

Faktenblatt zur Schweizer Photovoltaik

Datum 23. März 2026
Autor Zürich, Swissolar, Neugasse
Version V1

Inhalt

1	PV liefert Winterstrom: Aktuell 60 % des Importbedarfs, im Winter 2030/2031 bereits 100 %.....	2
2	Stromhandel: Die Schweiz exportiert im Winter und profitiert vom europäischen Strommarkt.....	3
3	Energieimport: Die grosse Abhängigkeit bei Öl und Gas	4
4	Eigenverbrauch senkt mit richtigen Anreizen System- und Netzkosten	5
5	Netzkosten im neuen Energiesystem: sie müssen nicht steigen	6

1 PV liefert Winterstrom: Aktuell 60 % des Importbedarfs, im Winter 2030/2031 bereits 100 %

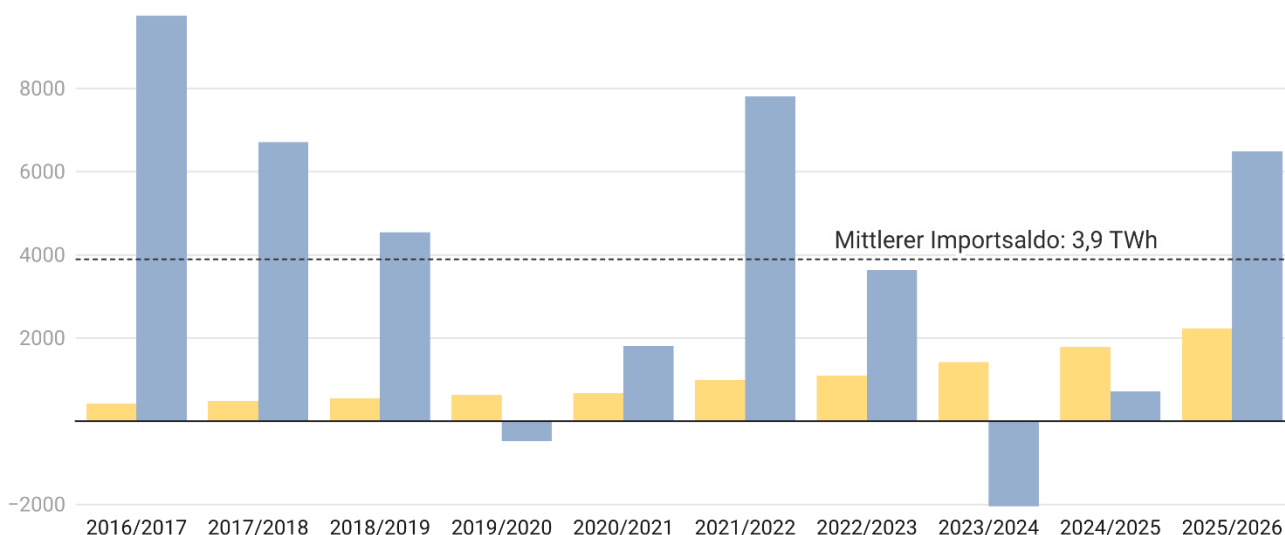
Im Winter 2025/26 lieferte Schweizer PV 2,3 TWh – 60 % des durchschnittlichen Importbedarfs. Ohne PV wäre der Import um 2,5 TWh höher gewesen. PV ist die einzige Technologie mit stark steigender Winterproduktion (+0,3 TWh/Jahr). Bis 2030/31 könnte PV beim aktuellen Wachstum den langjährigen mittleren Winterimport decken (3,8 TWh), bis 2033/34 sogar stillgelegte KKW ersetzen. Flexible Wasserkraft bleibt wichtig.

Die Stromproduktion der Schweizer PV im Winter 2025/2026 betrug etwa 2,3 TWh¹. Das entspricht 60 % des mittleren Importsaldos der letzten 10 Winter (siehe Abbildung 1). Ergo nimmt der Importsaldo in den letzten Wintern tendenziell ab. Eine Ausnahme bildet der Winter 2025/2026, als nur 50 % der maximalen Schweizer KKW-Leistung am Netz waren (Mühleberg stillgelegt und Gösgen in Revision). Dank PV ist der Importsaldo im letzten Winter deutlich niedriger ausgefallen als im Winter 2016/2017, als letztmalig zwei der fünf Schweizer KKW gleichzeitig ausserplanmässig keine einzige Kilowattstunde produziert haben (Beznau 2 und Leibstadt). Ohne PV hätte der Importbedarf im Winter 2025/2026 bei knapp 9 TWh gelegen, dank PV lag er bei etwa 6,5 TWh. Im Übrigen widerlegen regelmässig auftretende, monatelange Ausfälle der Schweizer KKW-Produktion im Winter auch die immer wieder vorgebrachte Behauptung, dass KKW eine verlässliche Stromquelle seien.

