

Energiestrategie 2050

Mehr Erneuerbare, mehr Flexibilität: Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr

Dr. Rudolf Rechsteiner¹

Abstract

Die vorliegende Studie analysiert den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz im Kontext von Elektrifizierung, Schliessung alter Kernkraftwerke und Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr. Der Autor schlägt vor, den Ausbaupfad fokussierter fortzusetzen und die Speicherung von europäischer Überproduktion strategisch auszubauen.

Photovoltaik und Windkraft sind die kostengünstigsten Technologien. Sie können den Verbrauchszuwachs effizient abdecken.

Der Nord-Süd-Netzausbau wird bis 2030 mehr Windkraft aus Norden Richtung Schweiz bringen, darunter viel Überproduktion zu Nullpreisen. Dies kann den Strom-Aussenhandel der Schweiz befördern.

Schlüssel für mehr Wertschöpfung und Versorgungssicherheit sind Leistungserhöhungen von Pumpen, Druckstollen und eine Verstärkung der Netzanbindung. Ziel ist die bidirektionale Bewirtschaftung der bestehenden Saisonspeicher, wo die topographischen Voraussetzungen dafür gegeben sind. Statt Stauseen nur einmal pro Jahr zu leeren, können diese mit Umwälzbetrieb mehrmals pro Jahr mehrtägige Leistung erzeugen; dafür besteht im europäischen Strombinnenmarkt eine erhebliche Nachfrage.

Mehrtägige Dunkelflauten in Süddeutschland lassen sich aus Saisonspeichern massgeschneidert absichern. Das Alleinstellungsmerkmal der alpinen Speicherseen ist ihre Reichweite. Darin heben sie sich von Batterien ab, die im kurzfristigen Speichersegment (2h-8h) den Wasserspeichern Konkurrenz liefern, für längere Laufzeiten aber wenig attraktiv sind.

ETH-Studien zeigen, dass allein mit der Verknüpfung der beiden grössten Schweizer Speicherseen – Mauvoisin und Lac des Dix (Kanton Wallis) – 2 bis 5 GW mehrtägige Leistung möglich wären. Kurzfristige Einsätze im intra-day-Markt (<8 h) blieben parallel zur Langzeitspeicherung als Option erhalten.

Ein bidirektionaler Ausbau der Gross-Speicher reduziert den Bedarf nach Gaskraftwerken und fossilen Notreserven. Er hilft, CO₂-Emissionen zu vermeiden und stärkt den Hochwasserschutz.

Auf europäischer Ebene gibt es keine «Winterlücke», im Gegenteil. Windfarmen in Zentral- und Nord-Europa werden immer häufiger abgeregelt, weil das Angebot die Nachfrage übersteigt.

Seit Beginn des Ukrainekrieges haben die europäischen Länder den Netzausbau beschleunigt. Die «Kupferplatte Europa» rückt näher und führt Angebot, Nachfrage und Speicher in ein neues Gleichgewicht.

Ausbau und Modernisierung der Schweizer Wasserspeicher sind ein strategisches Element für mehr Versorgungssicherheit. Die Wiederbefüllung im Winterhalbjahr erhöht die Vorratshaltung und die Reichweite. Drohende Engpässe können besser überbrückt werden. Versorgungssicherheit und Aussenhandel rechtfertigen eine finanzielle Absicherung durch Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds: Bürgschaften, rückzahlbare Kredite, contracts for difference und Projektierungsbeiträge eignen sich gut.

Der Rückkehr zur Kernenergie wie sie die Landesregierung postuliert fehlt – auch bei sehr hohen Subventionen – die wirtschaftliche Perspektive. Ein ganzjähriger Bedarf nach unflexibler Bandenergie besteht nicht; Solar- und Windenergie können Winterstrom kostengünstiger produzieren. Der anhaltende Speicherboom erleichtert die Integration. Neuer Atomstrom würde bei Inbetriebnahme (~2050) in einen zerstörerischen Verdrängungswettbewerb ausmünden. Das Nachsehen hätten Investitionen in Laufwasserkraft, Solar- und Windstrom.

Umwälzkraftwerke können die Belastungen der Fließgewässer durch «Schwall und Sunk» senken. Deren Sanierung belastet die Strompreise derzeit mit 0,1 Rp/kWh (50 Mio. CHF/Jahr). Ein Teil dieser Kosten liesse sich einsparen und die ökologische Qualität der Oberflächengewässer und der Fauna könnte sich verbessern.

Eine so erweiterte Energiestrategie 2050 muss vieles in sich vereinen:

1. Zusammenarbeit aller Akteure: Bund, Kantone, Gemeinden, Elektrizitätsgesellschaften, Gesetzgeber.
2. Regionale und überregionale Stärkung der Übertragungskapazitäten, Anschluss an europäische Gleichstromleitungen.
3. Ausbau von Saison-Kraftwerken mit zusätzlichen Druckstollen und Pumpen mit dem Ziel, die bidirektionale Produktion von ca. 4 TWh/a auf 8-10 TWh/a zu verdoppeln.
4. Neue Vertragsbeziehungen mit den Nachbarn: gesicherter grenzüberschreitender Netzzugang.
5. Zusatzmassnahmen für mehr Winterstrom: Agri-PV an mittleren Höhenlagen, mehr Windkraft, PV-Fassaden.

Ob diese Strategie gelingt, hängt massgeblich von der Bereitschaft der Gebirgskantone ab, die Wasserkraftkapazitäten zu modernisieren. Mit Flexibilität wird in Zukunft mehr Geld verdient als mit Erzeugung allein.

¹ Der Autor ist seit 2010 Lehrbeauftragter für «Projektentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien» an der ETH Zürich und Verwaltungsrat des Netzbetreibers IWB (Industriellen Werke Basel). Zuvor war er Mitglied des Nationalrats und der UREK-N (1995-2010).

Inhalt

1.	<i>Einleitung</i>	5
2.	<i>Dynamik dank erneuerbaren Energien</i>	6
3.	<i>Stromdrehscheibe im Wachstumsmodus</i>	8
4.	<i>Verstärkung der Nord-Süd-Netze</i>	11
5.	<i>Die Folgen von Wettbewerb und Erneuerbaren-Ausbau</i>	13
6.	<i>Gesetzlicher Ausbaupfad und realer Zubau</i>	15
7.	<i>Stand der erneuerbaren Stromerzeugung 2024</i>	17
8.	<i>Mittleres Erzeugungspotenzial, Stand 2024</i>	18
9.	<i>Versorgungssicherheit in saisonaler Perspektive</i>	19
10.	<i>Ausbaupfad 2025-2035</i>	21
11.	<i>Winterstrom aus Photovoltaik (Option A)</i>	26
12.	<i>Reformen für mehr Winterstrom aus Photovoltaik</i>	37
13.	<i>Mehr Winterstrom aus Windenergie (Option B)</i>	42
14.	<i>Ausbau Saisonspeicher für den bidirektionalen Betrieb (Option C)</i>	43
15.	<i>(Nicht-)Option neues Kernkraftwerk</i>	49
16.	<i>Der Streit um angemessene Stromerlöse</i>	51
17.	<i>Integration und Netzdienlichkeit</i>	55
18.	<i>Verteilnetzbetreiber als Systembetreiber</i>	58
19.	<i>Zusammenfassung</i>	59
20.	<i>Abkürzungen und Quellenangaben</i>	63

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015-2025, Monatswerte (GWh) Quelle: Swiss Energy Charts..	6
Abbildung 2 Stromerzeugung, Landesverbrauch Schweiz 2015-2024 Daten BFE Elektrizitätsbilanzen	6
Abbildung 3 und 4 Jahresverbräuche und Monatsverbräuche der Pumpspeicherwerke Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik	8
Abbildung 5 und 6 Stromhandel saldiert 2023 und 2024 Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik	8
Abbildung 7 und 8 Physikalische Importe und Exporte der Schweiz – Anteile der Länder.....	9
Abbildung 9 und 10 Leistungsverteilung des CH-Kraftwerksparks Woche 2 und Woche 24 Daten Swiss Energy Charts	9
Abbildung 11 Physikalische Einfuhren und Ausfuhren von Elektrizität seit 2000 (Monatswerte) Daten BFE Elektrizitätsbilanzen	10
Abbildung 12 Geplante Inbetriebnahme neuer Hochspannungsnetze in Deutschland (Prognose 2022 links mit Ortsangaben, aktualisierte Fassung Sept. 2024 rechts) Quelle: Bundesnetzagentur https://www.netzausbau.de/prognose	11
Abbildung 13 und 14 Zahl der Stunden mit Preisen < 0: Schweiz und Deutschland Avenir Suisse, Fraunhofer ISE	12
Abbildung 15 und 16 Merit Order: Einsatzreihenfolge bei wenig Strom aus Sonne und Wind (links, hoher Strompreis) und mit viel Strom aus Sonne und Wind (rechts, tiefer Strompreis) Grafik Agora Energiewende	13
Abbildung 17 Gesetzliche Anreize zur Absicherung von Investitionen in neue Kraftwerke Quelle: Energiegesetz, EnFV.....	14
Abbildung 18 Ausbauziele für neue erneuerbare Energien im Zeitverlauf 2007-2024.....	15
Abbildung 19 Zuwachs der erneuerbaren Energien 2010-2024 (ohne Wasserkraft) Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024	16
Abbildung 20 monatliche Stromerzeugung 2024 und Landesverbrauch Bundesamt für Energie: Elektrizitätsstatistik, Elektrizitätsbilanz	17
Abbildung 21 Erzeugungspotenzial 2024 Mittelwerte für Wasserkraft, Kernkraft (Ø 2015-24), neE Stand 2024 Eigene Grafik, Daten BFE (Energiebilanzen)	18
Abbildung 22 Aussenhandelsüberschüsse Winterhalbjahr und Kalenderjahr.....	19
Abbildung 23 Beispiel neuer SBB Bahnhof Liestal: kilometerlange Stützmauern, Lärmschutzwände, Perrons, keinerlei PV Quelle: eigene Aufnahme Mai 2025	20
Abbildung 24 Ausbaupfad bis 2030 nach Technologie, Vorschlag Bundesrat Basis: Vernehmlassung UVEK ...	21
Abbildung 25 Strommix 2030 gemäss Ausbaupfad Bundesrat (2030) Hochrechnung auf Basis der Vernehmlassung des UVEK	22
Abbildung 26 Monatliches Erzeugungspotenzial Ausbaupfad 2035 gem. Bundesrat eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik	23
Abbildung 27 Versorgungsmatrix 2035 in Zahlen Daten eigene Hochrechnung, gesetzlicher Ausbaupfad +35 TWh erneuerbar, Strommix gem. Bundesrat (Fortschreibung Ausbaupfad 2030)	24
Abbildung 28 Vergleich 2024/2035: Monate März und Oktober eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik	24
Abbildung 29 Restbedarf, nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt (Ø2015-24 und 2035) Daten eigene Berechnung, Hochrechnung BFE-Ausbaupfad 2030 bis 2035.....	25
Abbildung 30 Visualisierung Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer Bild zVg. gestellt von Netzbetreiber ..	26
Abbildung 31 Investitionskosten CHF/kW: PV-Anlagen unterschiedlicher Leistung Daten BFE PBO-24, eigene Grafik	27
Abbildung 32 Pronovo-Einmalvergütung pro kW Daten Beitragshöhe: EnFV 2025	28
Abbildung 33 Einmalvergütung in Prozent der Bruttokosten Daten eigene Berechnung, Basis EnFV 2025.....	29
Abbildung 34 Rechtliche Bestimmungen zur Tarifstruktur: 2025 und 2026 Quelle: StromVV.....	30

Abbildung 35 Gestehungskosten pro kWh, Amortisation über 35 Jahre Datenquellen: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen.....	31
Abbildung 36 Zuschlagswerte, Höchst- und Tiefstgebote für die Einmalvergütung Daten Pronovo Cockpit Auktionen [].....	32
Abbildung 37 Gestehungskosten pro kWh, Amortisation über 20 Jahre Daten: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen.....	33
Abbildung 38 gleitende Marktprämie und Gestehungskosten Daten EnFV, Pronovo.....	34
Abbildung 39 Beitragsleistung und Winterstromanteil Daten EnFV, Preisbeobachtungsstudie, Projektdaten, eigene Berechnungen.....	35
Abbildung 40 Agri-PV in Merzig-Wellingen (Deutschland) Quelle: Huasun [].....	38
Abbildung 41 Gestehungskosten Ganzjahresbetrieb Daten Lazard LCOE levelized cost of energy (2025) [] ...	39
Abbildung 42 Eckdaten Agri-PV Anlage Jura-Höhe (1000 m. ü. Meer), Amortisaation 35 Jahre Daten: Ausgangsdaten von Netzbetreiber zVg., eigene Berechnungen	40
Abbildung 43 «Berggebiet» laut Bundesamt für Statistik: 814 Gemeinden > 800m Bundesamt für Statistik []	40
Abbildung 44 Neugestaltung gleitende Marktprämie: Sommervergütung sinkt von 9 auf 5 Rp/kWh), Wintervergütung steigt auf 20 Rp/kWh Daten gleitende Marktprämie aus Auktions-Cockpit Pronovo, eigene Berechnung	41
Abbildung 45 Pumpspeicherkraftwerke und Umwälzwerke > 10 MW Quelle Bundesamt für Energie	44
Abbildung 46 Pumpspeicherwerke und -Projekte Quelle: Werksangaben.....	44
Abbildung 47 Projektliste Pumpspeicher-Möglichkeiten in der Schweiz Quelle: Mitteilung Nr. 46 des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft Bern (Dezember 1971) []	45
Abbildung 48 Verknüpfung Grande-Dixence/Mauvoisin Quelle: Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century (1999).....	45
Abbildung 49 Projektliste Wasserkraft Daten: Datenbank VSE [], Stand September 2025	47
Abbildung 50 Ausbauplan Stromnetze Deutschland	48
Abbildung 51 Vergleich Kosten Agri-PV-Anlage «Jura-Höhe» mit dem EPR Flamanville Daten für den EPR: französischer Rechnungshof, Betriebskosten gemäss Betriebsrechnung AKW Leibstadt 2024	49
Abbildung 52 Referenz-Marktpreis als Basis der Daten BFE.....	51
Abbildung 53 Mindestabnahmepreise mit und ohne Eigenverbrauch Quelle Artikel 12 ENV.....	52
Abbildung 54 Entwicklung der Kostenbestandteile für einen mittleren Haushalt ohne Mehrwertsteuer (Konsumprofil H4). Abbildung Elcom [].....	53
Abbildung 55 Entwicklung der monatlich neu installierten Leistungen Eigene Grafik, Daten Pronovo, EIV-Cockpit.....	53
Abbildung 56 Intra-day Preisvolatilität in vier europäischen Ländern 2021-2025 Quelle: Julien Joumaux: Entering Spring 2025, A quick update on the impact of solar in the EU at the start of spring.....	55
Abbildung 57 Preiswirkung der Windkraft in Deutschland: Beispiel vierte Januarwoche 2025 Quelle: Julien Jomaux Impact of wind on market prices last week in Germany	55
Abbildung 58 Kostenentwicklung Regelleistung von 2020 bis 2024 Daten Tätigkeitsbericht der ElCom 2024	56
Abbildung 59 Etappen der Transformation im Stromsektor Quelle: eigene Grafik.....	58
Abbildung 60 Einmalvergütung PV-Anlagen seit 2013 Daten EnFV.....	61
Abbildung 61 Übersicht Zielbeiträge bis 2045 (ohne Wasserkraft) Eigene Darstellung.....	62

1. Einleitung

Diese Studie beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung der Energiestrategie 2050. Als erstes (Abschnitte 1-10) wird der quantitative Ausbau der erneuerbaren Energien analysiert. Anschliessend werden drei Optionen und eine Nicht-Option untersucht, um den Ausbaupfad zu optimieren.

Optionen

- a) *Ausbau der Photovoltaik mit Ausrichtung auf höhere Winterstromanteile*
- b) *Verstärkter Ausbau der inländischen Windenergie*
- c) *Ausbau und Bewirtschaftung der bestehenden Speicherseen auf Basis von Winterstrom-Überschüssen aus Deutschland.*
- d) Nichtoption Kernenergie: zu riskant, zu teuer, zu spät, zu wenig flexibel.

Im letzten Teil (Abschnitte 15-18) beschäftigen wir uns mit wirtschaftlichen Aspekten, gesetzlichen Anreizen und Massnahmen zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien.

2. Dynamik dank erneuerbaren Energien

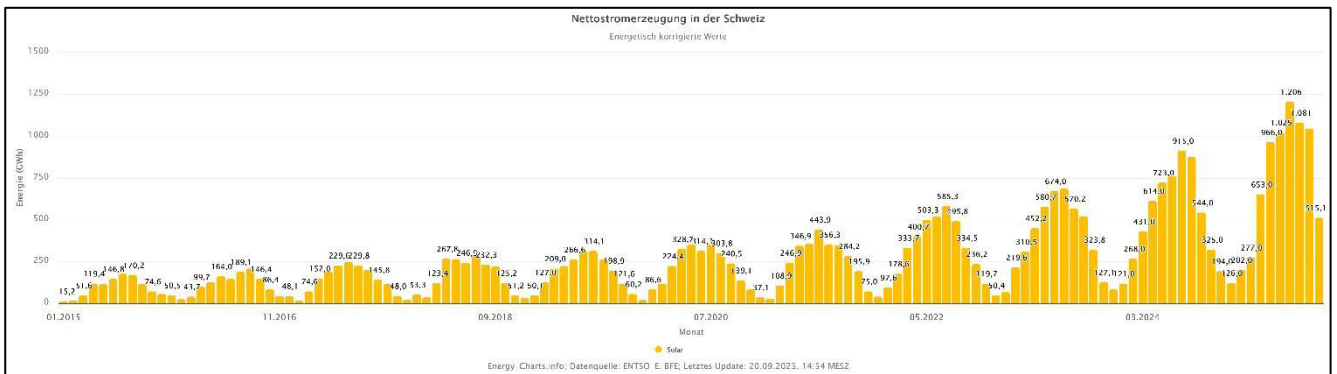


Abbildung 1 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015-2025, Monatswerte (GWh)
Quelle: Swiss Energy Charts

Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen (PV) verzeichnete von 2017 bis 2024 ein mittleres jährliches Wachstum von 34,5 Prozent.

2024 wurden 1795 MW_{peak} Leistung neu installiert [1]. Die Jahresproduktion hat sich 2024 auf 5,9 TWh vervielfacht, verglichen mit dem Stand vor zehn Jahren.

Im ersten Halbjahr 2025 wurden 849 MW_{peak} neu installiert (prov. Daten) [2].

Der Solaranteil am Strommix lag im ersten Halbjahr 2025 bei 13,5 Prozent der Netto-Erzeugung (Vorjahr 9,5 Prozent) [3].

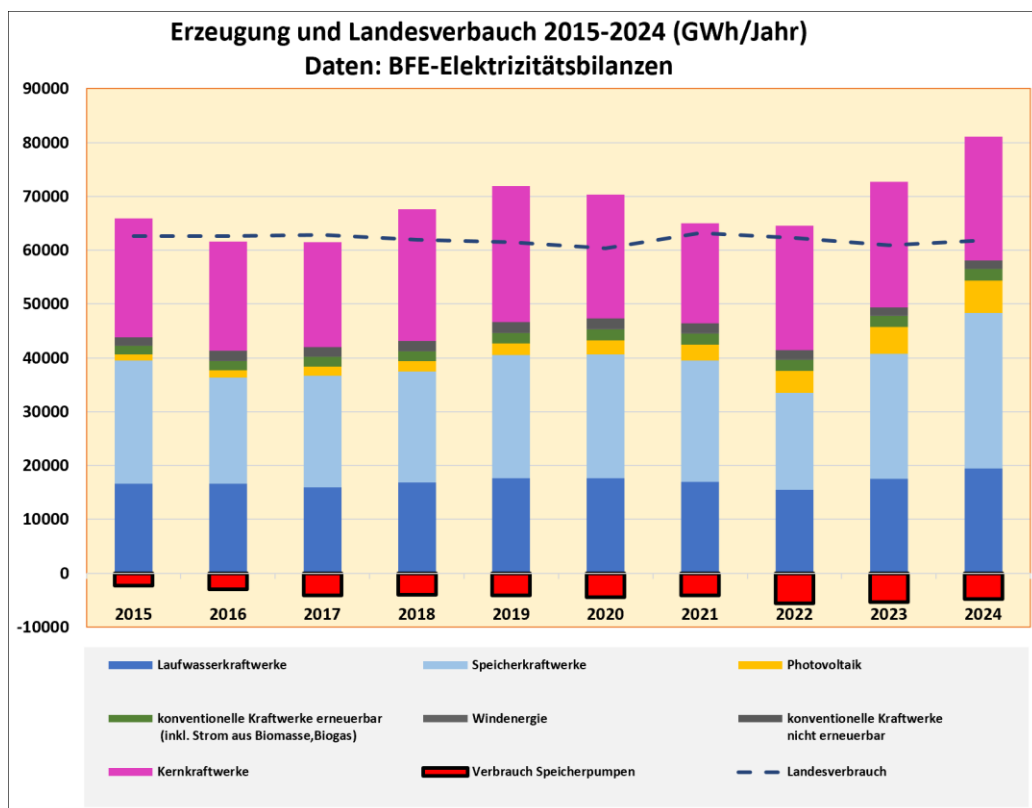


Abbildung 2 Stromerzeugung, Landesverbrauch Schweiz 2015-2024
Daten BFE Elektrizitätsbilanzen

Die Stromerzeugung der Schweiz war lange dominiert von Wasserkraft und Kernenergie. Das ändert sich nun gerade. Solarstrom wird in den nächsten 10 Jahren die Kernenergie überflügelt haben und wird zur zweitwichtigsten Säule der Stromversorgung.

Massgeblich für die Versorgungssicherheit ist auch der Verbrauch, und zwar über alle Energieträger, inkl. Importe von Uran, Erdöl, Erdgas oder Kohle. Der Endverbrauch stagnierte in den letzten zehn Jahren. Er lag 2024 mit 57,5 TWh leicht unter dem Wert von 2015 (-1,2%) trotz steigender Bevölkerungszahl (+9,5%) und Zunahme des BIP (+16% real) [4]. Auch dies wird sich ändern, wenn die Dekarbonisierung weiter voranschreitet.

Mehr Winterproduktion dank Speicherbecken, Photovoltaik, Windkraft und Biomasse

Die Stromerzeugung der Schweiz weist Fluktuationen auf, bedingt durch die Saisonalität von Wasserkraft und Photovoltaik. Der Beitrag der Wasserkraft bewegte sich zwischen 33,5 und 48,3 TWh pro Jahr (Periode 2015-2024); die Photovoltaik soll schon bis 2035 auf ca. 30 TWh anwachsen.

Speicher glätten die saisonalen Fluktuationen. Die Wasserzuflüsse wurden im Kalenderjahr 2024 zu 29,6% im Winterhalbjahr und zu 70,4% im Sommerhalbjahr gefasst. Dank Speicherbecken wurde die Erzeugung im Winterhalbjahr 2023/2024 auf 43,1% gesteigert, während sie sich im Sommerhalbjahr auf 56,9% reduzierte [5]. Speicherbecken erhöhten somit die Winter-Erzeugung um 47%, im Sommer verringerte sie sich um 19,2%. Ihr maximales Fassungsvermögen beträgt 8,9 TWh (2024).

Die Höchstleistung aller Wasserkraftwerke im Winterhalbjahr wird auf 12,6 GW, im Sommerhalbjahr auf 30 GW beziffert. Die maximale Produktionsleistung übersteigt die gemessene Höchstlast (10,3 GW Januar 2024) [6]. Windenergie und Biomasse spielen im Winterhalbjahr eine wichtige, aber untergeordnete Rolle; der Beitrag der Photovoltaik im Winterhalbjahr dürfte 2 TWh inzwischen überschritten haben.

3. Stromdrehscheibe im Wachstumsmodus

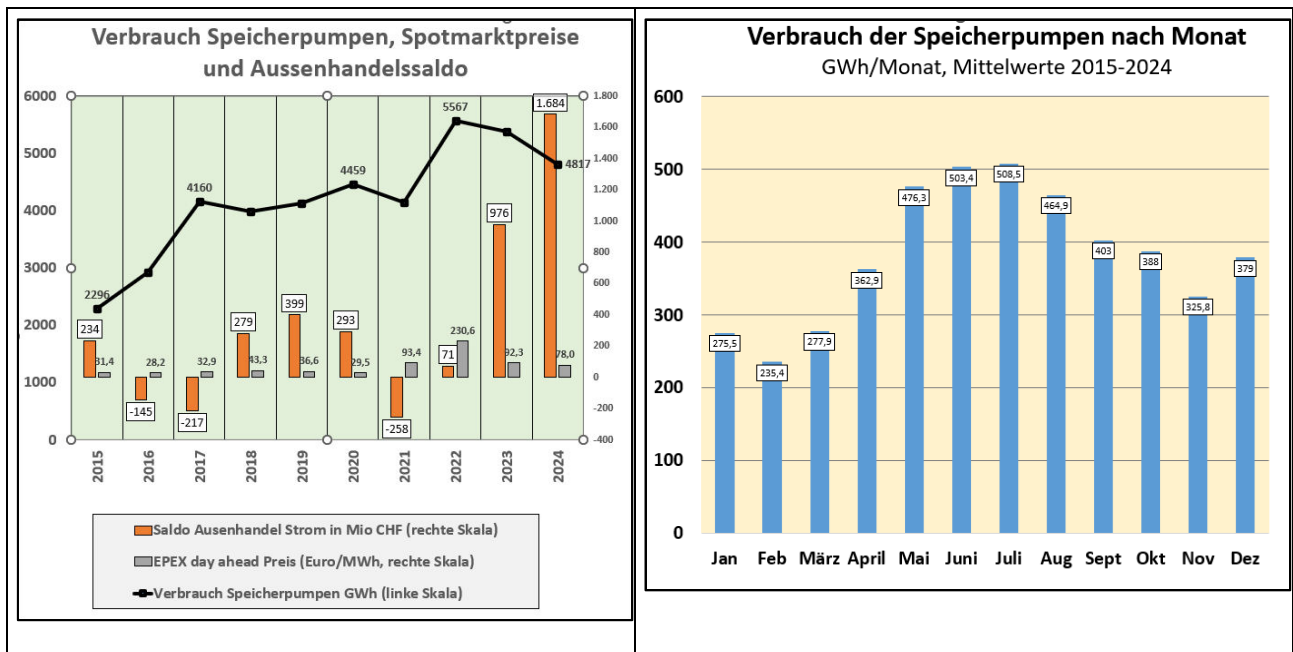


Abbildung 3 und 4 Jahresverbräuche und Monatsverbräuche der Pumpspeicherwerke
Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

Schweizer Speicherkraftwerke und Pumpspeicherwerke dienen dem Aussenhandel, aber auch als Back-up für Atom- und Laufwasserkraftwerke im Inland. Rechnet man die Pumpspeicherwerke ein, verfügt die Wasserkraft über 16,4 GW Leistung [7].

Die Leistung der Pumpspeicherwerke hat sich dank neuen Ausbauten (Linth-Limmern 1,0 GW, Nant de Drance 0.9 GW) auf 4,1 GW verdoppelt (2024), ebenso verdoppelte sich in den letzten zehn Jahren deren Produktion (2022: 5,5 TWh). Die Speicherpumpen verursachten Energieverluste von 1 TWh oder 1,7% vom Endverbrauch (2024) [8, 9]

Steigende Preisvolatilität beflügelt den Stromhandel. Der Aussenhandelsüberschuss der Schweiz stieg 2024 auf 1,684 Mrd. CHF. Er übertraf damit den Mittelwert der Jahre 2001-2010 (1,242 Mrd. CHF). Höchstwerte beim Pumpbetrieb werden von Mai bis August sowie im Dezember beobachtet, letztere dank reduzierter Nachfrage während der Feiertage.

Netzanbindung

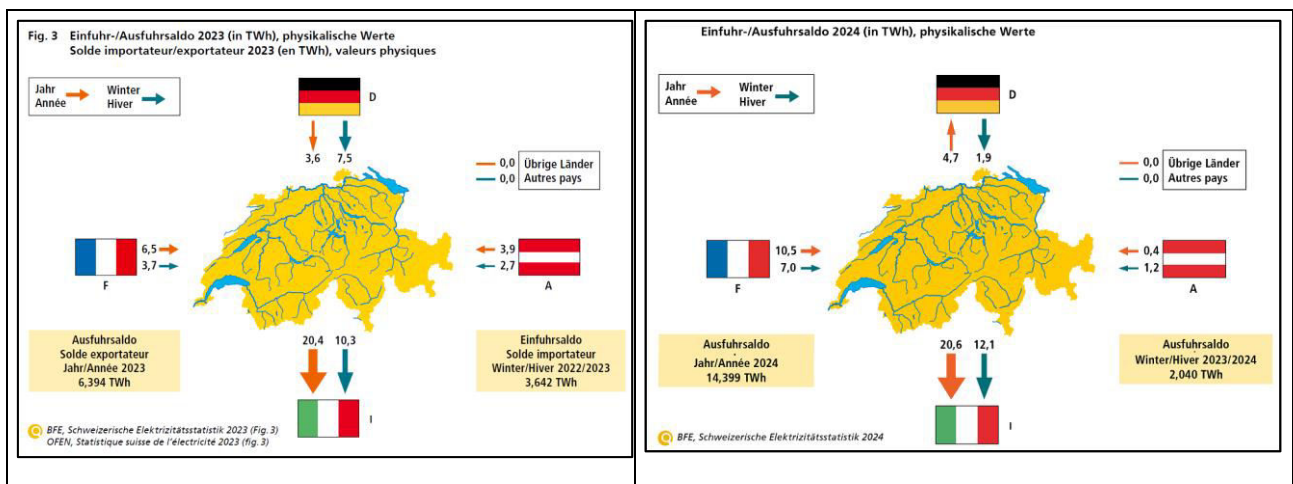


Abbildung 5 und 6 Stromhandel saldiert 2023 und 2024
Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

Die netto Stromexporte der Schweiz belaufen sich durchschnittlich auf 2 TWh/Jahr (2015-2024).

Weil der Beitrag der erneuerbaren Energien schneller wächst als der Verbrauch (trotz Wegfall von Atomstrom), nehmen die Exporte zu. Stromhandel und Transit bedingen eine starke Netzanbindung. Die EICom beziffert die Nettotransportkapazität (NTC) auf 6,1 GW für Importe und auf 8,5 GW für Exporte (2025) [10].

- 4.3 Import und 5.8 GW Export NTC bedienen das «Norddach» (D, F, A)
- 1.7 Import und 2.7 GW Export NTC führen nach Italien.

Die Stromexporte nach Süden sind veranlasst durch hohe Strompreise. Die Randlage Italiens und die hohen Anteile an fossiler Erzeugung halten die Strompreise hoch. Fossile Kraftwerke unterliegen dem EU-Emissionshandel. Die CO₂-Preise bewegen sich zwischen 60 und 100 €/Tonne CO₂, was Kohlestrom um 6-10 Rp/kWh, Strom aus Erdgas um 2-4 Rp/kWh verteuert.

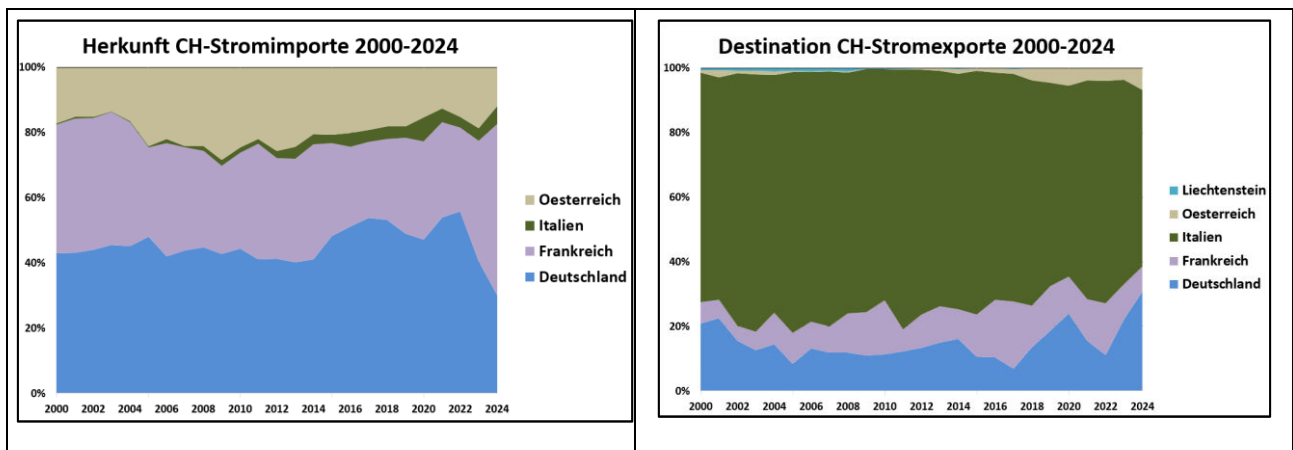


Abbildung 7 und 8 Physikalische Importe und Exporte der Schweiz – Anteile der Länder

Daten BFE: [Zeitreihe physikalische Einfuhr und Ausfuhr der Schweiz](#)

Im Zeitraum 2020-24 stammten 46% der Stromimporte aus Deutschland, 34 % aus Frankreich und 15% aus Österreich [11]. Deutschland war lange Zeit Hauptlieferland. Die Importe erreichten 2022 einen Spitzenwert, als die Hälfte der französischen Nuklear-Kapazitäten stillstanden. In jüngster Zeit scheint sich fossile Verstromung weniger zu lohnen; die deutschen Exporte sind stark gesunken.

