

White Paper März 2026

Systemverträgliche Integration Photovoltaik



Inhalt

Einleitung	3
Zusammenfassung	5
Ausgangslage und Vorgehensweise	8
Ausgangslage	8
Problemstellung und Vorgehensweise	9
Herausforderungen	11
Netz und Systembetrieb	11
Markt und Bilanzgruppen	12
Prosumer und Anlagenbesitzer	12
Zwischenfazit Herausforderungen	12
Handlungsfelder	13
Massnahmen	14
Massnahmen im Handlungsfeld (System-)Betrieb	14
Massnahmen im Handlungsfeld «Energiewirtschaft und Markt»	17
Massnahmen im Handlungsfeld «Prosumer und Anlagenbesitzer»	20
Massnahmen im Handlungsfeld «Netzinfrastuktur»	22
Massnahmen im Handlungsfeld «Steuerbarkeit und Anreize»	25
Massnahmen im Handlungsfeld «Daten»	26
Umsetzung und Schlussfolgerung	27
Abkürzungsverzeichnis	29

Einleitung

Als nationale Netzgesellschaft ist Swissgrid verantwortlich für den diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes. Damit schafft Swissgrid eine wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz mit Strom. Auch wenn in der Schweiz keine Photovoltaik-(PV-)Anlage direkt am Übertragungsnetz¹ angeschlossen ist, beeinflusst die schnell wachsende Einspeisung aus PV-Anlagen das Stromsystem in vielen Aspekten. Swissgrid muss diese Wechselwirkungen koordinieren. Auch die Veränderung des Kraftwerksparks weg von Grosskraftwerken hin zu vielen dezentralen, Wechselrichter-basierten Kleinanlagen hat wesentliche Auswirkungen auf das Verhalten des Stromsystems.

Damit Swissgrid auch in Zukunft jederzeit einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes sicherstellen kann, ist es entscheidend, dass der Zubau von PV in der Schweiz (unabhängig von der Netzebene) systemfreundlich bzw. systemstützend erfolgt. Swissgrid engagiert sich für die Integration von PV, um die netzseitige Umsetzung der Energiestrategie zu ermöglichen, die Kosten für den Netzausbau zu minimieren und die Systemstabilität nachhaltig sicherzustellen.

Ergänzend zu bereits laufenden Initiativen innerhalb der Schweizer Strombranche – die sich vor allem um die kurzfristige Anpassung von Prozessen und Regularien (z.B. Branchendokumente) kümmern – hat Swissgrid die Initiative zum vorliegenden White Paper ins Leben gerufen. Dies mit dem Ziel, eine umfassende systemische Betrachtung der Herausforderungen der Integration von PV-Anlagen gemäss den Zielwerten des Stromgesetzes vorzunehmen und die notwendigen (langfristigen) Massnahmen für eine erfolgreiche Umsetzung aus Systemperspektive vorzuschlagen.

Das Whitepaper «Systemverträgliche Integration Photovoltaik» soll ein Anstoss und eine Diskussionsgrundlage für alle betroffenen Akteure zum Thema Ausbau und Integration von PV in der Schweiz sein. Die vorgeschlagenen Massnahmen dienen als Input zur Anpassung von Prozessen und Vorgaben innerhalb der Strombranche sowie als Empfehlung an Politik und Behörden.

¹ Das Schweizer Übertragungsnetz – auch Höchstspannungsnetz genannt – bildet die sogenannte Netzebene 1 und wird in der Regel auf der Spannungsebene 220 kV und 380 kV betrieben. Ein Anschluss von Erzeugungsanlagen direkt an das Übertragungsnetz erfolgt ab einer Anlagengrösse von mindestens 150 MVA.

Im Zentrum der gewählten Vorgehensweise stand die Gründung einer temporären Expertengruppe unter der Leitung von Swissgrid. Diese Expertengruppe setzt sich aus ausgewählten Fachleuten der Schweizer Energiebranche zusammen, die über umfassende Erfahrung in der Integration von PV-Anlagen verfügen. Die Mitglieder repräsentieren unterschiedliche Perspektiven und Funktionen innerhalb des Energiesystems (zum Beispiel Verteilnetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche², Marktakteur, PV-Branchenvertreter) und bringen ihre persönliche Expertise und Sicht ein. Sie waren jedoch nicht als offizielle Vertreterinnen oder Vertreter ihres jeweiligen Unternehmens nominiert (das heisst, das vorliegende Dokument spiegelt nicht zwingend die offizielle Sicht ihrer Organisationen).

Ohne die konstruktive, wertschätzende und ergebnisoffene Zusammenarbeit dieser Expertinnen und Experten wäre die Erstellung des vorliegenden Dokuments nicht möglich gewesen.

Experte/Expertin	Position	Organisation	Perspektive
Dr. Christof Bucher	Professor für PV-Systeme	Berner Fachhochschule	Forschung PV
Dr. Turhan Demiray	Research Director	Forschungsstelle Energienetze – ETHZ	Forschung Netze
Dr. Andreas Ebner	Managing Director Business Unit Grid Planning and Projects	BKW	Verteilnetz
Matthias Egli	Geschäftsführer	Swissolar	PV-Branche
Holger Feser	Senior Originator	Alpiq	Regulierung, Markt
Thomas Reinthaler	Head of National & International Relations	Swissgrid	Übertragungsnetz
Alice Scho-Freise	Head Dispatching & Balancing	Axpo	Bilanzgruppe

² Eine Bilanzgruppe ist ein virtuelles Gebilde zu Abrechnungszwecken. Jeder Schweizer Einspeise- und Ausspeisepunkt (z.B. Kraftwerke und Endverbraucher) ist genau einer Bilanzgruppe zugeordnet, für die ein Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) zuständig ist. Über eine Bilanzgruppe werden alle Ein- und Ausspeisungen sowie Energiegeschäfte bilanziell zusammengeführt und abgerechnet.

Zusammenfassung

Die Schweiz befindet sich mitten in einer umfassenden Transformation ihres Energiesystems. Die Photovoltaik (PV) ist dabei zu einer tragenden Säule im Schweizer Strommix avanciert und soll eine Schlüsselrolle in der Umsetzung der Energiestrategie 2050 einnehmen. Mit einer neu installierten PV-Leistung von rund 1,8 Gigawatt (GW) im Jahr 2024 und einer kumulierten Gesamtleistung von rund 8 GW lieferten PV-Anlagen 2024 rund 10% des Schweizer Stromverbrauchs – für 2025 wird der Anteil voraussichtlich 14% betragen.

Der schnelle Ausbau von PV bringt jedoch auch erhebliche Herausforderungen mit sich, da die Integration ins Schweizer Stromsystem bislang nicht unter Berücksichtigung eines ganzheitlichen Ansatzes adressiert wurde. Diese Herausforderungen werden durch die stark dezentrale Struktur der PV-Anlagen (mehrheitlich kleine und mittlere Dachanlagen) und die starke Fragmentierung der Schweizer Strombranche nochmals verstärkt. Die Herausforderungen betreffen unter anderem die Sicherstellung des Systembetriebs, Netzanschluss, Netzausbau und langfristige Netzplanung, Wirtschaftlichkeit und Marktintegration von PV-Anlagen, Datenverfügbarkeit sowie Flexibilitäts- und Speicherbedarf.

Mit den aktuellen Prozessen und Rahmenbedingungen ist eine Integration von bis zu 40 GW³ installierter PV-Leistung ins Schweizer Stromsystem kaum vorstellbar.

Swissgrid hat daher die Initiative zum vorliegenden White Paper ins Leben gerufen, um Massnahmen zu erarbeiten, die eine systemverträgliche Integration von PV ermöglichen. Basierend auf den identifizierten Herausforderungen und den definierten Handlungsfeldern, schlägt Swissgrid ein umfassendes Massnahmenpaket vor, das unterschiedliche Zeithorizonte, Akteure und Detaillierungsstufen betrifft. Nur ein konsistentes Zusammenspiel von Vorgaben, Marktsignalen, Anreizen und Prozessen ermöglicht die Integration von bis zu 40 GW installierter PV-Leistung.

Im Folgenden eine Auswahl einiger der zentralen vorgeschlagenen Massnahmen:

- **Sicherer Systembetrieb:** Auch wenn zentrale Grosskraftwerke wegfallen und die Stromproduktion stärker dezentral geprägt ist, müssen Swissgrid jederzeit ausreichend Mittel zur Wahrung eines sicheren Systembetriebs zur Verfügung stehen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, dynamische Stabilität). Wegfallende (stabilisierende) rotierende Masse muss durch andere Anlagen kompensiert werden. Es ist zu prüfen, ob dies teilweise durch die dezentrale Produktion und Speicherung selbst zur Verfügung gestellt werden kann. Dazu müssen entsprechende Rahmenbedingungen (zum Beispiel Mindestanforderungen und Standardeinstellungen) für diese Anlagen etabliert werden.

Zudem braucht es einheitliche Vorgaben (inklusive wirkungsvoller Implementierung) für PV-Anlagen hinsichtlich deren Verhalten bei Kommunikationsstörungen, Netzunterbrüchen und punkto Cyber Security.

- **Reduzierter Netzanschluss:** Das Stromnetz für 100% der installierten PV-Anlagenleistung (das heisst auf bis zu 40 GW) zu dimensionieren, ist weder technisch noch ökonomisch sinnvoll. Verteilnetzbetreiber sollen die Möglichkeit erhalten, gegen Entschädigung eine weitergehende⁴ langfristige Reduktion der Netzanschlussleistung zu vereinbaren. Die Begrenzung wird am Netzanschlusspunkt vorgenommen – der Anlagenbesitzer kann die Energie, die nicht ins Netz eingespeist werden kann, selbst verbrauchen oder speichern. Die Energie wird durch diese Massnahme nicht «weggeworfen». Selbst bei einer Reduktion des Netzanschlusses auf 50% der installierten PV-Leistung führt dies nur zu rund 15% Energie, die übers Jahr hinweg nicht ins Netz eingespeist werden kann.

³ Bereits die Energieperspektiven 2050+ des BFE aus dem Jahr 2021 sehen im Szenario ZERO Basis für 2050 eine installierte PV-Leistung von 37,5 GW vor.

⁴ Die aktuelle gesetzliche Regelung zusammen mit dem VSE-Branchendokument erlaubt eine Begrenzung des Netzanschlusses auf 70% der installierten DC-Leistung der PV-Anlage.

- **Einspeisung folgt Marktsignalen:** Die Entscheidung, wie und wo der von PV-Anlagen produzierte Strom verwendet beziehungsweise verkauft wird, soll marktorientiert erfolgen, das heisst auf Angebot und Nachfrage reagieren. Ist der Marktpreis negativ, darf es keinen finanziellen Anreiz für eine Einspeisung geben. Um die PV-Einspeisung bestmöglich am Markt zu platzieren, scheint es die geeignetste Variante, die aktuelle Abnahmepflicht des lokalen Versorgers für PV-Einspeisung durch die Pflicht, für den Anlagenbetreiber einen Vermarkter zu nominieren, zu ersetzen. Die Optimierung des Eigenverbrauchs und der lokale Verbrauch (zum Beispiel ZEV und LEG) sollen zentrale Erlösquellen für PV-Anlagen sein. Eine weitere wesentliche Quelle, die zukünftig stärker zur Amortisation der Anlage beitragen soll, ist die Vermarktung der Flexibilität (das heisst die Anpassung von Produktion und Verbrauch des Prosumers⁵).
- **Nur flexible Anlagen sind zukunftsfähige Anlagen:** Die vermehrte gleichzeitige Einspeisung von PV-Anlagen ins Netz sowie eine marktorientierte Vergütung führen dazu, dass die Erlöse für Einspeisung insbesondere in Zeiten hoher PV-Produktion (Sommermonate mittags) sinken oder sogar negativ werden. Damit sich PV-Anlagen auch in Zukunft wirtschaftlich lohnen, müssen sie auf Preise und system- und netzseitige Rahmenbedingungen flexibel reagieren können. Dies wird idealerweise durch eine Kombination mit einem Speicher und/oder flexiblen Verbrauchern behind-the-meter (Prosumer) inklusive Energie- und Leistungsmanagementsystem erreicht. Die Flexibilität von PV-Anlagen ist damit zukünftig keine Option, sondern eine Voraussetzung.
- **Koordination und Datenaustausch sind zentral für Flexibilitätseinsatz:** Mit einer Zunahme dezentral verfügbarer Flexibilität braucht es einen einheitlich definierten End-to-End-Prozess für den Zugriff auf Flexibilitäten und den dazu nötigen Datenaustausch. Dies ist notwendig, um die Priorisierung der Flexibilitätsarten, die Weiterleitung (Kaskadierung) des Flexibilitätsabrufs unter den verschiedenen Akteuren und die Schnittstelle zum Anlagenbesitzer zu regeln. Die Zuteilung der Flexibilität soll marktbasierend erfolgen; die netztechnischen Limitationen des Netzes müssen berücksichtigt werden. Für die Umsetzung erscheint eine zentrale Flexibilitätsplattform mit einem Koordinationsmechanismus als die geeignetste Variante. Eine konkrete Umsetzung einer solcher lokalen Flexibilitätskoordination wird im Pilotprojekt «TSO-DSO-Koordination» geprüft.
- **Fokus auf Kapazität statt Maximierung des Jahresertrags:** Während bereits heute an einzelnen Stunden (insbesondere im Sommer) ausreichend Strom produziert wird, ist in der Schweiz im Winter auch langfristig kein struktureller Produktionsüberschuss absehbar. Wenn PV auch im Winter einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten soll, muss die installierte PV-Kapazität (kWp) – wie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen – weiter gesteigert werden, auch wenn nicht jede produzierte PV-Kilowattstunde (kWh) Strom zu jeder Zeit benötigt wird. Anreize für den Zubau von Kapazität sind daher von betrieblichen Anreizen (das heisst, wann und wie die Anlage betrieben wird) zu entkoppeln.

