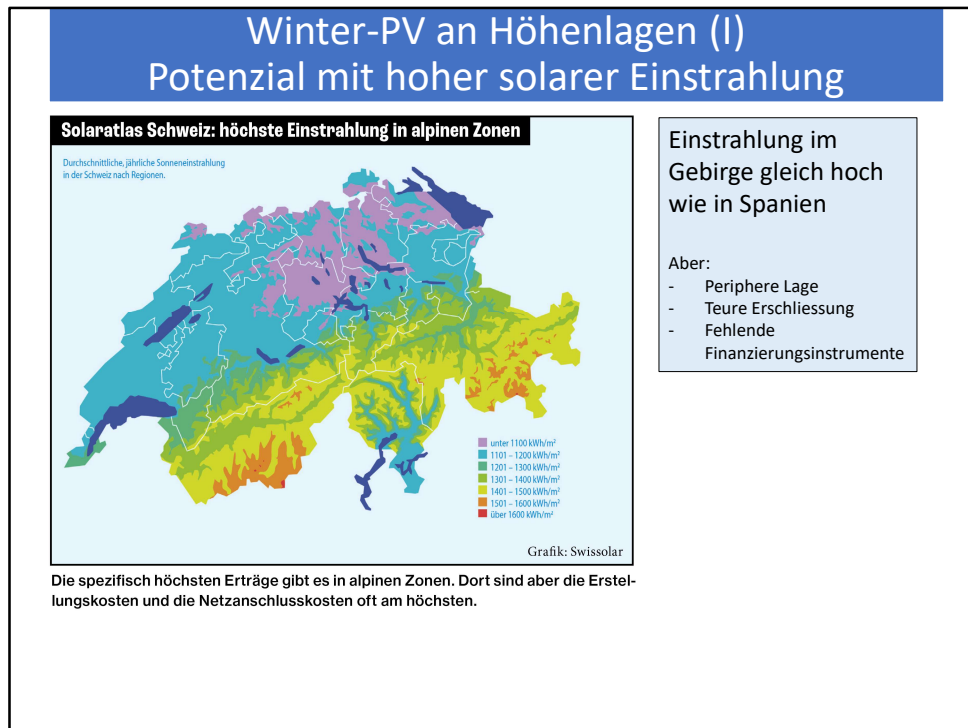
Quelle: Suisse Eole / eigene Recherchen

Am krassensten wurden die Windenergie-Projekte blockiert, auch wenn sie meist von den Standortgemeinden gutgeheissen worden waren (grün). Beschwerden vor Kantons- und Bundesgericht brachten Milliarden-Investitionen zum Erliegen.

Trotz mehrheitlicher Zustimmung von Standortgemeinden (Bild):

Dutzende Windprojekte mittels Beschwerden bis vor Bundesgericht 10 bis 20 Jahre lang blockiert.

Europaweit wird Winterstrom vornehmlich mittels Windenergie beschafft; in der Schweiz sind die Potenziale bescheiden und stossen auf hohe rechtliche Hürden. Hunderte Projekte stecken in Bewilligungsverfahren fest und können voraussichtlich nie gebaut werden, trotz Zustimmung via Referendum in den Standortgemeinden (hier in grün).



Stromimporte gelten aus besagten Gründen nicht als vollwertiger Beitrag zur Versorgungssicherheit. Dank gesunkener Kosten erfährt nun die Photovoltaik auch für das Winterhalbjahr mehr Aufmerksamkeit.

An Höhenlagen im Gebirge ist die solare Einstrahlung 30 bis 50 Prozent. Die bisherige Raumplanungspolitik verunmöglicht aber faktisch grosse Freiflächenanlagen. Diese wären im Gebirge vermutlich viel teuer als im Flachland.

Winter-PV an Höhenlagen (II) Grosse Potenziale auf Infrastrukturen

Solaranlage auf dem Steinbruch Calinis (Felsberg GR)



Quelle: Rhienergie/Florin Iiger

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.