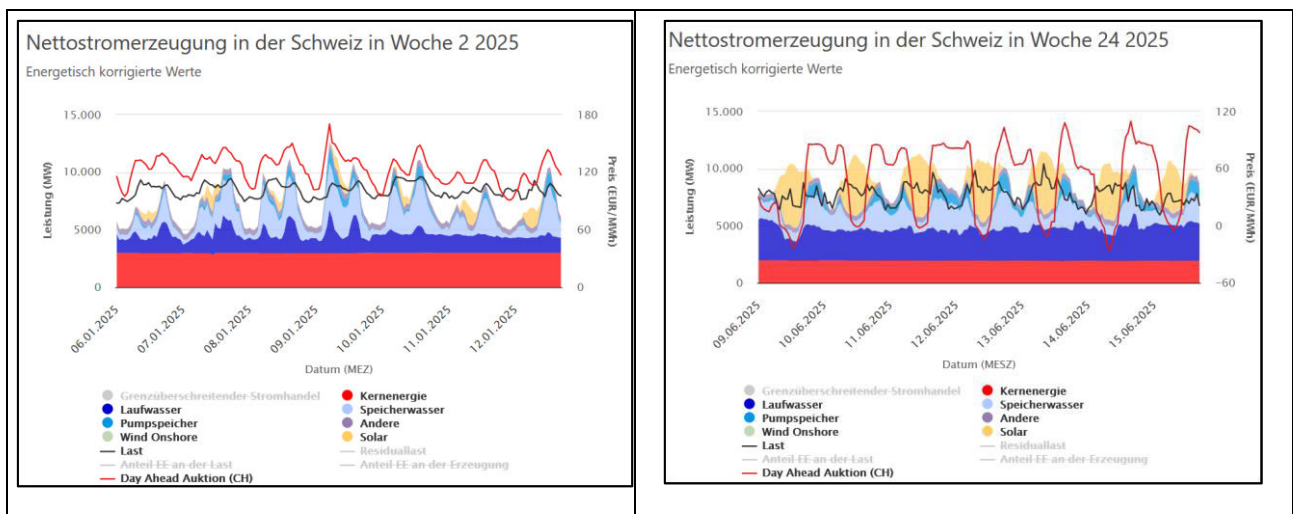


Abbildung 9 und 10 Leistungsverteilung des CH-Kraftwerksparks Woche 2 und Woche 24

Daten [Swiss Energy Charts](#)

Die Bewirtschaftung des Schweizer Kraftwerksparks folgt der Preisentwicklung im Strombinnenmarkt:

- Im Sommerhalbjahr werden die Speicherkraftwerke vorzugsweise nach Sonnenuntergang und vor Sonnenaufgang eingesetzt. Die Laufwasserkraftwerke liefern viel Leistung, weil die Staubecken zu klein sind, um das ganze Schmelzwasser aufzufangen. Der Tag-Nacht-Unterschied, gemessen an den day-ahead-Preisen, verzeichnet hohe *Spreads*, die oft 10 Rp/kWh übersteigen.
- Im Winterhalbjahr sind die Tag-Nacht-Preisunterschiede geringer als im Sommerhalbjahr. Wie im Sommer verzeichnen die Stunden an den Tagesrändern (morgens, abends) die höchsten Preise; entsprechend verzeichnen die Speicherkraftwerke dann die höchste Leistung.

Früher wurde Atomstrom und Kohlestrom vor allem nachts importiert und tagsüber exportiert.

Heute reduziert Solarstrom von Februar bis November die Nachfrage tagsüber. deshalb sind Exporte rund um die Tagesmitte wenig attraktiv.

Das Aufkommen von Windenergie überlagert jeweils die Preisentwicklung; dazu kommt die abgeschwächte Nachfrage während den Wochenenden. Die Pumpzyklen passen sich der Preisentwicklung an [12].

Netto-Werte im Aussenhandel der Schweiz täuschen darüber hinweg, wie gross die Energieströme tatsächlich sind. Die physikalischen Importe liegen mit 35 TWh pro Jahr rund 16mal höher als der Saldo des Aussenhandels (2,0 TWh/a Mittelwert 2015-2024).

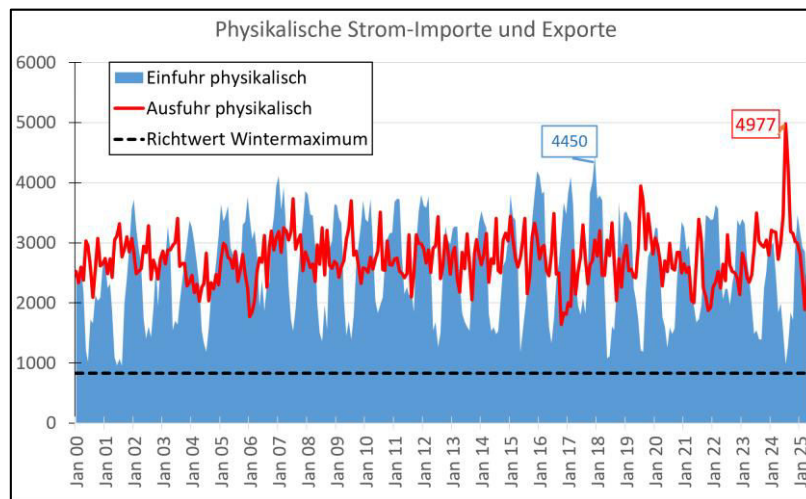


Abbildung 11 Physikalische Einfuhren und Ausfuhren von Elektrizität seit 2000 (Monatswerte)
Daten BFE Elektrizitätsbilanzen

Im zehnjährigen Mittel betrugen die Stromimporte im Winterhalbjahr 58% vom Endverbrauch (19,9 TWh), die Exporte beliefen sich auf 47% (16,1 TWh). Im Sommerhalbjahr verhalten sich die Relationen umgekehrt. Bei den physikalischen Flüssen fällt die relative Konstanz der Exporte auf (rot), im Vergleich zu den saisonal sehr unterschiedlichen Importen (blau). Ob die Schweiz im Winterhalbjahr mehr Importstrom für den Eigenverbrauch abzweigt, ist hängt von den Preisen und von der Stromerzeugung im Inland ab.

Der gesetzliche Richtwert von maximal 5 TWh Stromimport im Winterhalbjahr basiert nicht auf technischen Einschränkungen, sondern spiegelt den Willen zum Ausbau der inländischen Winterproduktion; dies vor dem Hintergrund, dass die EU den Stromtransfer einschränken könnte, wenn ein Stromabkommen ausbleibt.

In der Vergangenheit konnte die Schweiz jeweils problemlos auf Importe zurückgreifen. Aktuell zeigt sich dies beim neunmonatigen Ausfall des AKW Gösgen seit dem 24. Mai 2025, der sich bis Februar 2026 erstrecken soll (Werksangabe). Die Betreiberin Alpiq lässt sich wie folgt zitieren:

Eine wichtige Rolle bei der Sicherung der Schweizer Stromversorgung wird gemäss der Alpiq-Sprecherin Elzingre-Pittet auch der Markt spielen. Sollte es in der Schweiz doch eng werden, würden hier die Handelspreise für Strom steigen. Die Folge: Die Exporte nach Italien würden automatisch zurückgehen, mehr Strom bliebe im Land. Der Stillstand von Gösgen belegt die gegenseitigen Abhängigkeiten im Stromhandel und unterstreicht laut der Alpiq-Sprecherin, «wie

zentral eine Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt für die Versorgungssicherheit ist. (Neue Zürcher Zeitung 22.8.2025)

4. Verstärkung der Nord-Süd-Netze

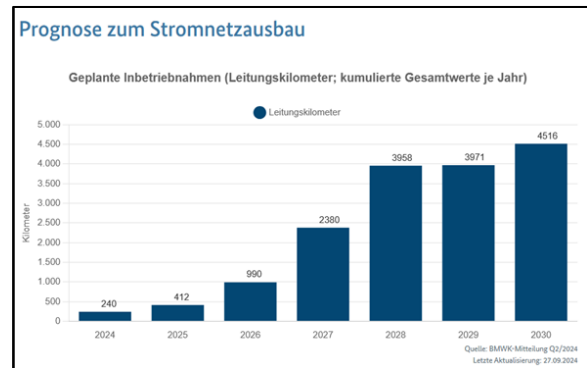
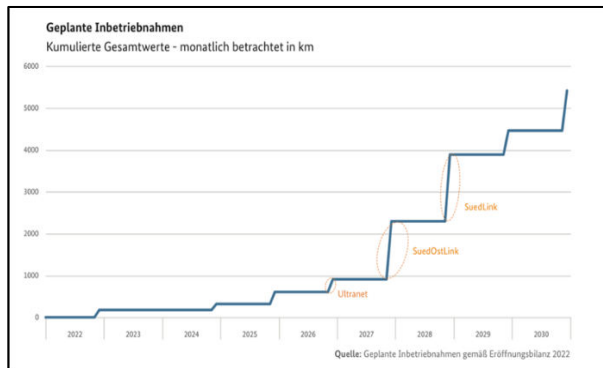


Abbildung 12 Geplante Inbetriebnahme neuer Hochspannungsnetze in Deutschland

(Prognose 2022 links mit Ortsangaben, aktualisierte Fassung Sept. 2024 rechts)

Quelle: Bundesnetzagentur <https://www.netzausbau.de/prognose>

Bis 2035 werden zwei signifikante Veränderungen die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz beeinflussen:

- **Neue Nord-Süd-Verbindungen werden deutlich mehr Wind- und Solarstrom aus Deutschland bis zur Schweizer Nordgrenze leiten; die Inbetriebnahme der wichtigsten neuen Netze ist bis 2030 zu erwarten.**
- **Ein wachsender Bestand an Batteriespeichern wird für mehr Flexibilität bei der Verwertung von Überproduktion sorgen – europaweit. Moderne Batteriespeicher leisten neben der Lastverschiebung (Arbitrage) auch verschiedene Systemdienstleistungen. Sie konkurrenzieren damit die Marktposition der Speicherkraftwerke und der Pumpspeicher, wobei die Auswirkungen auf die Ertragssituation noch nicht geklärt ist.**

Der Ausbau von Netzen und Batterien wird die Kostenlast für Re-Dispatch und Systemdienstleistungen voraussichtlich reduzieren [13]. Die stärkere Verfügbarkeit von Windkraft im Süden Deutschlands dürfte auf das Preisniveau drücken, aber bei Windschwäche können sich punktuell höhere Preise einstellen, was die Leistung der alpinen Speicherseen lukrativer macht, besonders bei lang anhaltender Windschwäche (> 4 h), wenn sich Batterien erschöpfen.

Europa kennt keine Winterlücke

Die oft geäußerte These, es seien in Europa ganz grundlegend immer grössere Stromengpässe im Winterhalbjahr zu erwarten, ist von den Fakten her nicht nachvollziehbar.

Die europäische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wuchs 2023/24 um +92 TWh, während der Stromverbrauch 2023 um 94 TWh sank (minus 3,4%). Rund ein Drittel des Ausbaus entfällt auf Windenergie mit Schwerpunkt der Erzeugung im Winterhalbjahr. Kohle- und Gaskraftwerke wurden eingemottet, bleiben aber als Kaltreserve für den Notfall verfügbar.

Der fossile Anteil an der Stromerzeugung in Europa hat sich seit 2008 halbiert.

Am dynamischsten wächst der Ausbau von Batterien (Wachstum weltweit > 100%/a) [14]. Der Einkauf von Strom zu tiefen oder negativen Preisen verkürzt ihre Paybackfristen. Batterien lassen sich bei den heutigen day-ahead und intra-day-Spreads in weniger als fünf Jahren amortisieren. Sie sind in der Schweiz von Netzgebühren befreit (Art. 14a StromVG), was Investitionen auch bei uns attraktiv macht. Ihr Ausbau wird die Wasserkraft konkurrenzieren – zumindest für den Ausgleichsbedarf auf kurze Frist.

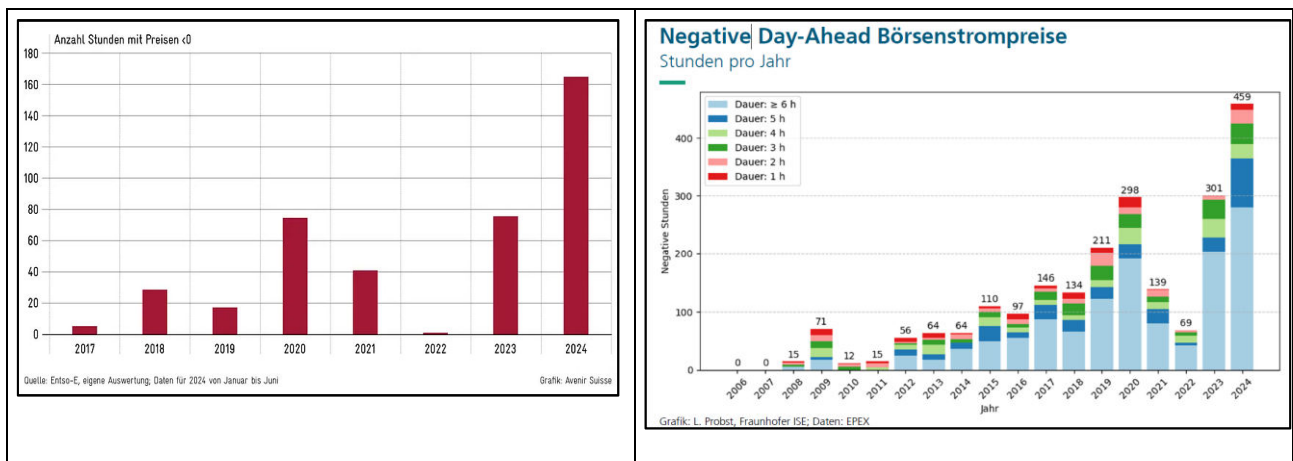


Abbildung 13 und 14 Zahl der Stunden mit Preisen < 0: Schweiz und Deutschland
Avenir Suisse, Fraunhofer ISE

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht sich die Zahl der Stunden mit Null- und negativen Preisen von Jahr zu Jahr. Der Ausbau von Hochspannungsleitungen und Batterien könnte zu einer Normalisierung führen, wenn Ausgleichseffekte in geographischer und in zeitlicher Dimension greifen. Dieser Ausbau beansprucht Zeit und wird von manchen Ländern gemieden, um den eigenen Markt vor Wettbewerb zu schützen. Auf kurze Frist könnte die Volatilität der Strompreise weiter zunehmen.

Für Kraftwerke mit erneuerbaren Energien wächst damit das «Risiko der Kannibalisierung»: Solarstromanlagen verdrängen sich gegenseitig. Bei Nullpreisen werden sie abgeregelt, soweit sie über smarte Zähler verfügen und die Anreize tariflicher Art bestehen, was bei vielen PV-Anlagen noch nicht der Fall ist.

Durch die Verdrängungseffekte sinkt die Jahreslaufzeit der Anlagen, ebenso sinken die Stromerlöse. Es entsteht das sogenannte *missing money*-Problem [15]: Im wettbewerblichen Strommarkt werden die Strompreise jeweils von den Grenzkosten² des teuersten Kraftwerks bestimmt, das noch am Netz benötigt wird. Die Vollkosten der Kraftwerke sind nicht länger gedeckt, es entstehen Finanzierungslücken. Weil die erneuerbaren Energien dank gratis Wind, Sonne oder Regen keine Brennstoffkosten aufweisen, sind sie die letzten, die abgeschaltet werden. Schon ab einem Strompreis von 1 €/kWh entsteht ein positiver Cashflow; allerdings genügt dieser nicht zur Deckung der Vollkosten Betriebskosten inkl. Finanzierung und Abschreibung).

Die Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien leiden unter den Preiseinbrüchen noch stärker; wegen erhöhter Brennstoff-, Kapital- und Personalkosten werden sie viel früher vom Netz genommen als Kraftwerke mit erneuerbaren Energien; lässt man sie aus technischen Gründen trotzdem weiterlaufen, kumulieren sich die Verluste aus hohen Betriebskosten und negativen Preisen. Dies mag die feindselige Haltung gegenüber der «Energiewende» erklären.

² Grenzkosten sind die zusätzlichen Kosten, die durch die Produktion einer weiteren Einheit eines Produkts entstehen, oder umgekehrt die Kosten, die wegfallen, wenn eine Einheit weniger produziert wird. Die Grenzkosten von erneuerbaren Energien liegen nahe bei null.

5. Die Folgen von Wettbewerb und Erneuerbaren-Ausbau

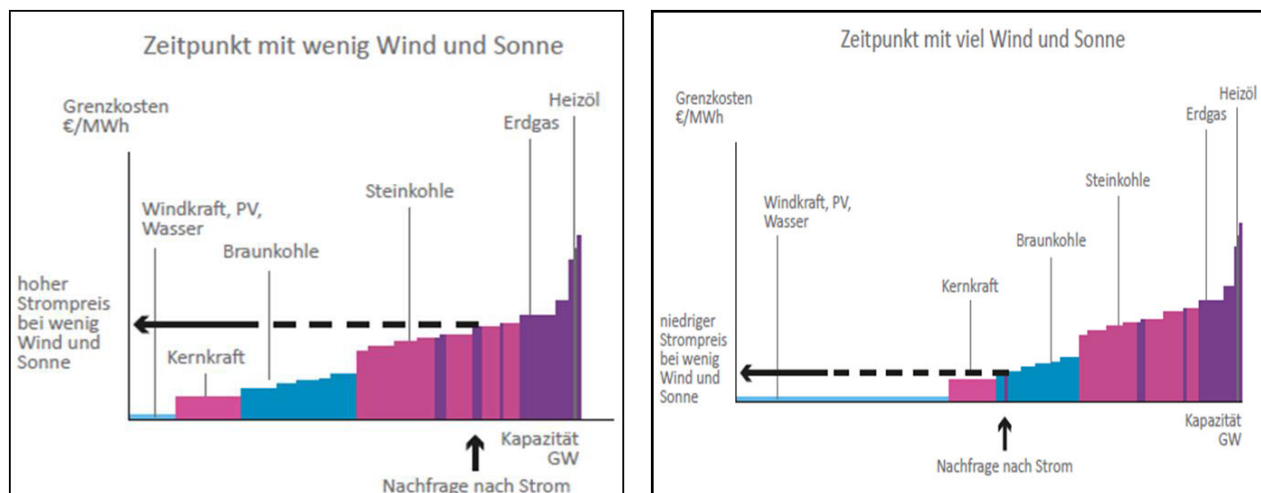


Abbildung 15 und 16 Merit Order: Einsatzreihenfolge bei wenig Strom aus Sonne und Wind (links, hoher Strompreis) und mit viel Strom aus Sonne und Wind (rechts, tiefer Strompreis)

Grafik Agora Energiewende

Im wettbewerblichen Strommarkt gibt das jeweils teuerste Kraftwerk den Preis vor. Fehlen Sonne und Wind gleichzeitig, steigen die Preise auf Höchstwerte und es werden Speicher oder konventionelle Kraftwerke eingesetzt (**Bild links**).

Kehren Sonne und Wind ans Netz zurück (**Bild rechts**) werden teure Kraftwerke (Gas, Kohle, Atom) aus dem Netz verdrängt. Die Strompreise sinken, bei unverändertem Verbrauch.

Bis zum perfekten Markt ist ein weiter Weg

In der Praxis stehen technische, netzbedingte und Regulierungs-Hürden einem kostenoptimalen Vorgehen entgegen; Atomkraftwerke regeln maximal 60% ihrer Leistung ab, ein Kaltstart kommt viel zu teuer. Atomstrom erhält in der Schweiz ohnehin einen kostendeckenden Abnahmepreis, unbesehen der Marktlage (*produce and forget*); es gelten Abnahmepflichten der Besitzerkantone.

Auch Kohlekraftwerke sind in der kurzen Frist oft wenig flexibel. Schwer regelbare «Bandenergie» verursacht negative Preise, die via Strombörse bis in die Schweiz wirken. Manche Regionen (Süddeutschland, Polen) pflegten deshalb eine Politik der Abschottung. Der Netzausbau wurde blockiert oder es wurden Stromsperrn (Phasenschieber) installiert, um Billigstrom aus Deutschland zu blockieren; Gewinner waren jeweils Kohle- und Atomkraftwerke, die man länger in Betrieb hielt.

Ersparnisse dank Solar & Wind

Für Gewerbe und Industrie mit Marktzugang sind tiefe Preise nicht ein Problem, sondern ein Geschenk. Die Strom-Verbilligung dank Erneuerbaren wird öffentlich kaum gewürdigt.

Auch viele Netzbetreiber profitieren von den tiefen Preisen durch die erneuerbaren Energien. Sie bezahlen für Solarstrom nichts oder nur 1-3 Rp/kWh, und veräußern diesen Strom in ihrem Versorgungsgebiet zum drei- bis fünffachen Tarif an gebundene Kundinnen und Kunden.

Für Investitionen in neue Kraftwerke sind die Preisbaissen problematisch – sie schrecken ab. Neue Kraftwerke lassen sich auf dieser Basis nicht rentabel finanzieren. Deshalb wurden weltweit, im EU-Raum und auch in der Schweiz neue Finanzierungsmechanismen für neue Kraftwerke etabliert. Sie sichern die Erlöse gesetzlich ab, meist unter Anwendung wettbewerblicher Verfahren. Das billigste Angebot in einer Auktion erhält einen vertraglichen Abnahmepreis; unter ähnlichen Bedingungen wurden früher in Zeiten der Strommonopole neue Kraftwerke finanziert; Wettbewerb verschiedener Anbieter gab es nicht.

Instrument	Gesetzgebung Schweiz	Technologien	Ökonomischer Hebeleffekt
Recht auf Eigenverbrauch	EnG Art. 16 ff	Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie	Ersparnis Netzgebühr bei Konsum der Eigenproduktion vor Ort
ZEV Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	EnG Art. 17 ff	PV, weitere	Verkauf der lokalen Stromerzeugung "hinter dem Netzanschluss" des Netzbetreibers oder auf Arealnetzen, parzell-übergreifend (solange keine Nutzung öffentlicher Netze) Ersparnis Netzgebühr inkl. Abgaben
vZEV virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch)	EnG Art. 17 ff	PV, weitere	virtuelle ZEVs: wie ZEV, aber mit einfacherem Abrechnungsverfahren
LEG: lokale Elektrizitätsgemeinschaften	StromVG Art. 17d	PV, weitere	Verkauf der lokalen Stromerzeugung Reduktion der Netzgebühr um 40% bei Nutzung einer einzigen Spannungsebene des lokalen Netzes.
Einmalvergütung	EnG Art. 24 ff	PV, weitere	Reduktion Investitionskosten
Minimale Abnahmepreise	EnG Art. 15 Abs.1 ^{bis}	PV-Anlagen < 150 kW	Mindestpreis der Netzbetreiber zur Amortisation der Anlagen über ihre Lebensdauer (Vergütungshöhe gem. Referenzanlagen)
gleitende Marktprämie, <i>contracts für difference</i> (cfd)	EnG Art. 29a ff	PV ab 150 kW, Wasserkraft ab 1 MW, Windkraft, Biomasse	Absicherung der Abnahmepreise während 20 Jahren, für PV wettbewerbliche Auktionen; Abschöpfung der Gewinne bei hohen Marktpreisen
Projektierungskostenbeitrag	EnG Art. 27a ff.	Biomasse, Windenergie, Geothermie	Erleichterung Projektentwicklung
Betriebskostenbeiträge	EnG Art. 33a	Biomasse-Verstromung	Deckung ungedeckter Kosten

Abbildung 17 Gesetzliche Anreize zur Absicherung von Investitionen in neue Kraftwerke

Quelle: Energiegesetz, EnFV

Investitionsbeiträge, gleitende Marktprämie und die Erweiterung des Eigenverbrauchs mittel ZEV und LEGs gehören in der Schweiz zum gesetzlichen Instrumentarium. Für Holz- und Biogas-Kraftwerke sorgen auch Betriebskostenbeiträge bei volatilen Brennstoffpreisen Anspruch für Kostendeckung.

6. Gesetzlicher Ausbaupfad und realer Zubau

Im Mai 2017 wurde in der Schweiz ein Neubauverbot für Atomkraftwerke mit 58% Ja-Stimmen per Volksabstimmung verankert. Der erste von fünf Atomreaktoren (Mühleberg) ging 2019 ausser Betrieb, zwei weitere Ausserbetriebnahmen (Beznau 1 und 2) wurden von den Betreibern für 2032/2033 angekündigt.

Insgesamt bewirkt das Auslaufen der Atomenergie (inkl. Gösgen und Leibstadt) einen Produktionsrückgang um 23,8 TWh (Mittelwert 2010-19) bis 2050; dies bei einem Landesverbrauch von 61,8 TWh (2024).

Netto Null und «Stromgesetz»

In einer weiteren Volksabstimmung wurde auch das Netto-Null-Ziel bis 2050 (Absenkepfad nach Pariser Abkommen) bestätigt. Dekarbonisierung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Industrie) und neue Lastquellen (Klimaanlagen, Rechenzentren) werden den Stromverbrauch erhöhen.

Ein Anstieg des Endverbrauch um 10 % auf 61,2 TWh bis 2035 gilt laut Forschungsprogramm SWEET als wahrscheinliche Entwicklung, nachdem der Endverbrauch zwanzig Jahre lang stagnierte (2005-2024). Elektrofahrzeuge sind mit 5,0 TWh/a und Wärmepumpen mit 8,5 TWh/a berücksichtigt. [16]

Ausbau überholte den Ausbaupfad

Durch den Rückgang der russischen Gaslieferungen (ab April 2021) und durch den Ausbruch des Ukrainekrieges (Februar 2022) hat die Wertschätzung von einheimischen erneuerbaren Energien zugenommen. Die Erneuerbaren wurden lange stark unterschätzt. Mehrmals wurden die Ziele für ihren Ausbau nach oben korrigiert – in Realität wuchsen die Erneuerbaren aber noch schneller.

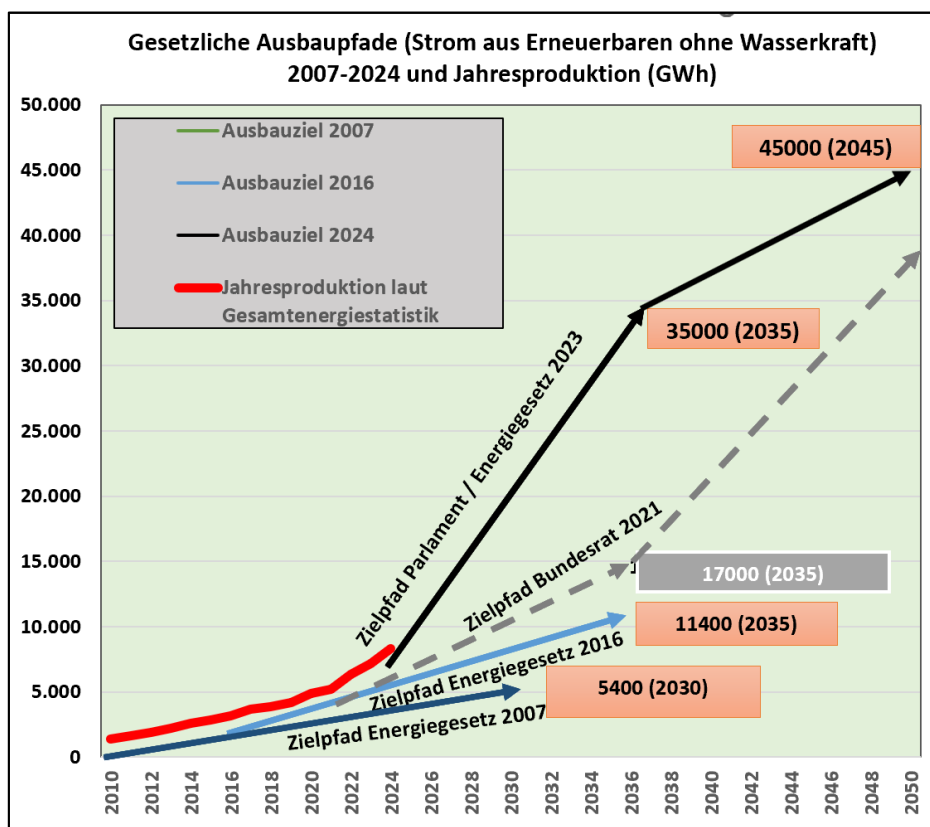


Abbildung 18 Ausbauziele für neue erneuerbare Energien im Zeitverlauf 2007-2024

Quelle: CH-Energiegesetze 2007, 2016, 2023, Botschaften des Bundesrates

- 2007 sah das Energiegesetz 5,4 TWh (ohne Wasserkraft) für 2030 vor. Dieses Ziel wurde 2022 erreicht.
- 2016 sah das Energiegesetz 11,4 TWh für 2035 vor. Dieses Ziel wird voraussichtlich 2026 erreicht.
- 2021 schlug der Bundesrat 17 TWh für 2035 vor. Dieses Ziel wird voraussichtlich 2029 erreicht.

	PV	Wind	konventionell erneuerbar	Biogas/ Biomasse	Erneuerbare total
2010	94	37	928	343	1.402
2011	168	70	963	422	1.623
2012	299	88	1.015	512	1.914
2013	500	90	1.050	557	2.197
2014	842	101	1.108	563	2.614
2015	1.119	110	1.115	486	2.830
2016	1.334	109	1.182	543	3.168
2017	1.683	133	1.182	655	3.653
2018	1.945	122	1.169	641	3.877
2019	2.178	146	1.177	684	4.185
2020	2.692	145	1.184	842	4.863
2021	2.964	145	1.115	971	5.195
2022	4.067	150	1.094	1.003	6.314
2023	4.914	169	1.051	1.054	7.188
2024	5.961	171	1.097	1.072	8.301

Abbildung 19 Zuwachs der erneuerbaren Energien 2010-2024 (ohne Wasserkraft)

Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024

Die Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) haben ihren Beitrag seit 2010 versechsfacht.

Durchbruch Stromgesetz 2024 («Mantelerlass»)

Im Sommer 2022, mitten während des russischen Gasboykotts, bei Spotmarktpreisen von 1 CHF/kWh Strom erhöhte der Ständerat das gesetzliche Ausbauziel 2035 schliesslich auf 35 TWh. Er verdoppelte damit das Ausbautempo verglichen mit den Zielen des Bundesrats. In der Volksabstimmung vom 9. Juni 2024 wurde dieser Pfad, der auch 16 Wasserkraftprojekte beinhaltete, mit 68,7% Ja-Stimmen deutlich bestätigt. Zusammen mit der Wasserkraft (Ziel 2050: 39,2 TWh, bereits erreicht) wurde die Basis gelegt für 80 TWh Stromerzeugung im Inland bis 2045.

Laut einer Vielzahl von Szenarien des interdisziplinären SWEET-Forschungsprogramms wird dies ausreichen, um den Bedarf für die Dekarbonisierung zu decken [17] [18]. Das Ja zum Stromgesetz war damit ein Ja zu 100 Prozent erneuerbarer Stromversorgung.

Reservepolster für den Atomausstieg

Bis 2035 summiert sich der Produktionsrückgang von Mühleberg, Beznau 1 und Beznau 2 auf 8,0 TWh. Dazu kommt ein Verbrauchsanstieg von geschätzt 5,7 TWh, was ein Total von 13,7 TWh ergibt, im selben Zeitraum sollen die erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) von 8 TWh um 27 TWh auf 35 TWh zulegen. Die Differenz zwischen Mehrproduktion und Mehrbedarf beläuft sich auf 13 TWh. Bilanziell entsteht ein grosses Reservepolster, das weitere Ausserbetriebnahmen von nuklearen Kapazitäten absichert, aber auch unvorhergesehene Verbrauchszunahmen durch Klimaanlagen oder Rechenzentren.