Winterstrom: Importsaldo und Produktion aus PV

in GWh

■ Photovoltaik ■ Bilanz (Import+, Export-)



© Swissolar

Quelle: BFE: Elektrizitätsstatistik Schweiz. • Erstellt mit Datawrapper

Abbildung 1: Winterstrom: Importsaldo, Produktion aus PV und KKW

PV ist die einzige Technologie in der Schweiz, deren Winterstromproduktion aktuell überhaupt in einem grösseren Masse zunimmt. So wuchs die Winterstromproduktion aus PV in den letzten 5 Wintern jedes Jahr um etwa 0,4 TWh. Zum Vergleich: die Wasserkraftproduktion im Winter wuchs im Jahr 2024 um lediglich 0,04 TWh (mittlere Produktionserwartung)². Bei PV hingegen wird jeden Winter zusätzlich doppelt so viel Strom produziert, wie das neue Wasserkraftwerk Trift dereinst erzeugen soll (0,15 TWh). Die Winterproduktion des geplanten Kraftwerks Gornerli (0,65 TWh) kommt alle zwei Jahre aus PV neu dazu. Der Bau dieser Wasserkraftwerke ist aufgrund ihrer hohen Flexibilität dennoch von grosser Wichtigkeit.

Beim aktuellen Wachstum produziert die heimische PV im Winterhalbjahr 2030/2031 bereits etwa 3,8 TWh Strom, womit der bisherige Schweizer Importsaldo im Winter ausgeglichen wäre. Drei Jahre später, wenn voraussichtlich nur noch die KKW Gösgen und Leibstadt laufen werden, wird die Winterstromproduktion aus

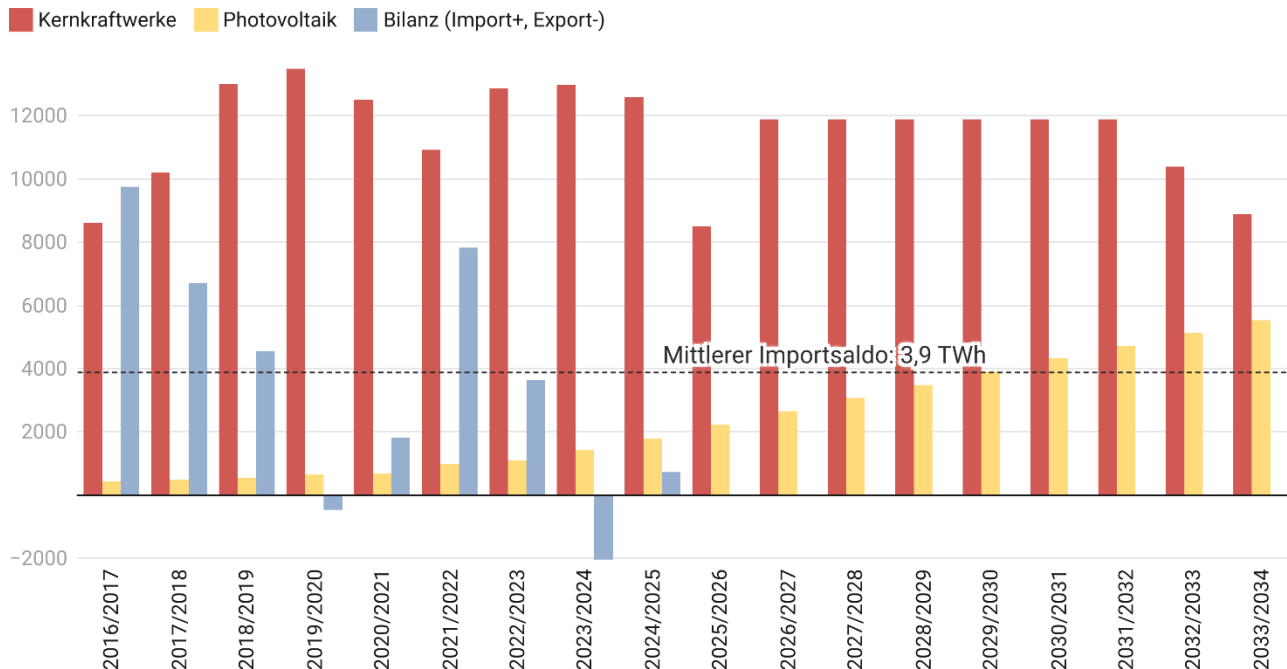
¹ [Swiss Energy-Charts](#)

² BFE (2025): Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024.

PV 4,7 TWh betragen, mehr als die Winterproduktion der dann stillgelegten KKW Mühleberg, Beznau 1 und 2 zusammen (ca. 4,5 TWh) und 2/3 der dann noch existierenden Produktion aus Kernkraft (siehe Abbildung 2). Bis 2050 kann die PV mit dem aktuellen Wachstum mehr als 12,3 TWh Winterstrom erzeugen, das sind 30% als zwei neue, grosse Kernkraftwerke.

Winterstrom: Importsaldo, Produktion aus PV und KKW

in GWh



© Swissolar

Quelle: Daten bis 2025: BFE: Elektrizitätsstatistik Schweiz. Daten ab 2026: Prognose mit den von Axpo kommunizierten Daten für die Abschaltung von Beznau 1 und Beznau 2 und Swissolar (2025): Solarmonitor, Mittelszenario • Erstellt mit Datawrapper

Abbildung 2: Winterstrom: Importsaldo, Produktion aus PV und KKW

2 Stromhandel: Die Schweiz exportiert im Winter und profitiert vom europäischen Strommarkt

Die Schweiz exportiert auch im Winter viel Strom – dank flexibler Speicherwasserkraft und steigender PV-Produktion. Der Stromhandel mit Europa ist intensiv: Bis zur Hälfte des Winterverbrauchs wird exportiert und reimportiert, je nach Preis. Politische Handelsbeschränkungen (z. B. 5-TWh-Importrichtwert) erhöhen die Preise. Ein Stromabkommen mit der EU würde die Schweiz als europäische Drehscheibe stärken.

