



Branchenempfehlung

Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen

Richtlinie für die netzdienliche Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen

NRE – CH 2025

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Stefanie Aepli	Swissgrid	AG Mitglied
Patrick Bader	VSE	AG Mitglied
Christof Bucher	BFH	AG Mitglied
Peter Cuony	Groupe E	AG Leiter
Stéphane Daetwyler Duarte	Romande Energie	AG Mitglied
Lukas Elmiger	CKW	AG Mitglied
Peter Esslinger	BKW	AG Mitglied
Hans-Heiri Frei	EKZ	AG Mitglied
Fabio Giddey	Swissolar	AG Mitglied
Anna Hoang	Primeo Energie	AG Mitglied
Lars Huber	SWL Energie	AG Mitglied
Dimitrios Nousios	Swissgrid	AG Mitglied
Dona Mountouri	Swissgrid	AG Mitglied
Christina Tzanetopoulou	VSE	AG Mitglied
Joé Wengler	ewz	AG Mitglied
Daniel Wiesler	EBL	AG Mitglied

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Versorgungsqualität verantwortlich.

Dieses Dokument ist eine Branchenempfehlung zum Strommarkt. Sie gilt als Richtlinie im Sinne von Art. 27 Abs. 4 Stromversorgungsverordnung.



Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
05.09.2024	Auftragserteilung durch die Kommission Versorgungsqualität
14.05.2025	Arbeitsaufnahme durch die Arbeitsgruppe (AG)
10.06 - 27.07.2025	Branchenvernehmlassung
18.09.2025	Genehmigung durch den Vorstand des VSE

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 18.09.2025.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch sowohl auf Frauen wie auch auf Männer. Wir danken für Ihr Verständnis.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Begriffe und Definitionen	7
1. Einleitung.....	8
1.1 Notwendigkeit zum Abregeln	8
1.2 Technische Grundlagen zur Leistungsregelung von PV-Anlagen	9
1.3 Gesetzesgrundlage und drei Anwendungsfälle	10
1.3.1 Garantierte Nutzung von Flexibilität im Fall eines gefährdeten oder gestörten Netzzustandes.....	11
1.3.2 Garantierte Nutzung von Flexibilität für Netzeffizienz	11
1.3.3 Vertraglich gesicherte Flexibilität.....	11
2. Technische Umsetzungsmöglichkeiten für die Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen	13
2.1 Anforderungen für lokale Regelung der PV-Anlagen.....	13
2.1.1 Fixe Einspeiselimitierung	13
2.1.2 Spannungsabhängige Einspeiselimitierung.....	14
2.2 Fernsteuerung der Erzeugungsanlage über lokale Schnittstelle	15
2.2.1 Protokoll-Steuerung	15
2.2.2 Schaltkontakt-Steuerung	15
2.3 Weitere Möglichkeiten.....	16
2.3.1 Fernsteuerung über Internetverbindung des Erzeugers und IT-Plattformen von Dritten	16
2.3.2 Dynamische Flexibilitätsvergütung für die Einspeisung	16
2.3.3 Abwurf der PV-Anlage über Frequenzerhöhung im Inselbetrieb	16
2.4 Eignung der verschiedenen Ansätze für die drei Anwendungsfälle.....	17
3. Prozesse	18
3.1 Koordination zwischen VNB und Dritten	18
3.1.1 Priorisierung und zeitlicher Ablauf der Regelung der Einspeisung	18
3.1.2 Vor- und nachgelagerte VNB.....	20
3.2 Berechnung der am Anschlusspunkt abgeregelten Einspeisung und der Produktionsverluste	21
3.2.1 Anlagenspezifische Berechnung der Produktionsverluste mit maximalen Produktionsprofilen	22
3.2.2 Anlagenspezifische Berechnung der Produktionsverluste mit Referenzprofilen	22
3.2.3 Bestimmung der Produktionsverluste anhand des Einspeiseprofiles und Erfahrungswerte	23
4. Fazit.....	24
Anhang 1: Analysen zur fixen Einspeiselimitierung bei 70% für PV-Anlagen	25
Anhang 2: Anlagenspezifische fixe Einspeiselimitierung bei PV-Anlagen	28
Anhang 3: Beispiel Berechnung der Produktionsverluste von PV-Anlagen mit maschinellern Lernen	30



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dokumentenstruktur	7
Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf der Aktivierung der Flexibilität von PV-Anlagen, durch den VNB (blau), den Lieferanten (grün) und den ÜNB (rot).	18
Abbildung 3: Beispiel des Verhaltens einer PV-Anlage mit 100kWp installierter Leistung bei überlappenden Befehlen von VNB (gelb und braun) und Lieferant (pink). Das Profil ohne Limitierung und externe Befehle ist in hellblau dargestellt. Die Reaktion der Anlage auf die überlagernden Befehle ist in dunkelblau dargestellt.	20
Abbildung 4: Anteil der Anlagen mit Produktionsverlust kleiner als 3% (blau) und kleiner als 2% (gelb) für verschiedene fixe Produktions-Limitierungen zwischen 60% und 80% der DC-Nennleistung für das Jahr 2023 (ausgezogene Linie) und das Jahr 2024 (gestrichelte Linie).	25
Abbildung 5: Relative Jahresproduktion mit verschiedenen Neigungswinkeln und Ausrichtungen (links) und Globalhorizontalstrahlung in der Schweiz als 20-Jahres Mittelwert der Jahre 1996-2015 (rechts) [3]	26
Abbildung 6: Anteil der PV-Anlagen mit einem Produktionsverlust unter 3% bei einer fixen Produktionslimitierung auf 70% in Abhängigkeit der Höhe über Meer (links) und Gesamtanzahl der PV-Anlagen im Datensatz pro 100m Höhen-abschnitt (Abschnitt 500 sind alle Anlagen von 400-500 m.ü.M abgebildet)	26
Abbildung 7: Produktionsprofil einer typischen PV-Anlage (703 kWp/601 kVA, Ost-West mit 6° Neigung, DC-Nennleistung auf 100 % normalisiert). Die maximal gemessene AC-Leistung (15-Min Durchschnittswert) ist 83% der DC-Nennleistung. Von 2017-2022 liegt 3% der produzierten Energie über 52% der Nominalleistung.	28
Abbildung 8: Fixe Einspeiselimiteierung, bei der die 3% Produktionsverlust nicht überschritten werden, in Abhängigkeit von der Neigung und Ausrichtung einer typischen Anlage aus dem Schweizer Mittelland. [3]	29
Abbildung 9: Tagesverlauf der Netzspannung (grau) und der Produktion einer PV-Anlage (blau) mit einer P(U)-Funktion, sowie die berechnete erwartete Produktion (orange) ohne P(U)-Funktion an vier Tagen mit unterschiedlichem Wetter. Die PV-Anlage reduziert die Leistung ab einer Spannung von 238V und hilft somit den Spannungshub zu begrenzen. Die Differenz zwischen dem berechneten «ungestörten» Produktionsprofil und dem gemessenen Produktionsprofil ergibt die Produktionsverluste.	30



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Einordnung der technischen Umsetzungsmöglichkeiten bezüglich der drei Anwendungsfälle für PV-Anlagen. Die Zahlen geben die Eignung der einzelnen Ansätze für die verschiedenen Anwendungsfälle gemäss der Einschätzung der AG an. 1 steht für die weniger geeignete Variante, während 5 für die am besten geeignete Varianten steht.

17



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um eine Branchenempfehlung des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchenempfehlungen beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchenempfehlungen werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument «Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen» handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentstruktur

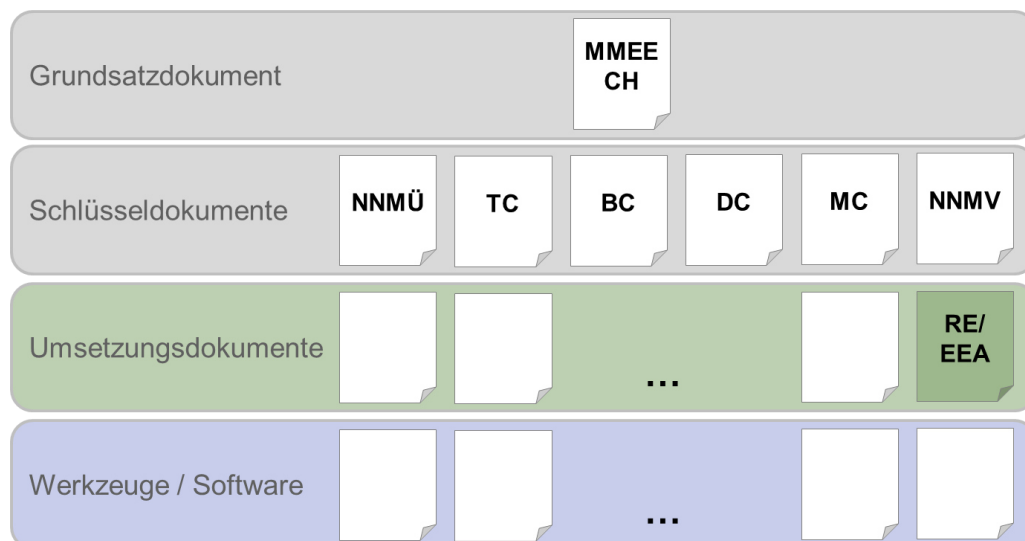


Abbildung 1: Dokumentenstruktur

Begriffe und Definitionen

Für Abkürzungen, Begriffe und Definitionen wird auf das Branchenglossar des VSE verwiesen (siehe [Link](#)).

1. Einleitung

- (1) Das StromVG und die StromVV geben ab 1.1.2026 für die netzdienliche Regelung der Einspeisung eine neue rechtliche Grundlage. Dieses Dokument zeigt auf, wie diese von den Verteilnetzbetreibern (VNB) ab 1.1.2026 umgesetzt werden soll.
- (2) Der VSE konkretisiert die Empfehlungen zur Umsetzung der garantierten Nutzung netzdienlicher Flexibilität (gemäss Art. 17c Abs. 4 Bst. a Strom VG und Art. 19c Abs. 4 StromVV) bei den Photovoltaikanlagen. Aufgrund des starken Eingriffs der Massnahme ist sie nur auf diejenigen Technologien anzuwenden, wo ein sachgerechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis besteht. Dies ist bei der Photovoltaik der Fall. Das Stromnetz kommt zunehmend an die Grenzen seiner Belastbarkeit und muss jederzeit auf die maximale Leistung ausgelegt sein, auch wenn diese nur wenige Stunden im Jahr auftritt. Mit dem geplanten Zubau der Photovoltaik wird sich das Problem weiter akzentuieren. Die Geschwindigkeit beim Zubau neuer Solaranlagen ist hoch, Netzausbau und Netzbau dagegen beanspruchen deutlich mehr Zeit und sind teuer. Diese Regelung beabsichtigt somit keine Diskriminierung von Photovoltaik, sondern hat zum Ziel, alle Technologien zu beschränken, die die Aufnahmefähigkeit des Netzes durch ungleichmässige und zu Zeiten übermässige Produktion durch eine technologiebedingt hohe Gleichzeitigkeit belasten. Sollte sich abzeichnen, dass sich auch bei anderen Technologien ein signifikanter Mehrwert für das Energiesystem erzielen lässt, dann wird der VSE auch für diese Technologien konkrete Empfehlungen erarbeiten. Der VSE hat das Ziel, eine sichere, nachhaltige und kosteneffiziente Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Mit dieser Massnahme fördern wir einen aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Ausbau des Netzes.
- (3) Es ist zu bedenken, dass es sich bei der Umsetzung der Flexibilität um ein neues Thema handelt und dass es in der Schweiz noch wenig Erfahrung mit der Regelung der Einspeisung gibt. Das Ziel dieses Dokumentes ist es, ein gemeinsames Verständnis für das Thema zu schaffen und erste grundlegende Prinzipien einzuführen. Die Arbeitsgruppe (AG) geht aber davon aus, dass diese Branchenempfehlung mit fortschreitender Umsetzungserfahrung fortlaufend weiterentwickelt werden muss.