Photovoltaik an Lawinverbauungen

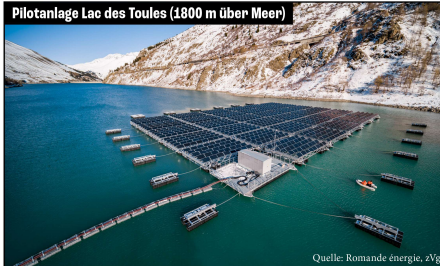


Quelle: Ruedi Lehmann/ ee-News

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

- Stauseen, Mauern/Zäune/Leitplanken usw. entlang von Verkehrswegen, Lawinverbauungen, degradiertes Gelände
- Aufstellung: steil/senkrecht/bifazial: ganzjährig schneefrei

Pilotanlage Lac des Toules (1800 m über Meer)



Quelle: Romande énergie, ZVG

Die Pilotanlage mit 440 kW Leistung operiert mit bi-fazialen Zellen und liefert einen spezifischen Ertrag von mehr als 1800 kWh/kW.

Als Alternative zu Grossanlagen in der freien Fläche kommen viele Infrastrukturen in Frage. Dazu gehören Bauten rund um Strassen oder Schienen, Lawinverbauungen, Speicherseen usw. Stauseen als 100 km² Fläche über ein grosses, homogenes Nutzungspotenzial.

Grosse Winter-Potenziale in Siedlungsgebieten: Fassaden, Strassenbauten, Zäune, Lärmschutzwände

Dächer, Fassaden, Balkone definieren Ausrichtung der Solarmodule



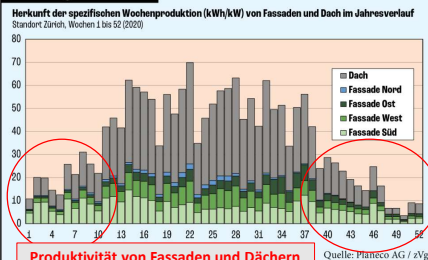
Ersatzneubau in Zürich: Alstetten mit umlaufender Photovoltaik (Bild: Megawatt Energie AG)

Bifaziale Solarmodule als Zaun



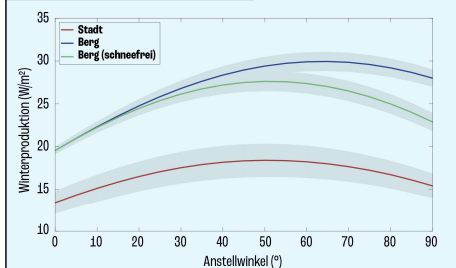
Möglichkeiten für vertikale bi-faziale Module entlang von Strassen, Bahngeleisen oder Feldwegen (im Bild: Farm in Irland) gibt es reichlich.

Spezifische Produktion von Dach und Fassadenanlagen,
Zürich Segantinstrasse



Produktivität von Fassaden und Dächern
im Winterhalbjahr gleichrangig

Anstellwinkel und Winterproduktion



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.

Es ist jedoch ungewiss, ob Anlagen im Gebirge Winterstrom billiger liefern als Anlagen im Unterland.

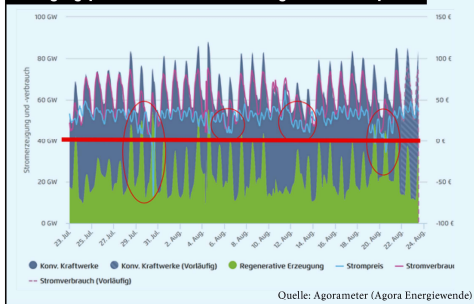
Anlagen im Unterland beanspruchen mehr Fläche, aber sie haben eminente Vorteile. Dazu gehören die tiefen Netzanschlusskosten, denn die Netzanschlüsse sind meist schon da, die Lastnähe bei Nutzung von Fassaden, Dächern und städtischen Infrastrukturen und die Nutzung von bereits versiegelten Flächen.

Zäune oder Fassaden weisen im Winterhalbjahr die gleiche Produktivität auf wie Anlagen auf Dächern und den Wegfall von Überproduktion im Sommer kann man auch

als Vorteil sehen.

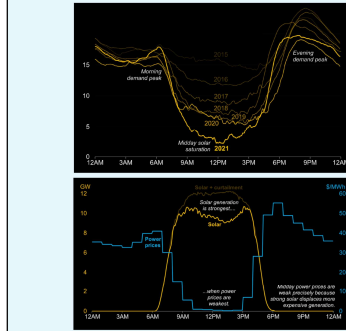
Prekarisierung der Elektrizitätswirtschaft Witterungsbedingter Kumulierungseffekt senkt Strompreise: viel Sonne & Wind führt zu Null-Preisen

Erzeugungsprofil 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)



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).

Mit steigendem Zubau von PV und Wind wächst aber auch das Marktwertisiko.