Die Schweiz exportiert auch im Winter viel Elektrizität. Da insbesondere die Speicherwasserkraft sehr flexibel eingesetzt werden kann, können die Schweizer Stromkonzerne von hohen Preisen bei Knappheit auf den europäischen Strommärkten profitieren. Umgekehrt wird bei niedrigen Preisen importiert. Insgesamt wird so pro Winter etwa die Hälfte des Stromverbrauchs exportiert und wieder importiert. Abbildung 3 zeigt die Verhältnisse in den letzten Winterhalbjahren bezüglich inländischer Produktion und Verbrauch sowie Export, Import und deren Bilanz.³ Während die Differenz zwischen Import und Export vor 20 Jahren regelmässig zugunsten des Imports ausfiel (positive grüne Werte), fiel der Saldo in den Wintern 2019/2020 und 2023/2024 zugunsten des Exports aus (negative grüne Werte). Dies ist mit auf die zunehmende Winterproduktion aus Photovoltaik zurückzuführen, die im Winter 2025/2026 bereits 60 % des langjährigen mittleren Importsaldos von 3,8 TWh produziert hat. Anhand der Abbildung 3 wird auch offensichtlich, dass die Bilanz von Import und Export nur einen Bruchteil des im Winter über die Grenzen ausgetauschten Stroms ausmacht. Das ist ein Indikator dafür, wie stark die Schweiz mit unseren Nachbarn Stromhandel betreibt und wie sehr sich gerade im Winter Stromexporte lohnen. Andersherum schränken politische Export- und Importvorgaben wie der «5 TWh-Importrichtwert» aus dem Energiegesetz den Handel ein und bedeuten letztlich höhere Preise für die Schweizer Stromkonsumentinnen und -konsumenten. Mit

³ BFE (2026): Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schwei 2026.

dem Stromabkommen würde die Schweiz hingegen vollständig in die europäischen Strommärkte integriert. Damit kann der grenzüberschreitende Stromfluss in beide Richtungen noch effektiver ablaufen und die Schweiz ihrer Rolle als Stromdrehscheibe noch besser gerecht werden.

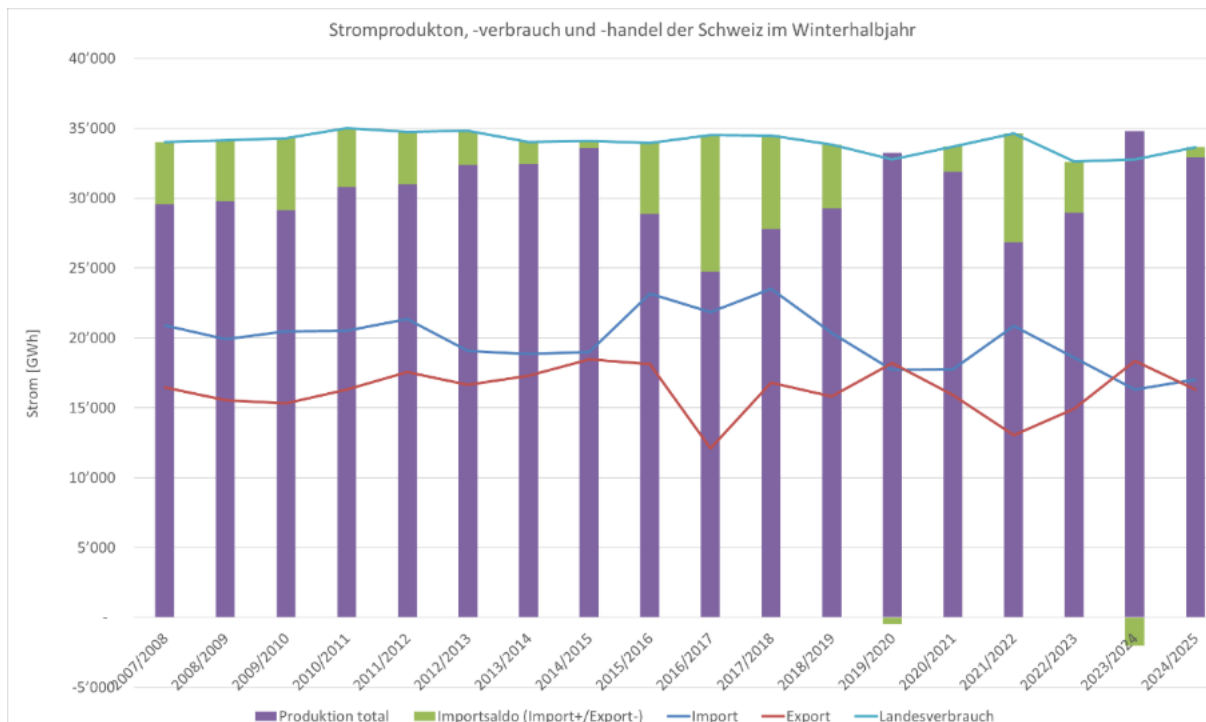


Abbildung 3: Stromproduktion, -verbrauch und -handel der Schweiz im Winterhalbjahr