1.1 Notwendigkeit zum Abregeln

- (1) In den "Energieperspektiven 2050+" wird für das Jahr 2050 davon ausgegangen, dass 40% des Jahresenergieverbrauchs der Schweiz mit Strom aus Photovoltaikanlagen abgedeckt sein wird. Dies entspricht einer Solarstromproduktion von ungefähr 34 TWh pro Jahr und einer installierten PV DC-Leistung von 37 GWp. Im aktuellen EnG wurden die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien nochmals angehoben. Ein konkreter Zielwert ausschliesslich für PV ist aber nicht enthalten. Die jährliche Spitzenlast des Stromverbrauchs war in der Schweiz in den letzten 10 Jahren konstant und lag bei ungefähr 10 GW. Somit ist sie bedeutend tiefer als die zu erwartende maximal mögliche Produktionsleistung der PV-Anlagen, die bei einer installierten Leistung von 37 GWp etwa 24 GW betragen würde. [1]
- (2) Das Übertragungs- und Verteilnetz wurde in der Vergangenheit in den meisten Fällen auf den Verbrauch ausgelegt. Die dezentrale Erzeugung gemäss der Energieperspektiven 2050+ stellt die Netzbetreiber bereits heute vor grosse Herausforderungen. Für die Einspeisespitzen aus PV-Anlagen müssen immer mehr Teile der Verteilnetze verstärkt werden. Diese maximalen Einspeiseleistungen fallen aber nur über wenige Stunden pro Jahr an. Die Regelung der Einspeisespitzen kann den produktionsbedingten Netzausbaubedarf signifikant reduzieren. Somit können bedeutend mehr PV-Anlagen in den bestehenden Stromnetzen angeschlossen werden. Die Regelung der



Einspeisespitzen von Photovoltaikanlagen ist daher aus volkswirtschaftlicher Sicht sehr wichtig und alternativlos.

- (3) Es wird in der Diskussion oft auf die Möglichkeit verwiesen, PV-Überschuss mit Speichern oder verbrauchsseitiger Flexibilität aufzufangen. Dies ist richtig und wichtig und kann die Einspeisespitzen reduzieren. Da die dafür relevanten Technologien aber investitionsintensiv sind und über genügend Stunden amortisiert werden müssen, werden diese typischerweise nicht auf die höchsten Einspeisespitzen ausgelegt, die nur wenige Stunden pro Jahr vorkommen. Deshalb braucht es zwingendermassen eine Abregelung der Einspeisespitzen von PV-Anlagen. Wie viel PV-Überschuss in der Zukunft wirklich abgeregelt wird, hängt davon ab, wie viel PV-Überschuss Speicher und flexible Stromverbraucher aufnehmen können.
- (4) Dieses Dokument befasst sich mit der netzdienlichen Regelung der Einspeisung mit Fokus auf PV-Anlagen. Für den Ausgleich von Produktion und Verbrauch wird aber in absehbarer Zukunft oft eine Regelung der Einspeisung von PV für marktdienliche (Spotmarkt, Bilanzgruppenausgleich) und systemdienliche (Systemdienstleistungen) Zwecke notwendig sein. Wenn ein signifikanter Teil der Einspeisespitzen «marktdienlich» vom Strommarkt abgeregelt wird, dann müssen die «netzdienliche» Regelung nur in spezifischen netzrelevanten Fällen eingesetzt werden. Eine vom BFE finanzierte Studie zeigt, dass 10-20% der Produktion von PV in einem zukünftigen energieeffizienten System, abgeregelt werden sollte [2]. Die Gesamtkosten sind in allen anderen Szenarien ohne Regelung der PV-Produktion im Durchschnitt 63% höher.
- (5) Die neue Gesetzesgrundlage sieht für die VNB eine garantierte Nutzung für netzdienliche Flexibilität vor. Es ist aber auch möglich, dass der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der Zukunft in gewissen Situationen die Reduktion der Einspeisung einfordern muss, um den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu garantieren. Dies kann über die schon bestehenden Prozesse zwischen ÜNB und nachgelagerte VNB laufen (wie sie in der Branchenempfehlung «Manueller Lastabwurf» beschrieben sind), falls der VNB bereits eine technische Lösung für die Steuerung der Einspeisung umgesetzt hat. Der ÜNB kann mit den relevanten VNB die Modalitäten regeln.

1.2 Technische Grundlagen zur Leistungsregelung von PV-Anlagen

- (1) Die PV-Module liefern DC-Leistung, die vom Wechselrichter in AC-Leistung umgewandelt wird. Die Summe der Nennleistungen aller PV-Module, die im Labor unter international standardisierten Testbedingungen (STC = 1000 W/m²; 25 °C; AM 1.5) gemessen werden, ergibt die Leistung der PV-Anlage (siehe auch Definition gemäss Art.13 EnV). Für eine verbesserte Verständlichkeit wird in diesem Dokument, die DC-Nennleistung mit einem kleinen «p» markiert, dass bei der Einheit kW angehängt wird. Das Kürzel kWp wird als «kilo-Watt-peak» ausgesprochen.
- (2) Die zu erwartende Jahresproduktion wird im Wesentlichen durch die Sonneneinstrahlung am Installationsort sowie durch Ausrichtung, Neigung, Umgebungstemperatur und Leistung der PV-Module bestimmt. Die höchste Jahresproduktion erreichen Anlagen, die 35° nach Süden geneigt sind (Abbildung 5). Laut Swissolar Statistik produzieren PV-Anlagen in der Schweiz im Durchschnitt 850-1'000 kWh Solarstrom pro installiertem kWp und Jahr.
- (3) Wegen der hiesigen Einstrahlungsverhältnisse erreicht eine typische PV-Anlage nie oder nur selten die DC-Nennleistung. Deshalb werden die Wechselrichter optimalerweise so ausgelegt, dass deren AC-Nennleistung niedriger ist als die DC-Nennleistung der Anlage. Die AC-Nennleistung entspricht meist der maximalen kontinuierlichen Scheinleistung des Wechselrichters und ist somit für die



Dimensionierung der Elektroinstallation relevant. Nicht alle Wechselrichterhersteller verwenden jedoch dieselben Definitionen für die Nennleistung.

- (4) Die Wechselrichter wandeln die von den PV-Modulen produzierte DC-Leistung in eine AC-Leistung um und passen im Normalfall die DC-Spannung kontinuierlich an, damit jederzeit die maximale Leistung produziert wird. Bei einer Vorgabe zur Reduktion der Produktion erhöht der Wechselrichter die DC-Spannung, was die produzierte Leistung sofort reduziert.
- (5) Die Reduktion der Produktion wird bei PV-Anlagen immer vom Wechselrichter ausgeführt. Das Signal mit der Vorgabe kann direkt an den Wechselrichter übermittelt werden. Bei grösseren PV-Anlagen mit mehreren Wechselrichtern wird das Signal meistens an einen Parkregler übermittelt, der dann seinerseits die Vorgabe an mehrere Wechselrichter weitergibt. Bei PV-Anlagen mit Eigenverbrauch kann die Vorgabe auch an ein Energiemanagementsystem übermittelt werden, das dann zuerst den Eigenverbrauch erhöht oder einen Batteriespeicher lädt, bevor die Produktion der PV-Anlage reduziert wird. Die Funktionen des Parkreglers und des Energiemanagementsystems können auch im Wechselrichter integriert sein.
- (6) Dieses Dokument bezieht sich, falls nicht anders definiert, auf die eingespeiste Wirkleistung, die am (Haus-)Anschlusspunkt gemessen wird. Alternativ kann die Einspeiselimitierung am virtuellen Messpunkt eines vZEVs geltend gemacht werden. Die meisten PV-Anlagen produzieren auch für den Eigenverbrauch hinter dem (Haus-)Anschlusspunkt. Dieser Eigenverbrauch wird bei Anlagen <30kVA nicht vom VNB gemessen. Die eingespeiste Leistung wird in diesem Zusammenhang auch als PV-Überschuss bezeichnet und entsteht, nachdem der Eigenverbrauch von der PV-Produktion abgezogen wird.
- (7) Die Verwendung des Begriffs «Leistung» bezieht sich in diesem Dokument immer auf die Wirkleistung. Da der VNB für die Spannungshaltung auch Blindleistung einfordern darf, müssen die VNB für die Dimensionierung der Netze und die Installateure für die Dimensionierung der Wechselrichter auch die Scheinleistung berücksichtigen.

1.3 Gesetzesgrundlage und drei Anwendungsfälle

- (1) Die Möglichkeiten des VNB für die Regelung der Einspeisung werden ab 1.1.2026 im **Art. 17b-c StromVG Nutzung von Flexibilität** und **Art. 19a-d StromVV** gesetzlich geregelt.
- (2) Für den VNB können sich daraus die drei Anwendungsfälle ergeben, die in den folgenden Abschnitten erläutert werden:
 - Garantierte Nutzung von Flexibilität im Fall eines gefährdeten oder gestörten Netzzustandes (ohne Vergütung)
 - Garantierte Nutzung von Flexibilität durch Abregelung eines bestimmten Anteils der Einspeisung am Netzanschlusspunkt für eine Verbesserung der Netzeffizienz (ohne Vergütung, aber limitiert auf 3% der Jahresproduktion)
 - Vertraglich gesicherte Flexibilität mit Vergütung
- (3) Die garantierte Nutzung steht den VNB auch bei entgegenstehenden Nutzungsrechten Dritter sowie auch ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers (Art.17c StromVG) zu. Die garantierte Nutzung von Flexibilität wird nicht vergütet (Art.19c StromVV) und der VNB muss den betroffenen



Flexibilitätseinhabern auf Anfrage oder mindestens jährlich über die Gründe und den Umfang dieser Nutzungen informieren (Art.19c StromVV).