Was dies konkret heisst, zeigt die Entwicklung in Kalifornien (rechts im Bild). Die berühmte Entenkurve beschreibt den Lastverlauf. Die Strompreise sinken bei schönem Wetter ab Sonnenaufgang bis in den späteren Nachmittag gegen null.

Die gleichen Erscheinungen bis hin zu negativen Strompreisen beobachten wir in Deutschland (links im Bild) mit einer Zunahme der negativen Strompreise auf 298 Stunden im Jahre 2020.

Energy-only-Ausschreibungen liefern bloss eine Teil-Optimierung

- **Tiefer Gebotspreis in Auktionen sagt wenig aus über**
 - Wertigkeit der Produktion [Tageszeit/Jahreszeit]
 - Kumulierungswirkung [Kanibalisierungseffekt]
 - Kosten des ergänzenden Speicherbedarfs
- **Energy-only-Markt vernachlässigt die externe Kosten**
 - Netzverstärkung, Distanz Erzeugung/Verbrauch
 - Ökologische Folgekosten:
 - Freiflächen versus Nutzung bereits versiegelter Flächen
 - Auswirkungen auf Flora und Fauna, Fließgewässer
 - Elektrosmog

Die Rahmenbedingungen am Solarmarkt haben sich in den letzten Jahren stark verändert.

Auktionen haben die Einspeisevergütungen abgelöst und Anlagen mit Eigenverbrauch sind ein bedeutendes Marktsegment geworden.

Auktionen sollen Kosten senken, aber tiefe Strompreise in einer energy-only-Betrachtung liefern oft nur Halbwahrheiten.

...

Übersicht

1. Herausforderungen der Schweizer Energiewende
2. Akteurvielefalt, Diversität und Bedarfsorientierung
als Kriterium von Finanzierungsmodellen
3. Schlussfolgerungen

Kommen wir nun zur Frage der Gestaltung dieses Marktes.

Herausforderungen bei 100% Strom aus erneuerbaren Energien

- Die Erzeugung übersteigt wetter-zyklisch den Bedarf
 - Preisvolatilität, Nullpreise, negative Strompreise, Bedarf nach Flexibilität & Speichern
 - Steigender Backup-Bedarf
 - Standortkonflikte, labile Akzeptanz

Finanzierung = Steuerungsinstrument für multiple Lösungen

- Diversität von unterschiedlichen Technologien und Standorten
 - ➔ Technologiespezifische Ausschreibungen
- Berücksichtigung der Wertigkeit im Auktionsdesign
 - ➔ für Schweiz: zB. doppelter Vergütungspreis für Winterstrom = Teil des Auktionsdesigns
- Gezielte Pflege unterschiedlicher Teilmärkte:
 - Einmalvergütung ermöglicht rentable Anlagen mit > 35% Eigenverbrauch
 - Die Einmalvergütung wäre auch sinnvoll für Anlagen mit PPAs, weil Investitionen damit unabhängig vom Fahrplan des Auktionators (BnetzA) werden
 - Differenzierung der Auktionen mit gleitender Marktpremie für Grossanlagen schafft weitere Vorteile (ff.)

...

77'000 PV-Anlagen mit Eigenverbrauch dominieren CH System [Stand 2019]
Starkes Wachstum seit der Deblockierung der Fördermittel [2021: 600-1000 MW]

Schweizer Finanzierungsmodell

[Einmalvergütung = einmaliger Investitionsbeitrag]

Fokus auf Teilmarkt Eigenverbrauch

- Erfolgsmodell dank sicherer Ersparnis von Bezugskosten & dank Bewilligungsbefreiung von Dachanlagen
- > 100'000 Anlagen, Wachstumsrate > 15% /a
- Keine neuen versiegelten Flächen, hohe Akzeptanz
- **Aber: Kein tragfähiges Geschäftsmodell für Anlagen ohne Eigenverbrauch**

Anlagen mit Einmalvergütung: Eigenverbrauch und Netzeinspeisung						
1 MWh = 1000 kWh	Anzahl Anlagen (2019)	Installierte Leistung (AC) MW	Ins Netz eingespeiste Energie MWh	Eigenverbrauch MWh	Jahresproduktion MWh	Eigenverbrauch in % vom CH-Endverbrauch
PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Einzelanlagen)	73'840	1'154	695'825	412'015	1107'840	0.7%
PV-Anlagen mit Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)	3'079	124	50'899	68'141	119'040	0.1%
KEV-Anlagen ohne Eigenverbrauch *	21'450	980	917'394	0	917'394	0.0%
Total	98'369	2'258	1664'118	480'156	2144'274	0.8%