3 Energieimport: Die grosse Abhängigkeit bei Öl und Gas

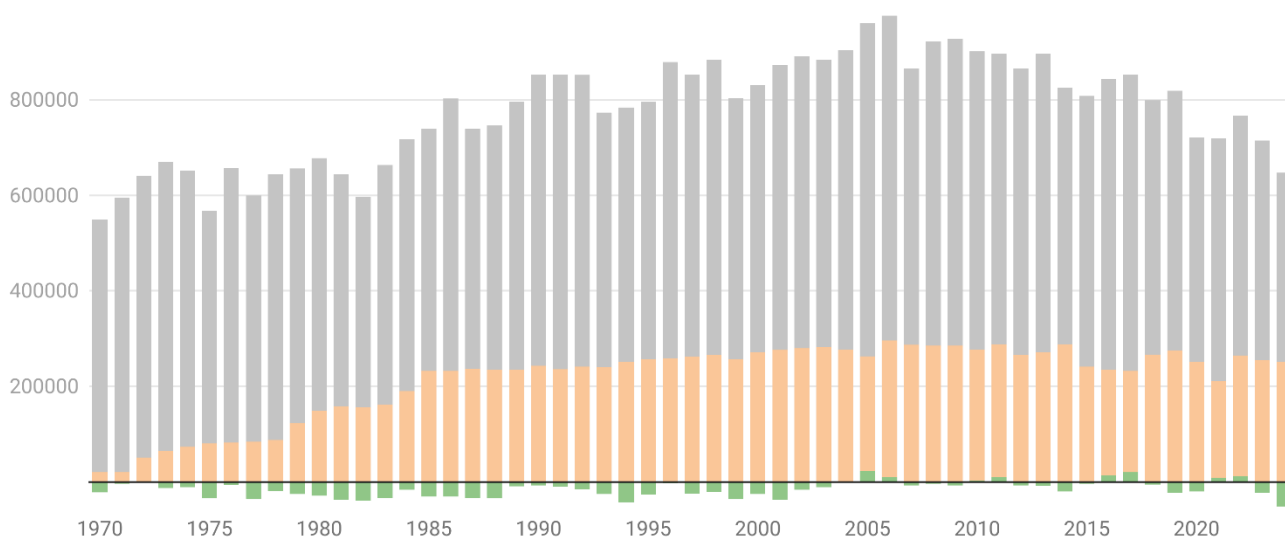
Die Schweiz importiert massiv fossile Energien und Uran und im Vergleich aber wenig Strom. Die politische Fokussierung auf Stromimporte deswegen wirkt unverhältnismässig. Der Schlüssel zur Unabhängigkeit liegt in der Elektrifizierung: Elektroautos und Wärmepumpen senken den Endverbrauch bis 2050 um ein Drittel und die Auslandsabhängigkeit von 70 % auf 25 %. Erneuerbare Stromproduktion macht fossile Importe überflüssig.

Die Schweiz ist massiv abhängig von Energieimporten, aber nur marginal beim Strom. Der Schlüssel zu mehr Energieunabhängigkeit liegt in der Elektrifizierung und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Fossile Energieträger wie Erdölprodukte, Gas, aber auch Uran müssen vollständig importiert werden, die Energielücke betrug 2024 über 180 TWh. Insgesamt war die Schweiz bisher zu über 70 % auf Energieimporte angewiesen. Der Importsaldo beim Strom ist im Vergleich zum Import von Uran und fossilen Energien sehr gering (positive grüne Werte bedeuten einen Importüberschuss beim Strom, negative einen Exportüberschuss). In Anbetracht dieser geringen Werte beim Import von Strom und der Tatsache, dass es im Vergleich zu Uran und den Fossilen beim Strom regelmässig zu Exportüberschüssen kommt, erscheint die einseitige Fokussierung der Politik auf die Importsituation beim Strom nicht nachvollziehbar und von Partikularinteressen getrieben. Insbesondere der Vergleich zu den völlig unbeschränkten Importen von fossilen Energien und Uran in Höhe von im jährlichen Mittel über 190 TWh (oder 700 TJ in Abbildung 4) unterstreicht die Unverhältnismässigkeit der politischen Beschränkung von Stromimporten auf 5 TWh pro Winterhalbjahr. Zum Vergleich: Die inländische Stromproduktion betrug im Mittel der letzten Jahre 64 TWh, der Importsaldo -1,9 TWh, es wurde also im Mittel mehr Strom exportiert als importiert.