⁵ Durch die Installation einer PV-Anlage werden Verbraucher auch zu Produzenten («Prosumer»).

Übersicht zentrale Massnahmen



Auch bei dezentraler Produktion braucht es ausreichend gesicherte Betriebsmittel zur Erhaltung der Systemstabilität.



Die Vergütung der Einspeisung soll Marktsignalen folgen. Förderungen sollen auf die Kapazität (kWp) abzielen.



«Zukunftsfähige» PV-Anlagen = Kombination mit einem Speicher und/oder flexiblem Verbrauch behind-the-meter (Prosumer).



Netzanschluss für 100% der installierten PV-Anlagenleistung ist nicht sinnvoll → Reduktion der Netzanschlussleistung.



Für Versorgung wird ausreichend installierte Kapazität benötigt. Aber nicht jede produzierte Kilowattstunde Strom zu jeder Zeit.



Koordinationsbedarf für dezentrale Flexibilität: Akteure müssen zeitnah die benötigten Daten erhalten, inkl. Priorisierungs- und Kaskadierungsmechanismus.

Diese Massnahmen – zusammen mit den ausführlichen Handlungsempfehlungen im White Paper – sollen die relevanten Akteure, von Anlagenbesitzern bis zu Politik und Behörden, dazu anregen, den Ausbau und die Integration der PV in das Gesamtsystem sicher voranzutreiben.



Quelle: BKW

Ausgangslage und Vorgehensweise

Ausgangslage

Bedeutung von Photovoltaik im Schweizer Strommix

Die Schweiz befindet sich mitten in einer umfassenden Transformation ihres Energiesystems. Die Integration einer stark und schnell wachsenden Zahl dezentraler PV-Anlagen ist dabei ein zentrales Element der Energiestrategie 2050. PV hat sich in den letzten Jahren von einer Nischentechnologie zu einer tragenden Säule der Schweizer Stromversorgung entwickelt. 2024 wurde mit einer neu installierten PV-Leistung von rund 1800 Megawatt (MW) ein neuer Rekord im Zubau erreicht. Damit stieg die kumulierte installierte PV-Leistung bis Ende 2024 auf 8170 MW, das entspricht 8,17 Gigawatt (GW). Dies ist in etwa so hoch wie die aktuelle Nachfragespitze, der «Peak Load», der Schweiz im Sommer: rund 7–8 GW.

Die jährliche Stromproduktion aus PV betrug 2024 rund 6000 Gigawattstunden (GWh), was etwa 10% des Schweizer Stromverbrauchs entspricht. Für 2025 wird der Anteil voraussichtlich 14% betragen.

Die Anzahl der PV-Anlagen in der Schweiz hat 2025 die Marke von 300 000 überschritten. Charakteristisch für die Schweiz ist die Dominanz von kleinen und mittleren Dachanlagen. Die durchschnittliche Anlagengrösse aller installierten PV-Anlagen beträgt ca. 25 Kilowatt (kW). Der Median liegt bei rund 11 kW. Rund 40% der PV-Stromproduktion erfolgen durch Anlagen unter 30 kW.⁶

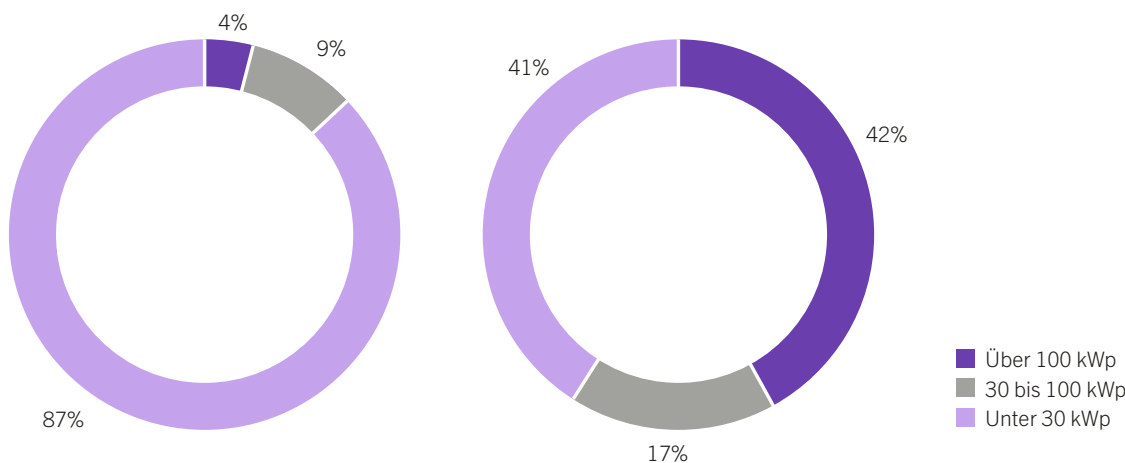
Auch der Anteil der PV-Anlagen mit Batteriespeicher nimmt stetig zu. Bei Neuinstallationen von PV-Anlagen ist eine Kombination mit einem Batteriespeicher mittlerweile der Regelfall.

Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen

Die Schweizer Bevölkerung hat am 9. Juni 2024 eine neue Stromgesetzgebung («Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien») mit fast 70% angenommen. Dieses Gesetz setzt verbindliche und ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien:

- **Bis 2035:** Mindestens 35 Terawattstunden (TWh) Strom pro Jahr aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- **Bis 2050:** 45 TWh Strom pro Jahr aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft). Davon sollen gemäss Energieperspektiven 2050+ des BFE rund 80% aus PV stammen (rund 34 TWh). Dies bedingt eine installierte PV-Leistung von 37,5 GW⁷.

Anzahl und installierte Leistung der PV-Anlagen nach Grösse



Anzahl PV-Anlagen per Leistungskategorie

Installierte PV-Leistung per Leistungskategorie

⁶ Quelle: Swissgrid, Auswertung der Pronovo-Datenbank per Mai 2025

⁷ Vgl. BFE, 2021 Energieperspektiven 2050+ – Technischer Bericht S. 318: Szenario ZERO Basis; installierte Leistung PV 37,5 GW

Das Gesetz sieht zahlreiche Massnahmen zur Zielerreichung vor:

- **Förderinstrumente:** Die bestehenden Förderungen wie Einmalvergütung und Einspeisevergütung werden bis mindestens 2035 verlängert und harmonisiert. Die Vergütung für die Einspeisung von Solarstrom sieht eine Orientierung am Marktpreis, jedoch kombiniert mit einer Mindestvergütung, vor.
- **Virtuelle Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (vZEV):** Seit 2025 können mehrere Haushalte oder Betriebe ihre Stromzähler virtuell zusammenfassen, um den Eigenverbrauch zu optimieren.
- **Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG):** Seit 2026 können LEG das öffentliche Netz zu reduzierten Netznutzungstarifen verwenden, um sich gegenseitig mit selbst erzeugtem Strom zu versorgen.
- **Solaranlagenpflicht:** Bei Neubauten mit mehr als 300 m² anrechenbarer Gebäudefläche besteht eine Pflicht zur Installation von Solaranlagen (PV oder Solarthermie).

Entsprechend diesen politischen Vorgaben ist mit einem stark dynamischen Ausbau der PV-Kapazitäten in der Schweiz zu rechnen. Gemäss aktuellen Wachstumsprognosen soll sich die installierte PV-Leistung in den kommenden zehn Jahren beinahe verdreifachen.

Am 26. November 2025 hat der Bundesrat die Teilrevisionen der Energieverordnung und der Energieförderungsverordnung

genehmigt. Darin werden unter anderem die Zwischenziele für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz bis 2030 festgelegt. Für PV wurde dabei für 2030 ein Ziel von 18,7 Terawattstunden (TWh) definiert, was die Gröszenordnung der oben genannten Kapazitätsziele bestätigt.

Problemstellung und Vorgehensweise

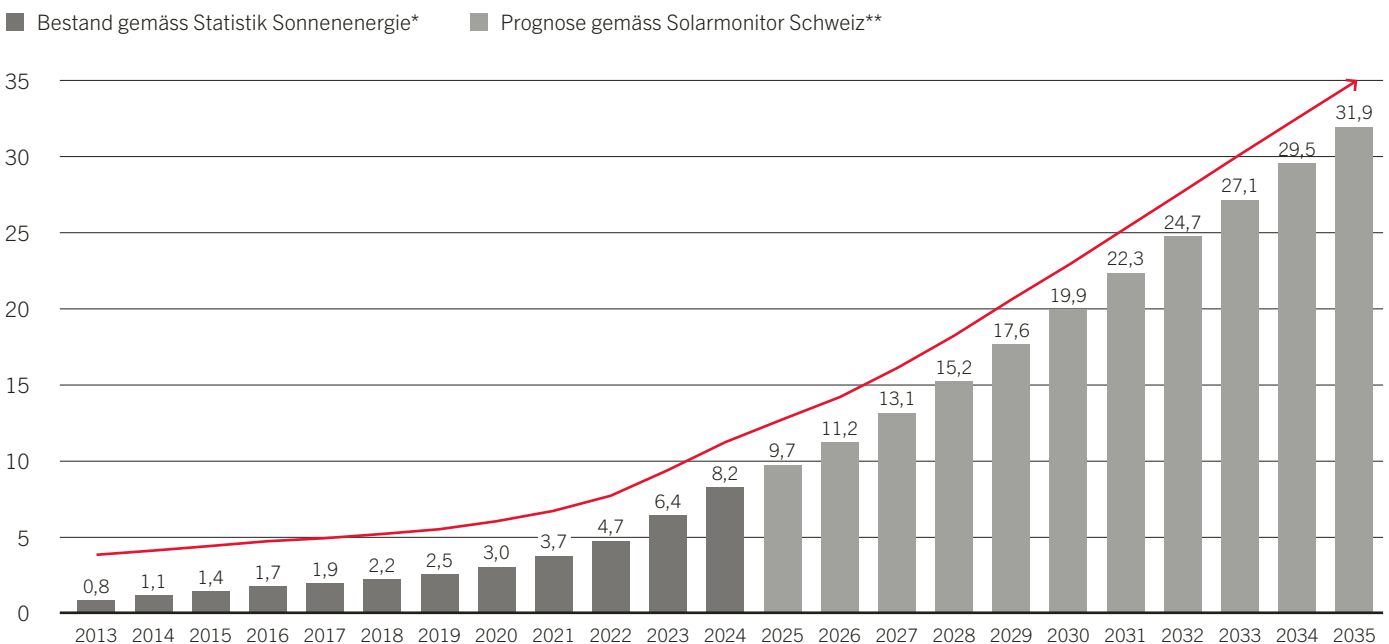
Das starke Wachstum der PV-Kapazität ist mit Hinblick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 erfreulich und notwendig. Es entstehen dadurch jedoch auch erhebliche Herausforderungen bei der Integration von PV in das Schweizer Stromsystem, da die Einbindung von PV bislang noch nicht systemoptimal gelöst ist. Diese Herausforderung wird durch die stark dezentrale Struktur der PV-Anlagen (mehrheitlich kleine und mittlere Dachanlagen) und die Fragmentierung der Strombranche in der Schweiz nochmals verstärkt.

Die Herausforderungen betreffen unter anderem folgende Aspekte:

- Sicherstellung des Systembetriebs trotz abnehmender Anzahl «klassischer» Grosskraftwerke in Europa und der damit verbundenen Reduktion der rotierenden, stabilisierenden Masse im System
- Netzanschluss, Netzausbau und langfristige Netzplanung (insbesondere im Verteilnetz)
- Wirtschaftlichkeit und Marktintegration
- Datenverfügbarkeit und Prognoseprozesse
- Flexibilitäts- und Speicherbedarf, insbesondere zur Deckung des Winterstrombedarfs
- Regulatorische Harmonisierung und Anpassung der Prozesse

Entwicklung des PV-Ausbaus in der Schweiz

Kumulierte installierte PV-Leistung in der Schweiz (GW)



* Bundesamt für Energie (BFE): Statistik Sonnenenergie 2024, Juli 2025.

** Swissolar: SOLARMONITOR Schweiz 2024 – Entwicklungen, Trends und Perspektiven im Photovoltaik-Markt Schweiz, November 2024.

Zielsetzung

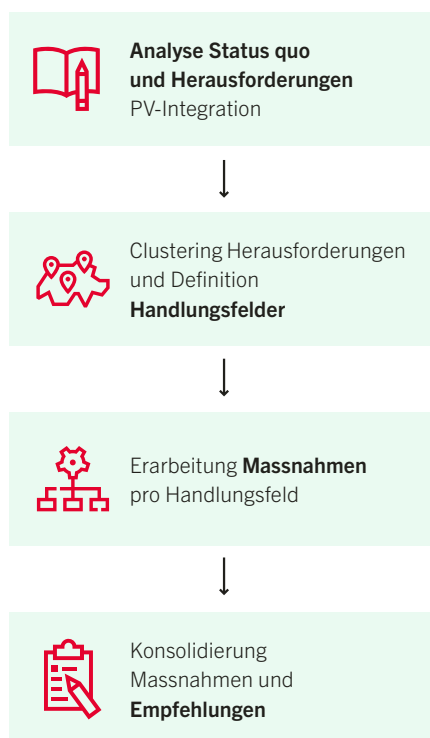
Ziel des White Paper ist es, Lösungswege zu folgender Fragestellung aufzuzeigen:

«Wie können wir **Rahmenbedingungen** (technisch, regulatorisch, ökonomisch, organisatorisch) **schaffen**, um die gemäss «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» festgeschriebenen Ausbauziele (Fokus auf PV) **sicher und nachhaltig im Schweizer Stromsystem zu integrieren?**»

Vorgehensweise

Die Arbeit der Expertengruppe umfasste folgende Schritte.