7. Stand der erneuerbaren Stromerzeugung 2024

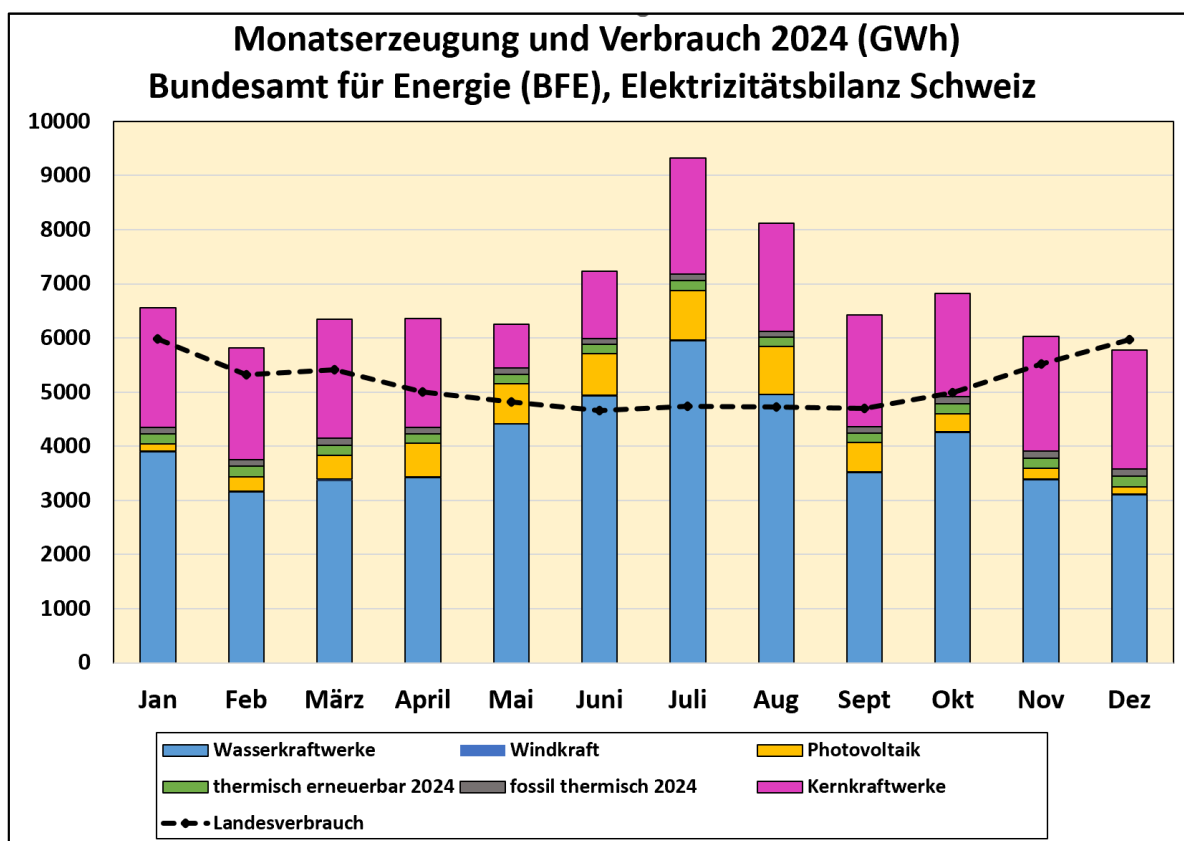


Abbildung 20 monatliche Stromerzeugung 2024 und Landesverbrauch

Bundesamt für Energie: Elektrizitätsstatistik, Elektrizitätsbilanz

2024 erreichte die Stromerzeugung aus Wasserkraft (48,3 TWh) und aus Photovoltaik (5,9 TWh) Rekordwerte. Die Schweiz verzeichnete besonders hohe Strom-Überschüsse (Bild). Erneuerbare Energien erzeugten über 56.6 TWh Strom und deckten erstmals seit 1969 bilanzmässig fast den Endverbrauch (57,5 TWh).³

Aber nur in den Monaten von Mai bis August überstieg die erneuerbare Erzeugung (ohne Kernenergie) den Landesverbrauch.⁴ Während des Rests des Jahres deckten Kernkraftwerke und Stromimporte den Verbrauch, den die Erneuerbaren nicht deckten. Über das ganze Kalenderjahr 2024 wurden 14,4 TWh exportiert (23 Prozent der Erzeugung).

Einzig im Monat Dezember 2024 wurde netto Strom importiert (471 GWh).

³ Der Begriff «thermische Kraftwerke» dient dem BFE in der Gesamtenergiestatistik als Sammelwert von konventioneller und erneuerbarer thermischer Erzeugung (ohne Biomasse- und Biogas-Kraftwerke). 1,4 TWh von 3,6 TWh rubrizierter thermischer Erzeugung (39 Prozent) stammte 2024 aus fossilen Quellen (Wärme-Kraft-Kopplung/Fernwärme). Diese fossile Erzeugung wird in den BFE-Elektrizitätsbilanzen nicht rubriziert. Es handelt sich um eine statistische Lücke, für die keine Monatswerte publiziert werden.

⁴ Landesverbrauch = Endverbrauch zuzüglich Verluste durch Speicherpumpen, Netze und Übertragungsleitungen

8. Mittleres Erzeugungspotenzial, Stand 2024

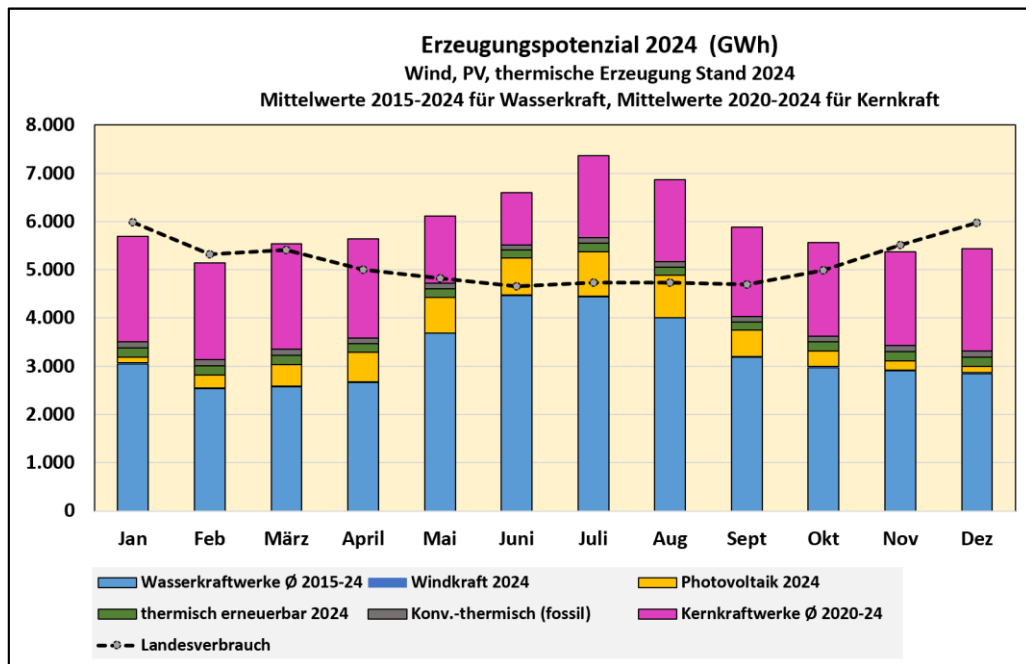


Abbildung 21 Erzeugungspotenzial 2024
Mittelwerte für Wasserkraft, Kernkraft (Ø 2015-24), neE Stand 2024
Eigene Grafik, Daten BFE ([Energiebilanzen](#))

Das Jahr 2024 war hydrologisch betrachtet ein Sonderfall. Mittelwerte der letzten 10 Jahre eignen sich besser, um das langfristige Potenzial der Wasserkraft abzuschätzen.

- Das mittlere Erzeugungspotenzial der Erneuerbaren belief sich 2024 auf 47,6 TWh (78,5% des Landesverbrauchs 2015-24). Davon stammten 39,3 TWh aus Wasserkraft (Mittelwert 2015-2024) und 8,3 TWh aus anderen erneuerbaren Energien (2,2 thermisch, 0,2 Wind, 5,96 TWh PV, Ausbaustand 2024).
- Das Erzeugungspotenzial der Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) verbesserte sich seit 2015 von 4,5 Prozent auf 13,4 Prozent, dies bei einem Anstieg des Landesverbrauchs um 1,5 Prozent über diesen Zeitraum. Die Erneuerbaren wuchsen somit sechsmal schneller als der Verbrauch!
- Sollte der Ausbau dank Beschleunigungsgesetzen wie gesetzlich vorgeschrieben voranschreiten, dauert der Weg zu einem 100 Prozent erneuerbaren Strommix noch etwa 20 Jahre.

9. Versorgungssicherheit in saisonaler Perspektive

Stromimporte im Winterhalbjahr, Exporte im Sommerhalbjahr

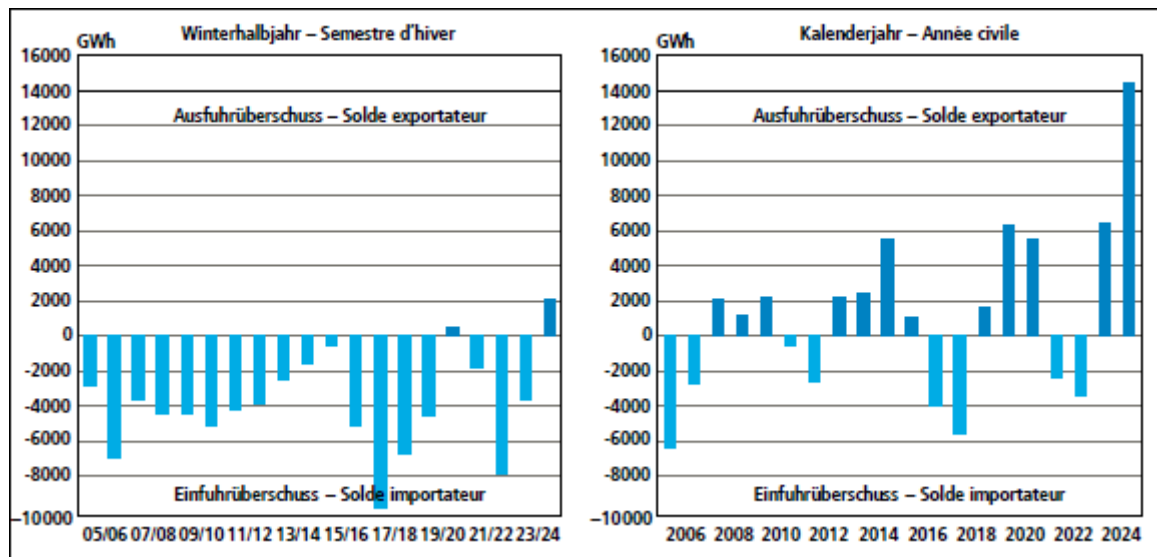


Abbildung 22 Aussenhandelsüberschüsse Winterhalbjahr und Kalenderjahr

Für die Versorgungssicherheit ist nicht bloss die Jahresbilanz, sondern auch die Deckung der Spitzenlast im Winterhalbjahr entscheidend.

Die Schweiz verzeichnet im Winter regelmässig Netto-Importe. Sie erreichten ihr Maximum 2016/17 mit 9,7 TWh (30,3% des Winter-Endverbrauchs), betrugen durchschnittlich in den letzten zehn Jahren aber nur 3,7 TWh. Zweimal (2019/20 und 2023/24) wurde im Winterhalbjahr netto Strom exportiert.

Die Stromimporte verliefen 2021–2025 rückläufig (Durchschnitt 2,4 TWh im Winterhalbjahr) im Vergleich zu den fünf Jahren davor (5,1 TWh). Dies ist bemerkenswert, weil das Kernkraftwerk Mühleberg (5% der Stromerzeugung im Winterhalbjahr) 2019 ausser Betrieb ging.

Der Anstieg des Deckungsgrads erklärt sich durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien, darunter Photovoltaik, Biogas/Biomasse-Strom und Windenergie. Sie trugen in den ersten drei Monaten 2025 2,15 TWh zur Landeserzeugung bei, das waren 12,5% vom Landesverbrauch [19].

Gesetzlicher Richtwert: Maximal 5 TWh Netto-Import im Winterhalbjahr

Nach Ausbruch des Ukrainekriegs wurde eine Importbegrenzung im Energiegesetz verankert. «*Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober–31. März) soll netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten*», heisst es in Artikel 2 Absatz 3 unter dem Titel «*Ziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien*».

Das Schwergewicht des Ausbaus der Erneuerbaren lag bisher bei der Photovoltaik. Hier gelang es der Politik, Bewilligungsverfahren durch Meldeverfahren zu ersetzen, was zur Selbstermächtigung dezentraler Akteure führte, die Planungsfristen verkürzte und in einen wahren Boom mündete.

Ende 2024 waren mehr als 300'000 PV-Anlagen am Netz [20]. Die Potenziale sind bei weitem nicht ausgeschöpft (>55 TWh allein auf Dächern [21]).

Photovoltaik liefert erhebliche Beiträge im Winterhalbjahr; konventionelle Solardächer werden für die Zielerreichung aber nicht genügen. Laut der Zeitreihe Elektrizitätsbilanz beläuft sich der Winterstromanteil der bestehenden PV-Anlagen auf 24,4 Prozent der Jahreserzeugung [22]; diese Zahl ist möglicherweise eine Unterschätzung, weil der Eigenverbrauch in der Elektrizitätsstatistik nicht gemessen, sondern geschätzt wird und weil der Eigenverbrauchsanteil im Winterhalbjahr höher ausfällt als im Sommerhalbjahr.

Der Winteranteil der Photovoltaik lässt sich steuern:

- Winteranteile von 35-40% werden für PV-Anlagen an Fassaden und Infrastrukturen gemessen. Der höhere Ertrag im Winterhalbjahr (+10-15%) geht aber einher mit Einbussen im Sommer (-30%) [23].
- Deutlich erhöhte Wintererträge (kWh/a und kWh/kW) gibt es an Standorten oberhalb der Nebelgrenze (ab 800 m ü. Meer).
- Massgeblich sind meteorologische Gegebenheiten, die Ausrichtung der Solarmodule und der Einbau von Nachführsystemen (Tracking).

Das BFE schätzt den langfristig möglichen PV-Winteranteil deshalb auf 30 Prozent.

Solarexpress

Im Herbst 2022 verabschiedete das Parlament den «Solarexpress» für alpine Anlagen mit viel Winterstrom. Es garantierte dieselben Investitionsbeiträge wie für die Wasserkraft (60% der Kosten) und vereinfachte die Bewilligungsverfahren teilweise.

Die Beschwerdemöglichkeiten wurden allerdings nicht wirksam eingeschränkt; viele Projekte blieben erneut blockiert. Investitionen, finanziert von Städten oder Kantonen im Unterland, stiessen im Berggebiet auf Widerstand und wurden in Volksabstimmungen am Standort abgelehnt. Auch Landwirtschaftsorganisationen vertreten eine ablehnende Haltung zu Freiflächenanlagen [24].

In einigen Gemeinden war der Solarexpress indessen erfolgreich. Er ermöglicht wertvolle Erfahrungen sowie Lerneffekte hinsichtlich Planung, Konstruktion und Kosten solcher Anlagen.

Verbesserungen der Gesetzgebung

Im «Stromgesetz»⁵ wurden weitere Verbesserungen verankert. Um raumplanerische Hürden zu überwinden, räumt Art. 12 EnG der Nutzung von erneuerbaren Energien Vorrang ein: *«Das nationale Interesse geht entgegenstehenden Interessen von kantonaler, regionaler oder lokaler Bedeutung vor»*.

Entscheidend wird sein, ob es prozessual gelingt, echte Beschleunigungen zu erreichen. Die Zusammenlegung der Genehmigungen in einem einzigen Verfahren wird im «Beschleunigungserlass» angestrebt. Auch der Neigungswinkelbonus will den Winterstrom fördern. PV-Fassaden liegen in der Schweiz weit zurück. Die Bundesbahnen (SBB) – um ein Beispiel zu nennen –, scheinen sich kaum für Photovoltaik zu interessieren. Kilometerlange Perron-Dächer und Stützmauern bleiben ungenutzt, obwohl eine gesetzliche Pflicht zu deren Nutzung eingeführt wurde (EnG Artikel 45b).



**Abbildung 23 Beispiel neuer SBB Bahnhof Liestal:
kilometerlange Stützmauern, Lärmschutzwände, Perrons, keinerlei PV**

Quelle: eigene Aufnahme Mai 2025

⁵ Es handelt sich um einen Mantelerlass, der Änderungen im Energiegesetz, Stromversorgungsgesetz, Waldgesetz und in der Raumplanung in sich vereinigte.

10. Ausbaupfad 2025-2035

Das neue Energiegesetz (Art. 2) sieht vor, dass im Jahre 2035 35 TWh aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) kommen sollen. Der Bundesrat muss laut Gesetz alle fünf Jahre Zwischenziele festlegen (Art. 2 Absatz 4 EnG). Für die Periode 2026-2030 postuliert er eine lineare Steigerung um 2,35 TWh pro Jahr. Die Produktion (ohne Wasserkraft) würde von 8,3 TWh (2024) auf 24 TWh (2030) steigen (+16 TWh) [25], nach Technologie:

- Photovoltaik +12,7 TWh auf 18.7 TWh, Verdreifachung
- Windenergie +2,1 TWh auf 2,3 TWh, Verdreizehnfachung
- Übrige neue erneuerbare Energien: + 2 TWh auf 4,16 TWh (+ 46%)

Spalte1	Produktion 2024	Produktionsziel 2030	Produktionssteigerung 2025-2030	Zielausbau pro Jahr (GWh)
Photovoltaik	5961	18700	12739	2123
Windkraft	171	2300	2129	355
übrige Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)	2169	4160	1991	332
davon aus Biogas	452			
davon aus Holz	620			
aus erneuerbarer WKK und erneuerbarer Anteil der Abfälle	1097			

Technologie	Produktion 2024 GWh/a	Produktionsziel 2030 GWh/a	Produktionssteigerung GWh/a	nötige Ausbautranche pro Jahr (GWh)	notwendige Zusatzleistung pro Jahr (MW)
Photovoltaik	5961	18700	12739	2123	2359
Windkraft	171	2300	2129	355	209
übrige Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)	2169	4160	1991	332	664
davon aus Biogas	452				
davon aus Holz	620				
aus erneuerbarer WKK und erneuerbarer Anteil der Abfälle	1097				

Abbildung 24 Ausbaupfad bis 2030 nach Technologie, Vorschlag Bundesrat
Basis: Vernehmlassung UVEK

Die Erreichung der Ausbauziele erfordert für die Windenergie eine massive Steigerung des jährlichen Zubaus.

Auch bei der Photovoltaik genügen die bisherigen Massnahmen nicht, um die Zielerreichung sicherzustellen, wären aber mit einer effizienten Ausschöpfung der gesetzlichen Bestimmungen erreichbar.

Umsetzung der Ausbauziele bis 2030

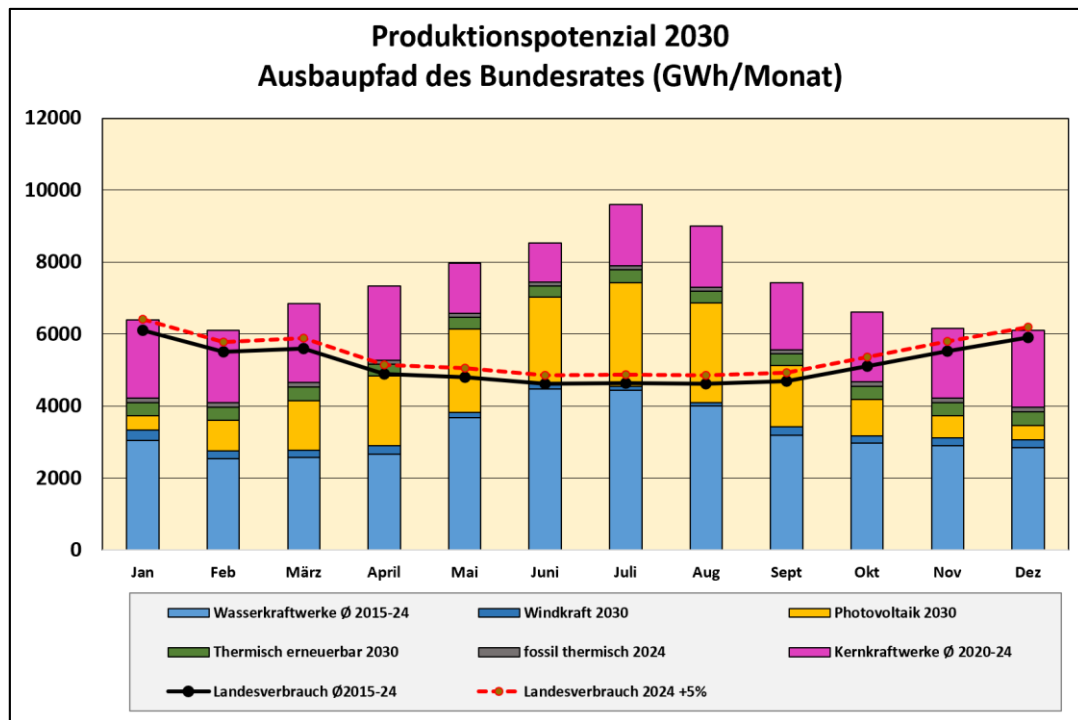


Abbildung 25 Strommix 2030 gemäss Ausbaupfad Bundesrat (2030)
Hochrechnung auf Basis der Vernehmlassung des UVEK

Stabiler Verbrauch (Niveau 2015-24): wird das Ausbauziel (+16 TWh) erreicht, lässt sich bei einem stabilen Landesverbrauch bis 2030 (Ø 2015-2024, 62 TWh) der Bedarf während sechs Monaten (April bis September) aus erneuerbaren Energien im Inland decken. Die Erneuerbaren liefern 2030 bilanziell 64,5 TWh und decken 104 Prozent vom Landesverbrauch.

Die Landeserzeugung steigt auf 86,7 TWh, der Exportüberschuss auf 24,6 TWh (Jahresbilanz); Kernenergie deckt 26% der Landeserzeugung. Auch im Winterhalbjahr wird bei durchschnittlichen hydrologischen Verhältnissen Strom exportiert (Winterexporte 7,6 TWh). Die Landeserzeugung übertrifft den Landesverbrauch um 39 Prozent.

Verbrauchsanstieg +5%. Steigt der Landesverbrauch bis 2030 um 1 Prozent pro Jahr auf 65,1 TWh, beträgt der Deckungsgrad der Erneuerbaren 99 Prozent (Jahresbilanz).

Geringe Stromimporte (< 0,4 TWh) werden in den Monaten Dezember und Januar benötigt, aber über das Winterhalbjahr als Ganzes wird netto 4,2 TWh Strom exportiert.

Weil laut Plan bis 2030 keine Kernkraftwerke ausser Betrieb gehen, beträgt ihre Produktion weiterhin 22,2 TWh/a. 21,5 TWh wird exportiert (Jahresbilanz). Die Landeserzeugung übertrifft den Landesverbrauch um 33 Prozent.⁶

⁶ Monatsprofile wurden auf Basis von Mittelwerten (Wasserkraft) oder von 2024 linear hochgerechnet. Unberücksichtigt bleiben mögliche Verschiebungen der Stromerzeugung vom Sommer- in das Winterhalbjahr, zum Beispiel mittels Biomasse/Bio-gas, mehr Winter-PV oder Erweiterung der Speicherseen.

Da die gesetzlichen Ausbauziele für die Wasserkraft bereits in den Monatswerten 2015-2024 weitgehend erreicht wurden und weil Konzessionserneuerungen mit steigenden Restwassermengen die Wasserkraft eher absenken, wurden die Produktions-mengen für die Wasserkraft stabil gehalten; kleinere Veränderungen bei der Wasserkraft sind für strategische Fragestellungen nicht entscheidend.

Ausbaupfad bis 2035

Wir verwenden dieselbe Fortschreibung (Stommix Uvek, Vernehmlassung 2025). Der Ausbaupfad bleibt «sommerlastig». Es ist aber denkbar und wahrscheinlich, dass der Gesetzgeber bis 2030 neue Massnahmen für mehr Winterstrom ergreift. Diese bleiben hier aber unberücksichtigt.

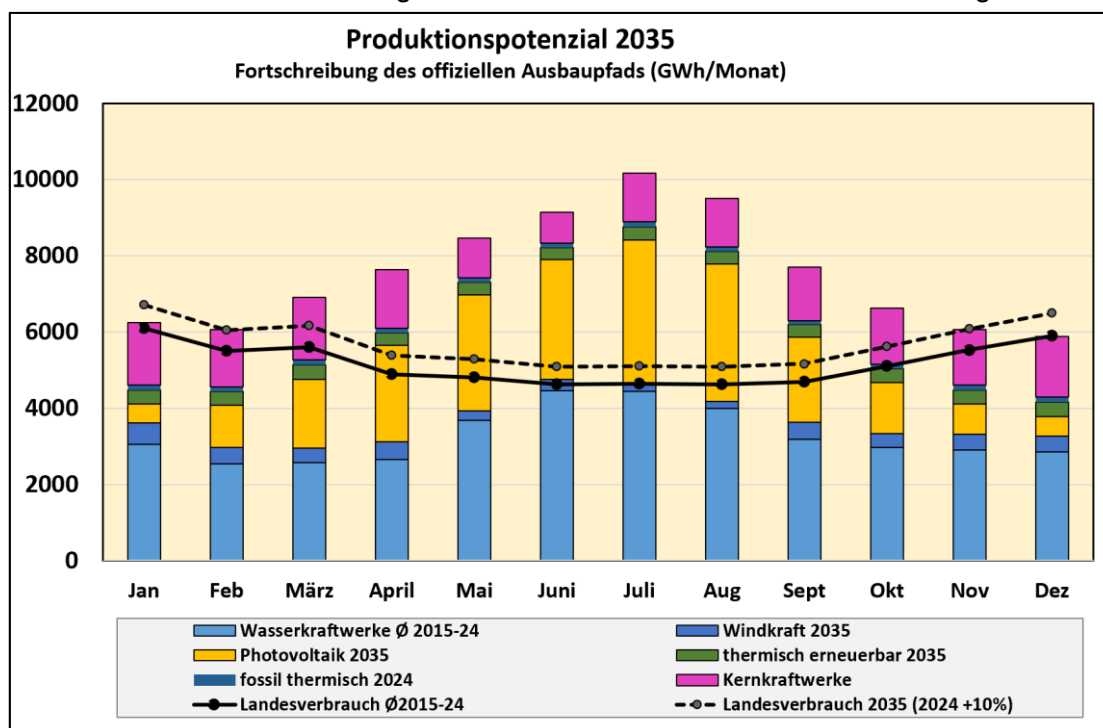


Abbildung 26 Monatliches Erzeugungspotenzial Ausbaupfad 2035 gem. Bundesrat
eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik

Stabiler Verbrauch (Niveau 2015-24): wird das Ausbauziel – 35 TWh – erreicht und sollte der Landesverbrauch bis dann stabil bleiben (Ø 2015-2024, 62 TWh), wäre der Landesverbrauch während sieben Monaten (April bis Oktober) ganz aus erneuerbaren Energien im Inland abgedeckt. Die Erneuerbaren liefern 74 TWh und decken 119 Prozent vom Landesverbrauch (Jahresbilanz). Im Winterhalbjahr kann bei durchschnittlichen hydrologischen Verhältnissen 5,1 TWh exportiert werden.

Die Landeserzeugung steigt auf 92,4 TWh, der Exportüberschuss auf 30,4 TWh; Kernenergie deckt nach der Schliessung von Beznau 1 und Beznau 2 noch 16,7 TWh bzw. 18% der Landeserzeugung.

Verbrauchsanstieg +10%. Steigt der Landesverbrauch bis 2035 um 1 Prozent pro Jahr auf 68,2 TWh, lässt sich der Bedarf während sechs Monaten (April bis September) aus erneuerbaren Energien im Inland decken. Die Erneuerbaren liefern 74 TWh und decken 108 Prozent vom Landesverbrauch (Jahresbilanz).

Im Winterhalbjahr werden 1,7 TWh netto exportiert. Die Landeserzeugung steigt auf 92,4 TWh, der Exportüberschuss beträgt 24,2 TWh; die Kernenergie liefert 18% der Landeserzeugung.

Versorgungsmatrix 2035 (GWh)													
	Wasserkraft t (Ø 2015- 24)	Kernkraftwerk e 2035 (Bundesrat)	thermisch fossil (Werte von 2024)	thermisch erneuerbar 2035 (Bundesrat)	Windkraft 2035 (Bundesrat)	Photovoltaik 2035 (Bundesrat)	Total EE 2035 (Bundesrat)	Total Erzeugung 2035 (Bundesrat)	Landesverbrauch h Ø2015-24 (kein Wachstum)	Deckungsgrad EE bei Landesverbrauch ohne Wachstum	Landesverbrauch h 2035 +10%	Überdeckung/ Unterdeckung aus EE	Überdeckung/ Unterdeckung/ alle Energieträger
Jan	3046	1648	124	534	566	504	4650	6422	6100	-1450	6710	-2060	-288
Feb	2533	1509	125	536	437	1107	4613	6247	5503	-890	6053	-1440	193
Marz	2574	1646	128	551	386	1803	5315	7089	5605	-291	6166	-851	923
April	2662	1553	114	492	463	2521	6137	7804	4892	1245	5381	756	2423
Mai	3681	1053	114	490	257	3033	7461	8627	4810	2651	5291	2170	3336
Juni	4467	819	107	461	283	3160	8370	9296	4624	3747	5086	3284	4210
Juli	4441	1277	121	519	206	3771	8936	10333	4636	4301	5099	3837	5234
Aug	4000	1283	111	480	180	3615	8275	9669	4627	3648	5090	3185	4579
Sept	3188	1398	111	478	437	2246	6349	7858	4694	1655	5164	1185	2694
Okt	2977	1462	123	527	360	1344	5209	6793	5111	98	5622	-413	1171
Nov	2904	1461	126	541	412	803	4660	6246	5528	-868	6080	-1420	166
Dez	2849	1598	130	560	412	525	4345	6073	5900	-1555	6490	-2145	-418
total	39320	16704	1433	6169	4400	24431	74320	92457	62029	12290	68232	6087	24225

Abbildung 27 Versorgungsmatrix 2035 in Zahlen

Daten eigene Hochrechnung, gesetzlicher Ausbaupfad +35 TWh erneuerbar, Strommix gem. Bundesrat (Fortschreibung Ausbaupfad 2030)

Trotz Wegfall von Beznau 1 und Beznau 2 (2032/33) wächst die Landeserzeugung. Es wäre mit geringen Zusatzanstrengungen möglich, um das Jahr 2035 weitere Atomkapazitäten ausser Betrieb zu nehmen, ohne dass der gesetzliche Richtwert von max. 5 TWh für Stromimporte überschritten wird.

Versorgung während der Wintermonate – Zwischenstand 2035

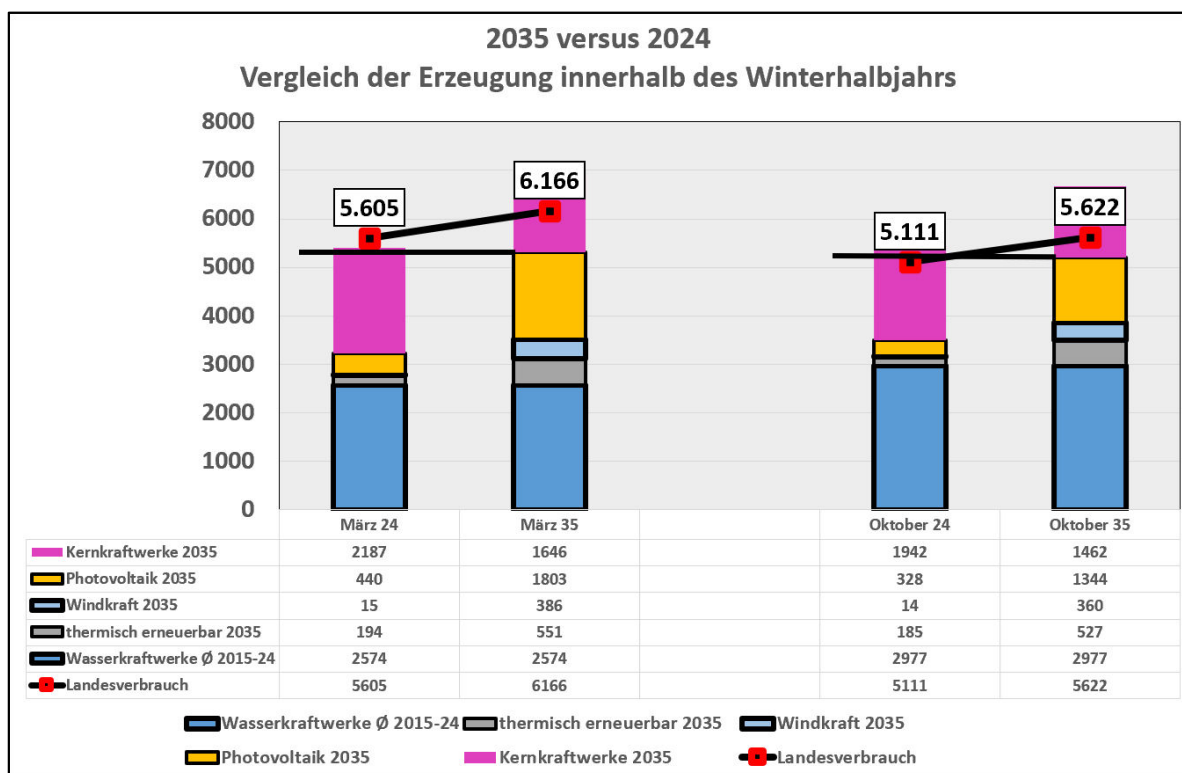


Abbildung 28 Vergleich 2024/2035: Monate März und Oktober

eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik

Der Beitrag der Photovoltaik im Winterhalbjahr wird oft unterschätzt.