- (4) Der garantierte Zugang zu einem bestimmten Anteil der Flexibilität hilft den VNB ein sicheres und effizientes Verteilnetz zu betreiben. Beim Einsatz der garantierten Flexibilität können bei Erzeugern oder bei anderen Akteuren finanzielle Nachteile entstehen. Im Prinzip soll der VNB die garantierte Flexibilität nur dann nutzen, wenn der Nutzen im Netz die Nachteile für andere Akteure überwiegt.

1.3.1 Garantierte Nutzung von Flexibilität im Fall eines gefährdeten oder gestörten Netzzustandes

- (1) Der VNB ist bei einem gefährdeten oder gestörten Netzzustand berechtigt bzw. verpflichtet, die notwendigen Massnahmen einzuleiten, um die Rückkehr in den normalen Netzzustand zu gewährleisten und eine Störungsausweitung zu vermeiden bzw. zu begrenzen.
- (2) Sind korrektive Massnahmen im Verteilnetz des VNB nicht erfolgreich oder ungenügend, darf der VNB die Regelung der Einspeisung auch ohne vertragliche Abmachungen einfordern. (Art.17c StromVG und Branchenempfehlung «Distribution Code Schweiz»). Diesem Anwendungsfall kommt im Bereich von dezentraler Erzeugung eine verstärkte Bedeutung zu. Dies weil, die NE3, NE4 und teilweise auch NE5 für den Verbrauch N-1-sicher geplant und gebaut werden, die N-1 Sicherheit jedoch nicht für die Einspeisung gilt. Wenn also ein Transformator in einem Unterwerk ausfällt, so ist der sichere Netzbetrieb weiterhin gewährleistet, aber im Fall von starker Einspeisung ist es möglich, dass die eingespeiste Leistung vom Netz im N-1 Zustand nicht mehr aufgenommen werden kann.
- (3) Der VNB muss die ElCom jährlich (Art. 17c StromVG) über die getätigten Eingriffe informieren.

1.3.2 Garantierte Nutzung von Flexibilität für Netzeffizienz

- (1) Bei der Regelung der Einspeisung im Bereich der garantierten Flexibilität kann der VNB die Flexibilität zur Effizienzsteigerung des Netzes einsetzen. Der VNB kann die Abregelung der Einspeisung planen und einsetzen, bis zu einer Energiemenge von 3% der zu erwartenden Jahreserzeugung (Netto-Jahresproduktion, ohne allfällige Zwischenspeicherung und ohne Eigenverbrauch) pro Anlage. Die Nutzung dieser garantierten Flexibilität kann ohne Zustimmung des Erzeugers und ohne Vergütung erfolgen.
- (2) Dieser Anwendungsfall erlaubt dem VNB gewisse Netzverstärkungen zu verzögern oder sogar zu vermeiden, um somit den Anstieg der Netzkosten zu begrenzen. Der Anwendungsfall ist auch relevant für geplante N-1 Netzzustände im Zusammenhang mit Wartungsarbeiten am Stromnetz.
- (3) Der VNB muss im Rahmen der garantierten Flexibilität für die Netzeffizienz die Regelung der Einspeisung am (Haus-)Anschlusspunkt einfordern. Der Erzeuger darf jederzeit mehr produzieren als von der Einspeiselimitierung vorgegeben, solange er die Überproduktion selbst nutzt oder mittels Speicherlösungen speichert.

1.3.3 Vertraglich gesicherte Flexibilität

- (1) Bei der vertraglich gesicherten Flexibilität wird vor der Nutzung der Flexibilität ein diskriminierungsfreier Vertrag mit dem Erzeuger abgeschlossen (Art.17c, Abs.2, StromVG). In solchen Verträgen werden die Rahmenbedingungen zur Benutzung der Flexibilität festgehalten, innerhalb deren der



VNB über die Flexibilität **verfügen** kann. Nach dem Opt-in Prinzip muss der Erzeuger aktiv einem solchen Vertrag zustimmen oder diesen ablehnen.

- (2) Die Diskriminierungsfreiheit kann z.B. darin bestehen, dass allen Erzeugern einer Technologie (z.B. PV-Anlagen) derselbe Vertrag angeboten wird. Sie kann z.B. auch darin bestehen, dass die Vergütungen für Erzeuger, bei denen die Einspeisung geregelt wurde, ähnlich wie bei Erzeugern sind, bei denen nichts geregelt wurde. Der VNB veröffentlicht jährlich die für einen Vertragsabschluss relevanten Informationen und insbesondere die Vergütungsansätze (Art. 19b Abs. 2 StromVV).
- (3) Da der Wert der Flexibilität für den VNB sehr stark vom Standort der Einspeisung im Stromnetz abhängt, ist es wichtig, dass der VNB die Möglichkeit hat, die vertraglich gesicherten Flexibilitäten nur bei den für ihn relevanten Standorte zu aktivieren, bzw. die Einspeiseleistung abzuregeln.



2. Technische Umsetzungsmöglichkeiten für die Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen

- (1) Die Regelung der Einspeisung von PV-Anlagen kann über verschiedene technische Ansätze umgesetzt werden. Die verschiedenen Umsetzungsvarianten werden in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben und am Schluss des Kapitels in der Tabelle 1 bezüglich ihres Einsatzes in den drei Anwendungsfällen eingeordnet:
 - Anforderungen für lokale Regelung (Kapitel 2.1)
 - Fernsteuerung über lokale Schnittstelle (Kapitel 2.2)
 - Weitere Ansätze (Kapitel 2.3)

2.1 Anforderungen für lokale Regelung der PV-Anlagen

- (1) Als Anforderungen an die PV-Anlagen sind Einstellungen gemeint, die lokal ohne Fernsteuerung in den Geräten der Anlage umgesetzt werden. Bei diesem Ansatz braucht es keine Hardware und keine aktiven Handlungen seitens VNB.

2.1.1 Fixe Einspeiselimitierung

- (1) Bei der fixen Einspeiselimitierung darf die PV-Anlage nie mehr als eine festgelegte maximale Wirkleistung einspeisen. Der VNB gibt die maximale zulässige Wirkleistungseinspeisung in kW an und kann diese maximale Einspeiseleistung auf Basis eines Prozentsatzes (%) der nominalen DC-Leistung (z.B. $P_{AC} < 70\% P_{DC}$) berechnen. Die maximale Scheinleistung der PV-Anlage hängt von den Anforderungen des VNB bezüglich Blindleistungseinstellungen ab und ist typischerweise bis zu 11% höher als die Wirkleistung.
- (2) Die fixe Einspeiselimitierung wird vom Installateur entweder an der PV-Anlage oder in einem Energiemanagementsystem (EMS) des Erzeugers parametrisiert. Wird hinter dem (Haus-)Anschlusspunkt auch Strom verbraucht, darf die PV-Anlage auch höhere Leistungen produzieren. In diesem Fall muss aber die Einspeisung am (Haus-)Anschlusspunkt gemessen und die Produktionsleistung dynamisch geregelt werden, damit die maximal zugelassene Einspeiseleistung nicht überschritten wird.
- (3) Alternativ zur Umsetzung mit einer Messung am (Haus-)Anschlusspunkt darf der Erzeuger auch die Produktionsleistung der PV-Anlage limitieren (z.B. durch eine Parametrierung des Wechselrichters). Die Anforderung an die Einspeisung ins Netz ist somit auch erfüllt. Die Umsetzung ist kostengünstiger, aber sie kann zu höheren Produktionsverlusten führen, da die am Wechselrichter abgeregelte Energie möglicherweise nicht für den Eigenverbrauch zur Verfügung steht.
- (4) Im Kapitel 4 wird die Umsetzung einer minimalen fixen Einspeiselimitierung für alle neuen Wechselrichter für PV-Anlagen empfohlen. Im Anhang 2: wird aufgezeigt, wie der VNB auch anlagenspezifische fixe Einspeiselimitierungen berechnen kann.
- (5) Bei einer fixen Einspeiselimitierung bis 70 Prozent der nominalen DC-Leistung von PV-Anlagen bis 1'200 m ü.M. liegt der Produktionsverlust in der Regel unter drei Prozent (siehe Anhang 1). In diesem Fall kann die Kundeninformation über Gründe und Umfang der Abregelung ohne Nennung der kalkulierten Produktionsverluste in kWh erfolgen.



- (6) Es wird anlagenspezifische Ausnahmefälle geben, bei denen trotz vorsichtiger Berechnungen und Vorgangsweise in gewissen Situationen mit einer fixen Einspeiselimitierung mehr als 3% Produktionsverlust verursacht werden. Die Abwicklung solcher Fälle wird dadurch erschwert, dass Produktionsverluste nicht gemessen, sondern berechnet werden müssen und dass diese Berechnungen immer einen gewissen Berechnungsfehler beinhalten werden. Die Situation kann gegenüber dem Erzeuger entschärft werden, indem die zu viel abgeregelte Energie inklusive des statistischen Berechnungsfehlers dem Erzeuger zum gleichen Preis wie der eingespeiste Strom inkl. HKN vergütet wird. Beispielweise berechnet der VNB einen Produktionsverlust von 100 kWh mit einer Genauigkeit von +/- 30% für eine PV-Anlage, die 5 Rp/kWh für die Einspeisung erhält. In diesem Fall soll der VNB dem Erzeuger eine Vergütung von $(100+30) \text{ kWh} \times 0.05 \text{ CHF/kWh}$ ausbezahlen. Damit die Produktionsverluste in der Zukunft die 3% Grenze nicht mehr überschritten werden, muss der VNB die maximal zulässige Einspeiseleistung anpassen oder mit dem Erzeuger einen Vertrag für eine vertraglich gesicherte Flexibilität abschliessen.

2.1.2 Spannungsabhängige Einspeiselimitierung

- (1) Bei der spannungsabhängigen Einspeiselimitierung wird eine P(U)-Kennlinie in der PV-Anlage hinterlegt. Diese definiert bis zu welcher Spannung die PV-Anlage ihre maximale Produktionsleistung einspeisen kann und wie sie bei höheren Spannungen die Einspeisung reduzieren soll. Eine standardisierte P(U)-Kennlinie mit linearer Leistungsreduktion im Bereich von 110-112% wird in der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» beschrieben. Wie auch in der fixen Einspeiselimitierung gilt diese Anforderung am (Haus-)Anschlusspunkt, darf aber vom Erzeuger auch in der PV-Anlage parametrisiert werden, so dass die P(U)-Kennlinie auf die Produktion angewandt wird.
- (2) Bei hoher Spannung reduzieren die Wechselrichter die Produktionsleistung und bei Überspannungen trennen sich die Wechselrichter vom Netz. Somit kann es auch im gestörten und gefährdeten Netzbetrieb nicht zu sehr grossen Überspannungen aufgrund von höheren PV-Einspeisung kommen. Grenzwerte werden in der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» beschrieben.
- (3) Eine Überspannung könnte vom VNB auch bewusst herbeigeführt werden, sodass die Wechselrichter die Produktion reduzieren oder sogar einstellen, sollte der sichere Netzbetrieb eine akute Reduktion der Einspeisung bedingen (z.B. bei einem Ausfall eines Transformators auf NE4).
- (4) Da die Spannung im Stromnetz sich in Abhängigkeit der Stromflüsse verändert, ist damit zu rechnen, dass Wechselrichter an verschiedenen Standorten im Stromnetz aufgrund verschiedener Spannungen unterschiedliche Einspeiseverhalten zeigen.
- (5) Bei Netzen mit induktivem Verhalten gilt es zudem zu beachten, dass eine plötzliche Änderung des Stroms aufgrund von schnellen Spannungsänderungen zu transienten Überspannungen führen kann. Deshalb sollte die Spannung, wenn möglich, langsam oder schrittweise geändert werden.
- (6) Die Leistungsreduktion oder der Abwurf von PV-Anlagen über die Netzspannung wäre besonders vorteilhaft als Back-Up-Lösung bei einem gefährdeten oder gestörten Netzbetrieb, wenn gleichzeitig auch Kommunikationssysteme ausfallen würden, da dafür keine Kommunikationsanbindung zu den Erzeugungsanlagen benötigt wird.