Vorgehensweise bei der Erstellung des White Paper



Analyse der aktuellen Situation (Herausforderungen und Ursachen)

In einer umfassenden Analyse der aktuellen Ausgangslage wurden **bestehende Herausforderungen** bei der Integration von PV-Anlagen in das Schweizer Energiesystem identifiziert. Zusätzlich wurden auch die Ursachen für die jeweilige Herausforderung analysiert.

Definition Handlungsfelder

Basierend auf den Erkenntnissen zu den Herausforderungen, wurden insgesamt sechs Handlungsfelder definiert (vgl. Kapitel Handlungsfelder).

- **(System-)Betrieb**
- **Energiewirtschaft und Markt**
- **Prosumer und Anlagenbesitzer**
- **Netzinfrastruktur**

Dazu kommen die beiden übergeordneten Handlungsfelder **Steuerbarkeit und Anreize zur Nutzung der Flexibilität und Daten**.

Entwicklung von Massnahmen pro Handlungsfeld

In einem nächsten Schritt hat die Expertengruppe für jedes Handlungsfeld konkrete Lösungsansätze mit unterschiedlichen Umsetzungshorizonten (kurz- bis langfristig) entwickelt. Im Hinblick auf die langfristige Notwendigkeit der Integration von PV wurde auf den aktuellen gesetzlichen Rahmen keine Rücksicht genommen, das heisst, es wurden bewusst auch Massnahmen aufgenommen, die eine Anpassung des bestehenden Rechts erfordern.

Konsolidierung der Massnahmen

Abschliessend hat die Expertengruppe die Massnahmen so konsolidiert, dass die Summe der vorgeschlagenen Massnahmen in sich stimmig bzw. nicht widersprüchlich ist und ein mögliches und praktikables Gesamtbild ergibt, das eine systemverträgliche Integration von grossen Mengen PV in der Schweiz zulässt. Dieses Gesamtbild ist im vorliegenden White Paper dargestellt. Es soll als Input für laufende Diskussionen zur Anpassung von Prozessen und Vorgaben innerhalb der Strombranche und als Empfehlung an Politik und Behörden dienen.

Herausforderungen

Die Integration von PV ins Schweizer Stromsystem ist mit vielfältigen Herausforderungen verbunden. Diese lassen sich in drei Hauptkategorien gliedern: Netz und Systembetrieb, Markt und Bilanzgruppen sowie Prosumer und Anlagenbesitzer.

Netz und Systembetrieb

Der rasche Ausbau dezentraler PV-Anlagen stellt die Netzbetreiber⁸ vor erhebliche Herausforderungen. Die traditionell auf zentrale Grosserzeugung ausgelegten Netze müssen nun bidirektionale Lastflüsse und stark schwankende Einspeise- und Bezugsmuster bewältigen.

Netzanschluss und -ausbau

Die derzeit geltende absolute Anschluss- und Abnahmepflicht⁹ zwingt Verteilnetzbetreiber (VNB), ihre Netzinfrastruktur auf Maximaleinspeisungen zu dimensionieren. Die Einführung der gesetzlichen Regelung zur netzdienlich garantierten Nutzung von Flexibilität durch VNB per 2026 erlaubt eine Reduktion der Netzanschlussleistung von PV-Anlagen auf 70% und ist ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Das Fehlen von gesicherten Möglichkeiten für flexible Anschlüsse und dynamische Einspeisegrenzen führt jedoch nach wie vor zu einem Netzausbaubedarf, der nur wenige Stunden pro Jahr benötigt wird. Gleichzeitig ist der Netzausbau deutlich langsamer als der PV-Zubau, da langwierige Bewilligungsverfahren, ein hoher bürokratischer Aufwand und raumplanerische Hindernisse für Netze im Kontrast zum raschen Zubau von PV-Anlagen stehen, deren Installation teilweise – und ganz im Sinne einer raschen Umsetzung der Energiestrategie – nur noch meldepflichtig ist.

Zugriffsmöglichkeiten und Notfallsteuerung

PV-Anlagen sind heute vielfach nicht fernsteuerbar, bzw. die vorhandene Steuerbarkeit kann nicht ausreichend genutzt werden.

Die netzseitige Notfallsteuerung des VNB ist wichtig, um lokale Stromausfälle vermeiden zu können. In der Implementierung ergeben sich jedoch zahlreiche Hürden:

- Stark heterogene und fragmentierte Netzbetreiberlandschaft in der Schweiz
- Keine Pflicht für die VNB zur Implementierung der Notfallsteuerung
- Fehlende standardisierte Kommunikation zwischen PV-Anlage (bzw. Energiemanagementsystem) und VNB

- Keine standardisierte Kaskadierung der Notfallsteuerung unter den Netzbetreibern
- Fehlende technische Implementierung der gesetzlichen Regelung, dass die garantierte netzdienliche Flexibilität alle übrigen Flexibilitätssignale übersteuert¹⁰

Zudem ist die netzseitige Notfallsteuerung des VNB weder konzipiert noch geeignet, um die Flexibilität von PV-Anlagen nutzbar zu machen. Ebenfalls fehlt heute eine standardisierte Schnittstelle, über die die verschiedensten Akteure und Geräte miteinander kommunizieren können.

Flexibilität

Die Flexibilität eines Prosumers kann gemäss gesetzlicher Grundlage von verschiedenen Akteuren – ÜNB, VNB, Versorger und Aggregator – genutzt werden. Ohne ausreichende Koordination drohen gegenläufige oder mehrfache Aktivierungen, wobei eine klare Rollenverteilung und Priorisierung fehlen. Auch gibt es keine etablierte Kaskade zur Weitergabe von Steuerungsanforderungen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreiber.

Systembetrieb

Mit dem Rückbau konventioneller Grosskraftwerke sinkt die rotierende Masse im gesamten Stromsystem. Rotierende Masse sorgt jedoch durch ihre Trägheit («Inertia») inhärent für eine Stabilisierung des Systems. Der Verlust dieser Trägheit, der mit der Abschaltung von Grosskraftwerken einhergeht, wird noch nicht ausreichend durch alternative Quellen kompensiert. Derzeit gibt es weder einen Markt mit finanziellen Anreizen für Trägheit noch verbindliche Anforderungen für (Klein-)Anlagen.

Die Spannungshaltung im Verteilnetz ist ein wesentlicher Aspekt, der bei der Anbindung von PV-Anlagen berücksichtigt werden muss und oft limitierend ist. Die Auswirkungen von dezentraler Produktion hinsichtlich der Spannung auf den Betrieb des Übertragungsnetzes sind hingegen noch unklar. Weiter werden technische Möglichkeiten von systemstabilisierenden Wechselrichter- und Batteriesystemen noch kaum genutzt, und es gibt keine einheitlichen Vorgaben.

Bei der Energieerzeugung kann die grosse Gleichzeitigkeit bei PV-Produktion kombiniert mit tiefer Last (verstärkt durch Eigenverbrauch) zu einem Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage führen. Dies manifestiert sich derzeit an der steigenden Zahl von Stunden mit negativen Preisen.

⁸ Swissgrid ist als nationale Netzgesellschaft Eigentümerin und Betreiberin des Übertragungsnetzes (ÜNB) (Spannungsebene 220 kV und 380 kV). Stromnetze mit niedrigerer Spannung werden von den Verteilnetzbetreibern (VNB) betrieben. In diesem Dokument referenziert der Begriff «Netzbetreiber» auf ÜNB und VNB gemeinsam; ansonsten sind die Rollen (entweder ÜNB oder VNB) explizit erwähnt.

⁹ Die Anschlusspflicht gilt für alle PV-Anlagen, die Abnahmepflicht hingegen nur für Anlagen ≤ 3 MW Leistung oder ≤ 5000 MWh Jahresproduktion (Art. 15 Abs. 2 Energiegesetz)

¹⁰ Art. 17c Abs. 5 Stromversorgungsgesetz

Die Speicherkapazitäten für Tages- und Saisonspeicherung sowie die finanziellen/marktorientierten Anreize beim PV-Zubau bezüglich Winterstromanteil und Einspeise-limitierung sind nicht ausreichend.

Hinzu kommen Cyber-Security-Risiken: Wechselrichter (sowie weitere Anlagen eines Prosumers wie Ladestationen und Energiemanagementsysteme [EMS]) sind zunehmend via Internet fernsteuerbar. Unzureichende Vorgaben und ein mangelndes Problembewusstsein erhöhen das Risiko, dass externe Akteure das Stromsystem darüber destabilisieren können.

Markt und Bilanzgruppen

Prognose und Optimierung

Die bestehende Stromversorgerlandschaft der Schweiz stösst mit der Zunahme an dezentraler Produktion und dezentralem Verbrauch an ihre Grenzen, da viele Versorger und VNB nicht über die nötigen personellen und technischen Ressourcen zur Bewältigung der Herausforderungen verfügen. Zudem ist der Kostendruck zur Optimierung gering, da Ausgleichsenergiekosten in die Grundversorgung verrechnet werden. Eine mangelnde Prognosequalität ist ein wesentlicher Grund für grosse Unausgeglichheiten in den Bilanzgruppen. Die Prognose wird erschwert durch den oftmals fehlenden Zugang zu Messdaten, die nötig sind, um Modelle zu kalibrieren. Dies betrifft auch die mangelnde «Sichtbarkeit» von Produktion, Speicherung und Verbrauch behind-the-meter, die innovative Ansätze bezüglich Modellierung und Prognose bedingt.

Datenverfügbarkeit und Prognosemodelle

Abrechnungsrelevante Smart-Meter-Daten werden – sofern vorhanden – aus Datenschutzgründen nur einmal täglich für den Vortrag an den Versorger versandt. Smart Meter sind nicht für die Bedürfnisse des Netzbetriebs ausgelegt und daher für diesen Zweck nicht sinnvoll einsetzbar. Geräteinterne Messungen stehen zwar dem Anlagenbesitzer zur Verfügung; eine Nutzung durch andere Akteure existiert jedoch kaum. Eine Übersicht über die Nutzung von Daten für Prognosen und Steuerung fehlt. Zudem erschwert die starke Fragmentierung der Versorger und VNB einen zeitgerechten Informationsfluss und Datenaustausch.

Vergütung und Vermarktung

Hinsichtlich der Vergütung erhalten PV-Anlagen oftmals noch statische Einspeisetarife mit Mindestvergütung. Dies führt dazu, dass in Zeiten mit geringer oder keiner Nachfrage insbesondere bei negativen Preisen finanzielle Anreize fehlen, um Energie nicht ins Netz einzuspeisen. Fixe Einspeisetarife führen zudem zu einer Maximierung der Energiemenge – unabhängig von Jahreszeit und Nachfrage. Den Versorgern beziehungsweise deren Bilanzgruppen mangelt es an

Möglichkeiten, die Einspeisung von PV gezielt zu begrenzen. Die Steuerbarkeit, sofern vorhanden, liegt beim VNB, der Steuer- und Regelsysteme ausschliesslich netzdienlich nutzen darf.¹¹ Abnehmer von Flexibilität, zum Beispiel Bilanzgruppen, die Unausgeglichheiten verhindern sollen, oder Flex-Vermarkter müssen ein eigenes Steuer- und Regelsystem aufbauen.

Am Schweizer Intraday-Markt fehlt zudem oft die Liquidität für einen Positionsausgleich zwischen Bilanzgruppen, wenn das nicht innerhalb der Bilanzgruppe möglich ist. Das fehlende Stromabkommen verhindert den effizienten Zugang zum Intraday-Markt der EU (Intraday Market Coupling).

Gleichzeitig fehlen Anreize wie variable Energie- und Netztarife auf der Verbraucherseite, um die Stromnachfrage an die Produktion anzupassen. Auch wird der Energieverbrauch teilweise noch nach alten Produktionsmustern gesteuert, und die Anreize sind noch nicht an die neuen Produktionszyklen angepasst, zum Beispiel Nacht- und Niedertarife sowie Rundsteuerungssignale.

Das bestehende Pooling-Konzept zur Einbindung von dezentralen Ressourcen in den Markt für Systemdienstleistungen (SDL) hat Aggregatoren ermöglicht, dezentrale Anlagen zu poolen und zu vermarkten, ist jedoch nicht für einen grossflächigen Roll-out ausgelegt.

Prosumer und Anlagenbesitzer

Die Installation und die Konfiguration von PV-Anlagen werden durch laufend angepasste technische Vorgaben und die steigende Regulierung zunehmend komplizierter. Mangelnde Kontrolle von Einstellungen der installierten PV-Anlagen ist ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor im Netzbetrieb. Für eine effiziente Gebäudeautomation fehlt ein einheitlicher Kommunikationsstandard. Nachrüstungen bestehender Anlagen sind aufwendig und kostenintensiv, weshalb es sehr schwierig ist, nötige Standards/Vorgaben flächendeckend zu implementieren. Sowohl technische als auch regulatorische Rahmenbedingungen sind noch nicht an die neuen Gegebenheiten adaptiert, in denen Endverbraucher zu Produzenten und Flexibilitätsinhabern werden.

Zwischenfazit Herausforderungen

Die identifizierten Herausforderungen zeigen deutlich, dass eine systemverträgliche Integration von PV ein koordiniertes Vorgehen mit allen involvierten Akteuren erfordert. Viele der Herausforderungen sind miteinander verknüpft und können nur durch ein abgestimmtes Massnahmenpaket adressiert werden.