Aussenhandelsbilanz verschiedener Energieträger (+ Import/ -Export)

in TJ

■ Importsaldo Strom ■ Importsaldo Uran ■ Importsaldo Fossile



© Swissolar

Quelle: BFE: Gesamtenergiestatistik 2024, Tabelle 8 • Erstellt mit Datawrapper

Abbildung 4: Aussenhandelsbilanz verschiedener Energieträger (Positive Werte stellen Importüberschüsse dar, negative Werte Exportüberschüsse)

Der grösste Hebel für die Verringerung der Energieabhängigkeit vom Ausland liegt in der Elektrifizierung des Energiesystems und der Stromerzeugung aus einheimischen Erneuerbaren. Da Elektroautos und Wärmepumpen 3-4-mal effizienter sind als ihre fossilen Pendanten⁴, wird sich der Endverbrauch durch ihren Einsatz bis 2050 um ein Drittel reduzieren.⁵ Diese Reduktion beinhaltet bereits den Anstieg des Strombedarfs um 20 %. Die Auslandsabhängigkeit sinkt gemäss den Berechnungen des BFE dank der Elektrifizierung und der Abkehr von der Kernenergie von aktuell 70 % auf 17 % bis 2060. Übrig bleiben laut BFE der Import von Bioenergie (insbesondere Biomethan) und den strombasierten Energieträgern (Wasserstoff und synthetische Treibstoffe).

4 Eigenverbrauch senkt mit richtigen Anreizen System- und Netzkosten

Eigenverbrauch ist kein Privileg, sondern ein technologischer Vorteil der PV durch ihre Skalierbarkeit auf kleine Einheiten. Netzgebühren entfallen beim Eigenverbrauch, da das öffentliche Netz nicht benutzt wird. Für die Verbesserung der verursachergerechten Anrechnung der Netzkosten, können die Netzbetreiber seit diesem Jahr dynamische Netztarife umsetzen und Flexibilitäten nutzen, tun dies aber noch zu wenig.

Seitens der Strombranche wird regelmässig auf die finanzielle Bevorzugung von PV- Anlagen, deren Stromproduktion direkt vor Ort verbraucht wird (Eigenverbrauch), hingewiesen. Teilweise wird die Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt selbst zu nutzen, als indirekte oder implizite Förderung bezeichnet. Swissolar hält dazu folgendes fest: Die Möglichkeit, Strom am Ort des Verbrauchs zu produzieren, ist ein technologischer Vorteil von PV, den sie durch ihre Skalierbarkeit und technologische Einfachheit aufweist. Diesen Vorteil weisen andere Technologien mangels Skalierbarkeit auf kleine Einheiten meistens nicht auf. Falls Eigenverbrauch für einzelne Wasser-, Biomasse- oder Windkraftwerke möglich ist, profitieren diese Anlagen wie die PV von den Vorteilen der verbrauchsnahen Produktion. Das heisst insbesondere: Für die Nutzung von Eigenverbrauch muss das öffentliche Netz nicht benutzt werden. Somit fallen auf Eigenverbrauch konsequenterweise auch keine Netzgebühren an. Die Kosten für die Leitungen, durch die eigenverbrauchter Strom fliesst (üblicherweise die Kabel innerhalb des Hauses) werden nicht über Netzgebühren, sondern z.B. über die Miete abgegolten.

⁴ BFE (2023): [Elektroautos sind höchst energieeffizient](#). BFE: [Heizen Sie erneuerbar dank Wärmepumpen](#).

⁵ BFE (2022): Energieperspektiven 2050+.

Wenn eine Liegenschaft wegen Eigenverbrauch weniger Elektrizität aus dem Netz beziehen muss, führt das zwar zu weniger Zahlungen an den Netzbetreiber. Dies ist aber ebenso der Fall, wenn der Stromverbrauch der Liegenschaft sinkt, z. B. durch den Austausch einer Elektroheizung durch eine effiziente Wärmepumpe oder durch den Einsatz von LED statt herkömmlicher Glühlampen. Wenn der Stromverbrauch und somit die Abgaben an die Netzbetreiber durch Effizienzmassnahmen sinken, spricht man allerdings auch nicht von indirekten Subventionen für diese Geräte. Deswegen sollte dies auch bei PV-Anlagen nicht der Fall sein. Die Investition in eine PV-Anlage wird zudem häufig begleitet vom Umstieg auf Elektromobilität und Wärmepumpe. Auch wenn diese anteilig mit PV-Strom betrieben werden, steigt doch insgesamt der Netzbezug, so dass auch die Zahlungen der Liegenschaft an die Netzbetreiber steigen.

Gleichzeitig ist es zentral, dass die Netzkosten möglichst verursachergerecht an die Endkunden weitergegeben werden. Dazu steht den Netzbetreibern seit 2026 mit den neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ein neues Instrumentarium zur Verfügung: Mit dynamischen Netztarifen wird der Netzbezug je nach Belastung des Netzes bepreist und können so ein netzdienliches Verhalten der Endverbraucher bewirken. Zudem ermöglicht die Flexibilitätsregulierung bei Netzgängen die unentgeltliche Begrenzung der Einspeisung aus PV-Anlagen (bis zu 3 % der Jahresproduktion). Weitergehende Einspeisebegrenzungen können die Netzbetreiber mit den Anlagenbetreibern gegen Vergütung vereinbaren, die Kosten sind als Netzkosten anrechenbar und dürfen somit an die Endkunden weitergegeben werden. Dynamische Netztarife und Flexibilitätsverträge werden von den Netzbetreibern nach Kenntnis von Swissolar bisher aber nur zögerlich umgesetzt.

Die dezentrale Stromproduktion und die Vorteile von Eigenverbrauch sind ausserdem wichtige Elemente, um gezielt Anreize für dezentrale Lösungen zur Harmonisierung von Produktion und Verbrauch zu setzen. Diese Anreize führen dazu, dass von privater Seite in Energiemanagementsysteme, Batterien, Ladestationen und weitere Flexibilitäten investiert wird, die das Netz entlasten (siehe folgendes Kapitel).