- (7) In der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» werden spannungsstabilisierende Blindleistungseinstellungen ($Q(U)$) beschrieben, die bei Betriebspunkten im Nennleistungsbereich der Wechselrichter zu marginalen Ertragsausfällen führen können. Der Erzeuger ist dafür verantwortlich, dass die Blindleistungsvorgabe auch bei diesen Betriebspunkten eingehalten wird. Dafür kann die Wirkleistung reduziert, oder es können Wechselrichter mit höherer Nennleistung eingesetzt werden. Mögliche Wirkenergieverluste, die sich aus spannungsstabilisierenden Blindleistungseinstellungen gemäss Ländereinstellungen Schweiz ergeben, werden deshalb nicht vergütet.

2.2 Fernsteuerung der Erzeugungsanlage über lokale Schnittstelle

- (1) Bei einer Fernsteuerung einer Erzeugungsanlage über eine lokale Schnittstelle wird mittels einer lokalen Hardware des VNB eine lokale Schnittstelle der Anlage bedient, welche über Befehle gewisse Reduktionen der Erzeugung übertragen kann. Technische Details dazu sind in der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» zu finden.
- (2) Bei Fernsteuerungen mit IKT-Systemen ist insbesondere darauf zu achten, dass die Mindeststandards bezüglich Cybersicherheit eingehalten werden. Auch beim Ausfall von IKT-Systemen muss die Netzsicherheit gewährleistet bleiben.

2.2.1 Protokoll-Steuerung

- (1) Bei der Protokoll-Schnittstelle wird eine digitale Schnittstelle genutzt, über welche mittels eines Protokolls die Einspeisung auf ein beliebiges Niveau limitiert werden kann. Als Beispiele hierfür können Modbus TCP oder ein IEC-Protokoll über eine RJ-45 Schnittstelle genannt werden.
- (2) Damit dies gelingen kann, muss die Anlage über eine digitale Schnittstelle verfügen und der VNB muss ein entsprechendes Gerät vor Ort installieren. Das Gerät empfängt Befehle von einer zentralen Kontrollstelle und überträgt Befehle an die Anlage über die Schnittstelle und mithilfe des entsprechenden Protokolls.

2.2.2 Schaltkontakt-Steuerung

- (1) Die Steuerung via Schaltkontakte baut auf die vorhandene Technik der Rundsteuerung oder der Smart-Meter auf. Mithilfe solcher Schaltkontakte werden seit Jahrzehnten elektrische Boiler und Wärmepumpen ein- und ausgeschaltet und somit ihre Lasten verschoben.
- (2) Wie bei der lokalen Protokoll-Steuerung wird auch bei der Steuerung mittels Schaltkontakten ein lokales Gerät vom VNB benötigt welches die PV-Anlage steuern kann. Dies kann mit nur einem Kontakt für einen Ein/Aus-Befehl oder mit typischerweise 2 oder 4 Kontakten geschehen, die verschiedene im Voraus definierte Leistungsstufen abbilden. Bei der Steuerung mittels Schaltkontakten wird meistens der Wechselrichter direkt angesteuert. Das Signal kann auch von einem Parkregler oder einem Energiemanagementsystem aufgenommen werden und an die Wechselrichter weitergeleitet werden.



2.3 Weitere Möglichkeiten

2.3.1 Fernsteuerung über Internetverbindung des Erzeugers und IT-Plattformen von Dritten

- (1) PV-Anlagen haben oft eine Internetverbindung zur Cloud des Wechselrichterherstellers. Die Internetverbindung wird in diesem Fall typischerweise vom Erzeuger zur Verfügung gestellt. Die PV-Anlage kann in diesem Fall über eine API zur IT-Plattform durch den VNB gesteuert werden, ohne die Anlage nochmals zu erschliessen. Die Funktionstüchtigkeit der Fernsteuerungsfunktion ist abhängig von den Herstellersystemen und der Internetverbindung des Erzeugers.

2.3.2 Dynamische Flexibilitätsvergütung für die Einspeisung

- (1) Mit finanziellen Anreizen durch dynamische Preise für die Einspeisung kann die PV-Anlage dazu gebracht werden, mehr oder weniger Energie einzuspeisen, abhängig davon, wie hoch der Preis zur gegebenen Zeit ist. Die dynamischen Preise können z. B. wie dynamische Bezugstarife über Internetschnittstellen zur Verfügung gestellt werden. So kann eine Anlage mit Eigenverbrauch beispielsweise in Zeiten mit hohen Preisen den Eigenverbrauch einschränken und ggf. zusätzlich gespeicherte Energie aus einer Batterie einspeisen. Umgekehrt wird bei tiefen Einspeisepreisen der Eigenverbrauch incentiviert und wenn möglich, wird überschüssige Energie in einem Energiespeicher gespeichert. Bei negativen Preisen wird alternativ die Produktion reduziert.
- (2) Dynamische Preise für die Einspeisung stammen typischerweise von der Vergütung der eingespeisten Energie. Der VNB könnte aber auch mit einem zeitvariablen netzdienlichen Flexibilitätsbonus eine dynamische Einspeisevergütung anbieten. So könnte beispielsweise ein Malus in Zeiten mit hoher Netzzückspeisung als Anreiz dienen, die Einspeisung zu reduzieren und ein Bonus in Zeiten mit tiefer Netzzückspeisung, die Einspeisung zu erhöhen.
- (3) Die Entflechtungsregeln (Art. 10 StromVG) sind einzuhalten. Es ist insbesondere zu beachten, dass eine klare Trennung zwischen Energie- und Netzzielen sowie deren verursachungsgerechter Kostenzuteilung erfolgt. Weiter ist bei der netzdienlichen Preissetzung zu berücksichtigen, dass die Flexibilitätsnutzung im Rahmen der garantierten Nutzung ohne Entschädigung erfolgt.

2.3.3 Abwurf der PV-Anlage über Frequenzerhöhung im Inselbetrieb

- (1) Fällt ein Netzelement aus oder wird dieses vom VNB für geplante Arbeiten ausgeschaltet, kann der VNB betroffene Netzabschnitte (z. B. ein Quartier, wenn ein NE6 Transformator gewechselt wird) mit Generatoren im Inselbetrieb versorgen, um damit einen Unterbruch der Versorgung zu vermeiden.
- (2) Sind im Netzabschnitt viele PV-Anlagen vorhanden, besteht das Risiko, dass die erzeugte Leistung den Verbrauch übersteigt und die eingespeiste Leistung den Betrieb des Notstromaggregats stört, oder dieses beschädigt. Um dies zu verhindern, werden Notstromaggregate im Inselbetrieb oft mit einer erhöhten Frequenz betrieben, damit die PV-Anlagen die Produktionsleistung reduzieren (ab 50.2 Hz) oder sich automatisch abschalten (ab 51.5 Hz). Das Frequenzverhalten von PV-Anlagen ist in der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» beschrieben.



2.4 Eignung der verschiedenen Ansätze für die drei Anwendungsfälle

- (1) Die beschriebenen technischen Möglichkeiten, die Einspeisung der PV-Anlagen zu beeinflussen, haben Vor- und Nachteile und eignen sich für verschiedene Anlagen-Typen, verschiedene Anwendungen und verschiedene VNB in unterschiedlichem Mass. Eine Einschätzung der AG von der Eignung der technischen Umsetzungsmöglichkeiten für PV-Anlagen pro Anwendungsfall ist in der Tabelle 1 illustriert.

Eignung verschiedener Regelungsmöglichkeiten für PV-Anlagen	Anforderung an lokale Regelung			Fernsteuerung über lokale Schnittstelle			Weitere Ansätze		
	Fixe Limitierung bei 70%	Fixe Limitierungen <70%	Spannungsabhängige Limitierung P(U)	Protokoll-Steuerung	2 oder 4 Schaltkontakte	Ein Schaltkontakt (Ein/aus)	Dynamische Flexibilitätsgütung für die Einspeisung	Steuerung über IT-Plattformen Dritter	Abwurf über Frequenzerhöhung
gestörter oder gefährdeter Netzbetrieb	1	1	4	4	5	5	1	2	5
garantierte Flexibilität für Netzeffizienz	5	3	3	4	3	2	2	3	4
Vertraglich gesicherte Flexibilität	1	4	3	5	4	3	4	4	1

Tabelle 1 Einordnung der technischen Umsetzungsmöglichkeiten bezüglich der drei Anwendungsfälle für PV-Anlagen. Die Zahlen geben die Eignung der einzelnen Ansätze für die verschiedenen Anwendungsfälle gemäss der Einschätzung der AG an. 1 steht für die weniger geeignete Variante, während 5 für die am besten geeignete Varianten steht.

- (2) Folgende Beispiele zeigen, wie Tabelle 1 zu interpretieren ist:

- Für den Anwendungsfall gestörter oder gefährdeter Netzbetrieb sind die Ansätze wichtig, bei denen die Einspeisung signifikant reduziert werden kann. Dies kann über eine Fernsteuerung oder über Netzparameter wie Spannung oder Frequenz geschehen.
- Für den Anwendungsfall garantierte Flexibilität für Netzeffizienz ist die fixe Einspeiselimitierung bei 70% am besten bewertet, da diese für die ganze Schweiz (mit Ausnahmen für Hochalpine PV-Anlagen, Anhang 1:) pauschal eingefordert und sehr einfach umgesetzt werden kann.
- Für den Anwendungsfall vertraglich gesicherte Flexibilität wird die Protokoll-Steuerung als beste Variante bewertet, weil sie die grösste Flexibilität bietet.