¹¹ Art. 19a Stromversorgungsverordnung

Handlungsfelder

Um die Vielzahl an Herausforderungen und die dafür nötigen Massnahmen zu strukturieren, wurden die folgenden sechs Handlungsfelder definiert:

Die sechs Handlungsfelder



Die Handlungsfelder «Daten» sowie «Steuerbarkeit & Anreize zur Nutzung Flexibilität» sind übergreifend, da sie Einfluss auf alle anderen Bereiche haben. Generell ist eine strikte Trennung der einzelnen Herausforderungen und Massnahmen nicht immer möglich – die Definition der Handlungsfelder erleichtert aber Überblick und Konsolidierung der Massnahmen.

Konkret werden in den einzelnen Handlungsfeldern folgende Themen adressiert:

(System-)Betrieb

- Operativer Netz- und Systembetrieb (Spannungs- und Frequenzhaltung, Engpassmanagement, dynamische Effekte)
- Vorgaben für den Betrieb der Anlagen
- Cyber Security

Energiewirtschaft und Markt

- Market Design für Kauf/Verkauf von (PV-)Strom (Grosshandelsmarkt, Grundversorgung, Mindestvergütung)
- Vermarktung der Flexibilität
- Koordination des Flexibilitätseinsatzes

Prosumer und Anlagenbesitzer

- Installation und Konfiguration von PV-Anlagen
- Wirtschaftlichkeit der Investitionen in Anlagen
- Zusammenspiel dezentrale Flexibilität behind-the-meter (Prosumer)

Netzinfrastruktur

- Anschluss vereinbarter Leistung ans Netz inklusive Dimensionierung des Netzes je Netztopologie (Stadt/Land)
- Vorgaben für den Netzanschluss der Anlagen
- Beschleunigung des Netzausbaus im Gleichschritt mit dem Ausbau der Erzeugung

Steuerbarkeit und Anreize zur Nutzung der Flexibilität

- Verfügbarmachung und Koordination der Nutzung von Flexibilität und Regelung des Zugriffs
- Anreize und (Fern-)Steuerbarkeit der Anlagen

Daten

- Daten (Stammdaten und Verlaufsdaten) im Zusammenhang mit PV-Anlagen und PV-Produktion
- Prozess der Informationserfassung, -weitergabe und -verarbeitung
- Use Cases zur Datenverwendung (inklusive Prognosen)

Massnahmen

Im Folgenden werden die empfohlenen Massnahmen für eine zukunftsfähige Integration von PV ins Stromsystem je Handlungsfeld erläutert. Eine Zusammenfassung der Massnahmen je Handlungsfeld findet sich am Ende jedes Kapitels.

Massnahmen im Handlungsfeld (System-)Betrieb

Wahrung der Systemstabilität

Es ist Aufgabe von Swissgrid, dass im Schweizer und in Kooperation mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern im europäischen Stromsystem die Systemstabilität jederzeit gesichert ist. Dies betrifft sowohl Frequenz und Spannung wie auch die dynamische Stabilität und Kurzschlussleistung. Auch in einem Energiesystem mit einem zunehmend dezentralen Produktionsmix müssen ausreichend gesicherte Betriebsmittel zur Erhaltung dieser Parameter zur Verfügung stehen. Diese gesicherten Betriebsmittel zur Erhaltung der Systemstabilität können teilweise durch die dezentrale Produktion und Speicherung zur Verfügung gestellt werden. Damit sich diese Anlagen aber systemstützend verhalten, müssen entsprechende Rahmenbedingungen wie zum Beispiel Mindestanforderungen und Standardeinstellungen etabliert werden.

Die dynamische Stabilität und die Verfügbarkeit einer ausreichenden Systemträgheit und von Kurzschlussleistung müssen durch Swissgrid laufend überwacht und analysiert werden – sowohl in der Planungsphase des Systembetriebs als auch im Echtzeitbetrieb.

Durch die Stilllegung von Grosskraftwerken in Europa, insbesondere von thermischen Kraftwerken und Kernkraftwerken), geht dem Stromsystem sogenannte «rotierende Masse» beziehungsweise «Trägheit» verloren. Diese positive, systemstabilisierende Eigenschaft wurde von den grossen Generatoren der Kraftwerke als «Nebenprodukt» kostenlos erbracht. Der Wegfall dieser Trägheit muss durch andere Anlagen kompensiert werden. Dies könnte zumindest teilweise auch durch Anlagen mit Wechselrichter wie zum Beispiel PV-Anlagen oder Batterien erfolgen. Die Erbringung von Trägheit könnte als Anschlussbedingung definiert¹² oder als entschädigter Service durch Swissgrid beschafft werden. Dazu sollte die Notwendigkeit von technischen Vorgaben und einer Ergänzung des bestehenden SDL-Markts um ein eigenes (Markt-)Produkt für Trägheit geprüft werden.

¹² Anlagen könnten so konzipiert werden, dass ihr Verhalten im Normalfall automatisch systemstützend ist («Stability by Design»).

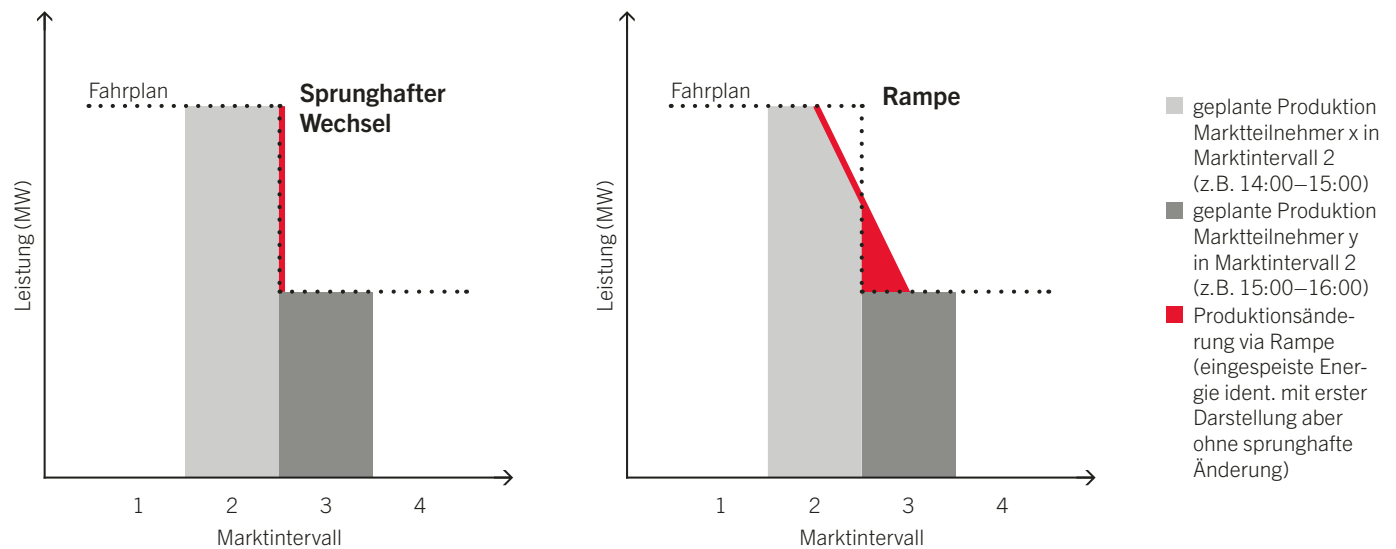


Einführung von Rampen für PV bei gesteuerter Einspeisung

Die Umstellung der Entschädigung von PV-Einspeisung weg von fixen Einspeisetarifen hin zu marktorientierten Preisen führt zu geplanten Anpassungen der PV-Produktion zwischen den einzelnen Marktintervallen, zum Beispiel der Wechsel von einer Stunde oder einer Viertelstunde auf die nächste. Wenn eine Vielzahl an PV-Anlagen aufgrund geänderter Marktpreise jeweils sprunghaft ihre Einspeisung anpassen, führt dies zu Frequenzproblemen jeweils zum Stunden-/Viertelstundenwechsel. Dieses Phänomen ist bekannt als «deterministic frequency deviations». Um dies zu vermeiden, müssen Bilanzgruppen, die für die Einspeisung von Kraft-

werken verantwortlich sind, bereits heute ihre sogenannten Fahrpläne (beziehungsweise die Wechsel von einer Marktzeiteinheit zur nächsten) mit einer Rampe fahren. Das heisst, der Wechsel darf nicht sprunghaft, sondern muss graduell erfolgen. Dieselbe Regelung muss auch für PV-Anlagen gelten, da ansonsten eine grosse Gefahr besteht, dass Bilanzgruppen ihrer Pflicht, Rampen abzubilden, nicht nachkommen können. Deswegen müssen die betroffenen Steuergeräte der PV-Anlagen so konfiguriert werden, dass die Einspeisung bei einer bewussten/gesteuerten Änderung – weil sie zum Beispiel auf Marktpreise reagiert – ebenfalls Rampen folgt.

Rampen bei Fahrplanwechsel



Kontrolle der betrieblichen Einstellungen von PV-Anlagen und Auslesung der Einstellungen

Wenn eine neue PV-Anlage installiert wird, muss gemäss aktuellen Vorgaben von einer unabhängigen Kontrollstelle überprüft werden, ob alle elektrotechnischen Vorgaben eingehalten wurden. Dieser Sicherheitsnachweis muss dem betroffenen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Es wird empfohlen, im Zuge des Sicherheitsnachweises zukünftig auch die betrieblichen Einstellungen am Netzanschlusspunkt (je nach technischer Gegebenheit am Wechselrichter oder im EMS) durch die Kontrollstelle prüfen und bestätigen zu lassen. Das ist derzeit noch nicht der Fall. Dies könnte ein Fehlverhalten der Anlage aufgrund ungenauer Einstellungen vermeiden. Korrekte Einstellungen werden umso bedeutsamer, je relevanter PV-Anlagen auch für die Erbringung von Leistungen für das Gesamtsystem (vgl. Massnahme Systemstabilität) werden.

Einstellungen von PV-Anlagen, insbesondere die Schutzeinstellungen, müssen bei Wechselrichtern auch nach der Inbetriebnahme – das heisst auch im laufenden Betrieb – mit einfachen Methoden vor Ort ausgelesen werden können.

Es ist wichtig, dass die Einstellungen nicht erst durch die Kontrolle im Zuge des Sicherheitsnachweises korrekt erfasst werden. Es ist daher nötig, die Fachkräfte, welche die Installation und Inbetriebnahme der PV-Anlagen vornehmen, im Hinblick auf einen sicheren und effektiven Betrieb von PV-Anlagen und deren Parametrierung entsprechend zu schulen und zu sensibilisieren. Es sollte geprüft werden, ob eine Zertifizierung der Ausbildung für die Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit Fokus auf Netzintegration eingeführt werden soll.

Mindestanforderungen bezüglich Cyber Security

Digitalisierung und Dezentralisierung bringen neben Chancen auch Risiken mit sich. War es in der Vergangenheit eine überschaubare Anzahl an (grossen) Produktionseinheiten, so ist die Schweizer Energieversorgung bereits heute auf Hunderttausende dezentrale Anlagen verteilt. Dies bedingt auch für dezentrale Anlagen und deren Steuerung ein definiertes Schutzniveau gegenüber möglichen Cyber-Angriffen. Denn auch hier gilt: Je bedeutender die Rolle von PV für die Stromversorgung, umso grösser ist auch die Angriffsfläche für mögliche Attacken. Es bedarf daher verbindlicher Mindestanforderungen auch für PV-Anlagen hinsichtlich der Cyber Security. Diese Anforderungen müssen zudem (auch bei bestehenden Anlagen) effektiv implementiert und kontrolliert werden.

Verhalten von Anlagen bei Störungen in der Kommunikation

Dezentrale Anlagen operieren in der Regel ohne zentrale Steuerung. Zukünftig wird deren Bedeutung für das Stromsystem deutlich steigen, und sie werden vermehrt aktive Leistungen erbringen wie beispielsweise Flexibilität oder Systemdienstleistungen. Um das Verhalten von PV-Anlagen im Falle eines (Kommunikations-)Unterbruchs berechenbarer zu

machen, sollen neue Anlagen «fail-safe» gebaut werden. Das bedeutet, dass sie auch ohne externe Steuerung und/oder ohne funktionierende Kommunikation vorübergehend (aus Netzsicht) sicher betrieben werden. Netzbetreiber müssen daher Vorgaben erarbeiten, die definieren, dass sich die Anlagen bei einem Ausfall der Kommunikation in einen sicheren, im Voraus vom Netzbetreiber festgelegten Zustand versetzen. Dadurch wird auch ohne aktive Steuerung/Kommunikation sichergestellt, dass PV-Anlagen durch ihr Verhalten das Stromsystem nicht aktiv stören und ihr Betriebszustand berechenbar bleibt.

Verhalten von Anlagen bei Netunterbrüchen

Neben dem Ausfall der Kommunikation soll auch ein Betriebsmodus für PV-Anlagen beziehungsweise Prosumer definiert werden, der vorgibt, wie sich die Anlagen im Falle einer Netztrennung (Versorgungsunterbruch/Blackout) hinsichtlich Wiederschaltung zum Netz verhalten. Indem das Verhalten der Anlagen in solchen (Ausnahme-)Fällen direkt in der Anlage festgelegt wird, wird in der sehr anspruchsvollen und fragilen Phase des Netzwiederaufbaus eine grosse Unsicherheitskomponente (nämlich das unbekannte Verhalten dezentraler PV-Anlagen) reduziert.