5 Netzkosten im neuen Energiesystem: sie müssen nicht steigen

Studien prognostizieren steigende Stromnetzkosten durch die Elektrifizierung, wobei ein grosser Teil ohnehin auf Substanzerhalt entfällt. Haupttreiber der Kosten sind zusätzlicher Verbrauch und teils PV-Ausbau. Intelligente Steuerung und Flexibilität können Kosten stark senken, werden aber durch die Netzbetreiber noch zu wenig genutzt.

In verschiedenen Publikationen wurde die Notwendigkeit des Ausbaus der Stromnetze infolge der Transformation des Energiesystems analysiert⁶. Sie haben gemeinsam, dass sie einen Anstieg der Kosten für die Schweizer Verteilnetze vorhersagen. Es ist allerdings auch intuitiv nachvollziehbar, dass die Kosten für die Stromnetze zunehmen, wenn das gesamte Energiesystem elektrifiziert wird und quasi alle Anwendungen, die Energie benötigen, zukünftig mit Strom betrieben werden. Dem gegenüber steht der Wegfall der fossilen Infrastruktur wie Gasnetze, Raffinerien, Tankstellen Öltanks etc.

In der BFE-Studie wird bei den Netzkosten unterschieden zwischen den Kosten für den Erhalt des bestehenden Netzes sowie den produktionsgetriebenen (aufgrund neuer Stromproduktionsanlagen) und lastgetriebenen Ausbaukosten (aufgrund neuer Verbraucher). Zum Erhalt hält die Studie fest: «Ein bedeutender Teil des Investitionsbedarfes entfällt dabei auf den reinen Substanzerhalt». Der Anteil dieses sowieso nötigen Substanzerhalts beträgt je Szenario zwischen 47 und 75 % der gesamten zukünftigen Netzausbaukosten.

Bezüglich der Kosten, die durch die Elektrifizierung entstehen, stellt die Studie fest: «In der Tendenz sind Ausbaubedarfe in den «unteren» Netzebenen dabei überwiegend vom zusätzlichen Verbrauch getrieben, während die Bedarfe in den «oberen» Netzebenen auch durch den starken Ausbau von PV-Erzeugungsleistung steigen können.» Des Weiteren wird festgehalten: «Den in den unteren Netzebenen angeschlossenen PV-Anlagen steht zu Zeiten hoher Einspeisung immer eine Mindestlast gegenüber, sodass diese dort nur in wenigen Fällen auslegungsrelevant sind.» Damit wird klargestellt, dass andersherum der steigende Stromverbrauch ein wichtiger Treiber des Netzausbaus darstellt. Der Ausbau der dezentralen Erzeugung schlägt sich laut BFE eher auf den Ausbau der höheren Netzebenen nieder.

Beide Studien machen zudem klar, dass eine intelligente Steuerung von Einspeisung und Netzbezug den Ausbaubedarf deutlich verringern können. Die so genannte dezentrale Flexibilität aus PV, Speichern und

⁶ BFE (2022): BFE-Verteilnetzstudie Schlussbericht
VSE (2024): Spotlight Verteilnetze

Energiemanagementsystemen reduzieren den Netzausbaubedarf deutlich. Das BFE weist je nach Netzebene Kostenersparnisse von 20 % bis 60 % aus, für den Fall, dass das Netz und sowohl Verbrauch als auch Produktion intelligent gesteuert werden.

Wie im Abschnitt zum Eigenverbrauch erläutert, haben die Betreiber von PV-Anlagen einen Anreiz, Infrastruktur für Flexibilität zu installieren. Das zeigt sich beispielsweise am aktuellen Boom bei den Batterieverkäufen (Batteriemonitor Schweiz 2026). PV-Anlagen in der Schweiz werden seit 2025 mehrheitlich in Kombination mit einer Batterie installiert. Das erhöht die Möglichkeiten zur Steuerung von Einspeisung und Netzbezug, so dass die Netzbelastung auch bei mehr lokalem Verbrauch und Produktion verringert werden kann. Zu diesem Schluss kommt auch eine Studie der Zürcher Hochschule für angewandte Forschung ZHAW⁷. In der Studie wird gezeigt, dass bei einem Ausbau der dezentralen PV auf 37 GW durch optimierte Nutzung von lokaler Speicherung und Flexibilität die Netzeinspeisung wie der Netzbezug drastisch gesenkt werden können. Abbildung 5 zeigt das «vorher-nachher» auf eindrückliche Weise. Die maximale Einspeisung kann von 18,6 GW im Szenario ohne Steuerung und Speicherung auf 3,7 GW gesenkt werden und der Netzbezug von 11 GW auf 6,9 GW.