3. Prozesse

3.1 Koordination zwischen VNB und Dritten

- (1) Die Flexibilität von PV-Anlagen kann neben dem VNB auch von Dritten genutzt werden (z.B. vom ÜNB im Fall von systemdienlicher Flexibilität und von Lieferanten im Fall von marktdienlicher Flexibilität). In der Vergangenheit wurde die Flexibilität von dezentralen PV-Anlagen noch in einem sehr begrenzten Rahmen eingesetzt. Bei steigender Nutzung dieser Flexibilitäten ist es wichtig, dass die verschiedenen Nutzungen in der zeitlichen Abfolge eingeordnet, in der Wichtigkeit priorisiert und der Informationsaustausch koordiniert wird.

3.1.1 Priorisierung und zeitlicher Ablauf der Regelung der Einspeisung

- (1) Der VNB braucht die Regelung der Einspeisung der PV-Anlagen, um bei gefährdetem oder gestörtem Zustand zu agieren oder um kritische Infrastruktur effizienter zu betreiben. Bei einer nicht-netzdienlichen Anwendung kann der sichere Netzbetrieb gefährdet werden. Deswegen dürfen Dritte die Aktivierungen der Flexibilität durch den VNB nicht aufheben.
- (2) Bezüglich des zeitlichen Ablaufes der Regelung der Einspeisung werden diese abhängig vom Anwendungsfall mit unterschiedlicher Vorlaufzeit aktiviert (siehe Abbildung 2).

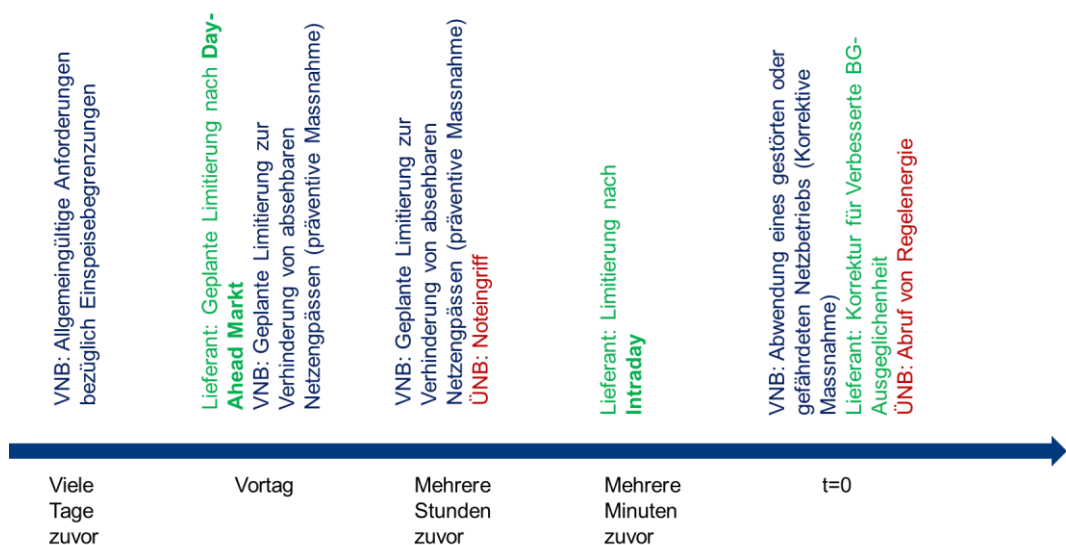


Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf der Aktivierung der Flexibilität von PV-Anlagen, durch den VNB (blau), den Lieferanten (grün) und den ÜNB (rot).

- (3) Mehrere Akteure werden sich an der Regelung der PV-Anlagen beteiligen und dafür möglicherweise auch verschiedene Schnittstellen mit der PV-Anlage bewirtschaften. Für grosse Anlagen ist es beispielweise üblich, dass der VNB über eine lokale Schnittstelle auf den Parkregler einwirken kann. Ein Direktvermarkter kann über eine Internetverbindung des Erzeugers auf den Parkregler einwirken. Wird von mehreren Parteien eine Regelung der Einspeisung der PV-Anlage gefordert, sollte von der PV-Anlage immer die tiefste eingeforderte Einspeiseleistung umgesetzt werden.



(4) Beispiel (Abbildung 3). Für eine 100kWp PV-Anlage ohne Eigenverbrauch fordert der VNB bei der Inbetriebnahme eine Limitierung der Einspeiseleistung bei maximal 70kW. Diese fixe Einspeiselimitierung wird vom Installateur lokal im Parkregler parametrieren. Die Anlage befindet sich in einem Netzabschnitt, in dem es bei sehr sonnigen Tagen zu Netzengpässen wegen hoher Einspeisung kommen kann. Der VNB analysiert die Situation und sendet an einem sonnigen Tag um 10:00 Uhr einen Steuerbefehl über das intelligente Steuer- und Regelsystem und die lokale Protokollschnittstelle, so dass die PV-Anlage im Zeitraum 10:00 Uhr bis 17:00 Uhr maximal 50kW einspeisen darf. Die Anlage erreicht bereits um 9:00 Uhr die 70%-Grenze und reduziert um 10:00 Uhr auf 50% und bleibt bei der limitierten Leistung von 50kW. Um 13:00 Uhr sendet der Lieferant, der die Energie abnimmt, über die Plattform und Internetverbindung des Parkreglers den Befehl, die Einspeisung wegen negativer Intraday-Preise und BG-Überschuss auf 0kW zu reduzieren. Um 15:00 Uhr sendet der Lieferant den Befehl, dass maximal bzw. ohne Limitierung produziert werden darf. Die Anlage produziert wieder die vom VNB maximal erlaubten 50kW bis 16:00 Uhr, wenn die Leistung wegen der Sonneneinstrahlung unter 50 kW fällt. Die Chronologie und Verantwortlichkeiten für die Abreglung sind somit folgendermassen:

- 09:00 Uhr: Die 100 kWp PV-Anlage erreicht die 70% Einspeise-Grenze. Die Einspeisung wird auf 70kW geregelt. (Verantwortlich: VNB)
- 10:00 Uhr: Der VNB erwartet Netzengpässe und gibt für 10:00-17:00 Uhr eine maximale Einspeisung von 50 kW vor. (Verantwortlich: VNB)
- 13:00 Uhr: Der Lieferant reagiert auf negative Intraday-Preise und BG-Überschuss und sendet den Befehl, die Einspeisung auf 0kW zu reduzieren. (Verantwortlich: Lieferant)
- 15:00 Uhr: Der Lieferant löst die Einspeiselimitierung auf 0kW auf. Die PV-Anlage darf gemäss Vorgabe des VNBs wieder bis zu 50kW einspeisen. (Verantwortlich: VNB)
- 17:00 Uhr: Die Einspeisevorgabe vom VNB endet. Die PV-Anlage darf wieder bis zu 70kW (=70%) einspeisen. (Verantwortlich: VNB)



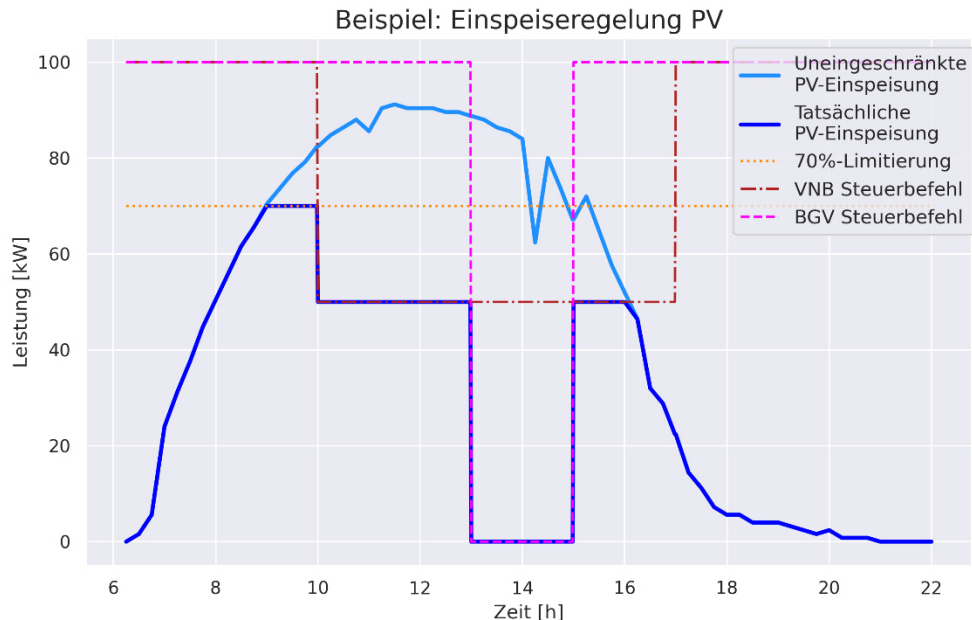


Abbildung 3: Beispiel des Verhaltens einer PV-Anlage mit 100kWp installierter Leistung bei überlappenden Befehlen von VNB (gelb und braun) und Lieferant (pink). Das Profil ohne Limitierung und externe Befehle ist in hellblau dargestellt. Die Reaktion der Anlage auf die überlagernden Befehle ist in dunkelblau dargestellt.

- (5) In den Fällen, wo mehrere Steuerbefehle auf eine Anlage wirken, muss es klar sein, welcher Akteur für die umgesetzte Regelung verantwortlich ist. Dies verlangt einen Informationsaustausch für die Berechnung von möglichen Vergütungen und für die Umsetzung der Informationspflicht. Der Informationsaustausch verbessert auch die Planbarkeit der Stromflüsse, was für alle Parteien vorteilhaft ist.
- (6) Die Information zur maximal erlaubten Einspeisung könnte in Form eines Max-Einspeiseprofiles mit 15-Min Auflösung und für direkte Steuerbefehle in einem standardisierten Format übermittelt werden. Die Daten sollten mindestens im Nachgang für die vergütungsrelevante Aufteilung der Aktivierungen übermittelt werden.
- (7) Es wäre sinnvoll, für geplante Aktivierungen die Daten auch schon im Voraus zu übermitteln, damit sich andere Parteien besser auf die neuen Stromflüsse einstellen können.
- (8) Die Übermittlung dieser Flexibilitätsaktivierungsdaten könnte in Zukunft über die sich im Aufbau befindende nationale Datenplattform (nDP) laufen. Solange die nDP diese Datenübermittlung noch nicht ermöglicht, sollten sich betroffene Parteien die relevanten Daten direkt übermitteln.

3.1.2 Vor- und nachgelagerte VNB

- (1) Dezentrale PV-Anlagen sind überwiegend auf der Niederspannungsebene (NE 7) angeschlossen. Gemäss Pronovo-Daten per Ende 2024 stammen 42% der installierten PV-Leistung aus PV-Anlagen <30kWp und 85% aus PV-Anlagen <500kWp. Die kumulierte Einspeisung dieser Anlagen hat



eine grosse Auswirkung auf die höheren Netzebenen und kann dort zu Engpässen führen. Somit kann auch aus höheren Netzebenen der Bedarf entstehen, Anlagen im Niederspannungsnetz zu regeln.