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «(System-)betrieb»

<p>@Swissgrid:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sicherstellen ausreichender Betriebsmittel für Systemstabilität • Laufende Überwachung der dynamischen Stabilität • Beschaffung von Trägheit (Anschlussvorgaben und/oder Marktprodukt) • Einführung von Fahrplanrampen für PV • (Einheitliche) Vorgaben für dezentrale Anlagen hinsichtlich des erwarteten Beitrags an die Systemstabilität 	<p>@Netzbetreiber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Technische Vorgaben für die Möglichkeit zur Auslesung der betrieblichen Einstellungen der PV-Anlage • Definition der Anforderungen an das Verhalten von PV-Anlagen bei Störungen in der Kommunikation mit dem Netzbetreiber 	<p>@Gesetzgeber/ESTI:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kontrolle der betrieblichen Einstellungen in Sicherheitsnachweis aufnehmen • Mindestvorgaben zur Cyber Security (inklusive effektiver Implementierung und Kontrolle) <p>@PV-Branche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausbildung und ggf. Zertifizierung von Fachpersonal bezüglich der Inbetriebnahme und Parametrierung von PV-Anlagen (Fokus Netzintegration)
---	--	--



Quelle: BKW

Massnahmen im Handlungsfeld «Energiewirtschaft und Markt»

Marktorientierte PV-Einspeisung und Wahl des Vermarkters

Die Entscheidung, wie und wo der von PV-Anlagen produzierte Strom verwendet bzw. verkauft wird, soll marktorientiert erfolgen, das heisst auf Angebot und Nachfrage reagieren. Ist der Marktpreis negativ, darf es keinen finanziellen Anreiz für eine Einspeisung ins Netz geben.

Da nicht jede PV-Anlage einen direkten Zugang zum Grosshandelsmarkt für Strom (Strombörse) hat oder haben kann, soll die PV-Einspeisung ins Netz durch einen zwischengeschalteten Akteur (Vermarkter) abgenommen und am Markt platziert werden. Durch eine Bündelung über einen oder mehrere Vermarkter wird zudem die relevante Grösse für eine Teilnahme am Grosshandelsmarkt erreicht.

Dazu scheint es die geeignetste Variante, die aktuelle Abnahmepflicht des lokalen Versorgers für PV-Einspeisung zu ersetzen durch die Pflicht des Anlagenbetreibers, einen Vermarkter zu nominieren. Damit wäre zukünftig nicht mehr der lokale Netzbetreiber/Versorger verpflichtet, den PV-Strom abzunehmen und zu vermarkten, sondern der PV-Anlagenbesitzer muss einen Vermarkter auswählen. Die Wahl des Vermarkters muss einfach und unkompliziert möglich sein (Aufnahme-

pflicht analog Grundversicherung Krankenkasse oder Internetprovider). Dies hat den Vorteil, dass spezialisierte Vermarkter besser geeignet sind, PV-Strom am Grosshandelsmarkt zu platzieren, als die zahlreichen lokalen Versorger in der heutigen Situation. Für den Anlagenbesitzer ergeben sich durch den Wettbewerb der Vermarkter je nach Präferenz der Vermarktung Wahlmöglichkeiten, zum Beispiel Preissicherheit versus Erlösmaximierung.

Vermarktung der Flexibilität

Neben der Vermarktung der Einspeisung kann der PV-Anlagenbesitzer bzw. der Prosumer auch seine Flexibilität am Markt anbieten. Unter Flexibilität ist eine Anpassung der ursprünglich geplanten Einspeisung bzw. des Bezugs zu verstehen. Das heisst, der Prosumer reduziert oder erhöht bei Bedarf (= Abruf durch einen Dritten) die Einspeisung ins Netz beziehungsweise seinen Bezug aus dem Netz. Dies erfolgt in der Regel automatisiert durch ein Leistungs- und Energiemanagementsystem – idealerweise in Kombination mit einem lokalen Batteriespeicher und/oder steuerbaren Endgeräten (vergleiche Handlungsfeld Prosumer).

Dabei ist zu unterscheiden zwischen der netzdienlich garantierten Flexibilität und freiwillig angebotener Flexibilität. Gemäss Stromversorgungsgesetz Art. 17c steht dem Verteilnetzbetreiber eine garantierte Nutzung netzdienlicher Flexibilität

zu. Dies erfolgt ohne Vergütung. Dazu darf der Netzbetreiber höchstens 3% der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt abrechnen. In den meisten Fällen erfolgt dies durch eine statische Reduktion der Netzanschlussleistung auf 70% der installierten DC-Leistung, um den PV-getriebenen Netzausbaubedarf zu verringern.

Weitergehende Flexibilität kann der Anlagenbetreiber freiwillig gegen Entgelt vermarkten. Je nach Bedarf kann der Abnehmer ein Netzbetreiber, Swissgrid oder ein Marktakteur sein. Diese setzen die Flexibilität folgendermassen ein:

- netzdienlich: zum Beispiel lokaler, nationaler oder internationaler Redispatch
- systemdienlich: zum Beispiel Frequenzregelung oder
- marktdienlich: zum Beispiel Optimierung der Marktpreise oder Ausgleichsenergie

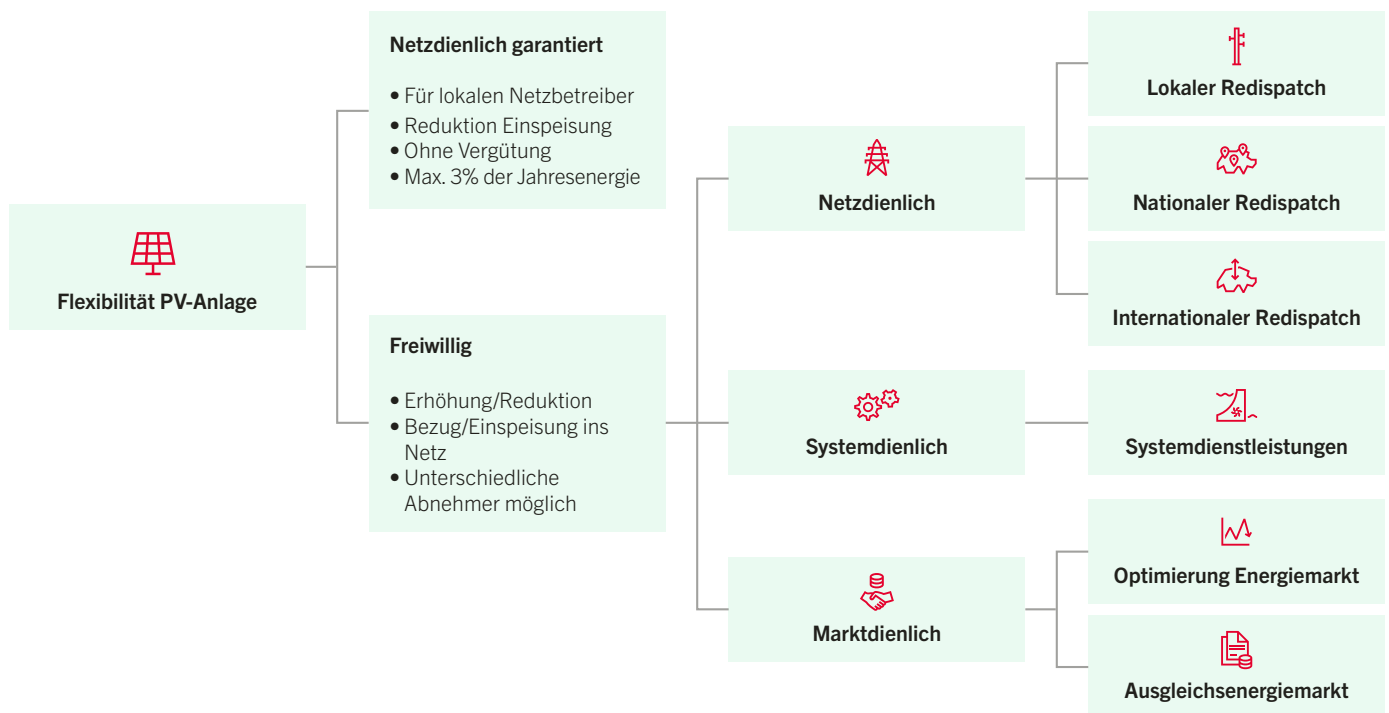
Die Vermarktung erfolgt in der Regel aus Praktikabilitätsgründen über einen Aggregator.

Angesichts sinkender Grosshandelspreise und Einspeisevergütungen für PV-Strom soll die Vermarktung von Flexibilität zukünftig eine relevante Erlösquelle für PV-Anlagen/Prosumer darstellen (vergleiche Handlungsfeld Prosumer).

Koordination dezentraler Flexibilität

Da es unterschiedliche Abnehmer und Einsatzzwecke der dezentralen Flexibilität gibt, besteht ein Koordinationsbedarf für diesen Zugriff auf die dezentrale Flexibilität. Ansonsten kann es zu mehrfachen oder gegenläufigen Abrufen durch verschiedene Akteure kommen. Auch können Abrufe von Dritten zu lokalen Netzengpässen führen. Allen involvierten und betroffenen Akteuren (Flexibilitätsabnehmer, Versorger, betroffene Bilanzgruppe, Netzbetreiber) müssen daher zeitnah die benötigten Informationen und Daten abgestimmt und kalibriert zur Verfügung stehen. Insbesondere bei einer Vermarktung durch Dritte braucht es ein Informationskonzept, um alle von Flex-Abruf Betroffenen/Dritten (insbesondere Lieferant und Bilanzgruppe) vor negativen finanziellen Auswirkungen

Vermarktungsmöglichkeiten der Flexibilität



zu schützen. Das könnten beispielsweise Unausgeglichenheit durch Flexibilitätsabruf, Foregone Revenue Issue oder Nachholeffekt sein. Diese Koordination muss auch einen Priorisierungs- und Kaskadierungsmechanismus beinhalten. Dadurch wird einerseits der Vorrang des netzdienlich garantierten Flexibilitätsabrufs sichergestellt. Andererseits wird die Weitergabe eines Abrufs über verschiedene Akteure/Netzebenen hinweg ermöglicht. Dazu muss für alle Akteure ein Standard für den Informationsaustausch festgelegt werden.

Der technisch zulässige Rahmen für einen Flexibilitätseinsatz wird durch den Netzbetreiber aufgrund der lokalen physikalischen Netzgegebenheiten vorgegeben. Das heisst, die marktorientierte Vermarktung von Flexibilität findet innerhalb der verbindlichen netzseitigen Limitationen seitens des lokalen Netzbetreibers statt.¹³ Das Zusammenspiel von Vermarktung und netzseitigen Einspeisevorgaben kann über eine Flexibilitätsplattform/Koordinationsplattform erfolgen (vergleiche den oben erwähnten Koordinationsbedarf).

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «Energiewirtschaft und Markt»

<p>@Gesetzgeber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pflicht zur Wahl eines Vermarkters der PV-Produktion verankern 	<p>@Netzbetreiber und Marktakteure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Koordinationsprozess und Standards zum Informationsaustausch für Flexibilitätsabruf etablieren, inklusive Priorisierungs- und Kaskadierungsmechanismus • Vorgabe des zulässigen netzseitigen (physikalischen) Handlungsspielraums* 	<p>@Anlagenbesitzer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Möglichkeiten der (freiwilligen) Flexibilitätsvermarktung als Erlösquelle wahrnehmen
<p>@Marktakteure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weitergabe der Preissignale an PV-Produzenten • Schaffung attraktiver Abnahmeangebote (z.B. inklusive Vermarktung der Flexibilität) für PV-Einspeisung 		

* vgl. Zielbild bezüglich «dynamisch optimierter Einspeiseleistung» im Handlungsfeld Netzinfrastuktur

¹³ vgl. Zielbild bezüglich der «dynamisch optimierten Einspeiseleistung» im Handlungsfeld Netzinfrastuktur

Massnahmen im Handlungsfeld «Prosumer und Anlagenbesitzer»

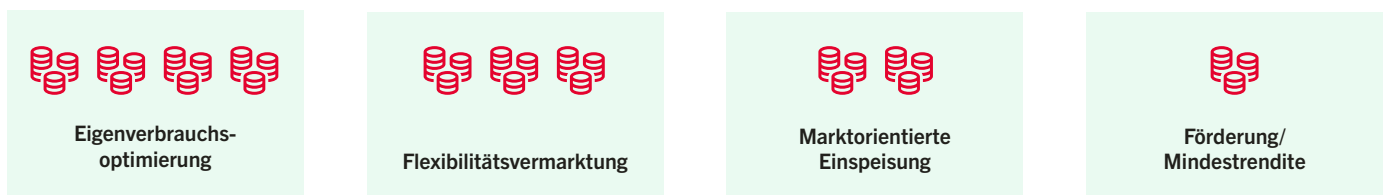
Erlösmöglichkeiten einer PV-Anlage

Die vermehrte gleichzeitige Einspeisung von PV-Anlagen ins Netz führt dazu, dass die Vergütung für PV-Strom insbesondere in Zeiten hoher Produktion (Sommermonate mittags) laufend sinkt oder sogar negativ wird. Deswegen werden zukünftig die Optimierung des Eigenverbrauchs (vor allem aufgrund der damit verbundenen Vermeidung der Netzentgelte) und der lokale Verbrauch (LEG, ZEV, vZEV) weiterhin die zentrale Erlösquelle von PV-Anlagen bleiben. Die zweite wesentliche Quelle, die zukünftig stärker zur Amortisation der Anlage beitragen soll, ist die Vermarktung der Flexibilität, wie in Kapitel Massnahmen im Handlungsfeld «Energiewirtschaft und Markt» beschrieben. Bezüglich der wirtschaftlichen Bedeutung folgt erst anschliessend die marktorientierte Einspeisung der PV-Produktion. Ergänzt werden kann dies durch allfällige Förderungen für den Kapazitätszubau (vor allem für Anlagen ohne nennenswerten Eigenverbrauch) und/oder eine Mindestrendite und eine Entschädigung für reduzierten Netzanschluss.¹⁴



Quelle: BKW

Mögliche Erlösquellen für PV-Anlagen



Wie mehrfach erwähnt, muss sich die Einspeisung der PV-Produktion ins Netz unabhängig von der Anlagengrösse an der Nachfrage orientieren, und sie soll über Vermarkter als Dienstleister erfolgen. Eine Vergütung, die sich an Marktpreisen orientiert, ist ein wichtiger Schritt für ein systemfreundlicheres Verhalten der PV-Anlagen. Dabei ist darauf zu achten, dass Subventionen und Abgaben Marktsignale nicht abschwächen/konterkarieren.

Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer PV-Anlage auch in Zukunft zu sichern, muss sie auf system-, markt- und netzseitige Rahmenbedingungen wie beispielsweise Marktpreise oder dynamische Signale flexibel reagieren können. Dies wird idealerweise durch eine Kombination mit einem Speicher und/oder flexiblen Verbrauchern behind-the-meter (Prosumer) inklusive Leistungs- und Energiemanagementsystem erreicht. Die Flexibilität von PV-Anlagen ist damit zukünftig keine Option, sondern eine Voraussetzung für deren Wirtschaftlichkeit.

Anforderungen an Konnektivität und Interoperabilität

Damit PV-Anlagen ihre Einspeisung marktorientiert optimieren und ihre Flexibilität vermarkten können, brauchen sie ein Mindestmass an Konnektivität. Das heisst, sie müssen zum Beispiel zumindest Börsenpreise empfangen können und/oder direkt durch den Vermarkter steuerbar sein.

Die Interoperabilität der PV-Anlage sowohl mit den steuerbaren Geräten im Gebäude (behind-the-meter) als auch mit dem Stromnetz muss möglichst einfach und standardisiert erfolgen können. Dies kann durch ein Energiemanagementsystem (EMS) erfolgen. Zukünftig soll dabei neben der Energie auch die Leistung des Prosumers optimiert werden. Dadurch werden nicht nur Menge und Zeitpunkt der eingespeisten Energie optimiert, sondern auch die Leistungsspitzen der Einspeisung / des Bezugs, die für den Netzbetrieb zentral sind. Die heutigen Energiemanagementsysteme sollen daher um den Aspekt des Leistungsmanagements ergänzt werden. Aus dem EMS wird ein Leistungs- und Energiemanagementsystem

¹⁴ Um den PV-getriebenen Netzausbaubedarf zu reduzieren, sollen solche Anlagen einen (finanziellen) Anreiz haben, pro installierter DC-Leistung eine möglichst geringe Netzanschlussleistung zu beantragen (vgl. Kapitel Massnahmen im Handlungsfeld «Netzinfrastruktur»).

(LEMS). Dazu muss sich ein Standard etablieren, der eine Optimierung des Prosumers sowohl bei der Installation (Solarinstallateur) und als auch im Betrieb deutlich vereinfacht (z.B. SmartGridReady). Das Zusammenspiel und die Abstimmung zwischen Produktion (PV-Anlage), Speicher und Verbrauch (Wärmepumpe, E-Auto etc.) müssen herstellerunabhängig einfach funktionieren.

Dazu ist wichtig, dass die Kunden durch kompetente Dienstleister unterstützt werden. Die Installation und die Konfiguration von Flexibilität, Speicher sowie Energie- und Leistungsmanagement müssen zukünftig zur erweiterten Kernkompetenz eines Anbieters von PV-Anlagen gehören.

Sicherstellung von Kapazitätszubau

Während bereits heute an einzelnen Stunden (insbesondere im Sommer) ausreichend Strom produziert wird, ist in der Schweiz im Winter auch langfristig kein struktureller Produktionsüberschuss absehbar. Wenn PV aber auch im Winter

einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten soll, muss die installierte PV-Kapazität (kWp) – wie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen – weiter gesteigert werden. Dabei muss in Kauf genommen werden, dass nicht jede produzierte Kilowattstunde (kWh) PV-Strom zu jeder Zeit benötigt wird. Anders formuliert: Die PV-Kapazität soll sich am Winterbedarf ausrichten, wobei Überschüsse im Sommer in Kauf genommen werden. Anreize für den Zubau von Kapazität sind daher von betrieblichen Anreizen (das heisst, wann und wie die Anlage betrieben wird) zu entkoppeln.¹⁵

Es ist Aufgabe der Politik, entsprechende Rahmenbedingungen für den Zubau von heimischen Produktionskapazitäten zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele zu etablieren. Das Investitionsrisiko bei zukunftsfähigen PV-Anlagen, die zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele beitragen, muss für Kleininvestoren tragbar sein (zum Beispiel durch die Sicherstellung einer Mindestrendite über die Lebenszeit der Anlage).

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «Prosumer und Anlagenbesitzer»

<p>@Anlagenbesitzer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bau zukunftsfähiger PV-Anlagen idealerweise in Kombination mit Speicher und/oder flexiblen Verbrauchern (Prosumer) inklusive Energie- und Leistungsmanagementsystem • Konnektivität und Steuerbarkeit der Anlage sicherstellen 	<p>@Gesetzgeber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rahmenbedingungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele etablieren (Kombination aus Vorgaben und finanziellen Anreizen für Kapazitätszubau) • Entkopplung von Anreizen für Zubau von PV-Kapazität und betrieblichen Anreizen 	<p>@PV-Branche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weiterentwicklung von EMS zu Leistungs- und Energiemanagementsystemen (LEMS) • Etablierung eines Kommunikationsstandards zur Optimierung aller Anlagen des Prosumers • Installation und Konfiguration von flexiblen Anlagen als Kernkompetenz von PV-Anbietern
---	---	---

¹⁵ Auf europäischer Ebene gibt es hierzu schon konkrete Lösungsansätze wie etwa «nicht produktionsbasierte Differenzverträge». Vgl. dazu das ENTSO-E-Positionspapier «Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design» (ENTSO-E, Feb. 2024)

Massnahmen im Handlungsfeld «Netzinfrastruktur»

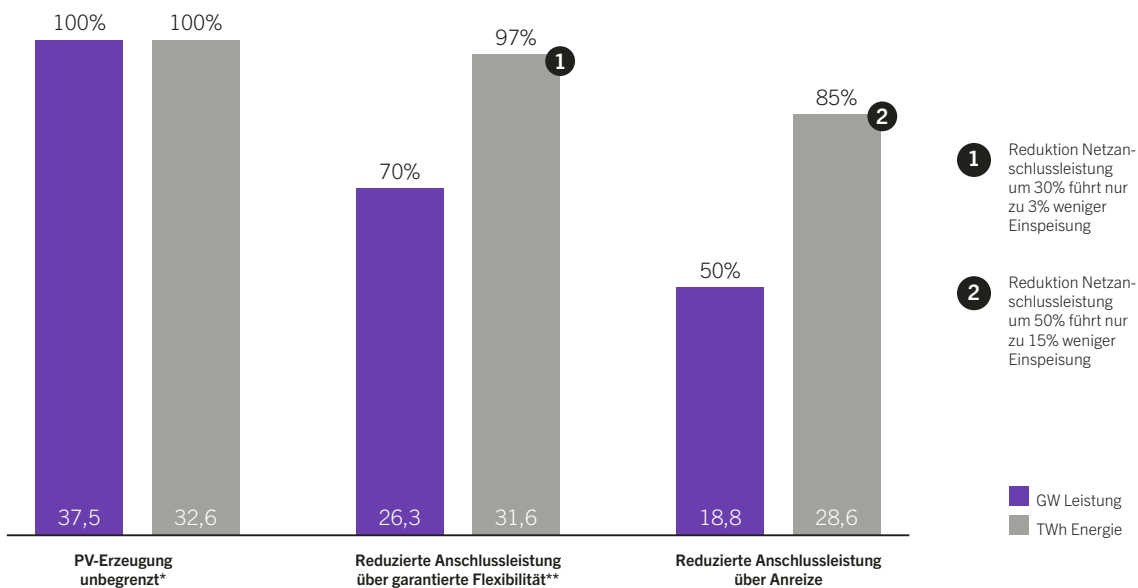
(Entschädigte) Begrenzung der Anschlussleistung: «Leistungsspitzen gehören nicht ins Netz»

Ein Netzanschluss und ein Netzausbau (sofern nötig) für 100% der installierten PV-Anlagenleistung sind weder technisch noch ökonomisch sinnvoll. Die aktuelle gesetzliche Vorgabe (Abregelung von 3% der Jahresenergie am Anschlusspunkt) zusammen mit dem VSE-Branchendokument erlaubt eine Begrenzung der Netzanschlussleistung auf 70% der installierten DC-Leistung der PV-Anlage. Dies soll ergänzt werden durch die Möglichkeit für den Netzbetreiber, gegen Entschädigung eine weitergehende langfristige Reduktion der Netzanschlussleistung zu vereinbaren.¹⁶ Dies führt zu einer besseren Auslastung der bestehenden Netzinfrastruktur und einer dauerhaften Vermeidung des Netzausbaus. Ist die Entschädigung des Anschlussnehmers für eine Reduktion der Anschlussleistung wirtschaftlicher als allfällige Anpassungen an der Infrastruktur (Netzausbau), soll der Netzbetreiber die

Möglichkeit haben, den Netzanschlussnehmer zur Umsetzung solcher Massnahmen gegen Entschädigung langfristig zu verpflichten. Da es sich bei dieser Massnahme um eine Begrenzung am Netzanschlusspunkt handelt, kann der Anlagenbesitzer die Energie, die nicht ins Netz eingespeist werden kann, selbst verbrauchen oder speichern. Die Energie wird durch diese Massnahme also nicht «weggeworfen».

Unter Berücksichtigung lokaler/regionaler Netztopologien wird das Verteilnetz beim Netzanschlussprozess daher nur für einen deutlich reduzierten Prozentsatz der installierten PV-Leistung dimensioniert. Dadurch wird der PV-bedingte notwendige Verteilnetzausbau massiv reduziert. Zudem ist so sichergestellt, dass keine PV-Produktionsspitzen ins Netz eingespeist werden, wenn es aufgrund der Gleichzeitigkeit von PV-Produktion keine Abnehmer im Strommarkt gibt. Dies ist insbesondere wichtig, da die gesetzlichen Ausbauziele für PV (die vorgesehenen Energieziele entsprechen ca. 40 GW installierter PV-Leistung) deutlich über den Nachfragespitzen der Schweiz liegen (derzeit im Sommer ca. 7–8 GW).

Verhältnis Netzanschlussleistung und mögliche Einspeisung



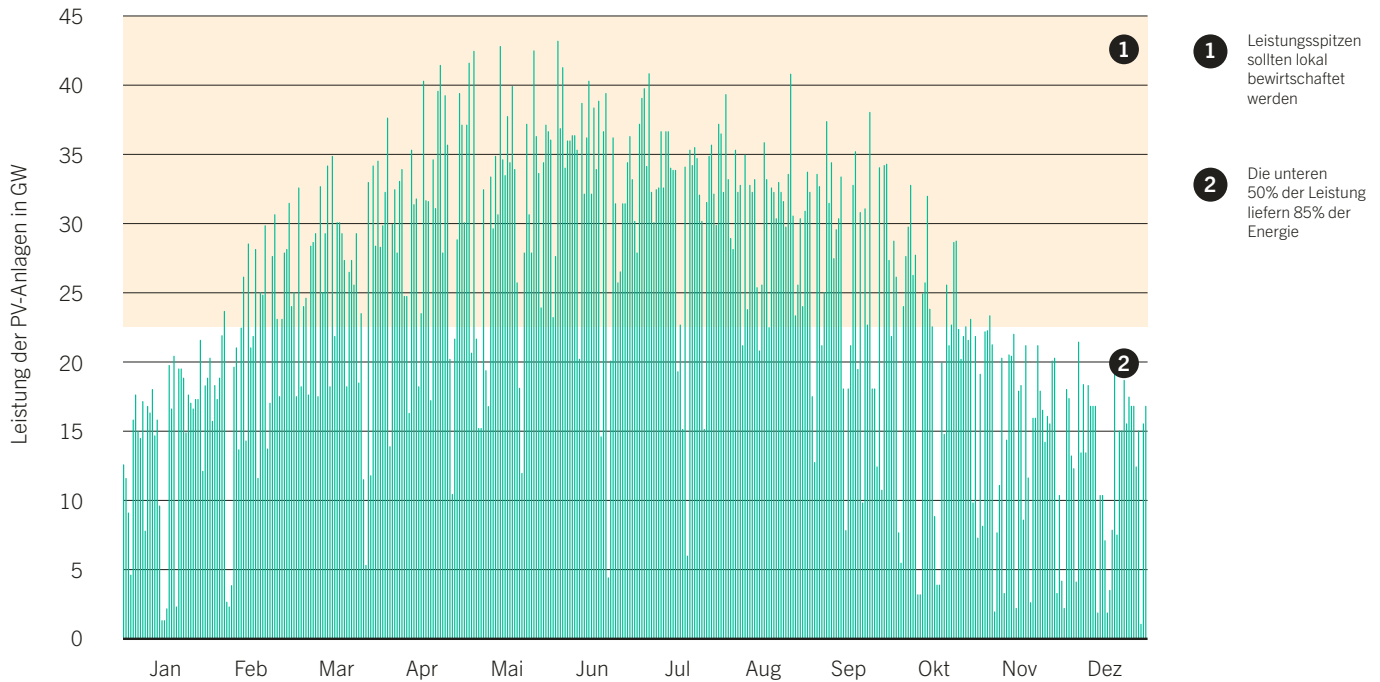
* Heute haben die Netzbetreiber gemäss Art. 5 Abs. 2 StromVG eine Anschlusspflicht für alle Elektrizitätserzeuger und gemäss Art. 15 Abs. 1 und 2 EnG eine Abnahmepflicht für alle (Erzeugungs-)Anlagen von höchstens 3 MW oder 5000 MWh

** Garantierte Nutzung netzdienlicher Flexibilität gemäss Art. 17c StromVG und Art. 19c StromVG

(alle Daten gemäss Energieperspektiven 2050+, Szenario Zero Basis, alle Zahlen auf die Schweiz bezogen)

¹⁶ Die Entschädigung für eine reduzierte Netzanschlussleistung sollte schweizweit einheitlich geregelt sein und sich an den entgangenen Erlösmöglichkeiten (Vermarktung PV-Produktion inklusive Flexibilität) orientieren.