*KEV= kostendeckende Einspeisevergütung

Daten: BFE Monitoring Bericht 2020

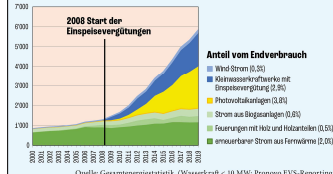
Höhe der Einmalvergütung in CHF/kW (Ansätze ab April 2021)

	angebaute Anlagen	integrierte Anlagen
Grundbeitrag	700	770
Leistungsbeitrag < 30 kW	380	420
Leistungsbeitrag < 100 kW	290	320
Leistungsbeitrag ≥ 100 kW	290	290

Quelle: Energieförderverordnung 2021

Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien 2000–2019

2019: 9859 GWh Strom aus dezentralen Anlagen mit Finanzierung aus dem Netzzuschlag entspricht 8.1 % der Landeserzeugung (72'194 GWh)
 entspricht: 10.2 % des Endverbrauchs (57'158 GWh)



Quelle: Gesamtenergieversorgungsbericht (Wasserkraft < 10 MW); Promove EYS-Reporting
 Seit dem Beginn der Einspeisevergütungen hat sich der Beitrag der neuen erneuerbaren Energien vervielfacht.

Vorteil dank Eigenverbrauchs

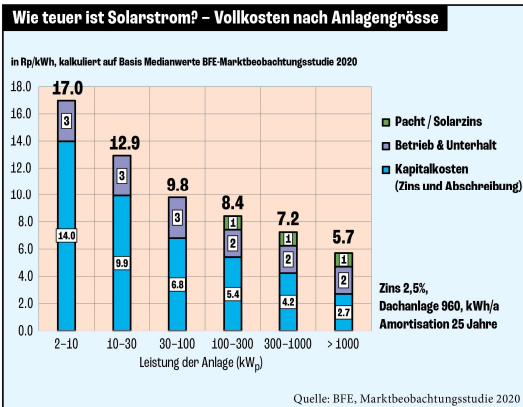
Einsparung =
 $\Sigma \text{Energiekosten} + \text{variable Netzegebühren} + \text{Abgaben (inkl. Netzzuschlag)}$

Die Schweizer PV-Finanzierung mit Einmalvergütung ist ein Spezifikum. Sie hat zu einer Fokussierung auf Anlagen mit Eigenverbrauch geführt. Die Einmalvergütung von 300 bis 400 CHF pro neu installierte kW Leistung und das Ausmass des Eigenverbrauchsanteils bestimmen die Rentabilität.

Gegen 100'000 Anlagen wurden inzwischen so finanziert. Der Eigenverbrauch beträgt meist zwischen 30 und 40 Prozent; bei einem Zusammenschluss von mehreren Grundstücken (Eigenverbrauchsgemeinschaft) steigt der Eigenverbrauch gegen 60%, und

grössere PV-Anlagen sind möglich.

Solarstrom von mittleren und grossen Anlagen sind halb so teuer wie Kleinanlagen



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.

Kosten pro kWh

Kosten-Sample von mehr als 2000 Neu-Anlagen (2019)

5,7 Rappen/kWh =

5,2 Euro-Cents/kWh

1 Euro = CHF 1.10

Wir wissen, dass Kleinanlagen weit teurer sind als Grossanlagen.

Sollte man deshalb nur noch Grossanlagen bauen?

Auch hier greift die eine Energy-only-Betrachtung der Kosten m.E. zu kurz.

Warum sind teurere Kleinanlagen mit Einmalvergütung trotz höherer Kosten sinnvoll?

Energy-only-Betrachtung nicht sachgerecht

- **Einmalvergütung ist gedeckelt** [aus Referenzanlagen abgeleitet]
 - Geringere Belastung des Netzzuschlags
 - Investoren tragen die Mehrkosten selber; Ein Teil der Rentabilität entsteht durch Ersparnis der Transportkosten
- **Lastnahe Produktion**
 - Geringe Verteilverluste → Entlastung oberliegender Stromnetze
- **Eigenverbrauch = Motor für Sektorkopplung und Flexibilität**
 - Boiler, Batterien, Elektro-Fahrzeuge, Wärmespeicher
 - Speicher sind polyvalent: → können im Winterhalbjahr Windstrom einspeichern → können Netzstabilität verbessern → senken das Marktwertisiko auch im Winterhalbjahr
- **Aufschub von Netzausbauten**
 - Senkung der Netzkosten; Erhöhung der Netzauslastung
- In der Schweiz sind 0,5 bis 1,0 GW Neuinstallationen pro Jahr möglich auf Basis von Eigenverbrauch. Dächer sind noch für Jahrzehnte genug vorhanden,

...