- (2) Die Zuständigkeit des Netzbetriebs für die unterschiedlichen Netzebenen kann auf mehrere VNB aufgeteilt sein. Daher kann der Netzbetreiber der höheren Netzebene die PV-Anlagen in unterlagerten Netzebenen, in denen er nicht der zuständige Netzbetreiber ist, nicht direkt beeinflussen. Die betroffenen Netzbetreiber müssen sich in diesen Fällen koordinieren, wie die Regelung der betroffenen PV-Anlagen zu erfolgen hat.
- (3) Hierfür wird empfohlen, zeitnah unter Einbezug der VNB und des ÜNB einheitliche standardisierte Regelungen, die schweizweit gelten, zu schaffen. Dies umfasst insbesondere Schnittstellen, technische Anforderungen und die Koordination der Regelung der PV-Anlagen. Als ersten Schritt wird dringend empfohlen, die fixe Einspeiselimittierung neuer Wechselrichter gemäss Kapitel 2.1.1 und 4 bei VNB, die vom gleichen Netzbetreiber der höheren Netzebene versorgt werden, möglichst einheitlich umzusetzen.

3.2 Berechnung der am Anschlusspunkt abgeregelten Einspeisung und der Produktionsverluste

- (1) Im Normalfall produzieren die meisten PV-Anlagen die maximal mögliche Leistung. Wird die Einspeisung geregelt, können Produktionsverluste entstehen. Bei der Regelung der Einspeisung im Bereich der garantierten Flexibilität für Netzeffizienz (bis 3% der Jahresproduktion) und im Bereich der vertraglich gesicherten Flexibilität (mehr als 3% der Jahresproduktion) müssen die abgeregelte Einspeisung und der Produktionsverluste berechnet werden. Die Produktionsverluste wegen der Abregelung sind maximal so hoch wie die abgeregelte Einspeisung, können aber auch bedeutend kleiner sein. In einer Worst-Case-Betrachtung kann davon ausgegangen werden, dass die abgeregelte Energiemenge dem Produktionsverlust entspricht.
- (2) Wird bei einer Vorgabe zur Reduktion der Einspeisung die Energie für den Eigenverbrauch benutzt oder wird diese gespeichert, ist sie nicht verloren. Es handelt sich in diesem Fall nicht um einen Produktionsverlust. Produktionsverlust entsteht erst dann, wenn wegen einer Vorgabe zur Reduktion der Einspeisung, die Produktion der PV-Anlage gedrosselt werden muss und die Reduktion der Energieproduktion zu keinem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden kann. Somit entstehen bei einer Reduktion der Einspeisung von PV-Anlagen ohne Speicher typischerweise sofort Produktionsverluste.
- (3) Da es sich bei den Produktionsverlusten um nicht produzierten Strom handelt, kann dieser nicht direkt gemessen werden. Die Produktionsverluste müssen mit Berechnungen auf Basis von anderen Messungen geschätzt werden und haben immer eine Ungenauigkeit.
- (4) Bei den Berechnungen der Produktionsverluste gibt es noch keine schweizweit harmonisierte Methode. Es gibt verschiedene Berechnungsmethoden, die je nach Situation Vor- und Nachteile haben können. Der VNB wählt die aufgrund aller Umstände am besten geeignete Berechnungsmethode. Einige Berechnungsmethoden werden in den kommenden Abschnitten beschrieben und in den Anhängen mit konkreten Beispielen illustriert.
- (5) VNB, welche die Regelung der Einspeisung von PV-Anlagen in Anspruch nehmen, müssen die Methode zur Berechnung der Produktionsverluste und deren Genauigkeit beschreiben und auf ihrer



Webseite publizieren. Die in diesem Dokument vorgestellten Methoden sind deshalb als Vorschlag zu sehen und können mit anderen Methoden ergänzt oder verbessert werden.

- (6) Der statistische Berechnungsfehler der Produktionsverluste soll bei der Umsetzung so einbezogen werden, dass dieser in den allermeisten Fällen den PV-Anlagen zugutekommt.
- (7) Beispiel: Wenn ein Produktionsverlust für 95% der Fälle mit einer Genauigkeit von $\pm 0.4\%$ bestimmt werden kann, dann soll in der Umsetzung die Regelung der Einspeisung im Bereich der garantierten Flexibilität nur bis 2.6% geschehen, damit die Einhaltung der 3%-Limite garantiert ist. Analog sollen im Bereich der vertraglich gesicherten und vergüteten Flexibilität bei einem berechneten Produktionsverlust von 5.2% mit einer Genauigkeit von $\pm 0.4\%$, 5.6% vergütet werden. Das Fehlerrisiko soll vom VNB übernommen werden, damit dieser auch ein Anreiz hat, den statistischen Fehler mit verbesserten Methoden zu verringern.
- (8) Die Berechnung von Produktionsverlusten ist einfacher, wenn eine Produktionsmessung der PV-Anlage vorhanden ist. Die Berechnung der Produktionsverluste kann aber auch bei PV-Anlagen gemacht werden, die nur über eine Überschussmessung verfügen, was aber in den meisten Fällen zu einem grösseren Berechnungsfehler führen wird. Dies ist oft der Fall bei den PV-Anlagen bis 30kVA.

3.2.1 Anlagenspezifische Berechnung der Produktionsverluste mit maximalen Produktionsprofilen

- (1) Bei dieser Methode wird mittels Messdaten aus der Vergangenheit ein maximales Produktionsprofil jeder Anlage bestimmt. Das wäre beispielsweise das Profil mit dem höchsten Energieertrag aus dem letzten Jahr. Dieses Profil dient als Referenzprofil. Die Differenz zwischen diesem und dem tatsächlichen Profil mit Eingriff ergibt die maximal mögliche verlorene Energie.
- (2) Dieser Ansatz geht davon aus, dass die bestmöglichen Bedingungen während dem Eingriff durch den VNB geherrscht haben und ist somit eine sehr optimistische Betrachtung aus Sicht der PV-Anlage. Dadurch ist aber gewährleistet, dass der berechnete Produktionsverlust mindestens so gross ist, wie die tatsächliche Energiemenge, die dem Erzeuger verloren ging. Ausserdem werden für diese Methode keine komplizierten Modelle oder Algorithmen, sondern lediglich tatsächliche Messdaten der Anlage benutzt.

3.2.2 Anlagenspezifische Berechnung der Produktionsverluste mit Referenzprofilen

- (1) Bei dieser Methode wird für jede Anlage ein «ungestörtes» Produktionsprofil ohne Eingriff berechnet und davon das gemessene Produktionsprofil mit Eingriff subtrahiert. Das resultierende Verlustprofil kann dann auf ein gewünschtes Zeitintervall summiert werden und somit ein Produktionsverlust berechnet werden.
- (2) Bei der Photovoltaik ist die Produktion sehr variabel und stark abhängig von den lokalen Wetterverhältnissen. Ein «ungestörtes» Produktionsprofil kann aber relativ genau berechnet werden, wenn die Anlageneigenschaften und die Wetterverhältnisse bekannt sind. Dies kann geschehen, indem die Anlage mit detaillierten technischen Daten der Anlage modelliert und die Produktion mit guten Wetterdaten simuliert wird. Alternativ zur detaillierten Modellierung können die anlagenspezifischen «ungestörten» Produktionskurven auch aus den Produktionswerten aus Zeitintervallen ohne Regelung extrahiert werden. Anstelle von Wettermessdaten können auch Produktionsprofile von in der



Nähe gelegenen nicht abgeregelten PV-Anlagen genommen werden. Ein solches Umsetzungsbeispiel wird im Anhang 3: beschrieben.

3.2.3 Bestimmung der Produktionsverluste anhand des Einspeiseprofiles und Erfahrungswerte

- (1) PV-Anlagen haben ein sehr typisches Produktionsprofil, das von der Sonneneinstrahlung im Verlauf des Tages bestimmt wird und bei schönem Wetter eine glockenähnliche Form hat. Bei wechselhaftem Wetter ist auch das Produktionsprofil entsprechend variabel und die Produktionsspitzen sind wegen den kälteren PV-Modulen höher als an einem schönen Tag. Bei einer fixen Einspeiselimitierung von 70% der Nominalleistung wird die Einspeisung einer typischen PV-Anlage nur wenige Stunden im Jahr limitiert und die Produktionsverluste sind dementsprechend tief (Anhang 1:).



4. Fazit

- (1) Die Regelung der Einspeisung ist ein wichtiges Element für eine erfolgreiche Energiewende. Der VSE konkretisiert die Empfehlungen zur Umsetzung der garantierten Nutzung netzdienlicher Flexibilität (gemäss Art. 17c Abs. 4 Bst. a Strom VG und Art. 19c Abs. 4 StromVV) bei den Photovoltaikanlagen. Aufgrund des starken Eingriffs der Massnahme ist sie nur auf diejenigen Technologien anzuwenden, wo ein sachgerechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis besteht. Dies ist bei der Photovoltaik der Fall.
- (2) Für die Umsetzung der Regelung der Einspeisung gibt es technisch gesehen verschiedene Möglichkeiten. Da die VNB verschiedene Herausforderungen und Bedürfnisse bezüglich der Regelung der PV-Anlagen haben, muss es den VNB auch möglich bleiben, verschiedene Kombinationen der in diesem Dokument beschriebenen Ansätze zu wählen.
- (3) Für eine verbesserte Systemeffizienz und Stabilität in der ganzen Schweiz wird aber für PV-Anlagen grösser als 0.8 kW folgende minimalen Anforderungen ab 1.1.2026 dringend empfohlen: Alle neu installierten Wechselrichter von PV-Anlagen bis zu 1'200 m ü. M. sollen mit einer minimalen fixen Einspeiselimitierung bei 70% parametrieren werden. Die 70% beziehen sich auf die installierte Modul-Nennleistung (kWp). Dies kann vom VNB eingefordert werden ohne Nennung der kalkulierten Produktionsverluste, weil eine sehr grosse Mehrheit der PV-Anlagen dadurch keine oder nur vernachlässigbare Produktionsverluste erfahren wird. Details zur Bestimmung der 70%-Limitierung und zur Behandlung von Ausnahmefällen sind im Anhang 1:erläutert.
- (4) Die VNB bestimmen die zusätzlichen Massnahmen, die in ihrem Verteilnetz umgesetzt werden sollen, um das NOVA-Prinzip umzusetzen. Diese Massnahmen können auch bestehende PV-Anlagen betreffen (Retrofit).