Die grössten Beiträge sind in den Monaten Oktober und März zu erwarten, wenn Wind und Sonne 2035 den Beitrag der Kernenergie (Stand 2024!) nahezu aufwiegen; selbst wenn der Stromverbrauch weiterwächst, wird die Lücke nach 2035 nicht zwingend grösser. Mit dem gesetzlichen Ausbau auf 45 TWh bis 2045 sinken die netto Stromimporte, solange sich der Verbrauchsanstieg in der erwarteten Bandbreite bewegt.

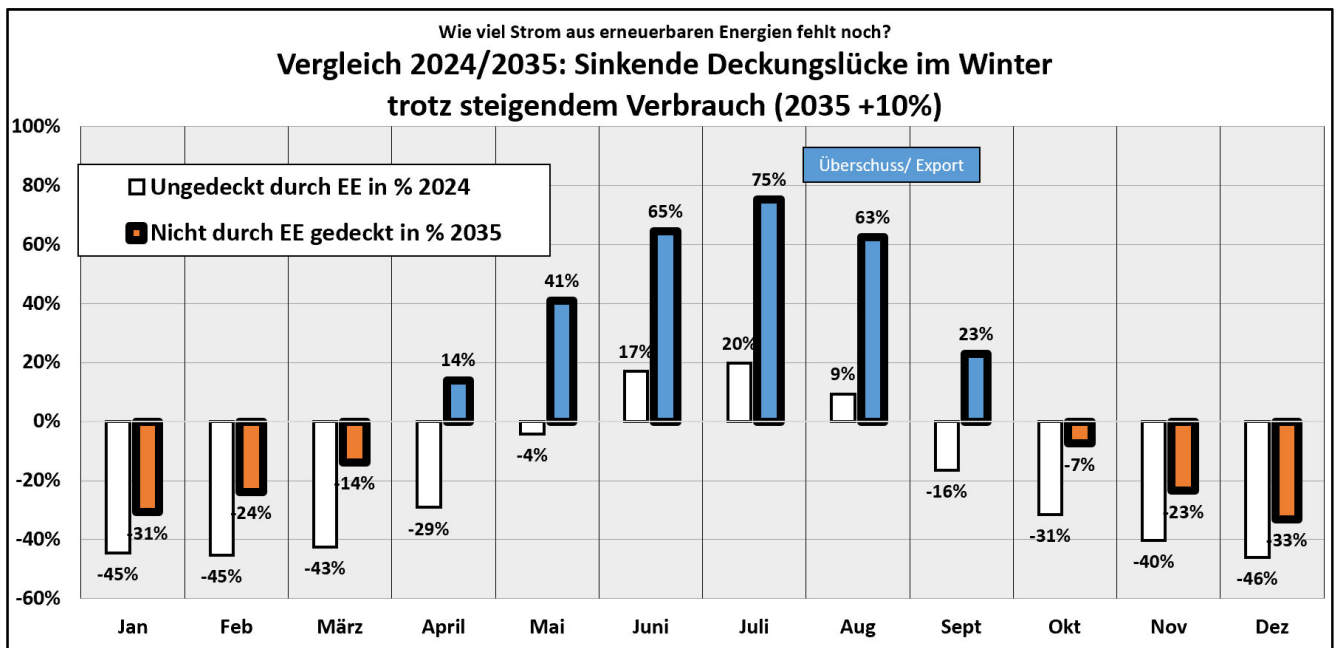


Abbildung 29 Restbedarf, nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt (Ø2015-24 und 2035)

Daten eigene Berechnung, Hochrechnung BFE-Ausbaupfad 2030 bis 2035

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sorgt im Jahr 2035 in allen Wintermonaten für eine Verbesserung des Deckungsgrads. Die Summe aus Kernenergie und Stromimport sinkt im Winterhalbjahr von 16,1 TWh (Mittelwert 2015-24) auf 7,5 TWh.

Die Saison-Speicherkraftwerke werden dank Photovoltaik im Jahresverlauf deutlich später gebraucht. Sie können damit gezielter eingesetzt werden. Die Reichweite der Speicherwasserreserven erhöht sich, was die Versorgungssicherheit verbessert. Allerdings: Oft locken hohe Strompreise schon im Herbst zum Verkauf von Spitzenleistung, was die Winterspeicher vorzeitig dezimiert.

Das Auslandsgeschäft steht in einem strukturellen Wettbewerb mit der inländischen Versorgungssicherheit, aber der Bundesrat hätte es jederzeit in der Hand, mit der Regulierung zur Winterreserve die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Das Spannungsfeld zwischen Aussenhandel und Winterreserve liesse sich mindern, wenn die Wiederbefüllung von Saisonspeichern strategischer als bisher angegangen würde (siehe hinten). Ein verstärktes Auslandsgeschäft, die wirtschaftlich interessante Verwertung von Strom-Überschüssen aus Windenergie und eine höhere Versorgungssicherheit gingen dann Hand in Hand.

11. Winterstrom aus Photovoltaik (Option A)

Der folgende Abschnitt untersucht

- Gestehungskosten von Solarstrom nach Grösse, Standort und spezifische Kosten des Winteranteils
- Die Effektivität bei der Erfüllung des gesetzlichen Auftrags
- Die Möglichkeiten einer verstärkten Winterstrom-Produktion

Methodik und Herkunft der Kostendaten

- BFE-Preisbeobachtungsstudie (PBO-24 von Juli 2025), Medianwerte für Anlagen unterschiedlicher Leistung
- Drei konkrete Projekte eines Netzbetreibers, wovon die Freiflächenanlage «Jura-Höhe» unter den «Solarexpress»⁷ fällt; Basis bilden die zur Verfügung gestellten Projektgrundlagen (Kostenschätzung, Produktionsprofil Sommer/Winter).
- Einmalvergütungen gemäss Energieförderverordnung (EnFV), Stand 2025 [26]
- Auktionsergebnisse gemäss Pronovo-Auktions-Cockpit, Mai 2025 und August 2025 [27]
- Sommer-Winter-Ertrag: Als Datengrundlage für Solardächer wurde die BFE-Winterstromstudie von Basler&Hoffmann verwendet [28]. Demgemäss kommen nach Süden ausgerichtete Dachanlagen auf 945 Volllaststunden pro Jahr.
- Der Winteranteil von Dachanlagen basiert auf Zeitreihen der BFE-Elektrizitätsbilanzen [29]; diese verzeichnen einen Winteranteil von 24,4%, der auf 25% gerundet wurde, weil der Eigenverbrauch statistisch etwas unterschätzt wird. Als Kalkulationsbasis gelten 236 kWh/kW Winterstrom (Dachanlagen) [30].
- Alpine Anlagen weisen eine höhere Jahresproduktion auf und verzeichnen Winteranteile von 30-50 Prozent. Angaben wie beim Projekt «Jura-Höhe» sind bei bestehenden Anlagen vielfähig nachgewiesen [31].
- Für Anlagen mit Neigungswinkelbonus wird dieselbe Kostenbasis wie für Solardächer unterstellt (PBO-24). Unterschiede treten hier ertragsseitig auf: die Jahreserzeugung wird mit 700 kWh/kW statt 945 kWh/kW kalkuliert, der Anteil im Winterhalbjahr mit 280 kWh/kW statt 236 kWh/kW.



Abbildung 30 Visualisierung Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer

Bild zVg. gestellt von Netzbetreiber

Projektdaten Netzbetreiber: Das Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer sieht Solartische mit Nachführsystem vor. (Bild) Beweidung bleibt möglich. Standort und Nachführsystem erhöhen den Winterertrag und den Gesamtertrag: 523 kWh/kW bzw. 39% Winteranteil, Jahresproduktion 1342 kWh/kW.⁸

Die Anlage «NWCH 500 m» ist eine Freiflächenanlage auf einer ehemaligen Deponie.

Das Projekt «Flachdach Basel» (200 kW) 200 CHF/kW liegt deutlich unter den Mediankosten der PBO24.

⁷ Der Solarexpress aus dem Jahre 2022 hatte zum Ziel, an Standorten mit hoher Einstrahlung (>500 kWh/kW) mittels verkürzter Bewilligungsverfahren mehr Winterstrom zu produzieren.

⁸ Winteranteile von 40 % wurden mit der Anlage auf dem benachbarten Mont Soleil im Mehrjahres-Durchschnitt nachgewiesen (Baujahr 1992).

Batteriespeicher bleiben kosten- und ertragsseitig unberücksichtigt. Es liegen keine repräsentativen Daten vor, die eine fundierte Abschätzung der Wirtschaftlichkeit erlauben. Mit steigender Grösse sinken die Batteriepreise. Kleine Batterien sind rund doppelt so teuer wie grosse.⁹

Investitionskosten

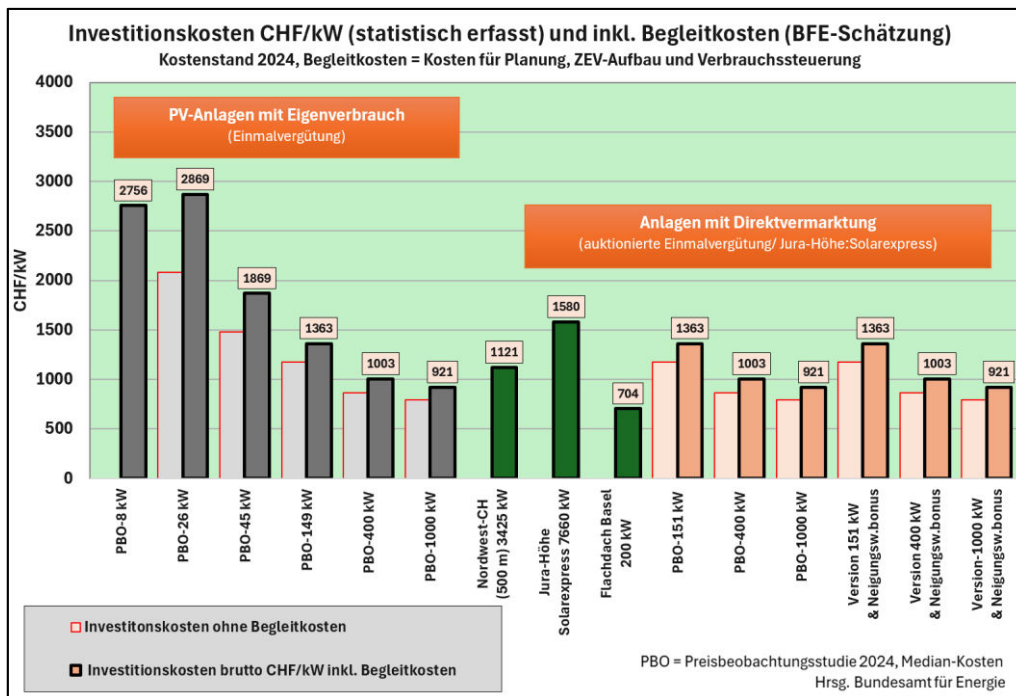


Abbildung 31 Investitionskosten CHF/kW: PV-Anlagen unterschiedlicher Leistung
Daten BFE PBO-24, eigene Grafik

Die PV-Investitionskosten inkl. Begleitkosten gemäss PBO-24 betragen zwischen 921 und 2897 CHF/kW. Begleitkosten sind Kosten für Planung, Steuerung und ZEV-Einrichtung.¹⁰ Die PBO-24 macht keine Angaben zu den Kosten der Netzbetreiber für Netzanschluss und Netzverstärkungen. Dies kann dazu führen, dass Grossanlagen statistisch «zu billig» erscheinen.

Einflussfaktoren auf die Rentabilität von PV-Anlagen

Grosse PV-Anlagen im Unterland sind dreimal billiger als Kleinanlagen. Das heisst aber nicht, dass sie automatisch rentabler sind; Zinshöhe bei Kreditaufnahme, Verkaufserlöse, solare Einstrahlung, Bau- und Erschliessungskosten sowie die Kosten der Netzanbindung beeinflussen die Rentabilität.

Grösster Hebel für eine ausreichende Wirtschaftlichkeit bildet der Eigenverbrauch (im engeren vor Ort) und die Möglichkeiten zur Erweiterung des Eigenverbrauchs mittels ZEV, vZEV und LEGs.

⁹ Kleine Batterien (<30 kW) liegen bei 654-847 CHF/kW (minus 10-25% gegenüber dem Vorjahr), PBO-24, Seite 37

¹⁰ Für grössere Anlagen weist die PBO folgende Begleitkosten aus:

	Leist. Kat.	kW	Inv.kosten CHF/kW	Verbrauchssteuerung CHF/kW	Aufbau ZEV (CHF/kW)	Planung CHF/kW	Begleitkosten total	Begleitkosten in %	Investitionskosten inkl. Begleitkosten
PBO-26 kW	10-30	26	1587,00	57	197	342	596	38%	2.183,00
PBO-45 kW	30-100	45	1526,00	34	118	249	401	26%	1.927,00
PBO-149 kW	100-300	149	1270,00	11	39	157	207	16%	1.477,00
PBO-400 kW	300-1000	400	865	7	27	107	141	16%	1.005,99
PBO-1000 kW	>1000	1001	794	7	24	98	129	16%	923,42

Für Anlagen unter 10 kW wurde angenommen, dass die Begleitkosten in der Offerte der Installationsfirma abgedeckt sind.

Der Strombezug vom Solardach beansprucht keine öffentlichen Netze. Deshalb entfallen nach Schweizer Recht Netzgebühren und Abgaben. Diese Ersparnis beträgt kann bis zu ca. 15 Rp/kWh betragen (Stand 2025, Netzebene 7, Konsumprofil H4, vgl. [Abbildung 54](#)) [32].

Massgeblich für die Rentabilität bei LEG und ZEVs sind: Örtliche Distanz zusätzlicher Verbraucher (Lastnähe zur PV-Anlage), Netzausbaukosten «hinter dem Stecker» (ZEV), Auslastung der ZEV-Arealnetze, Laufzeit der Abnahmeverträge. Teurere Kleinanlagen können wirtschaftlicher sein als grosse Freiflächenanlagen, wenn im spezifischen Fall ausreichend Netzgebühren eingespart werden.

Höhe der Einmalvergütung

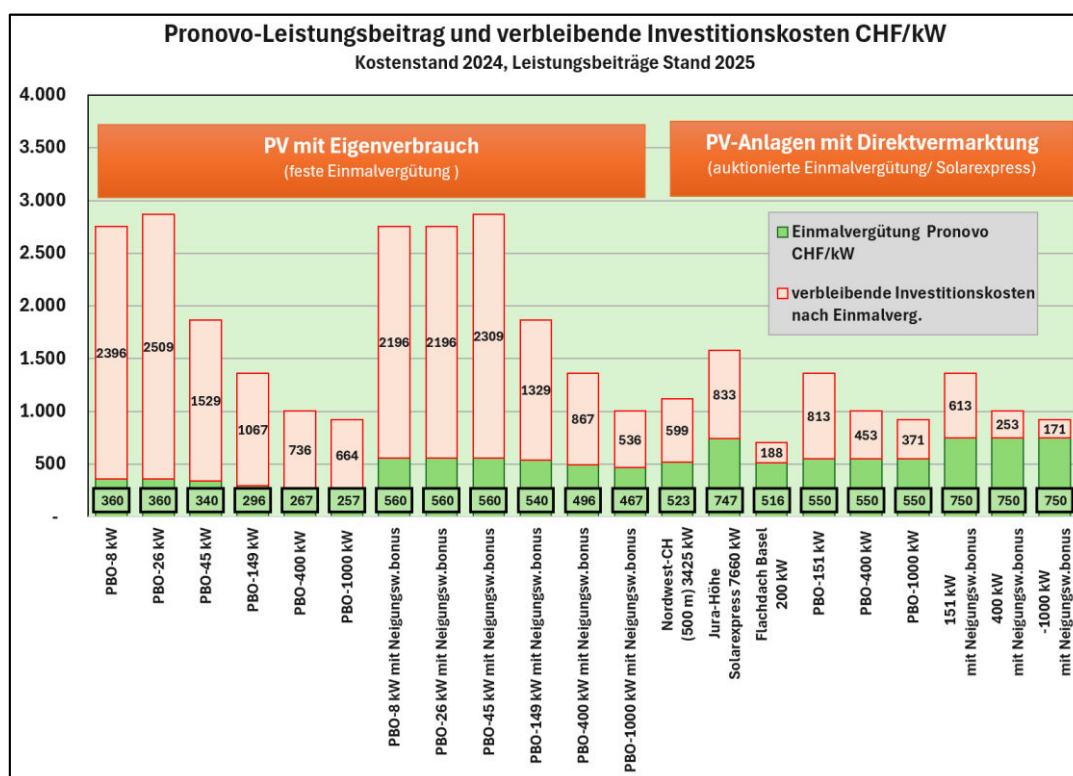


Abbildung 32 Pronovo-Einmalvergütung pro kW

Daten Beitragshöhe: EnFV 2025

Der Rechtsanspruch auf Einmalvergütung liegt zwischen 257 und 750 CHF/kW. Für die am häufigsten erstellten Kleinanlagen deckt die Einmalvergütung meist < 20% der Projektkosten. Die zulässige Obergrenze der Einmalvergütung (30 Prozent der Kosten) wird oft zu weniger als der Hälfte ausgeschöpft.

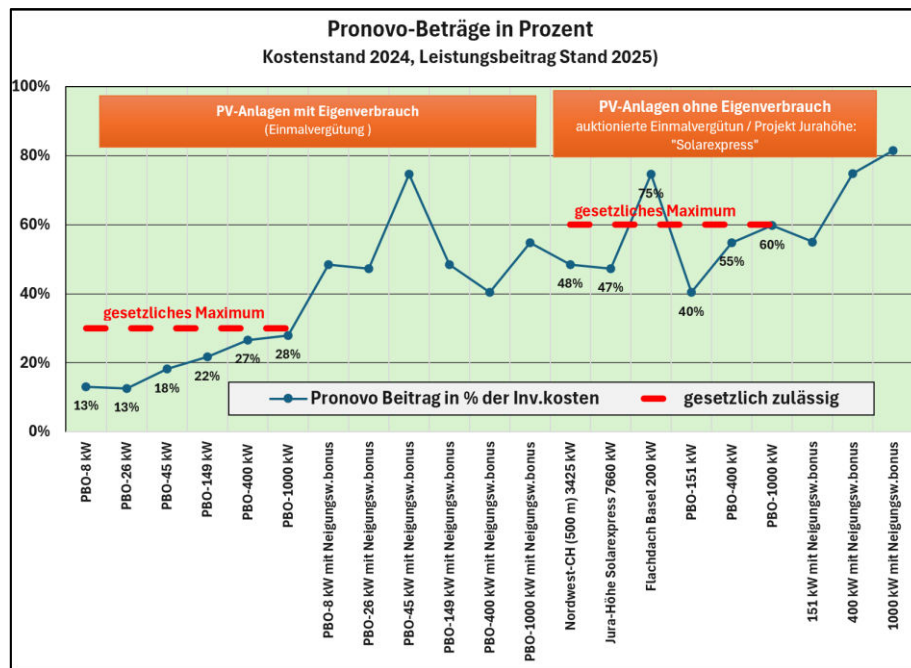


Abbildung 33 Einmalvergütung in Prozent der Bruttokosten

Daten eigene Berechnung, Basis EnFV 2025

Die Höhe der Einmalvergütung weist starke Unterschiede auf:

- **Anlagen ohne Eigenverbrauch** erhalten maximal 60% Einmalvergütung; es ist derselbe Maximalbeitrag wie für Anlagen mit Wasserkraft, Windenergie und Biomasse/Biogas, die ihre Elektrizität am Strommarkt veräußern. Die meisten Anlagen ohne Eigenverbrauch unterliegen der Direktvermarktung und stehen dadurch im Wettbewerb mit den Preisen am Spotmarkt und am day-ahead-Markt, die sich im Viertelstundentakt verändern und bei Sonnenschein immer öfter gegen null sinken.
- **Anlagen mit Eigenverbrauch** erhalten maximal 30% Einmalvergütung; wirtschaftlich sind sie in erster Linie dank der Befreiung der Netzgebühren und Abgaben beim Eigenverbrauch. Die Einmalvergütung deckt einen geringen Teil der Kosten. Unrentabel werden solche Anlagen, wenn die Tarifstrukturen von den Netzbetreibern verändert werden.

Verordnungstext 2025	Verordnungstext 2026
Art. 18 Netznutzungstarife 1 Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife. 2 Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe). 3 Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten. 4 Sie können ihnen zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, den Endverbrauchern mit Leistungsmessung auch solche mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von weniger als 70 Prozent.	Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene 1 Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen: a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh gehören der Basiskundengruppe an. b. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, bilden zusammen eine eigene Kundengruppe. 2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe können die Netzbetreiber unter den drei folgenden Modellen für Netznutzungstarife wählen: a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent; b. dynamische Tarife; c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kW), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist. 3 Die Höhe der variablen Leistungskomponente nach Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden. 4 Bei Endverbrauchern nach Absatz 1 Buchstabe b müssen sämtliche Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.

Abbildung 34 Rechtliche Bestimmungen zur Tarifstruktur: 2025 und 2026

Quelle: StromVV

Bisher musste 70 Prozent des Tarifs als Arbeitstarif (Rp/kWh) verrechnet werden. Ab 2026 haben die Netzbetreiber mehr Möglichkeiten zur Änderung der Tarifstruktur; inwiefern die Netzbetreiber diese neuen Bestimmungen zum Nachteil der Photovoltaik gestalten werden, wird sich erst ab 2026 zeigen.

Anlagen ohne Eigenverbrauch tragen die grössten Marktwerttrisiken; Batteriespeicher und feste Abnahmeverträge können diese verringern, aber der Einfluss der europäischen Preisentwicklung bleibt bestehen, und damit die Gefahr eines grossen Ertragsausfalls. Dies erklärt das hohe Finanzierungsniveau von 40-60% aus dem Leistungsbeitrag (Einmalvergütung). Ohne diese Beiträge wären solche Anlagen nicht finanzierbar.

Der Rechtsanspruch auf den Neigungswinkelbonus gilt für alle Anlagen, wird aber eher selten beansprucht: Januar-Juli 2025: 844 Anlagen/12,3 MW mit Neigungswinkelbonus von insg. 969 MW neu installierter Leistung [33].

Kalkulation der Gestehungskosten

Die Gestehungskosten beinhalten Kosten für Finanzierung (Verzinsung und Abschreibung), Betrieb & Unterhalt sowie Pachten und Abgaben.

Finanzierungskosten

- Anlagen mit Eigenverbrauch werden mit einem WACC von 1,5% kalkuliert (Referenzzinssatz 2025 für Hypotheken). Betreiber von Kleinanlagen können Kredite zu geringeren Kosten aufnehmen.
- Anlagen ohne Eigenverbrauch werden mit dem offiziellen WACC des Bundesrates von 5,1% kalkuliert. [34]

Kosten für Betrieb und Unterhalt

- Es werden grundsätzlich Betriebskosten von 3 Rp/kWh zugrunde gelegt.
 - darin eingeschlossen sind Pachten, Dachmiete
 - bei Grossanlagen «Solarzinsen» an Gemeinden von max. 1 Rp/kWh (10 CHF/kW/a).¹¹

¹¹ Eine Pacht von 1 Rp/kWh entspricht ungefähr den Wasserzinsen für die Standortgemeinden von Wasserkraftwerken. Anzumerken ist, dass die Anlage «Jura-Höhe» dem Landbesitzer weitere 1,9 Rp/kWh Einkommensersatz erstatten müsste, falls die Anlage gebaut werden kann, um die landwirtschaftlichen Direktzahlungen zu kompensieren. Diese regulativ bedingten Kosten bleiben unberücksichtigt. Es wird damit gerechnet, dass diese Regelung für jene Fälle aufgehoben wird, wo keine bzw. nur eine geringe Bodenversiegelung stattfindet.

- Bei Anlagen mit Eigenverbrauch entfallen Dachmiete und «Solarzins». Diese Anlagen erwirtschaften ihren Cashflow dank dem Verbrauch vor Ort (Wegfall Netzgebühren).
 - Für Anlagen > 150kW Leistung werden nur 2 Rp/kWh für Betrieb & Unterhalt zugrunde gelegt;
 - für Anlagen < 150 kW gelten 3 Rp/kWh.

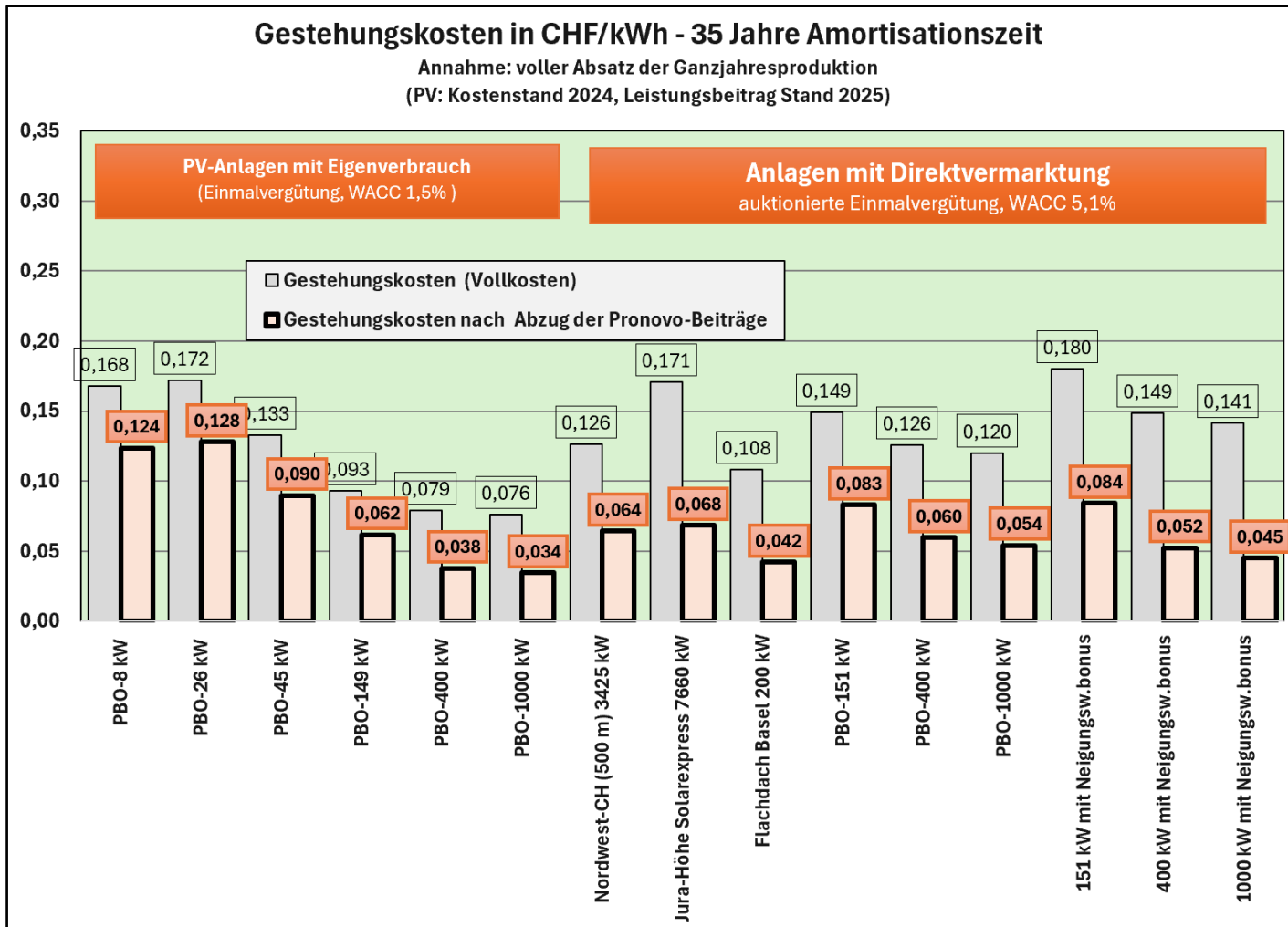


Abbildung 35 Gestehungskosten pro kWh, Amortisation über 35 Jahre

Datenquellen: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen

Günstigste Anlagen

- PV-Grossanlagen mit Eigenverbrauch sind die «Stars» unter allen Anlagen.**
 Mit Gestehungskosten von weniger als 4 Rp/kWh dank hypothekarischer Finanzierung (WACC 1,5%) ist ihre Erzeugung 25-37% billiger als bei denselben Anlagen ohne Eigenverbrauch.
- Bemerkenswert: Die Agri-PV-Freiflächenanlage-Anlage «Jura-Höhe» mit hohem Winteranteil kommt auf weniger als 7 Rp/kWh bei einer Kalkulation über 35 Jahre Lebensdauer.** Bei dieser Anlage liegt der zugrunde gelegte WACC bei 5,1% und ein «Solarzins» von 1 Rp/kWh an Grundbesitzer/Gemeinde ist einkalkuliert (nicht jedoch die Kompensation für Wegfall von Direktzahlungen).
- Ungefähr gleich teuer wie die Agri-PV-Anlage mit Nachführung sind die Gestehungskosten grosser PV-Anlagen > 150 kW ohne Eigenverbrauch im Unterland.** Hier kompensieren die tieferen Erstellungskosten die geringere solare Einstrahlung.

Anlagen mit Neigungswinkelbonus weisen trotz Minderproduktion im Sommerhalbjahr netto tiefere Gestehungskosten auf als «normale» Dachanlagen. Das deutet darauf hin, dass der Neigungswinkelbonus inzwischen richtig dimensioniert ist. Kritisch, weil nicht überprüft ist hier die Annahme, dass diese Anlagen die gleichen Konstruktionskosten aufweisen wie normale Dachanlagen.

Für alle Anlagen ohne Eigenverbrauch gilt: Ihre Rentabilität bleibt selbst bei tiefen Gestehungskosten von 5 bis 8,5 Rp/kWh kritisch, weil das Risiko tiefer Strompreise bei Sonnenschein schwer abschätzbar ist.

Für diese Anlagen könnte die gleitende Marktpremie eine Alternative sein. Wir werden dies separat untersuchen. Zudem bilden Batterien für diese Anlagen eine sehr wichtige Option, weil deren Kosten stetig sinken. Generell gilt: Kommerziell orientierte Investorinnen und Investoren rechnen mit kürzeren Payback-Fristen als 35 Jahre, aus guten Gründen. Bei anhaltendem Ausbau der erneuerbaren Energien müssen sie damit rechnen, dass sie möglicherweise 20-30 Prozent ihrer Jahresproduktion abregeln müssen, trotz Batterie!

Vertiefung I: Auktionsergebnisse

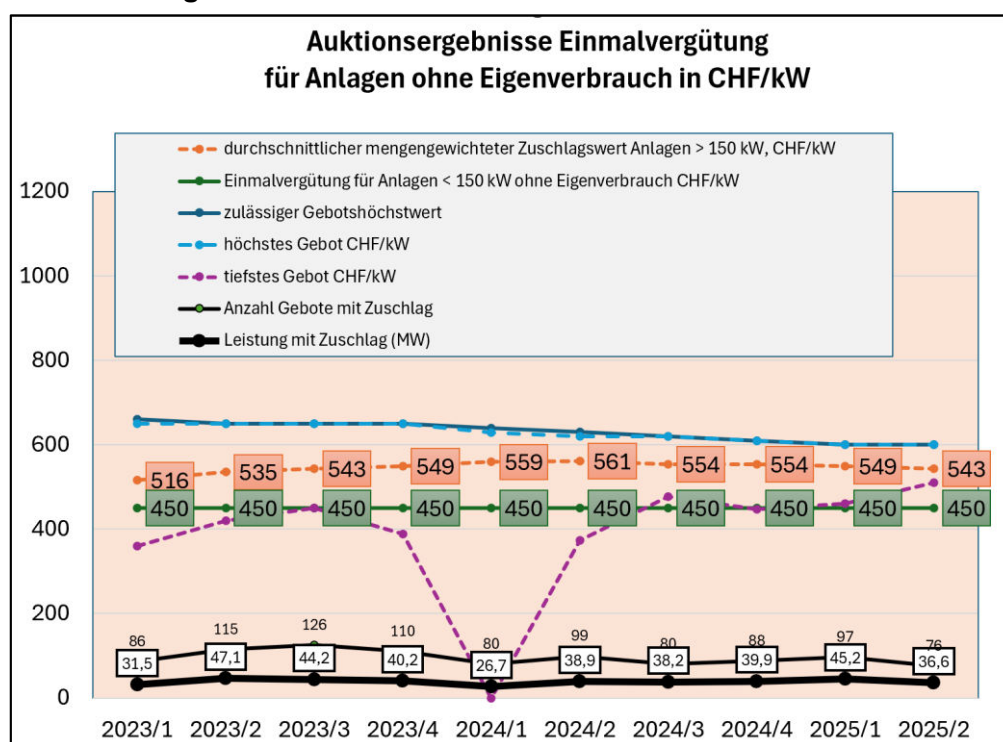


Abbildung 36 Zuschlagswerte, Höchst- und Tiefstgebote für die Einmalvergütung

Daten Pronovo Cockpit Auktionen [35]

Seit 2023 führt das Bundesamt für Energie Auktionen durch, welche für die Höhe der Einmalvergütung und die berücksichtigten Anlagen wettbewerbslich bestimmen.