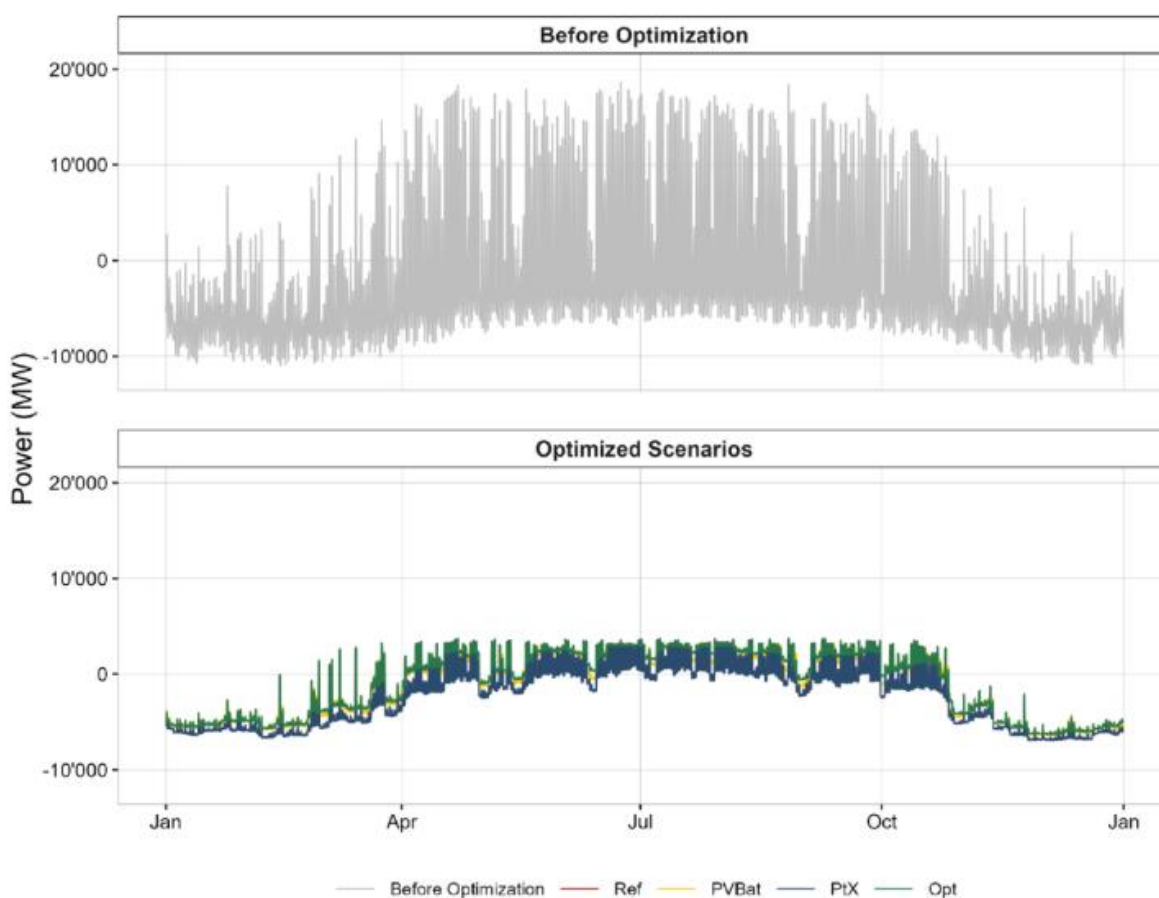
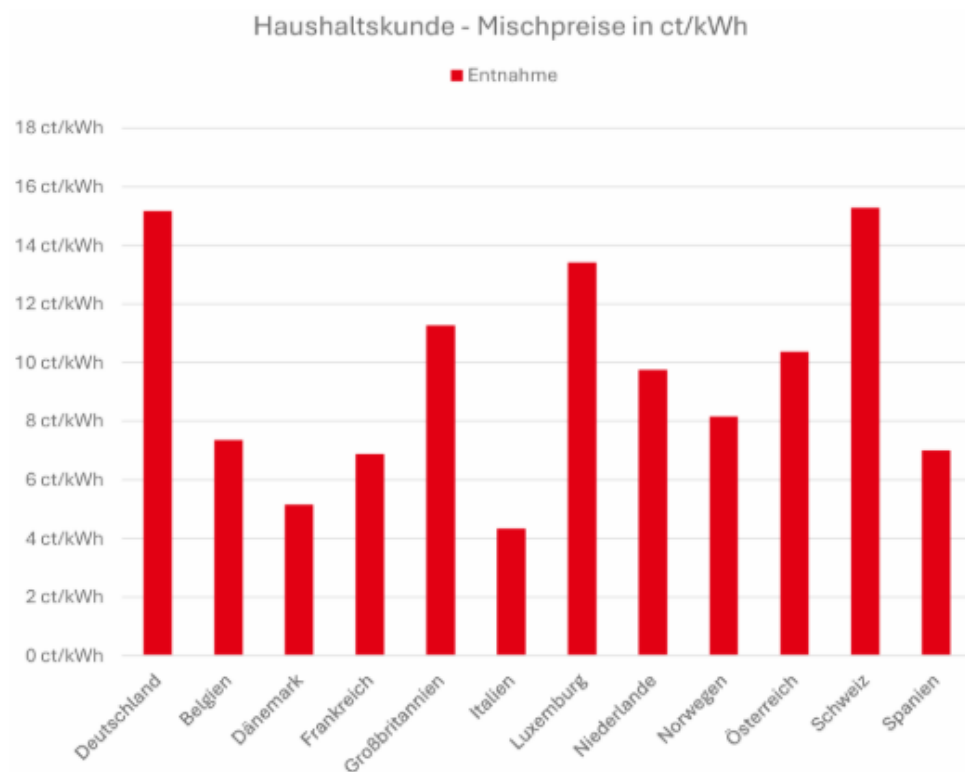