Anhang 1: Analysen zur fixen Einspeiselimittierung bei 70% für PV-Anlagen

- (1) Ein Teilnehmer der AG hat von Pronovo die 15-Min Produktionsprofile aller PV-Anlagen >30 kVA für das Jahr 2023 und 2024 erhalten. Anhand von diesen Daten wurde analysiert, wie sich eine fixe Einspeiselimittierung auf die Produktionsverluste von PV-Anlagen auswirken würde. Ähnliche Analysen wurden bei anderen VNB AG Mitgliedern durchgeführt. Die Ergebnisse, die hier zusammengefasst wurden, konnten somit von anderen AG Mitgliedern plausibilisiert werden. Der dazugehörige Code kann bei der AG angefragt werden. Aus dieser Analyse ist die Empfehlung einer fixen 70% Einspeiselimittierung (Kapitel 4) entstanden.
- (2) Für die Analysen wurden alle Produktionsprofile verwendet, bei denen weniger als 96 Datenpunkte pro Jahr fehlten. Dies entspricht für die 15-Min Werten eines Tages. Insgesamt wurden somit 12'039 Produktionskurven aus dem Jahr 2023 und 15'495 Produktionskurven aus dem Jahr 2024 für die Analysen verwendet. Für jede Anlage wurde der Produktionsverlust für verschiedene fixe Produktions-Limitierungen zwischen 60% und 80% der DC-Nennleistung berechnet. Abbildung 4 zeigt der Anteil der PV-Anlagen, die bei der fiktiven fixen Produktionslimitierung gemäss Berechnungen einen Produktionsverlust von unter 3% und unter 2% erfahren hätten.

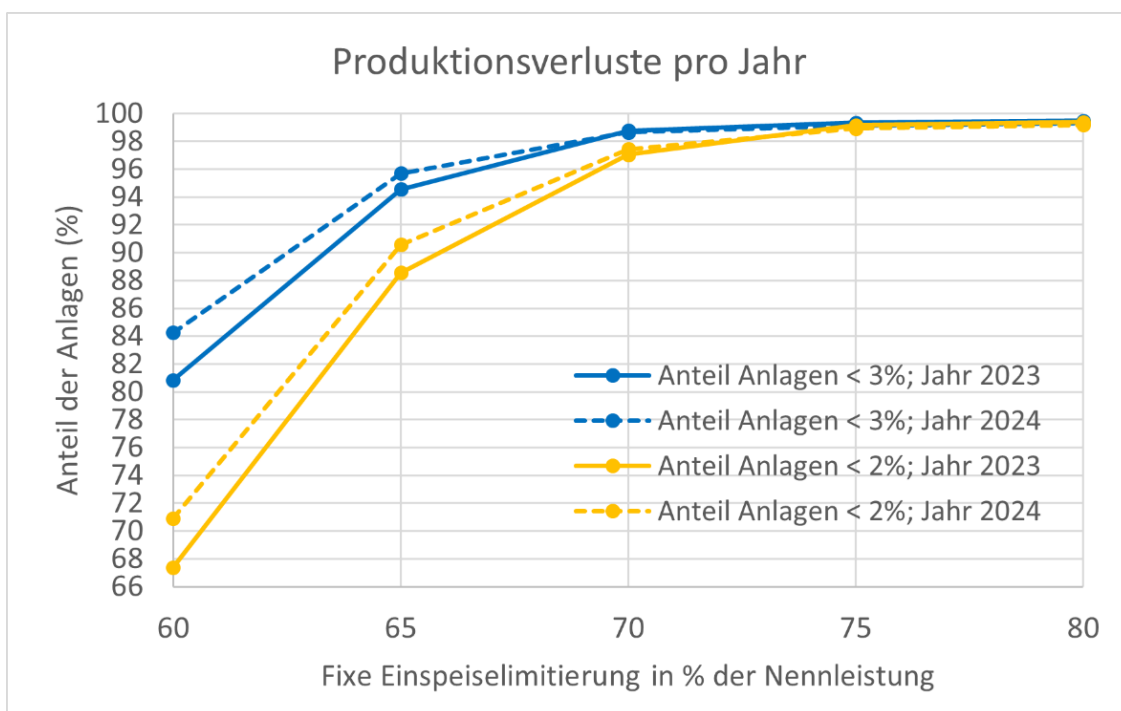


Abbildung 4: Anteil der Anlagen mit Produktionsverlust kleiner als 3% (blau) und kleiner als 2% (gelb) für verschiedene fixe Produktions-Limitierungen zwischen 60% und 80% der DC-Nennleistung für das Jahr 2023 (ausgezogene Linie) und das Jahr 2024 (gestrichelte Linie).



- (3) Die Einstrahlung variiert in der Schweiz in Abhängigkeit der geographischen Lage und der Ausrichtung und Neigung der Anlage (siehe Abbildung 5). Die Resultate der Analyse bestätigen, dass die Ausrichtung und Neigung der Anlage wichtige Faktoren sind, welche die Produktionsverluste bei einer fixen 70% Einspeiselimittierung beeinflussen können. Die Analysen haben aber keine klare Abhängigkeit der geographischen Lage in der Schweiz und des Produktionsverlustes aufgezeigt.

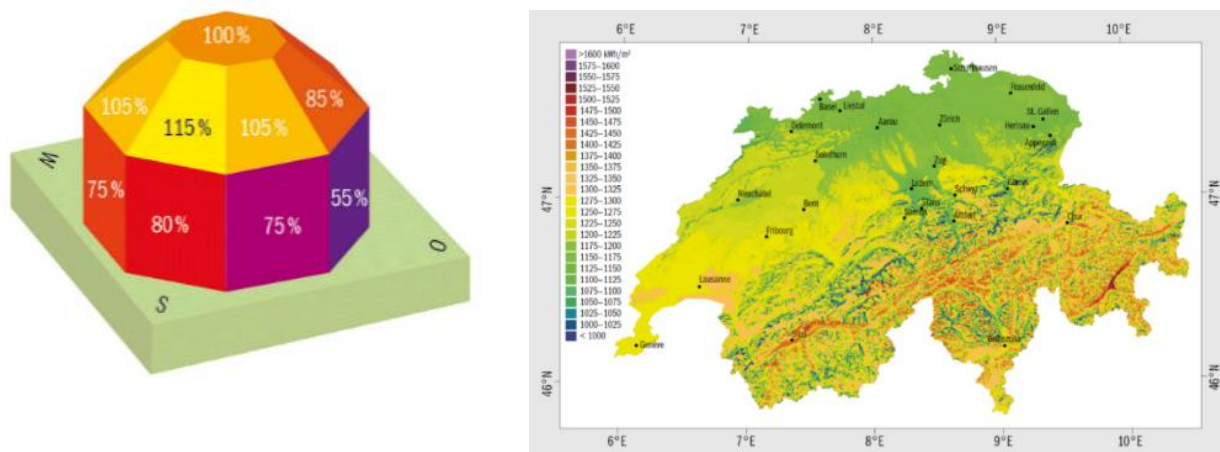


Abbildung 5: Relative Jahresproduktion mit verschiedenen Neigungswinkeln und Ausrichtungen (links) und Globalhorizontalstrahlung in der Schweiz als 20-Jahres Mittelwert der Jahre 1996-2015 (rechts) [3]

- (4) Eine Ausnahme dazu ist die Höhe über Meer der Anlagen, die einen klaren Einfluss auf zu erwartende Produktionsverluste bei einer fixen Einspeiselimittierung hat, wie dies in der Abbildung 6 ersichtlich ist. Ab einer Höhe von 1'200 m ü.M ist eine klare Abnahme des Anteils der Anlagen mit Produktionsverlust weniger als 3% zu beobachten, das heisst anteilig gesehen haben mehr Anlagen einen Produktionsverlust von mehr als 3%. Da aber die Anzahl der PV-Anlagen mit zunehmender Höhe über Meer stark abnimmt, hat sich die AG entschlossen die Empfehlung für eine pauschale Limitierung bei 70% auf Anlagen < 1'200 m ü.M zu begrenzen.

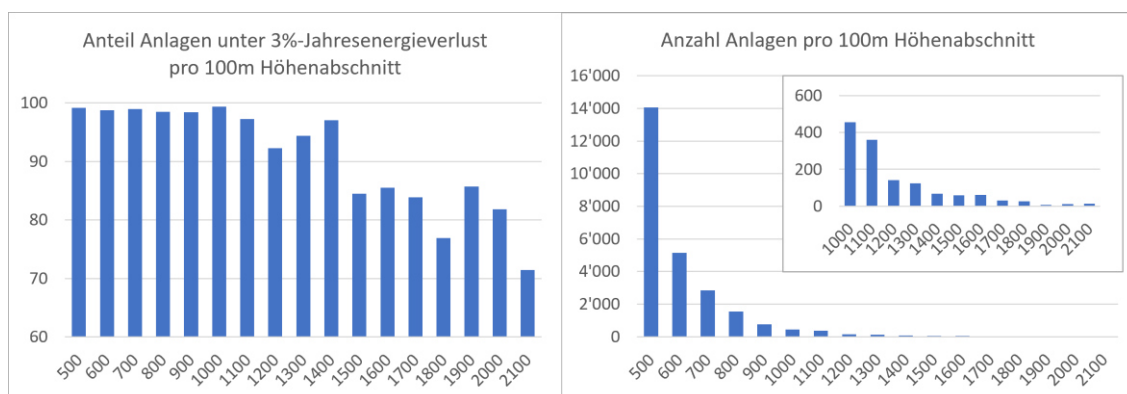


Abbildung 6: Anteil der PV-Anlagen mit einem Produktionsverlust unter 3% bei einer fixen Produktionslimitierung auf 70% in Abhängigkeit der Höhe über Meer (links) und Gesamtanzahl der PV-Anlagen im Datensatz pro 100m Höhenabschnitt (Abschnitt 500 sind alle Anlagen von 400-500 m ü.M abgebildet)