- Die Zahl der berücksichtigten Anlagen > 150 kW Leistung schwankte zwischen 76 und 126 pro Auktion.
- Der mittlere mengengewichtete Gebotswert mit Zuschlag startete 2023 bei 516 CHF/kW, erreichte 2024 ein Maximum von 561 CHF/kW und sank inzwischen auf 543 CHF/kW.
- Der maximale Gebotspreis wurde seit 2023 von 660 auf 600 CHF/kW abgesenkt.

Die Ausschreibungen sind ein Erfolg, aber es gibt auch Fragwürdiges. Dies betrifft Anlagen < 150 kW. Die Einmalvergütung für diese Anlagen ist in der Energieförderverordnung administrativ festgelegt. Sie liegt mit 450 CHF/kW deutlich unter den Auktionsergebnissen für Grossanlagen, obschon kleinere Anlagen in der Regel teurer sind. Diese sehr restriktive Bemessung macht diesen Anlagentyp unnötig unattraktiv.

Vertiefung II: Amortisation über 20 Jahren statt über 35 Jahre

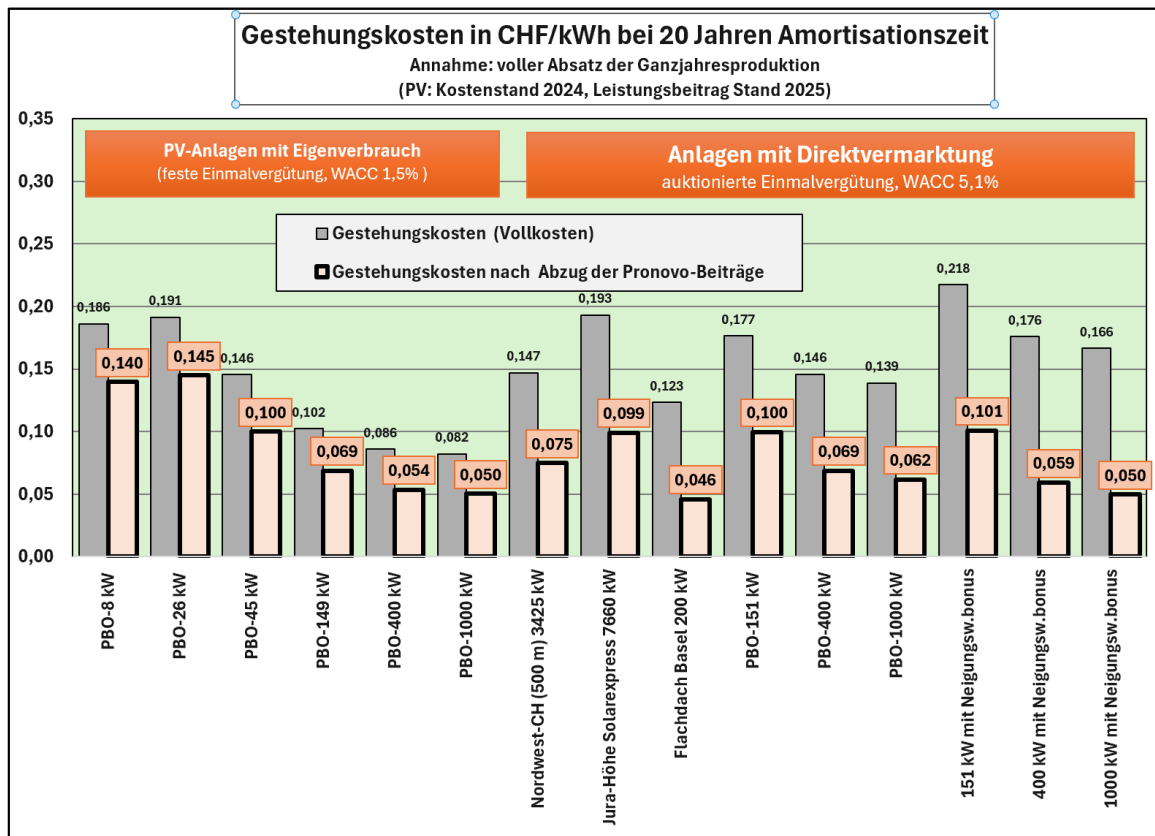


Abbildung 37 Gestehungskosten pro kWh, Amortisation über 20 Jahre

Daten: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen

Steigt man auf Amortisationszeiten von «nur» 20 Jahren um, erhöht dies das Kostenniveau um 0,5 bis 2 Rp/kWh. Das ist das Preisniveau, das kommerzielle Investorinnen und Investoren in der Regel mit den erwarteten Strompreisen vergleichen.

Kommerzielle Projekte ohne Preisabsicherung, die nach Abzug der Einmalvergütung mehr als 6 Rp/kWh kosten, werden von kommerziellen Investorinnen und Investoren in der Regel nicht gebaut.

Daraus erklärt sich die grosse Zurückhaltung bei Kleinanlagen ohne Eigenverbrauch; aber auch die Anlage «Jura-Höhe» (Solarexpress), die als solche sicher als sehr günstig bezeichnet werden kann, ist mit 9,9 Rp/kWh für Netzbetreiber wirtschaftlich unattraktiv.

Vertiefung III: Anlagen mit gleitender Marktpremie

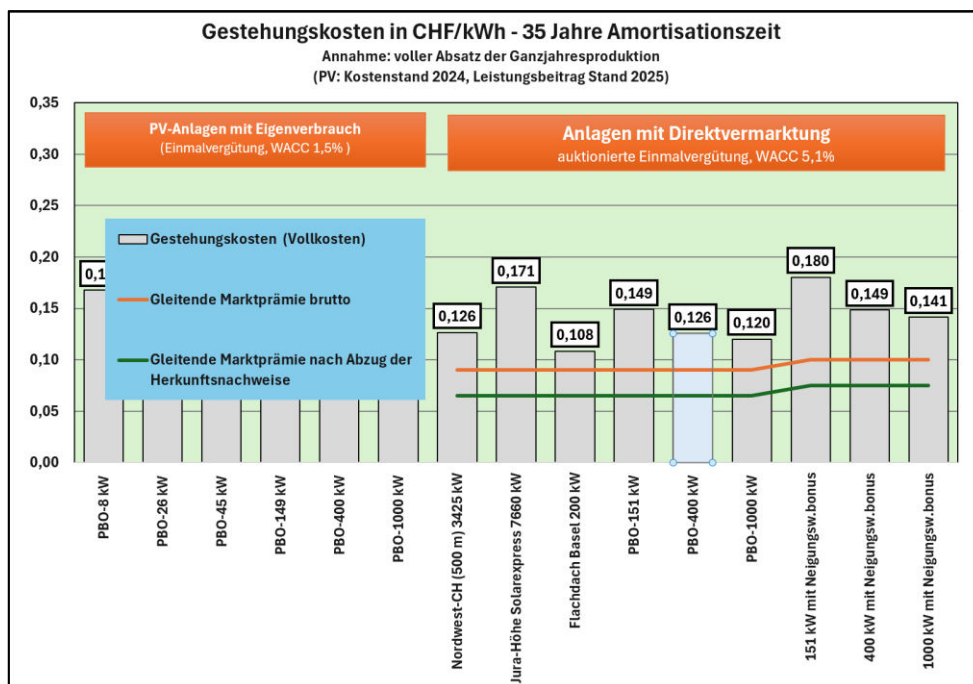


Abbildung 38 gleitende Marktprämie und Gestehungskosten

Daten EnfV, Pronovo

Seit 2025 ist die gleitende Marktprämie in Kraft, die für PV-Investitionen im Rahmen von Auktionen einen festen Preis über 20 Jahre in Rp/kWh verspricht.

Die bisherigen Auktionen waren wenig erfolgreich. Von Januar bis August 2025 wurden nur neun Gesuche eingereicht, davon erhielten sechs Anlagen einen positiven Bescheid. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 8,6 Rp/kWh für eine Laufzeit von 20 Jahren.

Die Marktprämie soll die Differenz zwischen dem Referenz-Marktpreis für Photovoltaik und dem auktionierten Zuschlagswert (pay-as-you-bid) decken. Allerdings müssen laut Gesetz die Erlöse aus Herkunftsnachweisen in Abzug gebracht werden (EnG Art 30a^{quinquies}). Herkunftsnachweise sind Zertifikate, die freiwillig oder aufgrund von Auflagen für grünen Strom bezahlt werden – zusätzlich zum Preis für Graustrom. Verteilnetzbetreiber bezahlen dafür zwischen 1 und 4 Rp/kWh.

Die auktionierte Erlösgarantie über 20 Jahre von 8,6 Rp/kWh fällt dadurch auf 4,6 bis 6,6 Rp/kWh. Vielleicht erklärt dies, weshalb die gleitende Marktprämie so wenig attraktiv ist. Ein anderer Grund könnte sein, dass das Instrument als solches einfach noch zu wenig bekannt ist, während mit der auktionierten Einmalvergütung inzwischen branchenweit gute Erfahrungen gemacht worden sind.

Ein anderer Grund sind die absoluten Gestehungskosten dieser PV-Anlagen. Installationen mit gleitender Marktprämie erhalten keine Einmalvergütungen. Es gelten die Brutto-Gestehungskosten. Diese liegen zwischen 11 und 14 Rp/kWh für Grossanlagen. Das sind 3 bis 5 Rp/kWh mehr als der in Aussicht gestellte Erlös über 20 Jahre. Diesbezüglich muss man sich schon fragen, welche politische Absichten des BFE verfolgt, wenn die maximale Höhe der Vergütungen systematisch zu tief gehalten wird.

Die jetzige Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie ist unattraktiv und sie beinhaltet hinsichtlich der Herkunftsnachweise noch immer gewisse Unsicherheiten, weil deren Wert wenig transparent ist und von Jahr zu Jahr fluktuiert. Das Ziel der Marktprämie – Vergütungssicherheit über 20 Jahre zu einem auktionierten Zuschlagswert – wird so untergraben.

Um attraktiv zu sein, wären die maximalen Gebotswerte um 3 bis 5 Rp/kWh zu erhöhen, also von 9 auf 14 Rp/kWh für alle Anlagen bzw. von 10 auf 15 Rp/kWh für Anlagen mit Neigungswinkelbonus, wobei eine Differenzierung Sommer/Winter noch wirksamer wäre (mehr dazu weiter hinten).

Belastung des Netzzuschlagsfonds für reinen Winterstrom

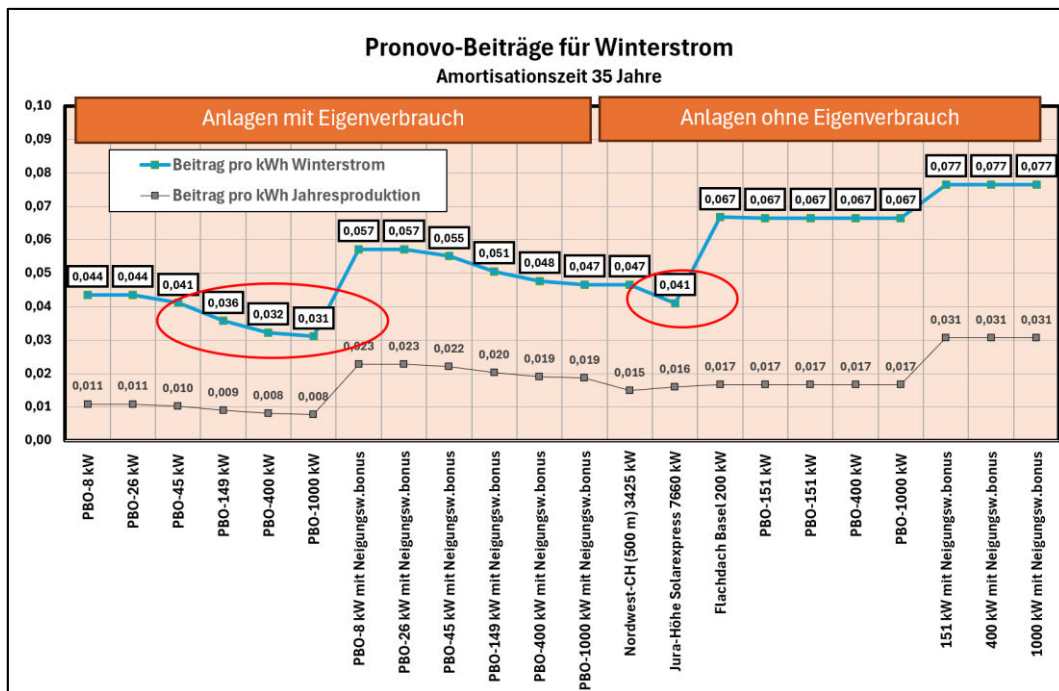


Abbildung 39 Beitragsleistung und Winterstromanteil

Daten EnFV, Preisbeobachtungsstudie, Projektdaten, eigene Berechnungen

Der Ausbau von Winterstrom ist indirekt als Ziel im Energiegesetz verankert. Das Einfuhrmaximum im Winterhalbjahr (5 TWh Richtwert, Art. 2 Absatz 3 EnG) soll dafür einen Anreiz geben.

Soll Photovoltaik dazu effizient einen Beitrag leisten, stellt sich die Frage welche Standorte und welche Anlagentypen die grösste Produktion pro CHF liefern.

Ergebnis

1. Anlagen mit Eigenverbrauch im Unterland, belasten den Netzzuschlagsfonds am wenigsten. Allerdings beläuft sich der Winteranteil im Unterland nur auf 25-30 Prozent. Und diese Anlagen sind nur rentabel, weil Bezugskosten (Netzgebühren) gespart werden dürfen.
2. Auf dem, zweiten Platz liegt die Agri-PV-Anlage Jura-Höhe auf 1000 m über Meer mit Nachführsystem. Sie liefert Winterstrom billiger als kleine Dachanlagen im Unterland und etwa gleich teuer wie Grossanlagen mit Eigenverbrauch im Unterland. Die spezifische Produktion kWh/kW ist im Jura doppelt so hoch wie im Unterland, dank guter Einstrahlung/weniger Nebel und Nachführsystem.

Anlagen mit Neigungswinkelbonus

Anlagen mit Neigungswinkelbonus an Fassaden oder Lärmschutzwänden ohne Eigenverbrauch gestalten sich eher teuer. Hier würde es sich lohnen, die spezifischen Kosten im Detail mittels Fallstudien zu vertiefen, denn es ist nicht auszuschliessen, dass es auch in diesem Segment sehr günstige Anlagentypen oder Standorte gibt.

Lärmschutzwände (mit tiefen Netzanschlusskosten in grosser Lastnähe) könnten interessant sein. Die PBO-24 liefert dazu keine Datenbasis.

Der geringe Zuspruch zum Neigungswinkelbonus müsste näher untersucht werden. Verschiedene Ursachen sind denkbar:

- Nichtfinanzielle Hürden (Bürokratie, fehlenden Genehmigungen, Widerstand aus der Bevölkerung)
- Das Instrument ist „zu neu“; es bestehen Informationsdefizite
- Die Wirtschaftlichkeit wird durch Zusatzkosten belastet, die in der PBO-24 nicht abgebildet sind.

- **Fassadenanlagen mit Eigenverbrauch.** Es fehlen Fallstudien oder repräsentative Daten zu Kosten und Erträgen. Neben den Vergütungen müssten auch Fragen zum Design, Befestigungssysteme und Farbgebung analysiert werden. die Potenziale allein an Industriebauten wären riesengross.

Bei vertikalen Panels (zB. Fassadenanlagen) sinkt die Jahresproduktion auf etwa 700 kWh/kW statt 945 kWh/kW für Dachanlagen. Der Ertragsausfall zum Mindestabnahmepreis (245 kWh, 35 Jahre zu 6 Rp/kWh) beträgt rechnerisch 514 CHF. Der Neigungswinkelbonus von CHF 200/kW kompensiert weniger als die Hälfte. Allerdings erhöht sich die Produktion an den Tagesrändern; in solchen Stunden werden am Markt höhere Erträge erzielt.

Anlagen oberhalb der Nebeldecke. Die Jahresproduktion beim Projekt Jura-Höhe liegt bei 1330 kWh/kW. Der Winteranteil von 523 kWh/kW (39%) ist mehr als doppelt so hoch wie im Unterland. Der Neigungswinkelbonus von 200 CHF/kW würde hier bloss 12,6% der Investitionskosten decken. Die Gesamtkosten dieser Anlage mit Nachführung liegen bei 1580 CHF/kW; das sind ca. 700 CHF/kW mehr als für Grossanlagen ohne Winterstrom-Ausrichtung und ohne Nachführung.

Obwohl die Anlage «Jura-Höhe» Teil des «Solarexpress» ist, lässt es das Bundesamt für Energie nicht zu, dass die gesetzlichen Investitionsbeiträge von 60 % der Investitionskosten tatsächlich ausgeschöpft werden. Der Anteil der Einmalvergütung an den Investitionskosten beläuft sich bloss auf 47%.

Die Einmalvergütung senkt die Gestehungskosten zwar von 17 Rp/kWh auf 7-8 Rp/kWh (35 Jahre Amortisation), aber im offenen Markt bleibt das Risiko für Investorinnen und Investoren (zu) hoch.

12. Reformen für mehr Winterstrom aus Photovoltaik

Das Marktsegment «Winterstrom» wurde bisher vom Bundesamt für Energie vernachlässigt. Wir stehen hier erst am Beginn der Lernkurve. Die Potenziale sind an sich riesengross, alle technischen Aufgaben scheinen gelöst. Aber ohne fokussierte Förderung wird das Anliegen scheitern.

Die Anstrengungen des Parlaments für die Schaffung von Nutzungszonen im nationalen Interesse und für mehr Tempo und mehr Rechtssicherheit sind richtig und wichtig. Aber sie genügen noch nicht.

Mittelvergabe: Masse vor Qualität

Man kann aus den Beitragssätzen der EnFV herauslesen, was die Vergabepolitik bisher bestimmte:

- hohes Wachstum der PV-Installationen 2017-2024 (> 30% pro Jahr) – zweifellos ein grosser Erfolg!
- Lernkurve der Installationsfirmen erfolgreich durchschritten, neue Ausbildungsgänge, Personallücke gelöst.
- Winterstrom zuerst mit geringer Priorität, aber Neigungswinkelbonus wurde inzwischen erhöht (von 100 auf 200 CHF/kW).
- Anhaltende Skepsis, Verzögerungen und Rechtsunsicherheiten aller Art bei Freiflächenanlagen, Fassaden und Anlagen auf Infrastrukturen; Federführung bei Kantonen, Gemeinden und Regiebetrieben (SBB, Astra, kantonale Betreiber von Infrastrukturen)
- Ablehnung der Agri-PV durch Behörden und Agrarverbände

Deshalb: Fokus auf allerbilligste Dachanlagen, «es läuft ja gut»...

... und die Folgen:

- Winterstrom als Mitnahmeeffekt, nicht als Fokus
- Wenig Erfahrung, wenig Routine mit Freiflächenanlagen, mit Nachführung, hohe Hürden bei Agri-PV
- Vernachlässigung der Standorte mit hoher Winter-Einstrahlung
- Fehlende Umsetzung von Artikel 45b (Nutzungspflicht öffentliche Infrastrukturen), obschon gerade dort am wenigsten Widerstand bestünde

Revision der Mittelvergabe und der Bewilligungsverfahren

Will man dem gesetzlichen Anliegen – mehr Winterstrom – Respekt verschaffen, muss die Mittelvergabe neu aufgestellt werden und es müssen nichtmonetäre Hindernisse beseitigt werden.

- Definierung eines strategischen PV-Mindestziels für Winterstrom bei der Mittelvergabe: von 25% auf 30% Winteranteil als Globalziel über den gesamten PV-Park
- Umsetzung Artikel 45b – Nutzungspflicht öffentliche Infrastrukturen – mit Fokus Winterstrom; Anpassungen bei der Auswahl der Standorte, des Neigungswinkels, der Mittelvergabe
- Freiflächenanlagen mit Winterfokus:
 - Lessons learned aus dem «Solarexpress».
 - Einbezug der lokalen Bevölkerung: Solarzins und Mitsprache
 - Ökologische Begleitmassnahmen: Photovoltaik als geschütztes Biotop (35 Jahre ohne Pestizide, ohne Beweidung, ohne Dünger), Rückzugsgebiet für Vögel und Kleinsäuger, Abstände, Hecken, geringe Bodenversiegelung im Einklang mit dem Winterstrom-Ziel.
 - Anreize für Netzbetreiber vor Ort (Bonus?)
 - mehr Goodwill seitens der Landwirtschafts-Organisationen und Harmonisierung mit den Direktzahlungen.

Photovoltaik könnte gerade in teils einkommensschwachen Berggebieten Zusatzeinnahmen generieren. Voraussetzung dafür ist die Nichtdiskriminierung der Photovoltaik im Vergleich zu allen anderen Technologien, an die deutlich höhere Vergütungen pro kWh Winterstrom bezahlt werden (Strom aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie oder Pläne für neue Kernkraftwerke). Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die günstige Photovoltaik nicht stärker für Winterstrom ausgebaut wird.

Beispiel Agri-PV



Next2Sun's 5.2 MW Agrivoltaic vertical PV installation, featuring Huasun's Kunlun series HJT module, exceeds power generation expectations by 12%, noted the project manager. (Photo Credit: Huasun)

Abbildung 40 Agri-PV in Merzig-Wellingen (Deutschland)

Quelle: Huasun [36]

Agri-PV mit bifazialen Modulen könnte eine erhebliche Zusatzleistung im Winterhalbjahr erbringen, wenn die Anlagen an Standorten oberhalb der Nebeldecke (800 m) erstellt würden.

Die Verschattung des Bodens durch die Module kann den Feuchtigkeitsgehalt der Böden während zunehmender Trockenperioden erhöhen, also die Produktivität tendenziell erhöhen.

Die Agrarverbände begegnen der Technologie ablehnend, während Umweltorganisationen das Landschaftsbild hochhalten und Landschaften zum Museum erklären.

Fokussiertes Vorgehen: STRAWISA= Strategische Winterstrom-Auktionen

Das Energiesgesetz (Art. 25a Absatz 2 und Art. 29e) lässt «je separate Auktionen» ausdrücklich zu. Die Vollzugsbehörde Pronovo kann Spezialausschreibungen durchführen, wenn das Bundesamt für Energie diese in Auftrag gibt. Strategische Winterstrom-Auktionen (Strawisa) könnten so aussehen:

- Mindest-Winterstromanteil >35% der Jahresproduktion.
- Eigenverbrauch oder Netzeinspeisung
- Standort-Gemeinden erhalten einen Solarzins von mindestens 1 Rp/kWh, bei 10 GWh Jahresproduktion mindestens 100'000 CHF pro Jahr.
- Bei Überproduktion (Nullpreisphasen) erhalten die Standort-Gemeinden Gratisenergie.
- Ökologische Begleitmassnahmen sind obligatorisch (Förderung Biodiversität).
- Globalziel: Solange STRAWISA-Auktionen kostengünstiger liefern als neue Kernkraftwerke, wird die Zubau-menge aus dem ungedeckten Stromverbrauch abgeleitet. Als Zwischenziel bis 2045 gilt 4 TWh zusätzlicher Winterstrom.

Vereinfachtes Strawisa-Modell

Alternativ könnte das Bundesamt für Energie die Auktionen noch stärker vereinfachen:

- Auktioniert wird nur Winterstrom (Stromerzeugung Oktober bis März)
- Maximale Vergütung 20 Rp/kWh
- Völlige Freiheit für die Projektnehmer wie der Strom im Sommerhalbjahr direkt vermarktet wird (Eigenverbrauch oder Power Purchase Agreements (PPA), LEGS usw.

Kostenvergleich

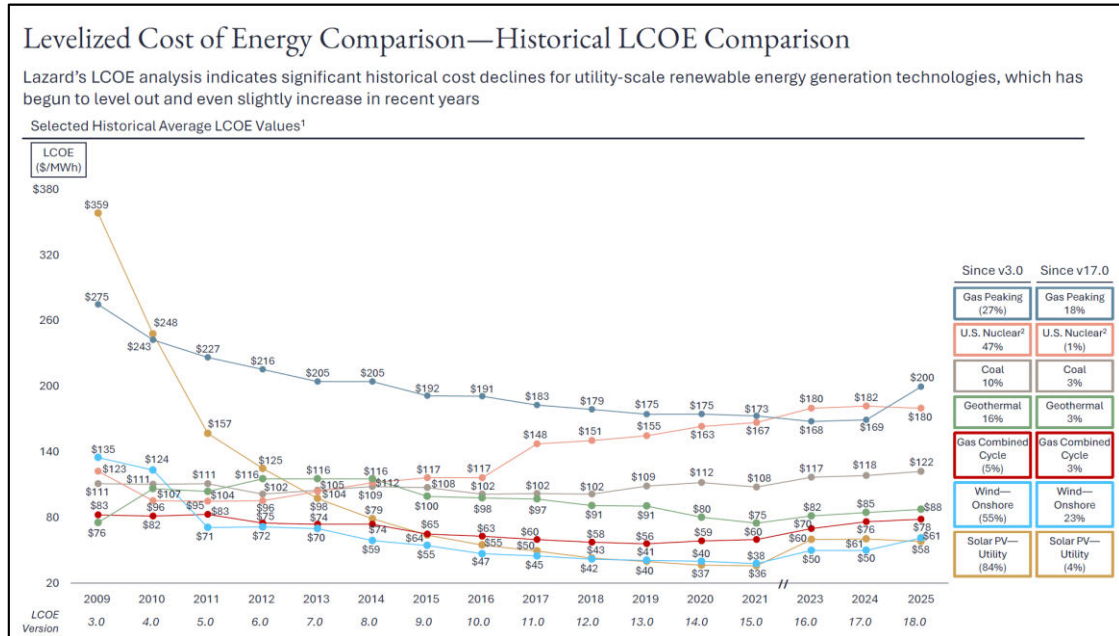


Abbildung 41 Gestehungskosten Ganzjahresbetrieb

Daten Lazard LCOE levelized cost of energy (2025) [37]

Gas-Spitzenkraftwerke liefern laut der international anerkannten Lazard-Studie Strom für \$0.20/kWh (Winterbetrieb allein >\$0.25/kWh¹²). Die Kosten für die Notstromversorgungen in Birr und in Muttenz dürften noch viel höher ausfallen. Kosten für neuen Atomstrom betragen \$0,18/kWh (im reinen Winterbetrieb > \$0,30/kWh), Kohlestrom \$0,12 Cents/kWh (Winterbetrieb > \$20 Cents/kWh).

Winterstrom aus Photovoltaik und Windenergie sind kostenminimal und es macht wenig Sinn, diese beiden Technologien noch länger mit Bürokratie (schwierigen Bewilligungsverfahren) oder zu tiefen Vergütungen zu blockieren.

Beispiel Projekt «Jura-Höhe»

Das Projekt «Jura-Höhe» eines grossen Netzbetreibers gibt Auskunft, wie günstig Winter-PV tatsächlich sein kann.

¹² In der Schweiz müssten die Emissions-Zertifikate und die höheren Gaspreise im Vergleich mit den USA berücksichtigt werden.

Leistung	7660	kW
Ertrag pro kW	1332	kWh/kW/a
Ertrag im Winterhalbjahr	519	kWh/kW/a
Jahresertrag Anlage	10.200.000	kWh/a
erwarteter Winterertrag Anlage	3.978.000	kWh/a
Investitionskosten brutto	12.100.000	CHF einmalig
Pronovo Leistungsbeitrag	5.720.000	CHF
Investitionskosten netto	6.380.000	CHF
Pachtzins pro Jahr an Gemeinde und Grundherr	102.000	
netto Investitionskosten pro kWh Jahresproduktion	0,63	
Finanzierungskosten WACC 5,1%, Annuität 35 Jahre 6,18%	0,04	CHF/kWh
Betrieb, Pacht und Unterhalt	0,03	CHF/kWh
davon Solarzins an Gemeinde/Grundeigentümer	0,01	CHF/kWh
Nettokosten CHF/kWh	0,069	CHF/kWh
Produktion Strom über 35 Jahre Lebensdauer	357.000.000	kWh/a* 35
Pronovo-Beitrag pro kWh Strom	0,016	CHF/kWh
Produktion Winterstrom über 35 Jahre Lebensdauer	139.230.000	kWh/a* 35
Pronovo-Beitrag pro kWh Winterstrom	0,041	CHF/kWh

Abbildung 42 Eckdaten Agri-PV Anlage Jura-Höhe (1000 m. ü. Meer), Amortisation 35 Jahre

Daten: Ausgangsdaten von Netzbetreiber zVg., eigene Berechnungen

Die Anlage auf 800 m Höhe mit 7 Hektar Fläche (10 Fussballfelder) liefert über 10 GWh Strom pro Jahr, davon 4 GWh Winterstrom. Sie würde der Gemeinde am Standort bei einem Solarzins von 1 Rp/kWh über 100'000 CHF Einnahmen pro Jahr verschaffen.

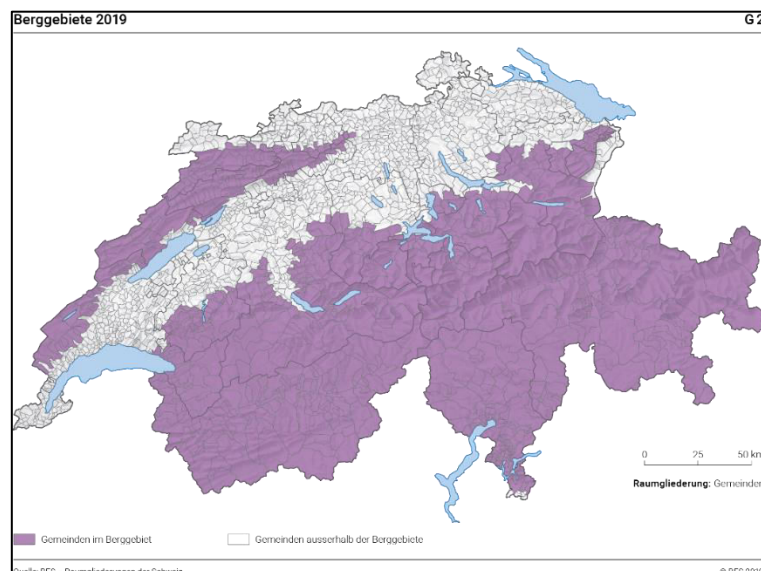


Abbildung 43 «Berggebiet» laut Bundesamt für Statistik: 814 Gemeinden > 800m

Bundesamt für Statistik [38]

In den 800 klassifizierten Berggemeinden der Schweiz besteht ausreichend Potenzial für einen Winterstrombeitrag von 4 TWh. Abgeltungen rechtfertigen sich durch den Eingriff ins Landschaftsbild und als Entschädigung der Ressource «Freifläche mit Winterstrom». Steht Pachtland im Eigentum der Gemeinde, würden sich ihre Pachteinnahmen ungefähr verzehnfachen [39].

Der «Solarexpress» brachte neue Erkenntnisse: Dazu gehört, dass hochalpine Anlagen wie jene in «Grensiols» teuer sind, insb. Erschliessung, Netzanschlüsse und Logistik. Diese Kosten lassen sich vermeiden, wenn die Anlagen auf flachen Feldern in bereits erschlossenen Gemeinden erstellt werden.

Das Unterland mitnehmen

Winterstrom ist selbst im Unterland möglich, zum Beispiel indem PV-Anlagen an Infrastrukturen zu günstigen Kosten befestigt werden. Deshalb sollte das Auktionsdesign standortoffen bleiben. Fassaden oder Anlagen mit Nachführsystemen im Unterland sollten nicht a priori ausgeschlossen bleiben. Das Ziel ist Winterstrom zu tiefen Kosten, wozu verschiedene Elemente beitragen können:

- Einfacher Zugang
 - Standorte für Freiflächenanlagen
 - Gut zugängliche Infrastrukturen, die sich als Stellplätze eignen, zum Beispiel Lärmschutzwände, Strassenränder, Stützmauern, Perrondächer des ÖV)
- Einfache, materialeffiziente Befestigungsmöglichkeiten
- Geringe Abstände zum nächsten Netzanschlusspunkt.
- Ausreichende Grösse mit Skaleneffekt (>0,3 MW)
- Akzeptanz,
- Beteiligungsmöglichkeiten am Standort

Zusatzvarianten für Auktionen mit gleitender Marktprämie

Bisher orientieren sich die Vergütungen mit gleitender Marktprämie zu wenig an der Produktion von Winterstrom (kWh im Winterhalbjahr). Das maximale Zuschlagsgebot wird nicht nach Saison differenziert. Wer mehr Winterstrom erzeugt, fährt wirtschaftlich eher schlechter. Dies liesse sich ändern.