Abbildung 5: Netzeinspeisung (positive Werte) und Netzbezug (negative Werte) vor und nach optimierter Nutzung von lokaler Speicherung und Flexibilität

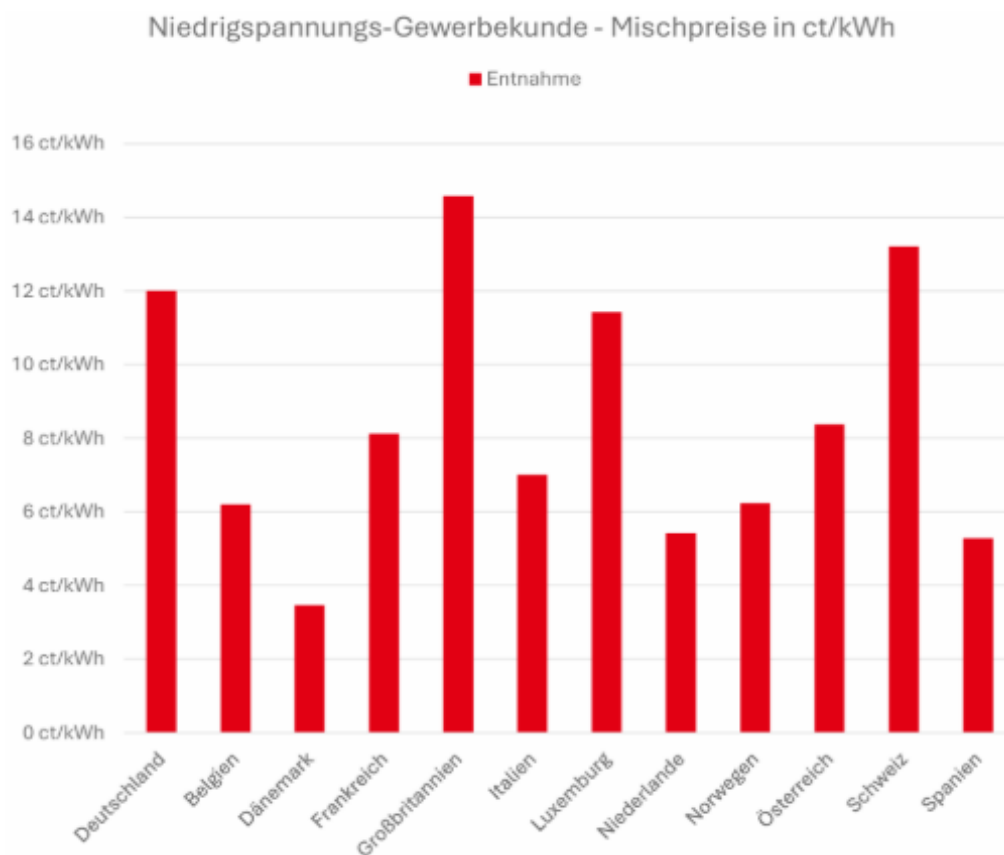
Voraussetzung für den netzdienlichen Einsatz der Flexibilität sind allerdings die richtigen Tarifierenzen seitens der Netzbetreiber. Der rechtliche Rahmen ist seit 2026 mit dynamischen Netztarifen und der Möglichkeit zur Nutzung der Flexibilität gegeben, wird aber noch zu wenig und zu langsam umgesetzt. Das könnte an der kleinteiligen Struktur der Schweizer Verteilnetzbetreiber liegen. Hierzulande gibt es etwa 630 Verteilnetzbetreiber, in Europa weist nur das zehnmals so grosse Deutschland mit 870 Netzbetreibern eine grössere Anzahl auf. In mit der Schweiz vergleichbaren Ländern wie den Niederlanden (6 VNB), Österreich (120 VNB) oder Belgien (11 VNB) liegt die Anzahl deutlich niedriger⁸. Im Vergleich zu den anderen untersuchten europäischen Ländern werden die Schweizer Endkunden zusammen mit den Deutschen auch mit höchsten Netztarifen für Haushaltskunden belastet, in Österreich liegen diese etwa ein Drittel niedriger, wie die nachstehenden Grafiken aus der Studie zeigen.

⁷ ZHAW (2025): Facilitation of decentralized renewable Swiss energy systems with batteries, power-to-X, and demand-side management.

⁸ BET Consulting GmbH und Aecoute PartmbB (2025): Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom.



Auch für Gewerbekunden, die ihre Elektrizität im Niederspannungsnetz beziehen, sind die Netzentgelte nur im Vereinigten Königreich höher als hierzulande:



Schlussfolgernd lässt sich festhalten, dass die Schweizer Verteilnetzkosten auch ohne den vollständigen Umbau des Energiesystem bereits heute hoch sind, was an der aussergewöhnlichen Kleinteiligkeit des Schweizer Netzbetreiberlandschaft liegen dürfte. Eine Reduktion der Ausbaurkosten liesse sich mit einer konsequenten Ausnutzung von lokalen Speichern und Flexibilität durch die Schweizer Netzbetreiber erreichen.