Lokale Bewirtschaftung von Leistungsspitzen



Quelle: Christof Bucher, aeesuisse-Kongress 2024

Weiterentwicklung der Notfallsteuerung zu dynamisch optimierter Einspeiseleistung

Bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs steht dem lokalen Netzbetreiber gemäss aktuellen gesetzlichen Bestimmungen eine garantierte Nutzung netzdienlicher Flexibilität zu.¹⁷ Die Umsetzung seitens des Netzbetreibers erfolgt heute (falls überhaupt) über verschiedene, technisch etablierte Technologien, die von allen zurzeit installierten (PV-)Anlagen weiterverarbeitet werden können. Beispiele hierfür sind Relais am Smart Meter oder die Rundsteueranlage.¹⁸

Auch in Zukunft muss der Netzbetreiber die Möglichkeit haben, netztechnisch zwingende Vorgaben bezüglich des maximalen Bezugs/der maximalen Einspeisung zu machen, die in einem Notfall alle anderen Flexibilitätssignale übersteuern. Dies soll aber idealerweise über eine dynamische Definition des möglichen Betriebsbereichs erfolgen. Dadurch kann der Netzbetreiber einerseits bei Bedarf analog zur heute vorgesehenen (aber oftmals nicht implementierten) Notfallsteuerung die Einspeiseleistung reduzieren. Sofern der Netzzustand (Netzauslastung und lokale Spannungen am Anschlusspunkt) es zulässt, kann der Netzbetreiber aber andererseits auch dynamisch eine höhere Einspeiseleistung (das heisst höher als das vertraglich/gesetzlich vereinbarte Niveau) erlauben.

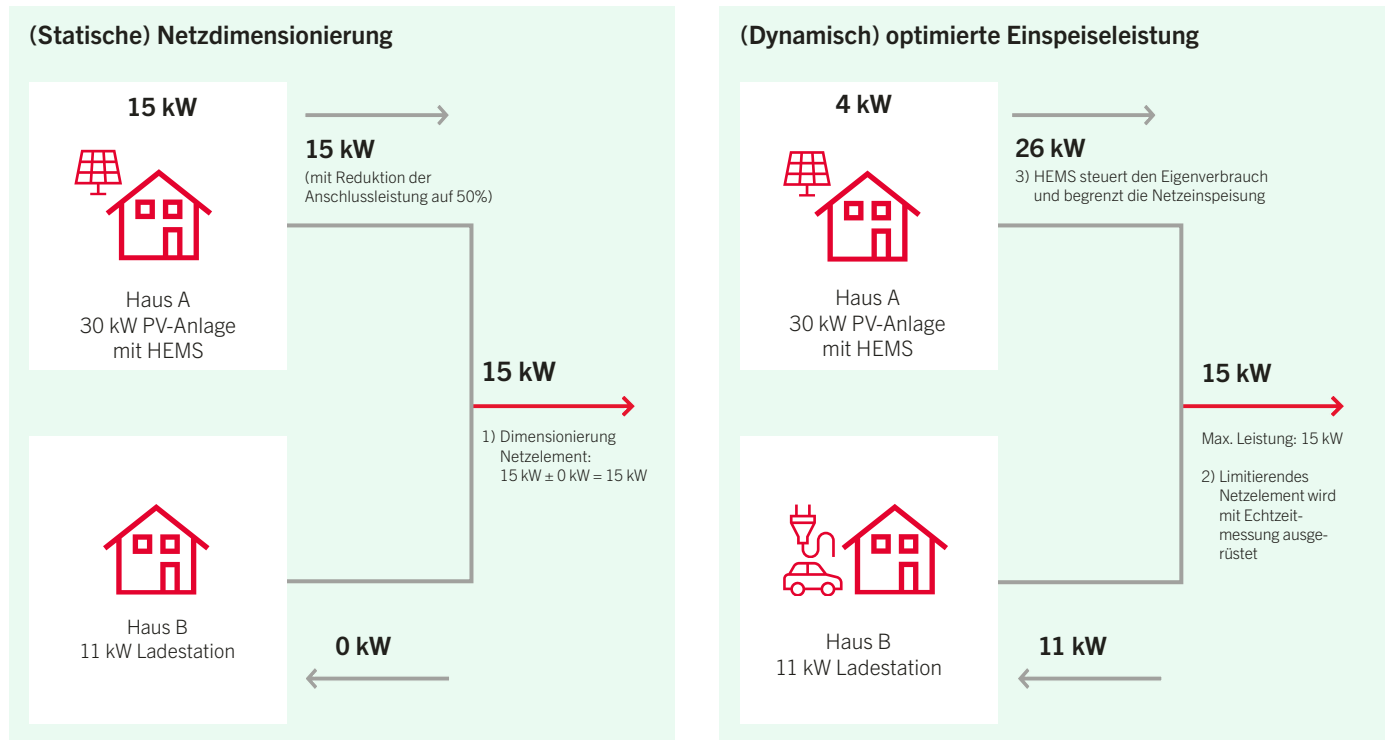
Echtzeitüberwachung des Verteilnetzes

Um den zulässigen Betriebsbereich berechnen zu können, muss der Verteilnetzbetreiber in der Lage sein, das lokale Netz laufend zu überwachen (Echtzeitüberwachung) und an den Anschlussnehmer zu kommunizieren (Echtzeit-Sensorik und -Aktorik). Die PV-Anlage bzw. das LEMS muss in der Lage sein, diese Parameter laufend zu empfangen und zu verarbeiten. Der Umfang und die Implementierung dieses Echtzeitsystems sind durch den VNB zu definieren. Die Schnittstelle zwischen VNB und Prosumer ist schweizweit einheitlich zu gestalten (siehe auch Informationsaustauschstandard in Kapitel Markt und Bilanzgruppen).

¹⁷ Vgl. StromVG Art. 17c Abs. 4 und 5

¹⁸ Technisch liegt es in der Verantwortung des Kunden bzw. von dessen Installateur, sicherzustellen, dass im Notfall alle anderen Flexibilitätssignale übersteuert werden (wie es im Stromversorgungsgesetz und in den jeweiligen technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber gefordert ist).

Funktionsweise der dynamisch optimierten Einspeiseleistung



HEMS: Home Energy Management System

Um das Vermarktungspotenzial der Flexibilität des Anlagenbesitzers nicht unnötig zu beeinträchtigen, müssen die garantierten Zugriffsrechte des Netzbetreibers auf den technisch zwingend erforderlichen Umfang reduziert bleiben.

Beschleunigung des Netzausbaus

Die in diesem Dokument vorgeschlagenen Massnahmen dienen dazu, den PV-bedingten Netzausbaubedarf zu reduzieren. Trotz aller (Optimierungs-)Massnahmen wird je nach Netztopologie gebietsweise weiterhin Netzausbaubedarf

(je nach Anschlusssituation produktions- oder lastgetrieben) bestehen. Dieser findet vorwiegend im Verteilnetz statt. Heute bestehende Hürden im Netzausbau müssen abgebaut werden, um den Netzausbau auf allen Netzebenen signifikant zu beschleunigen.

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «Netzinfrastuktur»

<p>@Netzbetreiber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erarbeitung der Regelung für entschädigte Reduktion der Netzananschlussleistung zur Vermeidung eines Netzausbaus • Weiterentwicklung der Notfallsteuerung hin zu dynamisch optimierter Einspeiseleistung • Aufbau von Echtzeitüberwachung und -berechnung des Verteilnetzes (Sensorik und Aktorik) 	<p>@Gesetzgeber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ermöglichen von verpflichtenden Vereinbarungen (inklusive anrechenbarer Entschädigungen) für eine Reduktion der Netzananschlussleistung durch die Netzbetreiber • Beschleunigung des Netzausbaus auf allen Netzebenen 	<p>@Anlagenbesitzer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Installation eines LEMS, das Signale zur dynamischen Einspeiseleistung empfangen und verarbeiten kann
--	--	---

Massnahmen im Handlungsfeld «Steuerbarkeit und Anreize»

Niederschwellige Vermarktungsmöglichkeiten für dezentrale Flexibilität

Die (freiwillige) Vermarktung der Flexibilität von dezentralen Einheiten soll eine wesentliche Erlösquelle für die Anlagenbesitzer sein und zudem Swissgrid und den Netzbetreibern auch zukünftig trotz gesteigertem Flexibilitätsbedarf einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen. Daher ist es nötig, dass die Teilnahme von dezentralen Einheiten (PV, BESS, Ladestationen, Prosumer) an Regelenenergiemärkten für die Anlagenbesitzer möglichst niederschwellig erfolgen kann. Der Zugang zu den bestehenden Flex-Märkten soll dabei über einen Aggregator/Pooler erfolgen (vgl. Flexibilitätsvermarktung). Die laufenden Aktivitäten, die darauf abzielen, Eintrittshürden in den Regelreservemarkt zu reduzieren, sollen konsequent weiterverfolgt werden. Dazu ist es auch nötig, das bestehende SDL-Pooling-Konzept zu adaptieren, um eine Skalierung auf eine Vielzahl dezentraler Teilnehmer zu ermöglichen.

Neben der Weiterentwicklung der bestehenden SDL-Produkte soll geprüft werden, inwieweit diese durch PV-spezifische Produkte ergänzt werden können (vergleiche Pilotprojekt von Swissgrid zu «PV for Balancing»). Solche Produkte können die besonderen Eigenschaften von PV berücksichtigen und möglicherweise eine kosteneffiziente Erweiterung der klassischen Regelreserveprodukte darstellen.

Aufbau Flexibilitätsplattform und Koordinationsmechanismus

Mit einer Zunahme von (freiwilligen) Angeboten dezentral verfügbarer Flexibilität (systemdienlich, marktdienlich und netzdienlich freiwillig), aber auch von einer zusätzlichen Nachfrage nach Flexibilität stellt sich die Frage nach der Priorisierung und der Koordination der Flexibilitätsbedarfe. Dabei soll die Zuteilung der Flexibilität marktbasierend erfolgen: Der Abnehmer mit dem grössten Bedarf/Nutzen – und damit auch der grössten Zahlungsbereitschaft – soll die Flexibilität abrufen können. Damit die Aktivierung dezentraler Flexibilität nicht zu Netzproblemen im betroffenen Verteilnetz führt, müssen

die netztechnischen Limitationen des Netzes berücksichtigt werden: Der lokale Netzbetreiber gibt den netztechnisch (physikalisch) zulässigen Rahmen vor (vgl. Zielbild «dynamisch optimierte Einspeiseleistung» in Kapitel Massnahmen im Handlungsfeld «Netzinfrastuktur»). Dazu braucht es für alle Beteiligten Informationen bezüglich der Lokalität der Angebote (sogenannte «nodale» Informationen darüber, wo und in welchem Netz die Flexibilität angesiedelt ist), und die PV-Anlage muss zumindest zwei Informationen empfangen und verarbeiten können: netztechnische Limitationen seitens VNB und marktseitige Signale/Anreize seitens Vermarkter.

Durch die Vielzahl an involvierten Akteuren (Anlagenbesitzer als Flex-Eigentümer, lokale Netzbetreiber, Versorger, Flex-Vermarkter, Flex-Abrufer, Swissgrid) und die geografische Separierung erscheint eine zentrale Flexibilitätsplattform mit einem Koordinationsmechanismus als die geeignetste Variante. Eine konkrete Umsetzung einer solchen lokalen Flexibilitätskoordination wird im Pilotprojekt «TSO-DSO-Koordination» geprüft.