Bisheriges System gleitende Marktprämie		Neues System		
	Dachanlage	Dachanlage	vertikale Anlage	Agri-PV 1000 m
Vollaststunden	945	945	700	1330
Winterstromstunden	236	236	280	518
Sommerstromstunden	709	709	420	812
CHF/kWh gleitende Marktprämie im Winterhalbjahr	0,09	0,20	0,20	0,20
CHF/kWh gleitende Marktprämie im Sommerhalbjahr	0,09	0,05	0,05	0,05
Jahresertrag total CHF	81	81	90	168

Abbildung 44 Neugestaltung gleitende Marktprämie: Sommergeütung sinkt von 9 auf 5 Rp/kWh), Wintervergütung steigt auf 20 Rp/kWh

Daten gleitende Marktprämie aus Auktions-Cockpit Pronovo, eigene Berechnung

Das maximale Vergütungsniveau der gleitenden Marktprämie könnte im Winterhalbjahr erhöht und im Sommerhalbjahr herabgesetzt werden. Die Folge wäre die Fokussierung auf Winterstrom. Man könnte sogar dazu übergehen, einzig den Winterstrom auszuschreiben (siehe oben). Eine Lernkurve würde sich einstellen und mit steigender Routine sinken auch die Gebotspreise in den Auktionen.

Für Dachanlagen bliebe die bisherige gleitende Marktprämie unverändert.

13. Mehr Winterstrom aus Windenergie (Option B)

Der verstärkte Zubau von Windenergie wäre eine weitere wirksame Massnahme für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr. Kostendaten für die Schweiz liegen nur in anekdotischer Form vor. So kostete die Windfarm in Andermatt, Uri, rund 1800 CHF/kW, wovon die Einmalvergütung rund 1300 CHF/kW deckte. Die Gestehungskosten sanken dadurch auf rund 5 Rp/kWh und sind, dank der überwiegenden Erzeugung im Winterhalbjahr, wettbewerbsfähig.

Organisierter Widerstand aus dem Dunstkreis der Blackout-Initiative

In der Schweiz wurden Dutzende Windkraftanlagen von den Standort-Gemeinden mit positiven Volksentscheiden genehmigt [40], aber anschliessend von eingefleischten angeblichen Umweltorganisationen blockiert, die ihre Finanzierung mutmasslich von Milliardären erhalten, die auch die Atomlobby finanzieren.

Nur die wenigsten Windkraftanlagen konnten tatsächlich gebaut werden, weil finanzstarke Organisationen Teil-Bewilligungen immer von Neuem bis vor Bundesgericht zogen, mit dem Ergebnis jahrzehntelanger Verzögerungen.

Die Windkraftanlagen von St.-Croix sind ein Beispiel unter vielen. 1999 sprach sich die Bevölkerung in einer Volksabstimmung für fünf Windturbinen aus. Die Gegnerschaft verlor zwar vor Gericht. Aber Bau und Inbetriebnahme verzögerten sich mehr als 20 Jahre bis 2022.

Ähnliches spielte sich bei vier Windturbinen am Gotthard ab. Die Frist von der Verabschiedung des Nutzungsplans bis zum Baubeginn betrug 18 Jahre.

Gemäss Ausbaupfad des Bundesrates soll die Windenergie bis 2035 einen Beitrag von 4,4 TWh leisten (6 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung). Aus technischer Sicht könnten es bedeutend mehr sein. Ein Selbstläufer ist dies allerdings nicht, angesichts von bloss 171 GWh Windstrom (2024) und den verbleibenden Blockademöglichkeiten für finanzstarke Lobbygruppen aus der Nuklearwirtschaft.¹³

Verstärkt wird die Obstruktion auch durch das Uvek selber, das den Windgegnern mit schützender Hand zu Hilfe eilte und verhinderte, dass die aktivistische Vereinigung Freie Landschaft Schweiz (FLS) ihre Finanzierungsquellen offenlegen musste [41].

Neue Dynamik?

Das BFE schätzt die Wind-Potenziale der Schweiz auf 29,5 TWh. Von der Wasserkraft wissen wir, dass Wasserzinsen der wichtige Türöffner waren. Auch der Windenergie bestünden Möglichkeiten einer direkten Beteiligung der Bevölkerung – finanzieller und nichtfinanzieller Art.

Neue kantonale Plangenehmigungs-Verfahren wurden in fünf wichtigen Kantonen (NE, VD, JU, SG, LU) eingeführt. Seit den Verbesserungen im Energiegesetz haben die Gerichte ihre Praxis geändert. Namhafte Projekte verzeichnen nun den Baubeginn, weshalb ein kräftiger Anstieg der Produktion zu erwarten ist.

Weitere Impulse kommen von den ab 2026 möglichen Verbrauchsgemeinschaften für Mittelspannungsnetze (LEG), die manche energieintensive Betriebe nutzen könnten, um in Industriearealen und deren Umgebung Windkraftanlagen für den Eigenverbrauch zu erstellen. Ein Beitrag von 5 TWh Windenergie bis 2035 liegt laut Branchenverband Suisse Eole im Bereich des Möglichen [42].

Fortschritte könnte die Zusammenlegung von Verfahren bringen. Der «Beschleunigungserlass» wurde inzwischen verabschiedet; wie er wirkt, wird sich zeigen.

¹³ Die Atomlobby operierte bei der «Blackout-Volksinitiative» mit gekauften und teilweise gefälschten Unterschriften, so die Berichte von SRF [Link](#) und Ta-Media [Link](#).

14. Ausbau Saisonspeicher für den bidirektionalen Betrieb (Option C)

Drittes Element zur Stärkung der Versorgungssicherheit ist die Wiederbefüllung von bestehenden Saisonspeichern. Energetische Basis bildet die zyklische Überproduktion von Windenergie in Europa. Sie gelangt dank neuen Nord-Süd-Verbindungen bis in die Schweiz, dank Verstärkung der Hochspannungsnetze zwischen der Nordsee und Süddeutschland (Abbildung 12). Diese Zusatzenergie aus Norden kann den Strom-Aussenhandel der Schweiz und die Veredelung von Strom beflügeln.

Umschichtung der Merit Order

Europäische Überproduktion wird gespeichert, veredelt und im Aussenhandel verkauft – das ist seit Jahrzehnten Alltag. Die SWEET-Forschung¹⁴ weist auf die Bedeutung des Aussenhandels für die Versorgungssicherheit hin [43, 44].

Mit dem Ausbau von Photovoltaik und Windkraft wächst das fluktuierende Stromangebot. Es stellt sich witterungsbedingt wiederkehrend Überproduktion zu sehr tiefen oder gar negativen Preisen ein.

Die Beschickung der Saisonspeicher auch im Winterhalbjahr ergibt sich daraus als strategische Option. Mit Flexibilität lässt sich mehr Geld verdienen als mit Erzeugung allein.

Wasserkraft- und Batteriespeicher haben ein komplementäres Leistungsprofil:

- Hohe Verfügbarkeit, Effizienz und blitzschnelle Reaktionsgeschwindigkeit verschaffen Batterien Vorteile im Markt für kurzfristige Systemdienstleistungen. In diesem Marktsegment werden sie die Wasserkraft teilweise verdrängen.
- Saisonspeicherwerke und Pumpspeicherwerke können über viele Stunden oder Tage in Betrieb sein, was Batterien nicht gelingt, zumindest nicht zu wettbewerblichen Kosten.

Schlüssel für mehr Wertschöpfung und Versorgungssicherheit sind Leistungserhöhungen von Pumpen, Druckstollen und, wo sinnvoll, eine Verstärkung der Netzanbindung, wo die topographischen Voraussetzungen für einen bidirektionalen Betrieb der Saisonspeicher gegeben sind.

Statt Stauseen nur einmal pro Jahr zu leeren, können diese mit Umwälzbetrieb mehrmals pro Jahr mehrtägige Leistung erzeugen; dafür besteht im europäischen Strombinnenmarkt eine erhebliche Nachfrage. Mehrtägige Dunkelflauten in Süddeutschland lassen sich aus Saisonspeichern massgeschneidert absichern. Das Alleinstellungsmerkmal der alpinen Speicherseen ist ihre Reichweite. Darin heben sie sich von Batterien ab, die im kurzfristigen Speichersegment (2h-8h) den Wasserspeichern Konkurrenz liefern, für längere Laufzeiten aber wenig attraktiv sind.

Ein bidirektionaler Ausbau der Gross-Speicher reduziert den Bedarf nach Gaskraftwerken und fossilen Notreserven. Er hilft, CO₂-Emissionen zu vermeiden und schafft neue Optionen zur Verstärkung des Hochwasserschutzes.

Auf europäischer Ebene gibt es keine «Winterlücke», im Gegenteil. Windfarmen in Zentral- und Nord-Europa werden immer häufiger abgeregelt, weil das Angebot die Nachfrage übersteigt. Seit Beginn des Ukrainekrieges haben die europäischen Länder den Netzausbau beschleunigt. Die «Kupferplatte Europa» rückt näher und führt Angebot, Nachfrage und Speicher in ein neues Gleichgewicht.

Ausbau und Modernisierung der Schweizer Wasserspeicher sind ein strategisches Element für mehr Versorgungssicherheit. Die Wiederbefüllung im Winterhalbjahr erhöht die Vorratshaltung und die Reichweite. Drohende Engpässe können besser überbrückt werden. Versorgungssicherheit und Aussenhandel rechtfertigen eine finanzielle Absicherung durch Mittel aus dem Netzzuschlagsfonds: Bürgschaften, rückzahlbare Kredite, contracts for difference und Projektierungsbeiträge eignen sich gut.

¹⁴ SWEET – «Swiss Energy Research for the Energy Transition, Programm verschiedener Schweizer Hochschulen

Bereits bestehende Pumpspeicherwerke

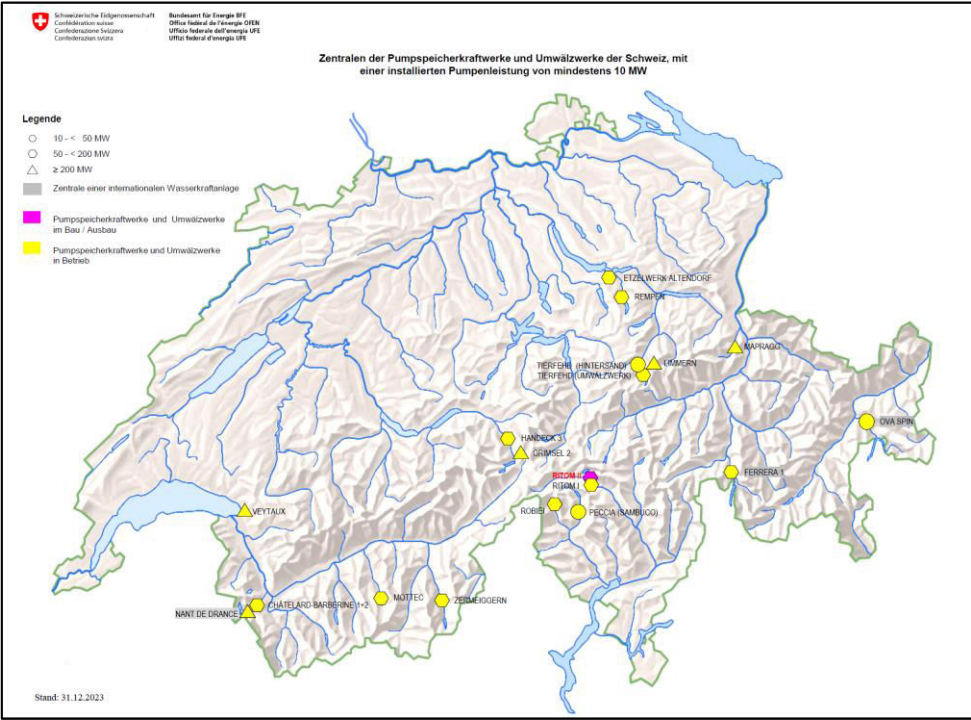


Abbildung 45 Pumpspeicherkraftwerke und Umwälzwerke > 10 MW
Quelle Bundesamt für Energie

Heute gibt es in der Schweiz zahlreiche Pumpspeicherwerke, die meist in Kombination mit klassischen Speicherkraftwerken betrieben werden. Sie erzielen ihre Erträge aus Systemdienstleistungen und Arbitrage (Veredelung von niedrigpreisiger Elektrizität zu Spitzenleistung).

Der exponentielle Ausbau neuer Batterie-Kapazitäten in Europa könnte in den kommenden Jahren zu einem Einbruch der Markterlöse aus Systemdienstleistungen führen. Die bestehenden Pumpspeicherwerke müssten sich vermehrt auf Arbitragegeschäfte ausrichten.

Projekt	Ort	Leistung	Status	Betreiber
Ferpècle / Grande Dixence	VS	mehrere Pumpstationen	In Betrieb	Grande Dixence SA
Nant de Drance	VS	900 MW / 20 GWh	In Betrieb	Alpiq, SBB, IWB, FMV
Linth-Limmern	GL	1000 MW	In Betrieb	Axpo AG
Veytaux / Hongrin-Léman (FMHL)	VD	480 MW	In Betrieb	FMHL (Romande Energie, Alpiq, Groupe E, Lausanne)
Lago Bianco	GR	1000 MW	Konzession erteilt, Bau zurückgestellt	Repower AG
Grimsel 3	BE	600 MW	2013 sistiert	Kraftwerke Oberhasli AG
Grimsel 4	BE	118 MW		Kraftwerke Oberhasli AG
Sarnersee – Lungerersee	OW	k.A.	Machbarkeitsstudie 2024/25	Elektrizitätswerke Obwalden (EWO)
Piottino / Ritom	Ti	67 MW / weitere Stufen	Modernisierung	AET / lokale Betreiber

Abbildung 46 Pumpspeicherwerke und -Projekte
Quelle: Werksangaben

Der serielle Abruf mehrerer kleiner Pumpspeicherwerke kann mehrtägige Leistung liefern. Ob sich weitere Investitionen in grosse Pumpspeicherwerke lohnen, ist im heutigen Zeitpunkt schwierig zu ermitteln. Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich in der grössten Transformation seit 100 Jahren. Zudem halten sich die meisten Kraftwerksgesellschaften bedeckt, wenn es um genaue Angaben zur Wirtschaftlichkeit geht. Mehrere Projekte für neue Pumpspeicher wurden in den letzten Jahren aus wirtschaftlichen Gründen zurückgestellt.

Publikationen des Bundesamtes für Energie befassen sich mit der Verlagerung von Leistung ins Winterhalbjahr, nicht jedoch mit der Verwendung und Vermarktung von Überproduktion während des Winterhalbjahrs [45]. Die spezifische Bewirtschaftung von Dunkelflauten scheint Neuland für die Schweiz. Dafür gab es gute Gründe: In einer fossilen Welt bestand bisher wenig Bedarf nach Mehrtagesleistung. Will man die CO₂-Emissionen aber auf null reduzieren, dann macht der Ausbau und die Wiederbefüllung von Kapazitäten durchaus Sinn. Für Leistung von einem ganzen Tag bis zu einer ganzen Woche

besteht im benachbarten Ausland eine wachsende Nachfrage, wenn weitere Kohlekraftwerke und Atomkraftwerke altersbedingt oder aus wirtschaftlichen Gründen ausser Betrieb gehen.

Ein Bericht aus dem Jahr 1971 listet nicht weniger als 26 Standorte für Pumpspeicherwerke auf:

Liste der 26 untersuchten Pumpspeicherwerke (1971)			
Flond	Seebodenalp	Louvin	Etzel II
Vereina	Zugerberg	Montsalvens	Wollerau
Fadära	Walchwil	Tessenberg	Fully
Rüthi	Tannenboden	Gruebmann	Mortigue
Laufenburg	Amden	Herbetswil	Tronchet
Arrissoules	Filzbach	Radelfing	Chironico
Kohlthal	Verzasca		

Abbildung 47 Projektliste Pumpspeicher-Möglichkeiten in der Schweiz

Quelle: Mitteilung Nr. 46 des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft Bern (Dezember 1971) [46].

Es stellt sich allerdings die Frage, inwieweit solche Neubauprojekte mit oft kleinen Volumina sinnvoll sind. Die bestehenden 75 Saisonspeicher können eher einer bidirektionalen Beschickung zugänglich gemacht werden, denn Speicherseen sind jeweils vorhanden und unterliegende Ausgleichsbecken liessen sich vergrössern oder teilweise in natürlichen Seen zugänglich machen. Bei Projekten wie Linth-Limmern oder Nant de Drance wurden bestehende Speicherseen (teilweise auch natürliche Bergseen) gegenseitig verbunden.

Beispiel Mauvoisin-Dixence

Werden Saisonspeicher auf unterschiedlichem Höhenniveau miteinander verknüpft, können sie tage- oder gar wochenlang liefern, um danach mittels Pumpen wieder befüllt zu werden. Solche Anlagen sind ein werthaltiges Backup zur Absicherung gegen Dunkelflauten.

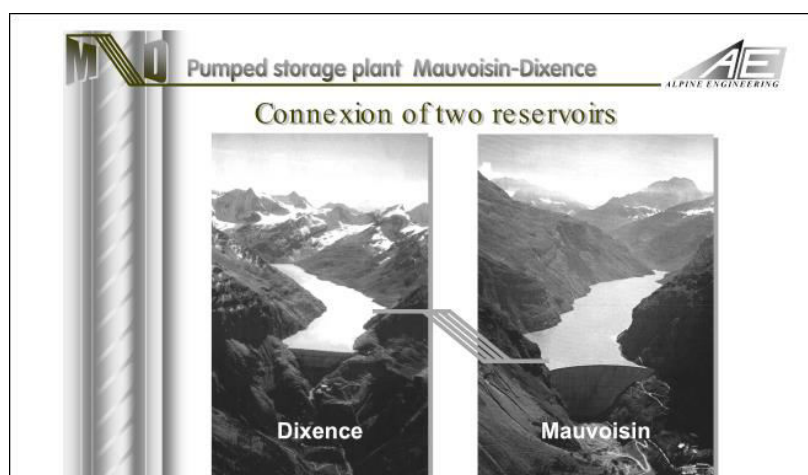


Abbildung 48 Verknüpfung Grande-Dixence/Mauvoisin

Quelle: Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century (1999)

ETH-Professor Anton Schleiss publizierte 1999 eine Vorstudie für die beiden Saisonspeicher Mauvoisin¹⁵ (1875 m maximale Stauhöhe) und Lac de Dix (2364 m max. Stauhöhe)¹⁶. Er plädierte für nicht

¹⁵ Lac de Mauvoisin: 210 Mio. m³ Wasser Speichereinhalt, 360 MW Leistung, 1000 GWh Jahresproduktion

¹⁶ Grande Dixence: 400 Mio. m³ Wasser Speichereinhalt, 2069 MW Leistung, 2000 GWh Jahresproduktion

weniger als 5,12 GW zusätzlicher Leistung [47]. Für Schleiss stand die kurzfristige Leistung (maximal zwei Stunden) für Systemdienstleistungen im Vordergrund. Solche Zyklen wären bei einem Ausbau nicht ausgeschlossen, aber aus heutiger Sicht scheint der Bedarf nach Arbitrage für mehrtägige Lieferungen viel opportuner. Schleiss zählt auch diese Möglichkeiten zu den Optionen des Projekts:

- Einspeicherung und Verlagerung von Überproduktion aus erneuerbaren Energien zu tiefen Preisen
- Stand-by-Versicherung gegen Produktionseinbrüche von mehreren Tagen.
- Ausspeicherung bei Dunkelflaute während mehreren Stunden oder mehreren Tagen.

Die beiden Stauseen Mauvoisin und Dixence scheinen auf den ersten Blick gross genug, um mindestens drei Tage lang bis zu 3 GW oder sieben Tage lang 1-2 GW zu liefern. Für die Prüfung der Wirtschaftlichkeit wäre die Betrachtung allerdings zu vertiefen. Weitere Möglichkeiten wurden aufgezeigt. Vielleicht werden eines Tages die Grimsel-Werke mit Brienzer- und Thunersee verknüpft. Es entstünden Ausgleichselemente wie in Skandinavien, mit weitgehend unterirdischen Infrastrukturen und geringen Umwleteinflüssen.

Kosten

Die Pumpspeicherwerke in Linth-Limmern¹⁷ [48] und Nant de Drance¹⁸ kosteten je rund 2 Mrd. CHF/GW und verzeichnen eine positive Ertragsentwicklung. Für das Projekt Mauvoisin/Dixence mit 3-5 GW Leistung wären somit Investitionen von 5-10 Mrd. CHF nötig. Gut denkbar wäre ein etappierter Ausbau, beginnend mit 1-2 GW Zusatzleistung und Wiederbefüllung, der weniger Kosten verursachen würde.

Häufigkeit der Dunkelflauten

Dunkelflauten wie in Deutschland ereignen sich im Durchschnitt sieben bis neunmal pro Jahr. In solchen Phasen ist die ungedeckte Residuallast besonders gross – also jene Last, die nicht von Sonne, Windkraft oder aus Batteriespeichern gedeckt werden kann. Dunkelflauten dauern je nach Definition 70 bis 100 Stunden, in seltenen Fällen auch länger. [49]

Ökologische Vorteile

Vorteile für den Gewässerschutz entstehen, wenn die Lieferung von Spitzenleistung in Umwälzkraftwerke verlegt würde, anstelle der schockartigen Flutung natürlicher Gewässerläufe.

Umwälzwerke könnten die Spitzenleistung in einem geschlossenen Kreislauf liefern. Sie reduzieren «Schwall und Sunk», deren Sanierung heute mit 0,1 Rp/kWh (50 Mio. CHF/Jahr) die Strompreise belastet. Ein Teil dieser Kosten liesse sich sparen. Bisherige Spitzenkraftwerke könnten als Mittellast-Kraftwerke weiter betrieben werden, mit sanfteren An- und Abfahrten der Leistung.

Absicherung aus dem Netzzuschlagsfonds

Der Gesetzgeber sollte diese Vorhaben deshalb strategisch unterstützen:

- Evaluation geeigneter Potenziale gemeinsam mit Stakeholdern
- Vereinfachte Genehmigungen
- Bürgschaften oder Defizitgarantien für Druckstollen, Pumpen und Ausgleichsbecken zwecks Wiederbefüllung im Winterhalbjahr
- Anknüpfung an das internationale Hochspannungs- und Gleichstromnetz, Kapazitätserhöhung
- Festigung der vertraglichen Zusammenarbeit für den Stromhandel mit den Nachbarländern.

¹⁷ Linth Limmern: Inbetriebnahme 2017, Leistung 1000 MW, Höhendifferenz 630 m, Speicherinhalt 92 Mio. m³

¹⁸ Nant de Drance: Inbetriebnahme 2023, 900 MW, 20 GWh, Höhendifferenz 300 m

	Kanton	Leistung (MW)	Produktions- erhöhung/ Jahr (GWh)	Produktions- erhöhung Winter (GWh)	Projektstand
Grimsel 4	BE	300	1	-	Bewilligungsverfahren
Schiffenen-Morat (ScheM)	FR, BE	100	103	53	Projektidee
Trift	BE	80	145	215	Projektidee
Kraftwerk Rätom	TI	76	-16	8,1	Anlage im Bau
Chlus	GR	61,8	237	70	Bewilligte Anlage
Ausleitkraftwerk Sils-Röthenbrunnen-Domat/Ems	GR	60	140	40	Projektidee
Pumpspeicher Mettmen	GL	50	32	-	Projektidee
Ausleitkraftwerk Ilanz-Bonduz	GR	50	280	80	Projektidee
Ausleitkraftwerk Domat/Ems-Sarrelli/Mastrils	GR	45	220	60	Projektidee
Oberaletsch	VS	40	100	25	Projektidee
KW Filzbach	GL	22	50	-	Projektidee
Chummensee	VS	18	42	100	Projektidee
Burgsee	VS	17	60	85	Projektidee
Oberaarsee	BE	14	1	65	Projektidee
Kraftwerk Neuhausen/Rheinfall	SH	14	56,5	19	Projektidee
Sousbach	BE	11,3	30,6	4,59	Anlage im Bau
Meiental	UR	10	31	11	Bewilligungsverfahren
Pradapunt	GR	10	42	10	Projektidee
KWN Netstal - Walensee	GL	9,3	36	14,4	Projektidee
Gesamterneuerung KWR Robbia	GR	7	10	1	Realisierte Anlage
Fideris	GR	5,6	17,3	-	
Tiefencastel Plus (KWKV)	GR	3,5	14	3,67	Projektidee
Mehrzweckspeicher -gens	GR	2,7	5	-	Projektidee
KWVB Dotierkraftwerk	AG	2,4	12	6	Projektidee
Turbach	BE	2,3	7,3	1,9	Projektidee
Waldemme	LU	1,4	6,5	2	Realisierte Anlage
Moiry	VS	0	-1	40	Projektidee
Dammerhöhung Mattmark	GR	0	1	63	Projektidee
Staumauererhöhungen Curnera/-Ips	GR	0	1	48	Projektidee
Erhöhung Marmoreradamm (Mittelbünden)	GR	0	1	50	Projektidee
Reusskaskade	UR	0	1	60	
Emosson	VS	0	6	116	Projektidee
Lac des Toules	VS	0	10	53	Projektidee
Vergrößerung Grimselsee	BE	0	12	240	Projektidee
Griessee	VS	0	12	46	Projektidee
Überleitung Forno - Albigo (Bergell)	GR	0	16,6	0	Projektidee
Erhöhung Staumauer Zervreila	GR	0	46	46	Projektidee
Überleitung Lugnez	GR	0	80	33	Projektidee
Mehrzweckspeicher Gomer	VS	0	200	650	
Semeus TWKV	GR	-	0,61	-	Anlage im Bau
PSKV Lungernsee-Sarnsee	OW	-	1	-	Projektidee
Erhöhung Staumauer Sella	TI	-	1	20	Projektidee
Pumpspeicherkraftwerke	TI	-	1	0	Projektidee
Erhöhung Staumauer Sambuco	TI	-	1	46	Projektidee
Rheinfelden 20plus	BL	-	20	-	Projektidee
total		1013	2073	2386	

Abbildung 49 Projektliste Wasserkraft

Daten: Datenbank VSE [50], Stand September 2025

In der Schweiz wird die Modernisierung der Wasserkraft intensiv diskutiert. Die aktuelle Projektliste des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) umfasst 46 Projekte mit über 1000 MW Leistung und einer Produktionserhöhung im Winterhalbjahr von mehr als 2 TWh.

Im Mittelpunkt steht jeweils die strategische Verlagerung der Produktion ins Winterhalbjahr. Viele Projekte leiden unter Unsicherheiten punkto Wirtschaftlichkeit. Grossprojekte wie der Pumpspeicher Lago Bianco (1000 MW/ 30 GWh) verfügen über eine gültige Baubewilligung, wurden aber zurückgestellt [51]. Die vertraglichen Unsicherheiten im Stromhandel mit der EU ist eine der Ursachen.

Im Kontext dieser Ausbauten wird die winterliche Überproduktion von europäischem Windstrom zwar als Preisunsicherheit registriert, aber kaum als Geschäftsgelegenheit wahrgenommen. Ob die Verlagerung von Sommer- zu Winterstrom mehr Sinn macht als die Pumpspeicherung von Überproduktion, sollte vertiefter geprüft werden. Sie würde zur Erhöhung der Reichweite der Schweizer

Speicherwasser-Reserven führen und könnte Geld für fossile Notreserven ersparen. Bidirektionale bewirtschaftete Speicher könnten sich, ohne die Reserven stark zu dezimieren, weiterhin auch im intra-day-Geschäft bewähren.

Netzanbindung

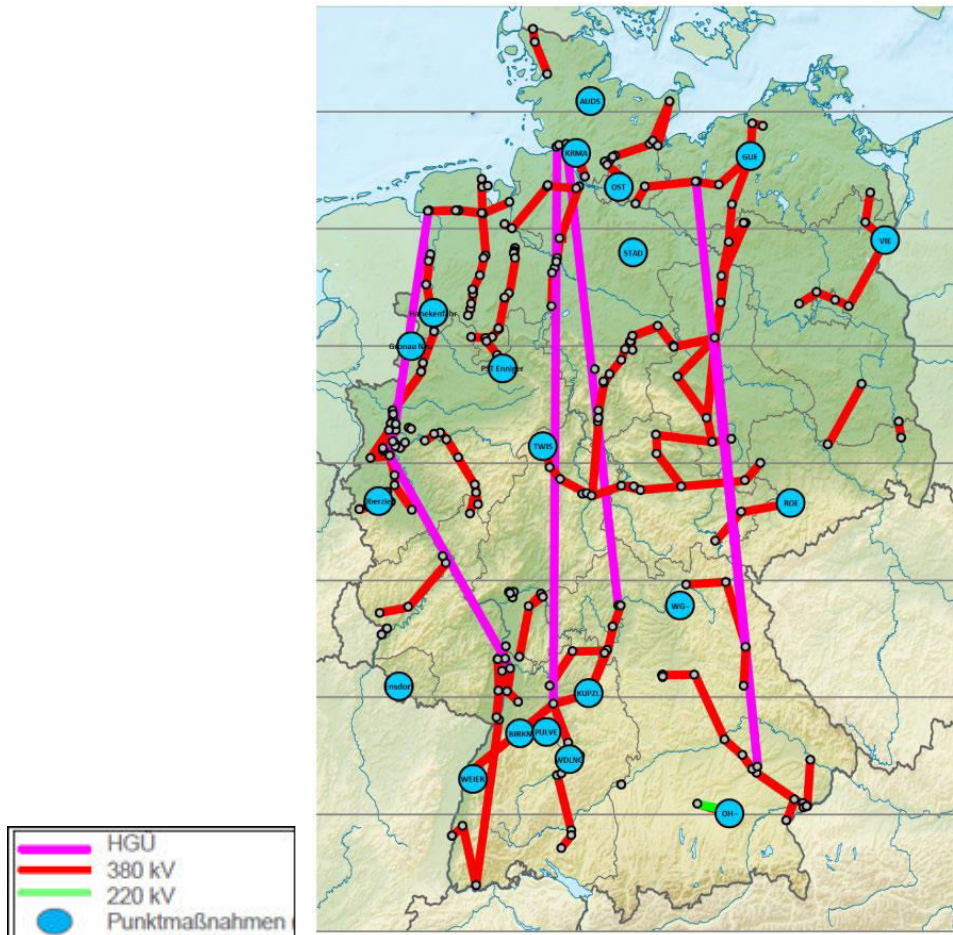


Abbildung 50 Ausbauplan Stromnetze Deutschland

Quelle: 50 Hertz et al.: Langfristanalyse 2030 (V2022) [52]

Von Deutschland werden 8-10 GW zusätzliche Leistung mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen nach Süden geführt. gleichzeitig werden die 380 kV-Leitungen verstärkt.

Starke, neue Stromzuleitungen nach Süddeutschland rufen nach einer Anknüpfung an die Schweiz. Eine entsprechende Planung besteht «offiziell» aber nicht.

Im Bundesnetzausbauplan 2022 wird eine mögliche Verbindung zwischen Böblingen (Baden-Württemberg) und Mettlen (Kanton Luzern) erwähnt, doch scheinen diese Pläne ohne Stromabkommen obsolet. Obschon in der Schweiz eine nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) für das Hochspannungsnetz verantwortlich ist, fehlt eine klare Zielvorgabe (zB. «HGÜ-Kreuz»).

Österreich hat seine Wasserkraft in einem einzigen «Verbund» institutionell zusammengefasst und optimiert. In der Schweiz operiert jede Stromfirma für sich und die Auswirkungen auf die Transportkapazitäten sind nicht einfach zu überblicken. Die Gesamtopsik ist dadurch beeinträchtigt.

15. (Nicht-)Option neues Kernkraftwerk

Der Vollständigkeit halber wird im Folgenden auch die gesetzliche «Nichtoption neues Kernkraftwerk» untersucht. Die Kostenangaben stammen vom «Cour des Comptes» für den neuen EPR Flamanville.