Warum braucht es ergänzend zu Eigenverbrauchsmodellen noch Auktionen?

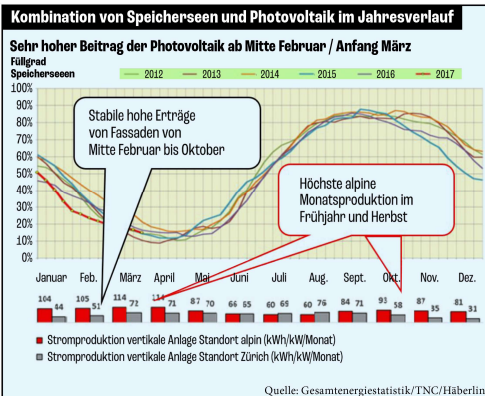
- Problem: Eigenverbrauch optimiert privaten Nutzen, nicht energiewirtschaftliches Optimum
- Problem: **Marktwertisiko liegt bei Betreibern**
 - Kostengünstige Grossanlagen können nicht realisiert werden, weil der Eigenverbrauch zu gering ist. (Beispiel: Scheunendächer, Lärmschutzwände) **An Standorten ohne Eigenverbrauch läuft nichts**
- Problem: **Winterstromlücke wird nicht adressiert.**

Erzeugungsprofil und Akzeptanz steuern mittels Auktionen

Auktionen als gerichtete Entdeckungsverfahren verstehen

- Energiewirtschaftliche Lücken schliessen/Versorgungssicherheit
 - Professionalisierung
 - wettbewerbliche Beschaffung von Winterstrom aus PV
- Steile Aufstellung: an Fassaden, öffentlichen Bauten, Verkehrswegen
- Bifaziale Anlagen → hoher Winteranteil, Schneefreiheit, interessante Tagesrandproduktion, Zusatzgewinne dank Albedo-Effekten, Erschliessung öffentlich akzeptierter Stellflächen (zB. alpine Stauseen)
- Diversifizierung schafft multiple Lernkurven für anpassungsfähige PV
- Deshalb spezifische Standort-Auktionen:
 - Stärkere Gewichtung der Vergütungen im Winterhalbjahr
 - Parkplätze, Zäune, Strassenmauern, Leitplanken, Lärmschutzwände, stehende Gewässer, Biotop
 - [zB. Wildtierkorridore flankiert von vertikal gestellten bifazialen Zellen]
 - Nutzung von versiegelten Flächen verbessert Akzeptanz & Integration

PV-Winter-Strom und gespeicherte Wasserkraft sind ein perfektes Tandem



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.

Zusammenspiel Wasserkraft und PV:

PV-Ausbau mit Winterfokus reduziert Bedarf nach Wasserkraft

- Sept bis Nov
- Feb bis April

- Speicherseen werden bei sonnigem Wetter geschont.

- Importierter Windstrom und Export von Solarstrom schaffen weitere Flexibilität

Das Zusammenspiel von Speicherseen und PV läuft so: Bei bewölktem Wetter liefern die Stauseen die Energie, bei Sonne die PV. Dazu gesellen sich Windstromüberschüsse an stürmischen Tagen im Winterhalbjahr. Diese können durch Solarstromexporte nach Norden wieder kompensiert werden, sodass das Ziel einer international gut vernetzten, aber im Grundsatz selbst versorgten Schweiz nicht aus den Augen gerät.

Bifaziale Zellen: Potenziale in der Schweiz noch nicht ausgelotet

Vertikale bifaziale Solarzellen



Quelle: PV Magazine 2020

Vertikal gestellte bifaziale Solarmodule sind in Europa noch Neuland. Denkbar wäre eine solche Aufstellung auch auf «toten Flächen» entlang von Verkehrswegen (Eisenbahnstrecken, Strassen) oder als Zäune.