Definition End-to-End-Flexibilitätssteuerung

Auch in Abwesenheit einer marktbasierenden Flexibilitätsplattform braucht es im Sinne einer Minimalanforderung einen einheitlich definierten End-to-End-Prozess für den Zugriff auf Flexibilitäten. Dieser muss folgende Punkte regeln:

- Priorisierung der Flexibilitätsarten untereinander und Sicherstellen des Vorrangs der garantierten Flexibilitätsnutzung vor anderen Nutzern. Das bedeutet die Regelung zum Umgang mit konkurrierenden Signalen unterschiedlicher Nutzer.
- Kaskadierung des Flexibilitätsabrufs unter den verschiedenen Akteuren / über Eigentumsgrenzen hinweg (zum Beispiel Weitergabe eines Steuerungssignals über verschiedene Netzebenen)
- Definition einer Steuerungsschnittstelle zu den Flexibilitäten des Anlagenbesitzers (Transfer Flexibilitätsabruf «ins Gebäude»)

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «Steuerbarkeit und Anreize»

<p>@Swissgrid:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abbau der Eintrittshürden in den Regelreservemarkt für dezentrale Flexibilität • Weiterentwicklung des SDL-Pooling-Konzepts • Prüfung der Erweiterung des SDL-Markts um PV-spezifische Produkte 	<p>@Netzbetreiber (inkl. Swissgrid) und Akteure im Energiemarkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aufbau einer Koordinationsplattform für Flexibilitätsabruf • Definition eines einheitlichen End-to-End-Prozesses (inklusive Informations- und Kommunikationsstandard) für Zugriff auf Flexibilitäten 	<p>@PV-Branche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung eines Standards zur Flexibilitätssteuerung von Prosumer-Anlagen
---	---	--

Massnahmen im Handlungsfeld «Daten»

Qualität und Verfügbarkeit von Stammdaten sicherstellen

Stammdaten sind grundlegende, in der Regel konstante Informationen zu PV-Anlagen wie zum Beispiel die installierte Leistung (DC und AC), der Standort der Anlage und Neigung sowie Ausrichtung der Anlage. Diese Daten bilden die Grundlage für die Netzplanung, für den System- und Netzbetrieb sowie für Einspeiseprognosen. Damit dies in der nötigen Qualität erfolgen kann, braucht es eine konsequente Erfassung und die Veröffentlichung der Stammdaten von PV-Anlagen – zeitnah und zuverlässig. Nur wenn Netzbetreiber, Versorger, Aggregatoren und Bilanzgruppen auf qualitativ hochwertige Stammdaten zugreifen können, können sie auch ihre jeweilige Verantwortung wahrnehmen. Neben PV-Anlagen betrifft dies grundsätzlich alle relevanten Prosumer-Anlagen behinderter wie zum Beispiel Batterien, Wärmepumpen oder Ladestationen. Pronovo führt bereits eine solche Liste mit PV-Anlagen – allerdings sind deren Aktualität und Qualität verbesserungsbedürftig.

Ein weiterer wichtiger Punkt in diesem Zusammenhang ist die Zuordnung der einzelnen PV-Anlagen zu den Bilanzgruppen. Diese Information ist derzeit nicht ersichtlich und eine relevante Quelle für Prognosefehler. Oftmals ist der Informationsfluss über Mutationen bei der Zugehörigkeit von PV-Anlagen zu Bilanzgruppen (Anmeldung, Wechsel) nicht durchgängig. Diese Information muss jedoch allen betroffenen Akteuren zentral und zeitnah verfügbar gemacht werden – vor allem auch bei Mutationen.

Öffentliche Produktionsdaten zur Kalibrierung von PV-Modellen

Basierend auf Stammdaten von PV-Anlagen (installierte Leistung, Standort, Neigung, Ausrichtung), werden von Marktakteuren und Versorgern Prognosen zur erwarteten Produktion von PV-Anlagen erstellt. Damit diese Prognosen laufend verbessert und optimiert werden können, ist ein Abgleich zwischen Prognosewerten und tatsächlichen Produktionswerten nötig. Für Akteure, die keine direkte (vertragliche) Beziehung zu einzelnen PV-Anlagen haben (z.B. [Sub-]Bilanzgruppen, Aggregatoren, Swissgrid), ist es aufwendig bis unmöglich, die

tatsächlichen Produktionswerte von PV-Anlagen zu erhalten. Es wird daher vorgeschlagen, ein schweizweites Netzwerk an PV-Anlagen (mit und ohne Eigenverbrauch) auszuwählen, deren (anonymisierte) reale Produktionsdaten öffentlich zur Verfügung gestellt werden. Ein solches Kalibrierungsnetzwerk von Anlagen kann von allen interessierten Akteuren als Referenz für die Verbesserung von Prognosen und gegebenenfalls auch als «Baseline» für Flexibilitätsabrufe verwendet werden.

Verwendung von existierenden (privaten) Messungen

In der Diskussion zur (Nicht-)Verfügbarkeit von Messdaten wird oftmals nicht differenziert, welche Datenqualität für welchen Verwendungszweck zwingend nötig ist. Dies betrifft insbesondere die Unterscheidung zwischen privaten Messdaten und geeichten Zählerdaten. Während für Abrechnungszwecke (Netzbetreiber/Versorger) von Gesetzes wegen geeichte Daten nötig sind, ist dies für andere Anwendungsfälle (z.B. Kalibrierung von PV-Modellen) nicht erforderlich. Durch eine klare Definition der Anforderungen und die Verfügbarmachung (privater) Messdaten (z.B. aus dem EMS des Anlagenbesitzers) soll so weit als möglich die Nutzung von bestehenden Daten ohne Aufbau einer zusätzlichen Hardware-Infrastruktur gefördert werden.

Auf- und Ausbau eines Data Hubs

Der gesetzlich vorgesehene Aufbau eines Data Hubs hat zum Ziel, den Datenaustausch innerhalb der einzelnen Akteure der Schweizer Stromwirtschaft zu standardisieren und zu verbessern. Da die Verfügbarkeit von Daten gerade im Zusammenhang mit einer Vielzahl dezentraler (PV-)Anlagen von entscheidender Bedeutung ist, sollen die für den Energy Data Hub bereits vorgesehenen Use Cases möglichst zeitnah und umfassend implementiert und um die Informationen der Pronovo-Datenbank (vergleiche Massnahme Stammdaten) erweitert werden. Zusätzlich soll geprüft werden, inwieweit der Datenaustausch über den Data Hub zukünftig um den Austausch von Echtzeitdaten erweitert werden kann. Dies würde insbesondere für die Bilanzierung von PV-Produktion, das heisst die Zuordnung zu Bilanzgruppen und das Monitoring von deren Ausgeglichenheit in Echtzeit, entscheidende Vorteile bringen. Eine solche Umsetzung sollte mit einer offenen und standardisierten Schnittstelle erfolgen.

Zusammenfassung Empfehlungen Handlungsfeld «Daten»

<p>@Netzbetreiber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Definition der (Mindest-)Anforderungen an (Mess-)Daten pro Use Case und wo möglich Integration privater Messdaten 	<p>@BFE/Pronovo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zeitnahe und qualitativ hochwertige Publikation von Stammdaten inklusive Bilanzgruppenzugehörigkeit • Etablierung eines schweizweiten Kalibrierungsnetzwerks von PV-Anlagen, deren Ist-Produktion zur Verbesserung von Prognosen öffentlich zugänglich gemacht wird • Prüfen der Möglichkeit, den Data Hub perspektivisch um Echtzeitdaten zu ergänzen
---	--

Umsetzung und Schlussfolgerung

Die erfolgreiche Transformation des Energiesystems und insbesondere die Integration grosser Mengen an installierter PV-Leistung erfordern ein koordiniertes und ganzheitliches Vorgehen aller beteiligten Akteure. Die Herausforderungen und Handlungsfelder, die sich aus der zunehmenden Dezentralisierung und der Digitalisierung der Stromversorgung ergeben, sind vielschichtig und betreffen Netzbetreiber, Versorger, Aggregatoren, Anlagenbetreiber/Prosumer, Behörden, Technologieanbieter sowie die Gesetzgebung gleichermassen. Keine einzelne Massnahme kann eine sichere Integration von PV ins Gesamtsystem bewerkstelligen, sondern nur ein umfassendes Massnahmenbündel – es gibt keine Patentlösung.

Hinsichtlich der zeitlichen Implementierung der Massnahmen reicht das Spektrum von unmittelbar umsetzbaren bis hin zu sehr langfristigen Massnahmen, die unter anderem auch eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erfordern.

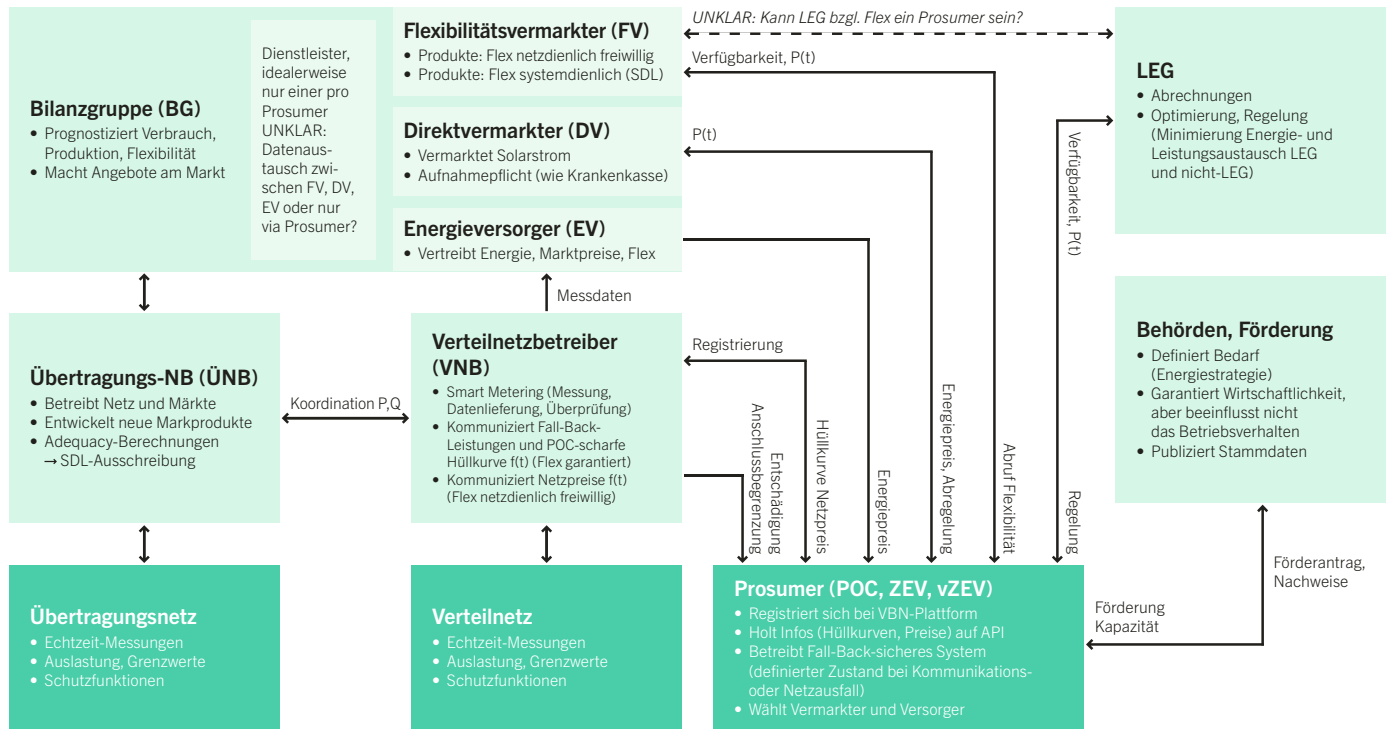
Wichtig ist, jene Massnahmen prioritär zu behandeln, die langfristige Auswirkungen haben und nur schwer beziehungsweise aufwendig korrigiert werden können. Dies betrifft insbesondere die Definition von Standards und Anforderungen an die Anlagen. Einmal installiert, bedarf es für nachträgliche Änderungen bei PV-Anlagen kostspieliger Anpassungen/Retrofits – inklusive schwieriger Diskussionen zu Kostentragung, Übergangsfristen etc. Weil Anlagen, die heute installiert werden, für zwanzig Jahre und mehr am Netz bleiben, darf für die Definition der nötigen Anschlussbedingungen und Anforderungen keine Zeit verloren gehen.

Nachfolgende Darstellung zeigt schematisch, wie das Zusammenspiel der beteiligten Akteure gemäss den in diesem Dokument aufgezeigten Massnahmen funktionieren könnte.



Quelle: Axpo

Lösungsansatz für Systembetrieb und Systemarchitektur Prosumer + VN + ÜN + Markt



Auch wenn es sich um eine vereinfachte Darstellung handelt, ist offensichtlich, dass eine enge Zusammenarbeit zwischen Anlagenbesitzern, Netzbetreibern und Marktakteuren ebenso wichtig ist wie die Schaffung rechtlicher und technischer Rahmenbedingungen, die Innovationen ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Der Blick auf internationale Entwicklungen kann dabei helfen, bewährte Ansätze zu adaptieren und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Energiewirtschaft zu sichern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und die Integration von PV eine breite Palette an Massnahmen und die aktive Beteiligung aller Akteure erfordern. Nur durch koordiniertes Handeln entlang des gesamten Prozesses – von den Anforderungen an die Anlagen über Betrieb und die Vermarktung bis hin zum Datenaustausch – kann es gelingen, die politisch angestrebten PV-Leistungen erfolgreich und sicher ins Gesamtsystem zu integrieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
BESS	Battery Energy Storage System (Batteriespeicher)
BFE	Bundesamt für Energie
BG	Bilanzgruppe
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DSO	Distribution System Operator (identisch mit VNB)
EMS	Energiemanagementsystem
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt (entspricht 1000 MW)
GWh	Gigawattstunde (entspricht 1000 MWh)
PV	Photovoltaik
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
LEMS	Leistungs- und Energiemanagementsystem
MW	Megawatt (entspricht 1000 kW)
MWh	Megawattstunde (entspricht 1000 kWh)
NAP	Netzanschlusspunkt
SDL	Systemdienstleistungen
TSO	Transmission System Operator (identisch mit ÜNB)
TWh	Terawattstunde (entspricht 1000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
vZEV	Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Publikationsdatum: März 2026