Agri-PV Jura-Höhe 1000 m	Kennzahl	AKW 1600 MW Typ EPR
7660 kW	Leistung	1600000 kW
1332 kWh/kW/a	Ertrag pro kW	7884 kWh/kW/a
519 kWh/kW/a	Ertrag im Winterhalbjahr	3942 kWh/kW/a
10.200.000 kWh/a	Jahresertrag Anlage	12.614.400.000 kWh/a
3.978.000 kWh/a	erwarteter Winterertrag Anlage	6.307.200.000 kWh/a
12.100.000 CHF einmalig	Investitionskosten brutto	23.700.800.000 CHF/kW
5.720.000 CHF	Pronovo Leistungsbeitrag	14.220.480.000 CHF/kW
6.380.000 CHF	Investitionskosten netto	9.480.320.000 CHF/kW
1,19 CHF/kWh	brutto Investitionskosten pro kWh Jahresproduktion	1,88 CHF/kWh
0,10 CHF/kWh	Bruttokosten CHF/kWh	0,15 CHF/kWh
0,63 CHF/kWh	netto Investitionskosten pro kWh Jahresproduktion	0,75 CHF/kWh
0,04 CHF/kWh	Finanzierungskosten WACC 5,1%, Annuität 35 Jahre 6,18%	0,05 CHF/kWh
0,03 CHF/kWh	Betrieb, Pacht und Unterhalt	0,0488 CHF/kWh
0,01 CHF/kWh	davon Solarzins an Gemeinde/Grundeigentümer	CHF/kWh
0,069 CHF/kWh	Nettokosten CHF/kWh	0,095 CHF/kWh
357.000.000 kWh/a* 35	Produktion Strom über 35 Jahre Lebensdauer	441.504.000.000 kWh/a* 35
0,016 CHF/kWh	Pronovo-Beitrag pro kWh Strom	0,032 CHF/kWh
139.230.000 kWh/a* 35	Produktion Winterstrom über 35 Jahre Lebensdauer	220.752.000.000 kWh/a* 35
0,041 CHF/kWh	Pronovo-Beitrag pro kWh Winterstrom	0,064 CHF/kWh

Abbildung 51 Vergleich Kosten Agri-PV-Anlage «Jura-Höhe» mit dem EPR Flamanville

Daten für den EPR: französischer Rechnungshof, Betriebskosten gemäss Betriebsrechnung AKW Leibstadt 2024

Der *Cour des Comptes* bezifferte die Investitionskosten des EPR Flamanville 3 (1,6 GW, Inbetriebnahme 2024) auf 23,7 Mrd.€. Er hat eine umfassende Kostenberechnung vorgelegt, die auch die Zinsen während der Bauzeit einbezieht [53]. Die Anlage leidet seit Betriebsbeginn unter Betriebsstörungen; die Nennleistung wurde 2025 nie erreicht; die Anlage verzeichnet derzeit einen mehrmonatigen Stillstand [54, 55]

Kosten brutto

Die Laufzeit der Anlage bis zur ersten Renovation wird auf 35 Jahre geschätzt, basierend auf empirischen Befunden [56, 57,].¹⁹ Die Kosten pro kWh für neuen Atomstrom werden auf 16,5 Rp/kWh geschätzt, basierend auf den Kapitalkosten von 11,6 Rp/kWh. Dazu kommen Betriebskosten von 4,88 Rp/kWh analog KKW Leibstadt (Jahresbericht 2024), das nach 40 Jahren als amortisiert gilt [58].

¹⁹ Kapitalkosten und Lebensdauer von Atomkraftwerken sind umstritten; so behauptet die ETH-Dozentin Annalisa Manera, die AKW-Lebensdauer werde unterschätzt und es gebe im Überzeitbetrieb grosse Ersparnisse. Die neueste Analyse der Australia's National Science Academy über die Kosten der Kernenergie schreibt dazu:

«There are several reasons for the lack of an economic advantage from longer operational life. Substantial refurbishment costs are required, and without this new investment nuclear cannot achieve safe long operational life.

When renewables are completely rebuilt to achieve a similar project life to nuclear, they are rebuilt at significantly lower cost due to ongoing technological improvements whereas large-scale nuclear technology costs are not improving to any significant extent owing to their maturity.

Also, due to the long lead time in nuclear deployment, the limited cost reductions achieved in the second half of nuclear technology's operational life, when the original capital investment is no longer being repaid, are not available until more than 45 years from now, significantly reducing their value to consumers compared to other options which can and are being deployed in the present time.» (CSIRO 2025)

Die 23,7 Mrd.€ Kapitalkosten für den EPR in Flamanville sind aktuell (Inbetriebnahme 2024) und stehen nicht allein. Weitere Neubauten in OECD-Ländern verzeichnen dieselbe Dimension von Kostenüberschreitungen und mehrmonatige Betriebsausfälle: Oikiluoto, Finnland [mit 11 Mrd. Euro Kosten](#) (ohne Bauzinsen, aber mit Quersubventionen des französischen Staates via EDF), Vogtle 3 und 4 (USA) mit Investitionskosten von [34 Mrd. US-Dollar](#), Hinkley Point C (UK), noch im Bau, mit geschätzten Kostenüberschreitungen [von 28 Mrd. £](#) bei Gesamtkosten von 46 Mrd. £., wobei hier die weiteren Quersubventionen von EDF nicht transparent sind.

Für das neue Projekt Sizewell C (3,2 GW) berichtet die Financial Times von Kostenschätzungen von 60 bis 100 Milliarden Pfund, nochmals deutlich höher als die Kosten in Flamanville. (FT 3. 8. 2025)

Bei 60 Prozent Einmalvergütung – ein Betrag von 14.2 Milliarden Franken – würden die Kosten für neuen Atomstrom auf 9,5 Rp/kWh sinken. Das wäre dann der Preis für diese Bandenergie. Sie wäre a priori nicht wettbewerbsfähig, weil rund 50 bis 100 Prozent teurer als Solarstrom inkl. Batterien. Und sie könnte auch nicht ganzjährig vermarktet werden – die Auslastung von 90 Prozent bzw. die Laufzeit von 7884 h/a wäre eine reine Fiktion.

Der Vergleich der Kosten eines neuen Atomkraftwerks mit der PV-Anlage «Jura-Höhe» belegt die fehlende Wirtschaftlichkeit auch bezogen auf reinen Winterstrom.

Atomstrom erfordert im Ganzjahresvergleich mit 3,2 Rp/kWh doppelt so hohe Zuwendungen wie Solarstrom (1,6 Rp/kWh). Wird nur die Erzeugung von Winterstrom in Betracht gezogen, benötigt ein EPR während 35 Jahren 6,4 Rp/kWh aus dem Netzzuschlagsfonds, das ist 50 Prozent mehr als die 4,1 Rp/kWh für Agri-PV. Die Politik des Bundesrates, neue Kernkraftwerke zu postulieren, aber den günstigen Solarstrom schlechter zu entschädigen, ist ein Akt von Diskriminierung.

Neben den Kosten gibt es weitere Gründe, weshalb Atomkraftwerke ungeeignet sind:

Fehlende Flexibilität. Kernenergie ist nicht nur teuer, sondern unflexibel. Wegen hoher Kapitalkosten eignet sich die Technologie nicht als Ersatzkraftwerk oder zur Reservehaltung.

Fehlender Bedarf im Sommerhalbjahr. Im Sommerhalbjahr wird Atomstrom kaum zu vermarkten sein.

Fehlender Bedarf im Winterhalbjahr. Auch im Winterhalbjahr müsste man Atomstrom temporär abregeln, wenn die europäischen Strompreise bei starkem Wind bei null oder negativ notieren.

Billige Windenergie. Die Bundesnetzagentur erliess für Windstrom-Auktionen in Deutschland einen Höchstwert von 7,35 €/kWh. Die Frühjahrsauktion 2025 ergab einen mengengewichteten mittleren Zuschlagswert von 7,0 €/kWh [59]. Windenergie hat operative Kosten von rund 1 €/kWh. Deshalb bleibt sie am Netz, während die Kernenergie mit höheren variablen Kosten abgeregelt werden dürfte.

Fehlende Sektorkopplung. Versuche für Sektorkopplung bei Atomkraftwerken (Fernwärme) blieben in der Dimension stets bescheiden (100-200 GWh Wärme/Jahr). Dezentrale Photovoltaik und Windkraft eignen sich besser, um Überproduktion dezentral zu verwerten oder zu speichern.

Auslandabhängigkeit. Neue Kernkraftwerke sind punkto Erstellung, Brennstoffe und Aufbereitung der Brennstäbe stark vom Ausland abhängig. Sie würden die Versorgungssicherheit untergraben.

Risiko. Unfälle und Katastrophen durch Flugzeugabstürze, Erdbeben, Terror oder kriegsähnliche Ereignisse lassen sich nie ausschliessen. Die gesetzlich beschränkte Deckungssumme der Haftpflichtversicherung würde im Ernstfall nicht weit reichen.

Klumpenrisiko. Technische Ausfälle von Grosskraftwerken führen zu starken Disruptionen in der Stromversorgung. Bei den erneuerbaren Energien gehören Fluktuationen und Speicher zur Routine.

Überforderung des Netzzuschlagsfonds

Für ein neues AKLW Typ EPR würde sich der Investitionsbeitrag von 60% auf 14,2 Mrd. CHF belaufen, bei Gesamtkosten von 23,7 Mrd. CHF²⁰. Die Anhänger der Kernenergie möchten dies aus dem Netzzuschlag finanzieren, anstelle von erneuerbaren Energien [60]. Dieser Finanzbedarf würde die Möglichkeiten des Netzzuschlagsfonds allerdings sprengen; jährliche Einnahmen von 1 Mrd. CHF/Jahr, befristet bis 2035, erlauben keine Sowohl-als-auch-Strategie; zudem wäre die Rückkehr zur Monokultur *à la française* technologisch hoch riskant.

PV-Module werden zwar ebenfalls importiert, aber die Wertschöpfung findet gross-mehrheitlich bei uns statt. Ist das Solarpanel installiert, ist der «Brennstoff» (Sonnenlicht) lokal verfügbar.

PV-Anlagen benötigen zwar Investitionsbeiträge (CHF/kW), nicht aber Beiträge an die Bauverzinsung während der Bauzeit. Letztere beträgt 10 Tage bis 10 Wochen, nicht aber 10 bis 20 Jahre.

Beim Atomstrom wären auch nach Inbetriebnahme Dauersubventionen nötig; zu Kosten von 9,5 Rp/kWh liesse sich dieser nicht vermarkten.

²⁰ Die Kosten von 23,7 Mrd.€ wurden auf Basis 1 Euro = 1 CHF umgerechnet. Während der gesamten Bauzeit ab 2007 schwankte der Euro-Kurs zwischen CHF 0.92 und CHF 1.17

16. Der Streit um angemessene Stromerlöse

In der Schweiz müssen neue PV-Anlagen ab 100 kW Leistung ihren Strom direkt vermarkten. Dies geschieht über Abnahmeverträge oder am day-ahead-Markt zum Spotpreis.

Die Zunahme der Nullpreis-Phasen veranlasst viele Erzeuger, ihre Eigenproduktion zu speichern, mittels Batterien zu strukturieren und gezielt zu verkaufen (LEG «Nachbar-Strom»); die Verwendung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen nimmt zu. Der Verkauf an der Strombörse bleibt als Rückfallposition.

Auseinandersetzung um die Vergütungshöhe

Für Strom von kleineren Anlagen (bis 100 kW Leistung) mussten die Verteilnetzbetreiber bisher mindestens «die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität» vergüten. Der Referenz-Marktpreis galt als Minimalpreis; viele Netzbetreiber vergüteten zusätzlich die Herkunftsnachweise mit 1-2 Rp/kWh oder mehr.²¹

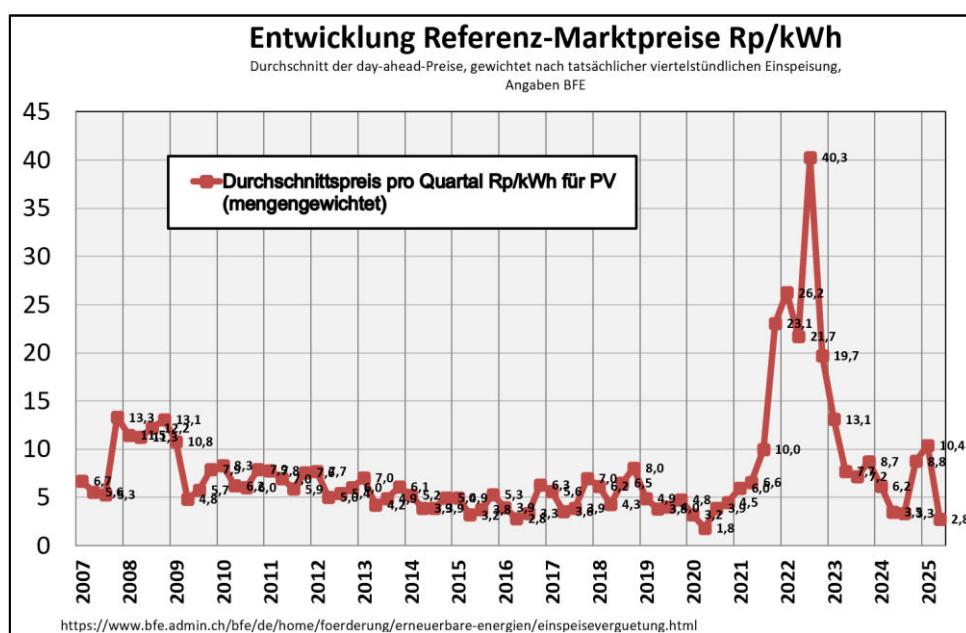


Abbildung 52 Referenz-Marktpreis als Basis der
Daten BFE

Vorübergehend stiegen die Preise am day-ahead-Markt stark an, als Russland ab April 2021 die Gaslieferungen kürzte und im Februar 2022 die Ukraine überfiel. Weil Gaskraftwerke oft die «letzte Einheit» liefern, die den Preis macht, verzehnfachten sich dadurch die Strompreise. Neue Solarstrom-Installationen erlebten einen Boom.

Ab 2023 fielen die Preise, bis im Sommer 2025 nur noch 2,75 Rp/kWh erreicht wurden, das gleiche Preisniveau wie vor 2021.

2026: Mindestpreise, LEGs, erweiterte ZEVs

Ab 2026 treten neue Mindestabnahmepreise für Kleinanlagen < 150 kW (Art. 15 Abs. 1^{bis}) in Kraft. Das revidierte Energiegesetz garantiert eine Mindestvergütung, zahlbar durch den Verteilnetzbetreiber. Die Minimalvergütungen haben sich an der «Amortisation über die Lebensdauer von Referenzanlagen»

²¹ Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windkraft- und Geothermieranlagen entspricht 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 Anlagen der jeweiligen Technologie.

zu orientieren.²² Angekündigt sind 6 Rp/kWh für Anlagen mit 30 kW Leistung, wobei für Anlagen mit Eigenverbrauch die Vergütungshöhe ab 30 kW auf 1,5 Rp/kWh absinkt (Bild) [61].

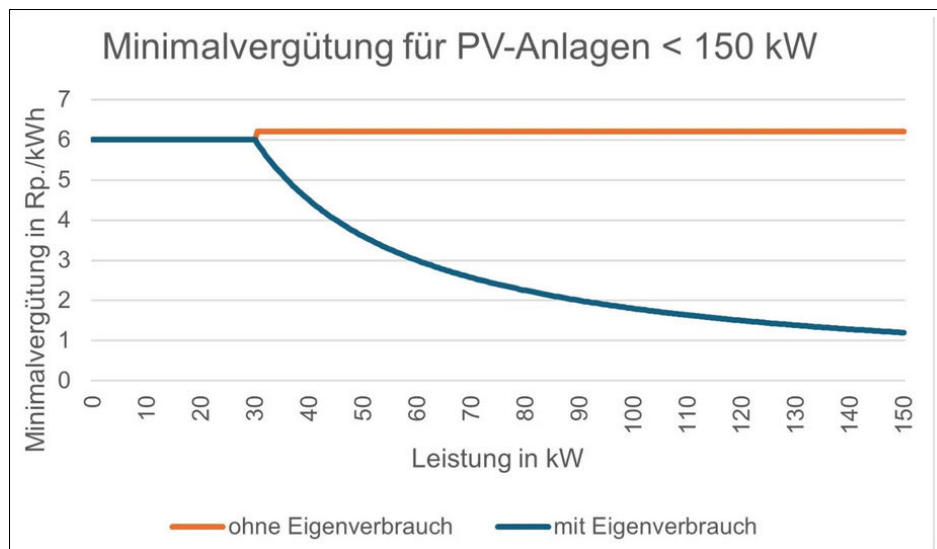


Abbildung 53 Mindestabnahmepreise mit und ohne Eigenverbrauch
Quelle Artikel 12 ENV

Flexibilisierung der Mindestabnahmepreise

Noch bevor die Abnahmepreise eingeführt sind, gibt es bereits neue Reformbestrebungen. Die Vergütungen sollen zeitgenau flexibilisiert werden, um Marktschwankungen besser Rechnung zu tragen. Mehr als 300'000 PV-Anlagen (< 150 kW) sollen aus der quartalfixen in ein zeitvariables Preisgefüge verschoben werden. Eine Pauschalabgeltung soll die Differenz zwischen Marktpreis und Amortisation ausgleichen.

Die logische Konsequenz wäre, dass auch unflexible Bandenergie von Atomkraftwerken ihre Preisgarantien verliert.²³ Wenn sich Bandenergie und erneuerbare Energien Marktanteile streitig machen, beschert dies beiden eine schlechtere Auslastung und Verluste.

LEG: Versorgungslösungen «von unten»

Ab 2026 tritt eine weitere Neuerung in Kraft, wonach sich Endverbraucher mit Erzeugern und Speicherbetreibern zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zusammenschliessen können, um dezentrale Kraftwerke gemeinsam zu bewirtschaften. Wenn dieser Strom auf derselben Netzebene gehandelt wird – in der Regel Netzebene 7, Lokalnetz –, erhalten sie einen Abschlag von maximal 60 Prozent auf dem Netznutzungstarif. Der Bundesrat hat diesen Abschlag allerdings auf 40 Prozent festgelegt, was die Rentabilität der Elektrizitätsgemeinschaften einschränkt.

²² Die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Der Bundesrat legt für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW Minimalvergütungen fest. Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer

²³ Die Preisgarantie zu Gestehungskosten erbringen die Partnerwerke (Kantone und Elektrizitätswerke) der Kernkraftwerke und überwälzen diese auf die gebundenen Kundinnen und Kunden.

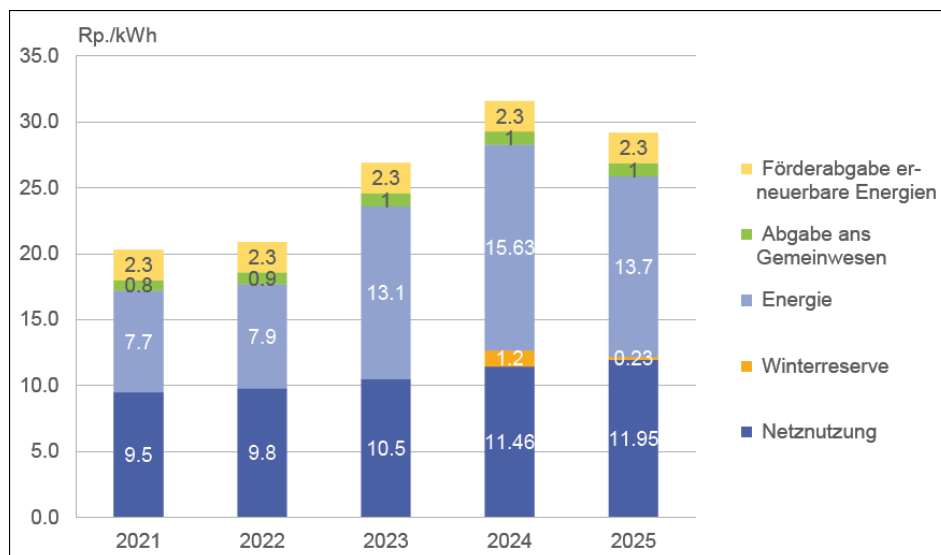


Abbildung 54 Entwicklung der Kostenbestandteile für einen mittleren Haushalt ohne Mehrwertsteuer (Konsumprofil H4).

Abbildung Elcom [62]

Interessant am neuen System sind nicht allein die 40% Abschlag von der Netzgebühr (entsprechend rund 5 Rp/kWh), sondern auch der Umstand, dass die bisher gebundenen Kundinnen und Kunden ihre Solarstromlieferanten von nun an erstmals selber wählen dürfen, um gemeinsame dezentrale Versorgungsstrukturen aufzubauen. Bisher waren sie zu 100% im Monopol der Verteilnetzbetreiber gefangen.

Die LEGs machen jenen Verteilnetzbetreibern einen Strich durch die Rechnung, die den Solarstrom sehr schlecht vergüten, schlechter als die hauseigene Stromerzeugung. Manche Verteilnetzbetreiber zahlten zeitweise weniger als 2 Rp/kWh, um ihn für ein Vielfaches weiterzuverkaufen.

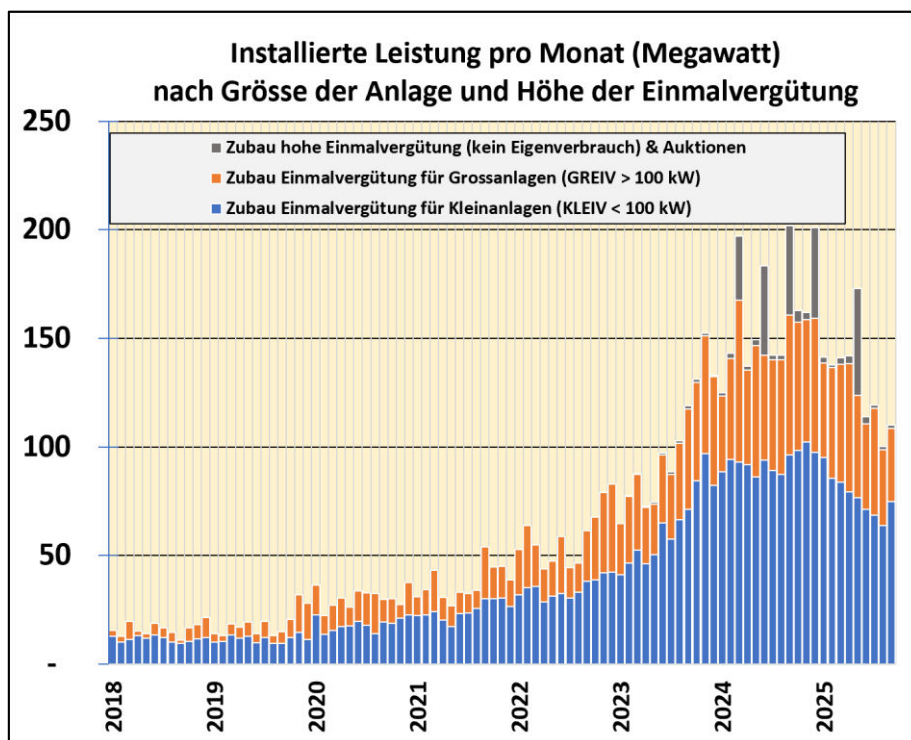


Abbildung 55 Entwicklung der monatlich neu installierten Leistungen

Eigene Grafik, Daten Pronovo, EIV-Cockpit

Verunsicherung über die Zukunft führt seit November 2024 zu einem Absinken der Neuinstallationen:

- Bei Kleinanlagen (< 100 kW) ist der Rückgang am stärksten.
- Einfamilienhäuser sind zahlenmässig das grösste Marktsegment. Hoher Eigenverbrauch ist eher die Ausnahme. Die Vermarktung via LEG kommt erst.
- Bei Grossanlagen (> 100 kW) ist der Rückgang weniger ausgeprägt. Das Kostenniveau liegt tiefer, Eigenverbrauch (ZEV), Vermarktung und Beschaffung mittels LEG bleiben attraktiv.

17. Integration und Netzdienlichkeit

Überall auf der Welt schreitet der Ausbau von Solarstrom und Windkraft voran. und überall entsteht zyklische Überproduktion, mit Rückwirkung auf die Preise.

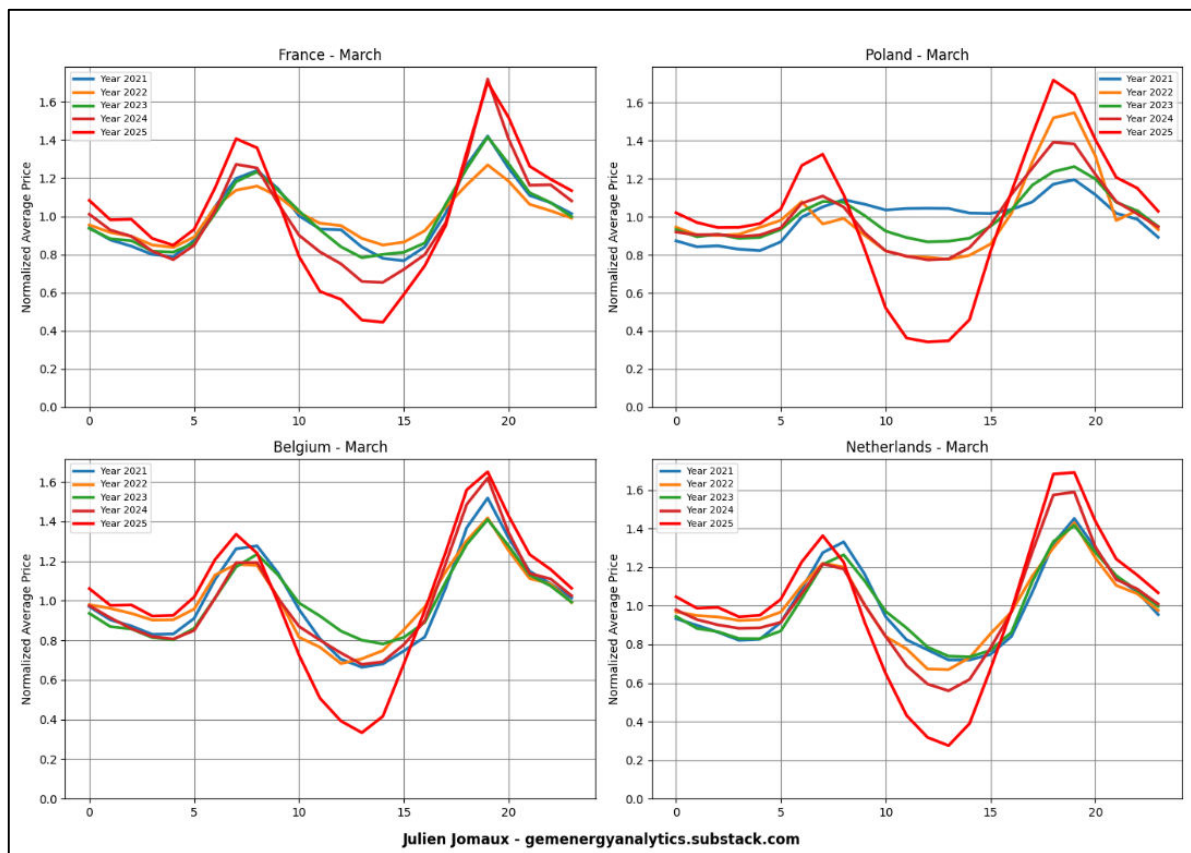


Abbildung 56 Intra-day Preisvolatilität in vier europäischen Ländern 2021-2025

Quelle: [Julien Jomaux: Entering Spring 2025](#), A quick update on the impact of solar in the EU at the start of spring

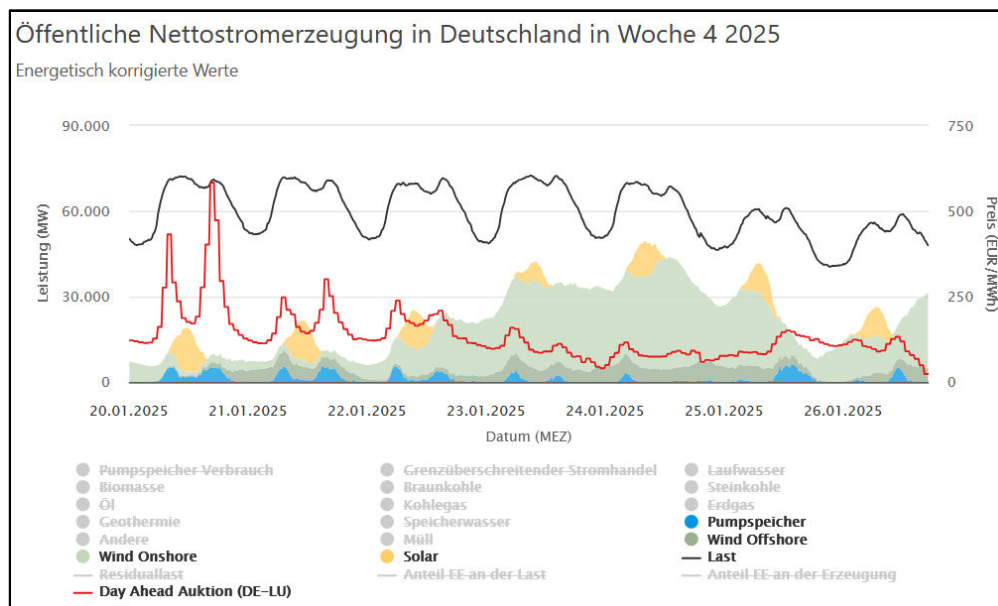


Abbildung 57 Preiswirkung der Windkraft in Deutschland: Beispiel vierte Januarwoche 2025

Quelle: Julien Jomaux [Impact of wind on market prices last week in Germany](#)

Bis zum Ukrainekrieg wurden Nullpreise oder negative Preise mehrheitlich im Winterhalbjahr beobachtet []. Der Ausbau der Photovoltaik hat dies verändert. Nun sinken die intra-day-Preise im Sommer

häufiger auf null als im Winter. Die Ausschläge von 9 Uhr bis 15 Uhr nehmen zu, was Konsumentinnen und Konsumenten mit Marktzugang finanziell entlastet hat.

Die Lastgänge der Windenergie sind weniger regelmässig. Zwei Drittel entfällt auf das Winterhalbjahr, wenn die Verbräuche höher sind. Eine Windschwäche wie im Bild (20./21. Januar 2025) kann die Preise an der Strombörse vorübergehend verfünffachen, um anschliessend wieder gegen null zu sinken (26./27. Januar 2025).

Einschränkungen bei der Strom-Durchleitung?

Am einfachsten können ungedeckte Lastspitzen mit Stromimporten oder aus Speicherkraftwerken aufgefangen werden, in der kurzen Frist (< 4h) auch mit Batterien. Je grösser der Perimeter des Strom-Binnenmarkts, desto grösser sind die Ausgleichs- und Glättungseffekte. Allerdings ist der Netzausbau noch lange nicht im nötigen Umfang vollzogen.

Umso mehr irritiert, dass die EU eine Reduktion ihrer Durchleitungsrechte für Drittstaaten ins Auge fasst. Dies würde zu erheblichen Einschränkungen für den Schweizer Stromhandel führen, was auch finanziell bedeutsam wäre.

Ohne Stromabkommen drohen «eine Gefährdung der Versorgung sowie beträchtliche wirtschaftliche Einbussen», schreibt die Branchenorganisation VSE [63]. Zwar tragen Netzausbau, neue Speicher und Demand-Side-Management zum Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage bei. Jede neue Einschränkung der Handlungsspielräume im internationalen Stromaustausch würde den Strom in der Schweiz verteuern.

Steigende Regulierungskosten

Ungleichgewichte am Strommarkt müssen von Swissgrid mit Regellenergie ausgeglichen werden. Die Kosten für Systemdienstleistungen verliefen rückläufig, bis der russische Gasboykott, der Ukraine-krieg und ein Wechsel des Abrechnungsverfahrens (2023) einen Anstieg verursachten, was die Elcom zur Einführung von Preisobergrenzen veranlasste²⁴ [64].

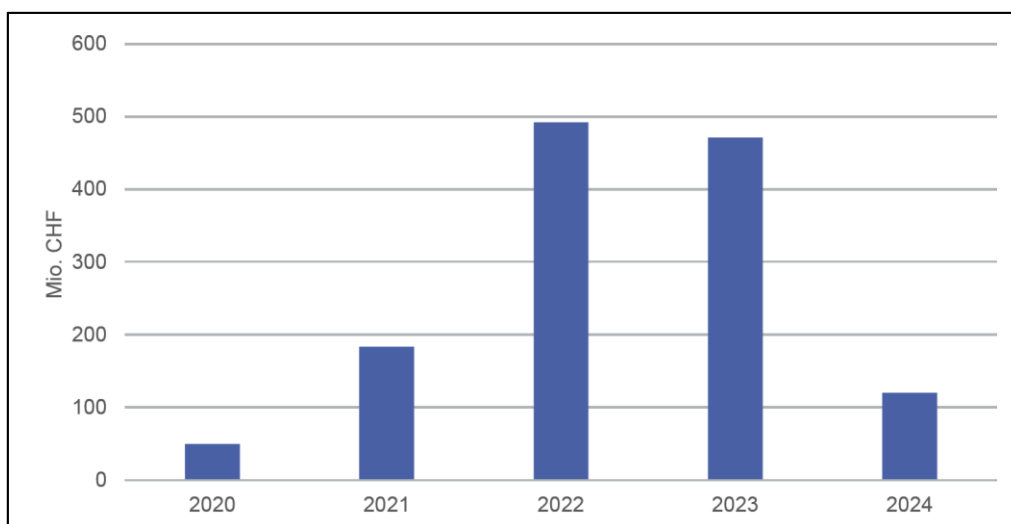


Abbildung 58 Kostenentwicklung Regelleistung von 2020 bis 2024

Daten Tätigkeitsbericht der ElCom 2024

²⁴ «Neben den Grosshandelsmärkten beobachtet die ElCom auch die Märkte für Systemdienstleistungen (SDL), etwa die Beschaffung von Regelleistung und Regelleistung durch Swissgrid. Dabei stellte sie fest, dass sich die seit Mitte 2022 – im Zusammenhang mit der Änderung des Beschaffungsprozesses durch die Einführung der Sekundärregel-Plattform PICASSO in der Schweiz – signifikant erhöhten Preise für Sekundärregelenergie (SRE) nicht fundamental begründen lassen. ...Als kurzfristige Korrekturmassnahme initiierte das Fachsekretariat eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis. Ein weiteres Problem ist die markante Zunahme von Fahrplanabweichungen bzw. Unausgeglichheiten der Bilanzgruppen, die zu hohen Regelleistungskosten und folglich zu umso höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen.» ElCom, Tätigkeitsbericht 2024, S. 6

Die Strommarktaufsicht des Bundes (Elcom) nun unter vereinfachten Annahmen nachgerechnet, was passiert wäre, wenn diese neue Methode nie eingesetzt worden wäre. Für den Zeitraum «zwischen Anfang Juli 2022 und Ende September 2025 resultiert eine Differenz von rund 241 Millionen Franken» [65] Die ElCom bemängelt, dass der Wettbewerb nicht spielt, lässt aber offen, ob Preisabsprachen unter den Branchenriesen Axpo, Alpiq und BKW stattgefunden haben.