Bifaziale Solarmodule als Zaun



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

Die Einsatzmöglichkeiten von bifazialen Zellen gehen weit über Freiflächen hinaus. Denkbar sind Anlagen entlang oder über Verkehrswegen. Entsprechende Tragseilkonstruktionen mit neuen, viel leichteren Solarzellen (zB. von Meyer Burger) in Leichtbauweise wären zu prüfen.

Schlussfolgerungen

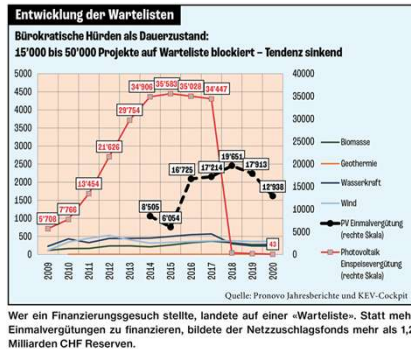
1. Unterschiedliche Marktsegmente brauchen massgeschneiderte Finanzierungen
2. Auktionsdesign kann die Wertigkeit des Erzeugungsprofils für den Bedarf vor Ort berücksichtigen
3. Spezifisch in der Schweiz: PV kann Winterbedarf substantiell stützen, zu tiefsten Preisen
4. Auktionsdesign sollte auf eine Verbesserung der Akzeptanz hinzielen
5. Diversifizierung der Auktionen kann Merit order in der Fläche berücksichtigen: Dächer/Fassaden vor Infrastrukturen, vor Zäunen, vor Freiflächen
6. Ein Wahlrecht zwischen
 - a. Auktion mit gleitender Marktpremie und
 - b. Einmalvergütung ohne Preisabsicherung (aber mit PPA oder Eigenverbrauchkann Handlungsoptionen und Wirtschaftlichkeit verbessern.

Rechtsansprüche auf Einmalvergütungen mindern das Missbrauchspotenzial des Auktionators durch ungenügende Auktionsdesigns oder zu kleine Kontingente.

backup

Einspeisevergütungen & Einmalvergütungen in der Schweiz jahrelang blockiert

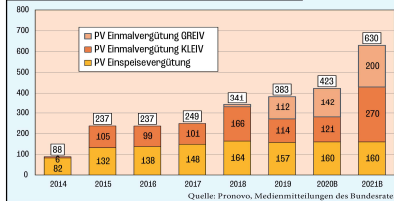
- Ab 2008 **Einspeisevergütungen**
 - PV-Volumen von der Landesregierung tief gehalten; Biomasse & Wasserkraft systematisch bevorzugt
 - Ab 2015 fast keine positiven Bescheide mehr.
- Ab 2014 **Einmalvergütungen**
 - Max. 30% der Investitionskosten von Referenzanlagen
 - Nur rentabel in Verbindung mit Eigenverbrauch
 - Rückliefertarife bei Netzeinspeisung: Marktpreisniveau + Herkunftsnachweis, in manchen Versorgungsgebieten weitergehende Lösungen
- Ab 2018 ZEV: **Zusammenschlüsse für Eigenverbrauch**
 - Arealnetz = 1 Anschluss, PV muss >10% Anschlussleistung betragen
 - Erhöhung Eigenverbrauch durch Belieferung benachbarter Grundstücke mit PV-Strom



Seit 2021: Markt wächst beschleunigt

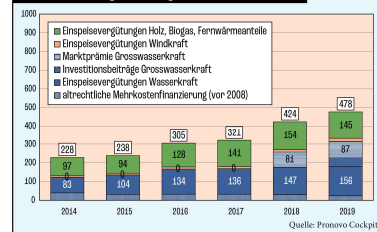
Mehr positive Bescheide der Bundesbehörde für PV [**endlich!**]

Mitteleinsatz für Photovoltaik 2014–2021 in Mio. CHF



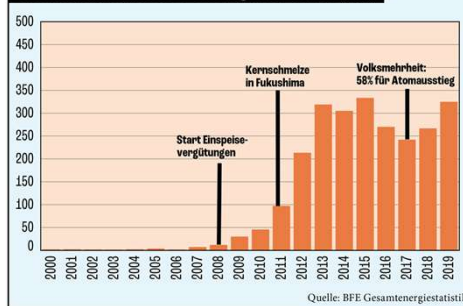
Die Finanzierung der Einmalvergütungen kam ab 2018 langsam in die Gänge.

Mitteleinsatz übrige Technologien 2014–2019 in Mio. CHF



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.

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



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.