Batterien für mehr Wettbewerb

Hausbatterien dienen bisher vorwiegend der Arbitrage (Lastverschiebung), vereinzelt auch als Notstromaggregat. Hauptziel ist die Steigerung des Eigenverbrauchs. In einem interaktiven System könnten Batterien aber mehr leisten: Systemdienstleistungen wie Bereitschaftsleistung, Spannungshaltung, Frequenzkontrolle werden von Swissgrid versteigert und können Zusatzeinnahmen generieren. Gleichzeitig liesse sich der Wettbewerb im Markt für Primär- und Sekundärreserve steigern und künstliche Preissteigerungen würden dank der Zunahme der Zahl der Anbieter erschwert.

Zehntausende neuer Batterien pro Jahr

2024 erreichte die Schweiz ein Batterie-Speichervolumen von 896 MWh (+47,5% zum Vorjahr). Dies entspricht zwar weniger als 1 Prozent eines Ganztagesbedarfs (157 GWh), aber etwa 5% der täglichen Solarstrom-Erzeugung (Jahresmittel). Die installierte Leistung lässt sich auf ca. 500 MW veranschlagen.

Batteriespeicher verzeichneten seit 2015 einen Preisrückgang von 85 Prozent [66]. Europa hinkt beim Ausbau hinterher. Lange genügten Speicherkraftwerke mit Wasserkraft. Doch das ändert sich. Nur 2 Prozent der Batteriespeicherleistung in der Schweiz befinden sich bisher in Anlagen >100 kWh [67]. Grosse Batterien erreichen hohe Wirkungsgrade (>85-95%), und kosten weniger. In Kalifornien decken Batterien bereits >10 Prozent des Endverbrauchs pro Tag.

Speicherseen für Versorgungssicherheit und Integration von erneuerbaren Energien

Grosse Stauseen verleihen der Schweiz eine Sonderstellung. Werden diese Speicher ausgebaut, wachsen die Möglichkeiten im Stromhandel und Versorgungssicherheit im gleichen Zug. Unter diesen Bedingungen scheint das gesetzliche Importmaximum etwas fragwürdig, denn es könnte den Ausbau der Speicher erschweren und ist zu wenig auf die Integration von erneuerbaren Energien abgestimmt.

Spezielle Importkontingente für Pumpspeicherwerke?

Stromimporte, die die Reichweite und die Verfügbarkeit der inländischen Energiereserven erhöhen, sollten dem Winterkontingent nicht angerechnet werden. Sie ermöglichen die Bewirtschaftung von kostengünstiger Überproduktion und erhöhen die Reichweite der Stauseen, sind damit Teil der Lösung und nicht als Teil eines Problems.

Speicherpumpen für die Pumpspeicherwerke verbrauchen im Winterhalbjahr knapp 2 TWh (Okt.-März, langjähriges Mittel). Die damit veredelte Strommenge beläuft sich (Wirkungsgrad von 80%) auf ca. 8 TWh und ist gleich gross wie die Reichweite der Saisonspeicher. Strom-Überschüsse aus dem Ausland könnten die Reichweite der Energiereserven um den Faktor 1,5 bis 2 vergrössern. Das wäre aus versorgungspolitischer Sicht zumindest ernsthaft einmal zu prüfen.

Mit der besseren Aufnahmefähigkeit der Stauseen steigen Flexibilität und Versorgungssicherheit im Inland. Auslandintegration und Inlandpufferung gehen Hand in Hand.

18. Verteilnetzbetreiber als Systembetreiber

Die Elektrizitätswirtschaft steckt mitten in ihrer grössten Transformation. Am Ende steht ein diversifiziertes, dezentralisiertes und digitalisiertes Versorgungssystem mit vielen unterschiedlichen Akteuren.

Etappen der Transformation im Elektrizitätssektor			
Zeitepoche	Entstehung 1880–2000	Fegefeuer 2000–2030	Wiedergeburt 2030–
Marktmodell	Monopol 100% geplante Versorgung mit Überwälzung aller Kosten via Tarif	Wettbewerb ab 2008 Zulassung dezentraler Stromerzeugung / Speicher/ Microgrids	Integrierter Strombinnenmarkt mit lokalen Versorgungsklustern Kostengünstige, nicht planbare Versorgung
Kraftwerksbestand	Thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke werden im Voraus geplant.	Grosskraftwerke verlieren Marktanteile gegenüber kostengünstigerer Solar- und Windenergie.	Solar- und Windenergie sind reichlich vorhanden und lassen sich nicht planen.
Speicherung	Wenig Speichermöglichkeiten: Pumpspeicherwerke und Speicherkraftwerke mit natürlichem Wasserzufluss je nach Topographie. Thermische Kraftwerke gleichen den Bedarf durch exakte Nachfragesteuerung aus.	Aufstieg der Batterien ab 2015 10-mal mehr Ausgleichsleistung als thermische Kraftwerke jemals hatten.	Reichlich vorhandene Ausgleichsspeicher Batterien gleichen Angebot und Nachfrage auf allen Spannungsebenen (zentral und dezentral) aus. Speicherkraftwerke, Pumpspeicherwerke und Biomethan-Kraftwerke als Backup für Dunkelflauten
Netzstruktur	Kupferplatte abgestimmt auf Grosskraftwerke, wenig Stromhandel, Demarkationslinien zwischen unterschiedlichen Versorgungsgebieten	Netzüberlastung in Verteilnetzen, Wartelisten. Defensive Netzbetreiber: Verweigerung und Verzögerung von Netzausbau und Netzanschlüssen zwecks Abschottung der hauseigenen Produktion; Konzentrierter grenzüberschreitender Netzausbau unterstützt mit EU-Mitteln	Optimierte Netznutzung Raumzeitliche Preisgestaltung für jeden Netzknoten Netzauslastung beeinflusst Bewirtschaftung der Batterien.
Netztarife	Feste Tarife, als ob Zeit und Ort keine Rolle spielen würden.	Fragmentierung der Tarifstrukturen	Dynamische (zeitgebundene, auf Auslastung abgestimmte) Tarife für alle
Verantwortung für Versorgungssicherheit	Zentralisierte Planung	Verwirrung. Solar- und Windenergie liefern sich physikalisch gegenseitiges Backup je nach Saison, unterstützt von unterschiedlichen Backup-Technologien	Peer-to-Peer-Zusammenarbeit Open-Source-Algorithmen sorgen für optimale und faire Preise. Alle Marktteilnehmer nutzen ihre eigene Flexibilität,
Akteure der Elektrizitätswirtschaft	Wenige Kraftwerke, eine Behörde und dennoch sehr komplex. Passive Verbraucher: Vorhersehbar und unflexibel.	Erwachende Verbraucher, Verbraucher erhalten Macht: PV, Batterien, PV, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen	Aktive Prosumenten Autonom, selbstständig, flexibel und in der Lage, Entscheidungen zu treffen oder zu automatisieren.

Abbildung 59 Etappen der Transformation im Stromsektor

Quelle: eigene Grafik

Ziel sollte es sein, möglichst das ganze Potenzial an erneuerbaren Energien unter ökonomischen Gesichtspunkten einer Verwendung zuzuführen. Das schliesst ein, dass fluktuierende Produktion einige Stunden pro Jahr abgeregelt wird, denn ein Netzausbau bis zur letzten Kilowattstunde macht ökonomisch wenig Sinn.

Um Abregelungen zu vermeiden, wird man Strom vermehrt speichern oder dezentral günstig vermarkten (ZEV, LEG). Tiefe Preise eröffnen neue Verwertungsmöglichkeiten.

Nicht selten beklagen sich Verteilnetzbetreiber. Sie müssten viele neue Anlagen ans Netz anschliessen, was Netzbetrieb und Spannungshaltung herausfordere. Verteilnetzbetreiber sind aber mitverantwortlich für Engpässe im Netz und für fehlende Steuerung:

- Die Tarife für gebundene Kundinnen und Kunden werden in teure Tag- und günstige Nachttarife eingestuft. Damit werden falsche Knappheitssignale verbreitet.
- Nicht die Absorption von solaren Produktionsspitzen, sondern die Bandenergie aus Atomkraftwerken wird bevorzugt.
- In manchen Versorgungsgebieten sorgen Rundsteuerungssignale dafür, dass Haushalte nicht einmal ihre eigene Solarproduktion in den Mittagsstunden verbrauchen dürfen. Wärmepumpen und Boiler werden automatisch abgeregelt, um vermeintliche Überlastungen der Verteilnetze zu verhindern. Dies senkt die Auslastung und die Wirtschaftlichkeit von Solarstromanlagen und strapaziert die Verteilnetze [68].
- Die Installation von intelligenten Stromzählern ist dringend. Allerdings ist unklar, was «Intelligenz» alles beinhalten soll.
- Manche Verteilnetzbetreiber tun sich schwer mit der Öffnung des Strommarktes. Hohe Gewinnmargen sind mit den eignen Kraftwerken sind ihnen wichtiger als Systemeffizienz.

Das Ziel: volle Transparenz und Steuerung in Echtzeit

In der neuen Energiewelt sind interaktive Systeme gefragt: Verbräuche und Speicher müssen in Echtzeit gesteuert und bewirtschaftet werden. Verteilnetzbetreiber müssen Systembetreiber werden. Sie müssen die Netzanschlüsse mit geeigneten Algorithmen verknüpfen, damit die richtigen Signale erteilt werden: Wann ist der beste Zeitpunkt für Verbrauch, Export, Import, Speicherung von Energie?

Der Kanton Basel-Stadt hat vor, Einrichtungs- und Automatisierungsprozesse, die für ZEVs und LEGs²⁵ erforderlich sind, als Teil einer «Solaroffensive» mit obligatorischer Dachnutzung finanziell zu fördern [69]. Wenn damit Netzausbaukosten gespart werden, ist dies sinnvoll. Es geht darum, in Echtzeit zu steuern, um das ganze Potenzial an Flexibilität auszuschöpfen.

Dekarbonisierung, Klimaanlage und Rechenzentren werden den Stromverbrauch tendenziell erhöhen. Werden die Netze besser ausgelastet, kann dies zu einer Absenkung der Gebühren führen. Ein wichtiger Schlüssel zur Dämpfung der Volatilität ist der Einbau von Batterien. Werden diese netzdienlich betrieben, treten Engpässe im Netz seltener auf. Batterien müssen dazu am richtigen Ort erstellt werden.

Verteilnetzbetreiber sollten die Auslastung der Netze transparent machen und mit zeitabhängigen Tarifen den Einsatz optimieren. Witterung und Preise an der Strombörse müsste man einbeziehen.

Verteilnetzbetreiber sollten alle 15 Minuten die prognostizierte Verfügbarkeit der Netze und die Tarife über die nächsten 24 Stunden vorausschauend kommunizieren. So erhalten alle Partner im Netz Informationen, wann der richtige Zeitpunkt ist, Speicher zu laden, zu entladen oder den flexiblen Teil ihrer Anlagen zeitoptimiert einzusetzen.

Haushalte und Firmen sollen ihre Stromflüsse auch selbst optimieren dürfen. Dezentrale Wasserboiler, Wärmepumpen, Kühlanlagen, Elektrofahrzeuge können als Puffer dienen für das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch.

Endverbraucher müssen dafür die Möglichkeit erhalten, in Echtzeit auf Daten und Tarife zuzugreifen, um ihre Anlagen zu programmieren. Tarife allein lösen das Problem nicht. Es geht um neue Technologie, um Digitalisierung und um automatisierte Prozesse.

19. Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist kostenminimal, zweckdienlich und stärkt die Versorgungssicherheit. Eine saubere, kostengünstige und unabhängige Energieversorgung liegt in Reichweite. Die Elektrifizierung entlastet Konsumentinnen und Konsumenten. Importe für Uran, Erdgas, Erdölprodukte und Kohle entfallen. Sie belasten die Wirtschaft jährlich in Milliardenhöhe: im Jahr 2024 mit Ausgaben von 8,2 Mrd. CHF [70]. Auch die Kosten für die Nachrüstung alter Atomkraftwerke und ihre unversicherten Risiken verschwinden nach und nach.

²⁵ ZEV = Zusammenschlüsse für Eigenverbrauch, LEG = lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nehmen die Witterungszyklen und Phasen mit Nullpreisen zu. Überproduktion ist in der neuen Energiewelt eine Realität, aber bei den immer günstigeren Batteriespeichern ist ein exponentielles Wachstum im Gang, das neue Lösungen eröffnet.

Nullpreise für Energie kompensieren die Belastung durch den Netzzuschlag (2,3 Rp/kWh). Letzterer dient nicht mehr der «Förderung» – erneuerbare Energien sind inzwischen kostenminimal –, sondern der finanziellen Absicherung neuer Kapazitäten. Und der Wegfall der Importenergieträger liefert eine weitere Kostenentlastung. Der Pfad Richtung Netto-Null verspricht ein echtes Payback.

Optimierung Wasserkraft

Der Ausbau der Photovoltaik verkürzt die Wintersaison; auch Batterien werden die alpinen Saisonspeicher entlasten. Die zyklische Überproduktion von Windenergie in Europa verspricht neues Geschäftspotenzial. Sie kann einen Beitrag für die Versorgungssicherheit im Inland leisten, wenn Speicherseen wie ein Schwamm Strom-Überschüsse aufnehmen und auslassen können.

Batteriespeicher verbreiten sich in hohem Tempo und viele Funktionen scheinen auf kurze Frist effizienter, schneller und kostengünstiger als die Leistung der traditionellen Speicher- und Pumpspeicherkwerke. Dies zwingt die Betreiber der Wasserkraft zu einer Neupositionierung. In der mittel- und langfristigen Lieferung von abrufbarer Leistung (wenige Stunden bis mehrere Tage) bleibt die Wasserkraft unschlagbar günstig, ebenso in der Aufnahme von Energie über längere Frist, zum Beispiel an Wochenenden mit wenig Bedarf.

Handlungsoptionen für die Wasserkraft sind:

- Weitere Leistungserhöhungen mit Fokus auf bidirektionalen Betrieb zur Beherrschung von Dunkelflauten
 - Verknüpfung von Saisonspeichern zwecks Mehrstunden- und Mehrtages-Lieferung (> 4 h Lieferzeit)
 - Verschiebung der Spitzenproduktion in Umwälzwerke mit häufig wiederkehrenden Zyklen
 - Überführung von Spitzenlastkraftwerken in Mittellastbetrieb,
 - Entlastung der Fließgewässer, Reduktion der Sanierungskosten und der Schäden von «Schwall und Sunk»
- Bidirektionale Bewirtschaftung auf Basis meteorologischer Datenmodelle
- Kalibrierung der Stromexporte auf Basis des Reichweitenbedarfs für die Winterreserve
- Finanzielle Absicherung des Leistungsausbaus via Netzgebühr/Systemdienstleistung (analog fossile Winterreserve)
- Modifikation der Importlimitierung (Art. 2 Absatz 3 Energiegesetz), Abzug des Speicherpumpenverbrauchs und der Netto-Erhöhung der Winterreserve durch Stromimporten zwischen November und Februar.
- Anschluss an das europäische Hochspannungs- und Gleichstromnetz

Die Politik sollte sich von der Vorstellung lösen, dass europaweit eine Winterlücke besteht. Erneuerbare Energien fluktuieren rund um die Uhr, 365 Tage im Jahr. Winterflauten dauern einige Stunden bis wenige Tage, in seltenen Fällen länger. Entsprechend sind Spielregeln, Reserven, Netze und Notvorräte auszulegen und zu bewirtschaften.

Für die Stromdrehscheibe Schweiz entstehen neue, rentable Geschäftsmodelle im Aussenhandel. Als Nebeneffekt verbessert die erfolgreiche Integration in Europa auch die Versorgungssicherheit im Inland.

Mehr Winterstrom aus Sonnen- und Windkraft

Geht es um zusätzlichen Winterstrom, liefern Windenergie, Photovoltaik und Batterien die Antworten auf die kommenden Herausforderungen. PV-Anlagen für den Eigenverbrauch und Agri-PV-Anlagen oberhalb der Nebeldecke belasten den Netzzuschlagsfonds am geringsten.

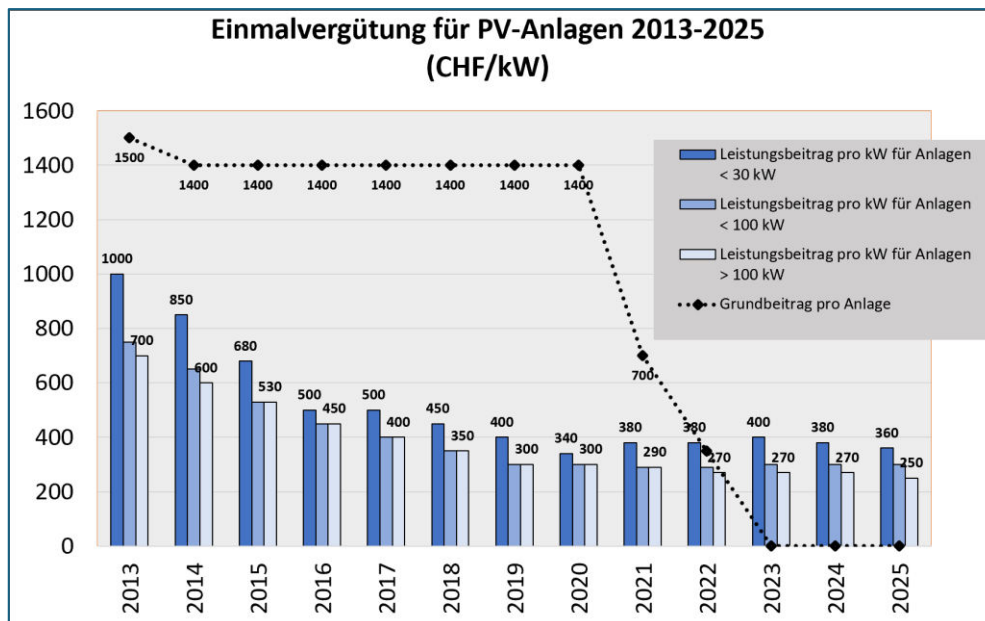


Abbildung 60 Einmalvergütung PV-Anlagen seit 2013

Daten EnFV

Die Leistungen aus dem Netzzuschlag kannten bisher nur eine Richtung: nach unten. Im Zuge der Verbilligung der Solarmodule wurden die Leistungen mehr als halbiert, die Grundbeiträge sind ganz verschwunden.

Inzwischen sinken die Strompreise. Das trifft insbesondere kleine PV-Anlagen ohne ZEV. Aufgabe des Bundesamtes für Energie muss sein, den gesetzlichen Ausbaupfad ohne Markteinbrüche zu meistern. Die Leistungen müssen entsprechend austariert und ggf. auch erhöht werden. Es ist ökonomisch unsinnig, die kostengünstigste Technologie zu bremsen, um danach auf teurere erneuerbare Energien umzusteigen oder gar mit Kernenergie zu liebäugeln, die den Netzzuschlag völlig überfordern und alle sauberen Techniken ausbremsen würde.

Die spezifischen Vorschläge für mehr Winterstrom finden sich in Abschnitt 12. Angesichts des rückläufigen Ausbau-Tempos der Photovoltaik wären folgende weiteren Massnahmen wichtig:

- Auktionen für gleitende Marktprämie mit saisonaler Differenzierung:
- Anhebung des Gebotsmaximums der gleitenden Marktprämie
- Fassadenprogramme mit definierten Ausbauzielen, Fallstudien und Verstärkung der Ausbildung
- Automatisierter Anstieg der Einmalvergütung bei gefährdeter Zielerfüllung.
- LEG: gesetzlicher Spielraum sollte ausgeschöpft werden, bis der Zielpfad erreicht wird: 60% Abschlag von der Netzgebühr wie im Energiegesetz
- Abnahmepreise, die die gesetzlich vorgesehene Amortisation auch bei geringem Eigenverbrauch ermöglichen.
- Entlastung der Verteilnetzbetreiber von der Zahlungspflicht für Kleinanlagen, Deckung aus dem Netzzuschlagsfonds
- Prüfung einer einmaligen «Netzdienstlichkeitsprämie» für interaktive Steuerungen für ZEVs und LEGs.
- Digitalisierung und Offenlegung der Netzbelastung in allen Netzabschnitten in *real time*.
- Wiederkehrende Auktionen für dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen in Ortsnetzen;
- Vorrang für neue Partnerschaften im Versorgungsgebiet (PV, Batterien, Schwarmpeicher) zwecks Entlastung der oberliegenden Netze.

Mehr Winterstrom mit neuen Partnerschaften

Die Berggebiete der Schweiz werden vom Bund in allen Infrastrukturbereichen finanziell unterstützt (Strassenbau, öffentlicher Verkehr, Waldwirtschaft, Schutzwälder, Katastrophenvorsorge usw.). Angesichts der Klimakrise sollte man neue PV-Partnerschaften entwickeln, wie sie bei der Wasserkraft mehr als 100 Jahre Bestand hatten, um neue Standorte an Höhenlagen zu ermöglichen.

Windenergie

Windenergie wird unterschätzt, steht aber vor einem Wachstumsschub. Die Bewilligungsverfahren werden nun beschleunigt.

Widerstand kommt selten aus den Standort-Gemeinden, sondern ist auf Desinformation und organisierte Obstruktion finanzstarker Familien aus dem Dunstkreis der Blackout-Volksinitiative zurückzuführen, oft getragen von pro Atom-Gruppierungen, die sich als Umweltorganisationen ausgeben.

Vom Bundesrat und vom Parlament sollte ein klares Bekenntnis kommen:

- Mindestens 1000 Windkraftanlagen bis 2040
- Finanzielle Honorierung der Standortgemeinden analog Wasserkraft (1 Rp/kWh Wasserzins)
- Beteiligungsmöglichkeiten für Anwohnende
- Abgabe von Gratisstrom während Perioden mit Überproduktion
- Ökologisches Monitoring

Auch bei der Windenergie sollten die Leistungen bei Bedarf erhöht werden, solange sie weniger Kosten als Strom aus nichterneuerbaren Energien.

Effizienz

Schliesslich gibt es ungenutzte Effizienzpotenziale. Um mehr Strom für das Winterhalbjahr freizumachen, sollten Restlaufzeiten für Elektro-Widerstandsheizungen eingeführt werden, die mehr als 100 Stunden pro Jahr in Betrieb stehen.

Die wettbewerblichen Ausschreibungen für Energieeffizienz wären zu stärken und zu verlängern. Viele Elektrizitätsversorgungsunternehmen kommen ihrer Pflicht nicht nach, eigene Effizienzprogramme auf die Beine zu stellen. Sie werden nach heutigem Recht nicht sanktioniert. Den Ausgaben für solche Programme stehen messbare Ersparnisse gegenüber. Sie schonen das Portemonnaie.

Massnahme	Zielerreichung	Zusatz-Potenzial Winterhalbjahr
PV im Unterland	2035	6 TWh
Agri-PV Fokus Winterstrom	2045	2-4 TWh
Windenergie	2045	6,5 TWh
Wiederbefüllung Saisonspeicher und neue Pumpspeicherwerke	2045	4 TWh
Sanierung Elektro-Widerstandsheizungen	2040	3 TWh
Total	2045	23 TWh

Abbildung 61 Übersicht Zielbeiträge bis 2045 (ohne Wasserkraft)

Eigene Darstellung

20. Abkürzungen und Quellenangaben

BFE Bundesamt für Energie

LEG lokale Elektrizitätsgemeinschaften

PBO-24 Preisbeobachtungsstudie 2024, (erschienen Juli 2025)

PV Photovoltaik

TWh Terawattstunden (1 TWh = 1 Milliarde kWh)

Uvek Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

vZEV virtueller Zusammenschluss für Eigenverbrauch

ZEV Zusammenschlüsse für den Eigenverbrauch

-
- 1 Bundesamt für Energie: Gesamtenergiestatistik 2024, Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024,
 - 2 Pronovo-Cockpit, Anmeldungen für Einmalvergütungen
 - 3 Bundesamt für Energie: BFE: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#) ; Swiss energy charts, [Link](#)
 - 4 Angaben Bundesamt für Statistik [Link](#) , seco [Link](#)
 - 5 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Seite 14
 - 6 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Seite 31
 - 7 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2025, Tab. 32
 - 8 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 9 Bundesamt für Energie: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz mit Zentralen ≥ 300 kW, Ausgabe 2025
 - 10 Tätigkeitsbericht Elcom 2024
 - 11 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 12 SCCER CREST: Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit, White Paper, Bettina Betz et al. (2016)
 - 13 Bundesnetzagentur: Netzengpassmanagement 2024, [Volumen und Kosten gesunken](#); Bruno Burger: Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2024 (Seite 43), Hrsg. Fraunhofer ISE, [www.energy-charts.info](#)
 - 14 Ember: [European Electricity Review 2025](#)
 - 15 Victoria Cuming: Quest for the Missing Money Problem, BNEF Talk 2019, <https://vimeo.com/368047546>;
 - 16 TRUTNEVYTE, Evelina et al.: Renewable Energy Outlook for Switzerland, Geneva 2024, p. 7 [Link](#)
 - 17 <https://sweet-cross.ch/results/> SWEET Swiss Energy research for the energy transition
 - 18 TRUTNEVYTE, Evelina et al. Renewable Energy Outlook for Switzerland, 2024 <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:172640>
 - 19 Quelle: Swiss Energy Charts, provisorische Daten
 - 20 Schweizerisch Gesamtenergiestatistik, Tabelle 32b, Sonnenenergie
 - 21 Swissolar: Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden, Zürich, 20. August 2020
 - 22 BFE: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 23 EnergieSchweiz/Basler & Hofmann: «Studie Winterstrom Schweiz» - Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Schlussbericht, 14. August 2019
 - 24 Le Quotidien jurassien, 28.8.2025, «Le directeur d'AgriJura, François Monin, a pris la parole en fin de séance pour rappeler qu'AgriJura avait une position défavorable sur ce type de projets en zone agricole, «parce que cela crée un précédent, et parce que notre rôle est de protéger les terres agricoles, qui ont tendance à disparaître de plus en plus», même s'il a reconnu que le projet en question était «plutôt bien mené».
 - 25 Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK): Erläuternder Bericht zur Revision vom November 2025 der Energieverordnung, Seite 3
 - 26 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) [Link](#)
 - 27 Pronovo: Auktions-Cockpit Photovoltaik 2025 / Runde 1 [Link](#) ; Bundesamt für Energie (Hrsg.) Planair: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2024 Abschlussbericht, 10 Juli 2025 [Link](#)
 - 28 Bundesamt für Energie: «Studie Winterstrom Schweiz»: Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Schlussbericht, 14. August 2019, erstellt von Christoph Bucher, Roman Schwarz (Basler & Hoffmann), Seite 26
 - 29 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 30 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 31 Annellen Kahl: Wintersonne für die Versorgungssicherheit, Elektrosuisse Bulletin 10/2019; Häberlin H. (2012): Wie mit PV-Strom durch den Winter? – in: Elektrotechnik 1/2012, Seiten 44-49 [Link](#)
 - 32 Tätigkeitsbericht EICom 2024, Seite 16

-
- 33 Pronovo-Cockpit, Anmeldungen für Einmalvergütungen [Link](#)
- 34 Bundesamt für Energie: [WACC – kalkulatorischer Zinssatz](#)
- 35 Pronovo: Cockpit Auktionen [Link](#)
- 36 <https://www.huasunsolar.com/news/up-to-100-bifaciality-huasun-s-kunlun-series-hjt-modules-achieve-exceptional-power-in-vertical-pv-applications.html>
- 37 Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 18.0 (June 2025) [Link](#)
- 38 Bundesamt für Statistik, Berggemeinden der Schweiz [Link](#)
- 39 Siehe dazu die Pachtzinsverordnung [Link](#) und die Angaben im Eidg. Agrarbericht [Link](#)
- 40 Rudolf Rechsteiner: die Energiewende im Wartesaal, Zürich 2021, Seite 81
- 41 Marc Guénat: Opaque, l'anti-éolien est couvert par l'OFEV, Le Temps 9.4.2025
- 42 Lionel Perret (Suisse Éole): Neue Ambitionen für 2035, Nationale Windenergietagung vom 27. August 2025
- 43 Hannes Weigt et al.: Der Weg zu einem erneuerbaren Schweizer Stromsystem: Aussichten, Herausforderungen und Empfehlungen, *CoSi Focus Report 1, Integration Erneuerbarer Energien*
- 44 Renewable Energy Outlook II for Switzerland, ETH Zürich (Hrsg.) 2025 <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000735887>
- 45 Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft; Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (13. Juni 2025)
- Energiestrategie 2050, „Unterstützung Grosswasserkraft“ Vorschlag des BFE in Umsetzung eines Auftrags der UREK-S, Entwurf vom 17. August 2015 [Link](#)
- 46 Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz, Mitteilung Nr. 46, Eidg. Amt für Wasserwirtschaft, Bern 1972
- 47 Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century, conference paper (1999) [Link](#)
- 48 Axpo: Pumpspeicherwerk Limmern, Batterie in den Bergen, [Link](#)
- 49 Conenergy consult GmbH (et al.) Ökonomische Analyse der technologischen Optionen zur Besicherung der Stromversorgung in Zeiten der Dunkelflauten in Deutschland bis 2038, Hrsg. Klimaunion, 2025 [Link](#)
- 50 <https://www.strom.ch/de/schwerpunkte/erneuerbare-energien-das-sind-die-ausbauprojekte#schweiz>
- 51 Watson: Dieses Kraftwerk mit der Leistung eines AKW Gösgen könnte sofort gebaut werden [Link](#)
- 52 Ausbauplan Stromnetze Deutschland (Quelle: 50 Hertz et al.: Langfristanalyse 2030 (V2022) [Link](#)
- 53 Cour des Comptes : [La Filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants](#), Rapport de suites, Rapport public thématique Évaluation de politique publique, janvier 2025
- 54 Daten Energy-charts.info, [link](#)
- 55 <https://www.latribune.fr/climat/energie-environnement/nucleaire-edf-prolonge-l-arret-de-l-epr-de-flamanville-1028717.html>
- 56 Paul Graham, Jenny Hayward, James Foster: GenCost 2024-25, Final report, Hrsg. Csiro, Australia's National Science Agency, July 2025.
- 57 US Department of Energy: [End-of-Life Management for Solar Photovoltaics](#)
- 58 Kernkraftwerk Leibstadt AG, Jahresbericht 2024, Seite 11
- 59 Bundesnetzagentur: [Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land](#)
- 60 NZZ 24.08.2024
- 61 Medienmitteilung vom 24.11.2024 Bundesrat setzt erstes Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft [Link](#) sowie Faktenblatt dazu [Link](#)
- 62 ElCom Tätigkeitsbericht 2024 Seite 16
- 63 Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): [Stromabkommen](#) (abgerufen August 2025)
- 64 ElCom Tätigkeitsbericht 2020, Seite 19
- 65 Jürg Meier: Die grossen Stromhändler verdienen sich mit der Stabilisierung des Schweizer Stromnetzes eine goldene Nase, NZZ am Sonntag 11.10.2025 [Link](#)
- 66 Ember: Global Electricity Review 2025. Seite 28
- 67 Bundesamt für Energie: Statistik Sonnenenergie, Referenzjahr 2024, Seite 11
- 68 Konkret beobachtet wurde dies im Versorgungsgebiet der Primeo in Oberwil (BL). Aber es ist nur ein Beispiel von vielen.
- 69 Ratschlag zur Förderung des Ausbaus der Photovoltaik-Infrastruktur an Gebäuden im Kanton Basel-Stadt («Solaroffensive») Nr. 25.0921.01, Regierungsratsbeschluss vom 24. Juni 2025, [Link](#)
- 70 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024, Tabelle 41