- (5) Ab ca. 1000m wird die Datenmenge pro 100m-Abschnitt sehr klein (Abbildung 6). Somit greift das Gesetz der grossen Zahlen immer weniger, was die erhöhte Variation in den Resultaten erklärt. Dies folgt aus der stochastischen Natur von Messungen und ist somit kein Hinweis auf etwaige höhere Verluste für Anlagen eines spezifischen Höhenabschnittes.
- (6) Eine genaue Bestimmung des Anteils der Anlagen, die mit einer fixen Einspeiselimittierung bei 70% mehr als 3% Produktionsverlust erleiden, ist aus den folgenden Gründen nicht möglich:
- Die Analyse wurde bewusst mit Produktionsprofilen und nicht mit Einspeiseprofilen gemacht, weil die Einspeisepprofile sehr stark von der lokalen Eigenverbrauchsoptimierung abhängt und sich diese in den kommenden Jahren verändern wird. Abbildung 4 zeigt also eine hypothetische Situation, in der kein Eigenverbrauch stattfindet. Der Anteil der PV-Anlagen, die einen nicht-konformen Produktionsverlust von mehr als 3% erleiden, ist deshalb diesbezüglich bedeutend kleiner als in der Abbildung 4 dargestellt.
 - Die Analyse basiert auf 15-Min Produktionsprofilen, was dazu führt, dass die echten Produktionsverluste unterschätzt werden. Dies ist so, weil bei wechselhafter Sonneneinstrahlung wegen vorüberziehender Wolken das hochaufgelöste Produktionsprofil von PV-Anlagen sehr stark variiert. In solchen Situationen wird für kurze Zeitintervalle die höchste Produktionsleistung erreicht, weil eine starke Sonneneinstrahlung auf kalte PV-Module trifft. Wenn sich in einem 15-Min Intervall eine sehr hohe Produktion während beispielsweise nur 5 Minuten ergibt und die restlichen 10 Minuten wegen der Wolken eine tiefe Produktion aufweisen, dann ist die hohe Produktion in dem 15-Min Intervall nicht mehr ersichtlich. In der Realität ist aber trotzdem während den 5 Minuten mit hoher Sonneneinstrahlung ein Produktionsverlust entstanden. Das Ausmass dieses Effektes ist nicht bekannt und die hochaufgelösten Daten dazu in der Schweiz nicht vorhanden, um den Effekt besser zu analysieren. Die 2%-Grenze in der Analyse mit 15-Min Produktionsprofilen in Abbildung 4 kann aber als Annäherung an die Limitierung von 3% genommen werden.
 - Obwohl der Datensatz von Pronovo der beste in der Schweiz verfügbare Datensatz für Produktionsprofile von PV-Anlagen ist, ist auch dieser nicht fehlerfrei. Weil die Quantifizierung von Ausnahmefällen (Extremwerte) in der Analyse im Vordergrund steht, sind die Resultate speziell anfällig auf Datenfehler und vor allem bezüglich der DC-Nominalleistung der PV-Anlagen. Ein signifikanter Anteil der PV-Anlagen, die gemäss der Analyse bei 70% einen Produktionsverlust von mehr als 2% oder 3% aufweisen, sind gemäss Einschätzung der AG auf solche Datenfehler zurückzuführen.
- (7) Zusammengefasst schätzt die AG die Situation so ein, dass die eingeforderte Limitierung bei 70% mit grosser Wahrscheinlichkeit bei mehr als 99% der PV-Anlagen keinen Produktionsverlust von mehr als 3% verursacht (Abbildung 4).



Anhang 2: Anlagenspezifische fixe Einspeiselimittierung bei PV-Anlagen

- (1) Bei bestehenden Anlagen mit gemessener Produktion kann eine fixe Einspeiselimittierung anlagenspezifisch berechnet werden.
- (2) Die Anlage in Abbildung 7 zum Beispiel erreicht maximale 15-Min Produktionswerte, die bei 83% der DC-Nennleistung liegen. In der Realität und in Messreihen mit höherer zeitlicher Auflösung sind die Produktionsspitzen höher. Mit dem Produktionsprofil kann berechnet werden, dass 3% der Produktion für die analysierten 6 Jahre über 52% der DC-Nennleistung lagen. Damit die 3% nicht überschritten werden, muss die fixe Einspeiselimittierung bei PV-Anlagen höher angesetzt werden. Dies erstens, weil die 3%-Grenze von Jahr zu Jahr leicht variiert. Zweitens, weil sich die fixe Einspeiselimittierung nicht auf die 15-Min Werte, sondern auf das viel höher aufgelöste Regelverhalten der Wechselrichter bezieht. Erfahrungswerte von Teilnehmern der AG weisen darauf hin, dass eine Marge von 10% reicht, um diesen Umständen Rechnung zu tragen. Bei dieser Anlage könnte so z.B. eine fixe Einspeiselimittierung bei $52+10 = 63\%$ (aufgerundet) eingefordert werden.

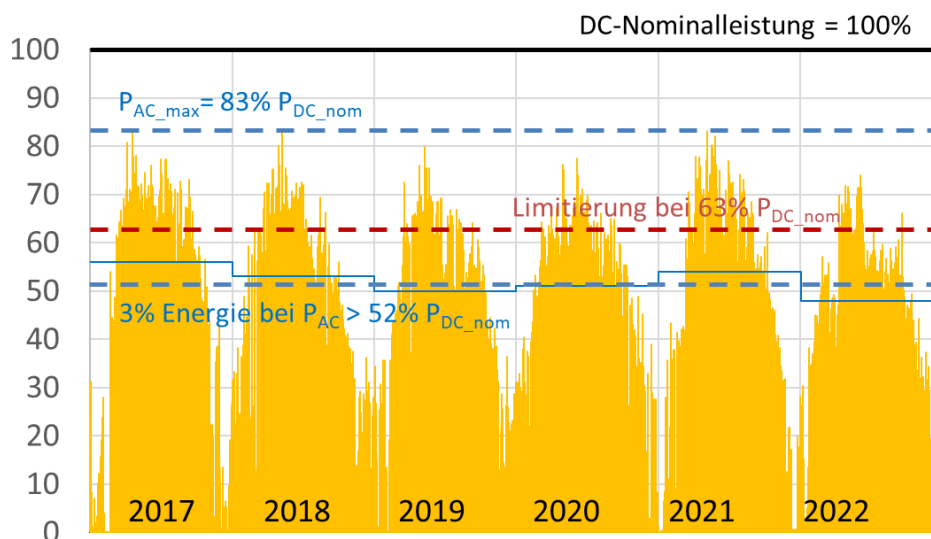


Abbildung 7: Produktionsprofil einer typischen PV-Anlage (703 kWp/601 kVA, Ost-West mit 6° Neigung, DC-Nennleistung auf 100 % normalisiert). Die maximal gemessene AC-Leistung (15-Min Durchschnittswert) ist 83% der DC-Nennleistung. Von 2017-2022 liegt 3% der produzierten Energie über 52% der Nominalleistung.

- (3) Ist eine fixe Einspeiselimittierung bei der Anlage umgesetzt, ist es schwierig abzuschätzen, ob die maximal erlaubten 3% Produktionsverlust eingehalten werden. Dies, weil die Produktionsverluste nicht gemessen werden können und eine Einschätzung über die Produktion der Anlage ohne Regelung nicht möglich ist. Anlagen, die eine fixe Einspeiselimittierung einhalten, weisen eine erhöhte Anzahl an 15-Min Werte auf, die sich in der Nähe der Leistungsgrenze befinden (gekapptes Produktionsprofil). Erfahrungswerte zeigen, dass die Produktionsverluste bei PV-Anlagen, die weniger als 200 Stunden pro Jahr in der Nähe der Leistungsgrenze produzieren, unter 3% liegen. Produziert eine PV-Anlage mehr als 200 Stunden pro Jahr in der Nähe der Leistungsgrenze, kann dies ein Anzeichen dafür sein, dass die Anlage höhere Produktionsverluste erleidet. In diesem Fall sollte die Anlage genauer analysiert, und die Produktionsverluste berechnet und gegebenenfalls die fixe Einspeiselimittierung auf einen höheren Wert festgesetzt werden.



- (4) Bei neuen PV-Anlagen sind keine Messwerte vorhanden, um eine anlagenspezifische Leistungsgrenze zu berechnen. Je nach Ausrichtung einer neuen PV-Anlage werden die produzierten Leistungen niedriger sein als bei einer 40° gegen Süden geneigten Anlage (Abbildung 8).

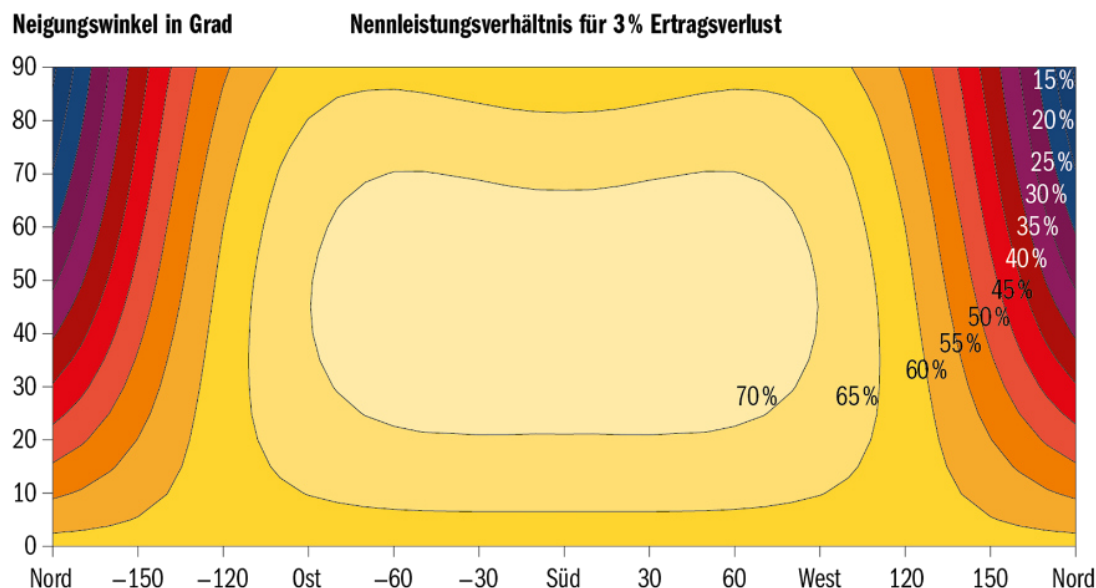


Abbildung 8: Fixe Einspeiselimittierung, bei der die 3% Produktionsverlust nicht überschritten werden, in Abhängigkeit von der Neigung und Ausrichtung einer typischen Anlage aus dem Schweizer Mittelland. [3]

- (5) Der VNB kann bei Anlagen eine tiefere fixe Einspeiselimittierung einfordern als die minimale fixe Einspeiselimittierung gemäss Empfehlung von Anhang 1: Falls der VNB dies einfordert, soll er aber klar aufzeigen, wie die Berechnungen gemacht wurden und begründen, wieso er davon ausgeht, dass die 3% Produktionsverluste mit dieser tieferen Einspeiselimittierung nicht überschritten werden.

Anhang 3: Beispiel Berechnung der Produktionsverluste von PV-Anlagen mit maschinellem Lernen

- (1) Ein Schweizer VNB hat die Regelung der Einspeisung von PV-Anlagen in mehreren Pilotprojekten getestet und einen Algorithmus entwickelt, der die Produktionsverluste berechnet. Der Algorithmus verwendet maschinelles Lernen und wird mit Produktionsdaten der betroffenen PV-Anlage und von PV-Anlagen in der Nähe trainiert. [4], [5]
- (2) Der Algorithmus verwendet Zeitfenster, in denen keine Leistungslimitierung stattfindet, um das Verhalten der PV-Anlage im Vergleich zu den umliegenden PV-Anlagen zu erlernen und kann dann für die Zeitfenster, in denen die Einspeisung geregelt wird, das «ungestörte» Produktionsprofil ermitteln. Wird die PV-Anlage vom VNB ferngesteuert, sind die Zeitfenster in denen Produktionsverluste anfallen können, bekannt.
- (3) In Abbildung 9 wurde die Einspeisung der PV-Anlage mit einer P(U)-Kennlinie im Wechselrichter geregelt und die Zeitfenster, in denen Produktionsverluste berechnet wurden, mit der Spannungsmessung des Smart Meter bestimmt.

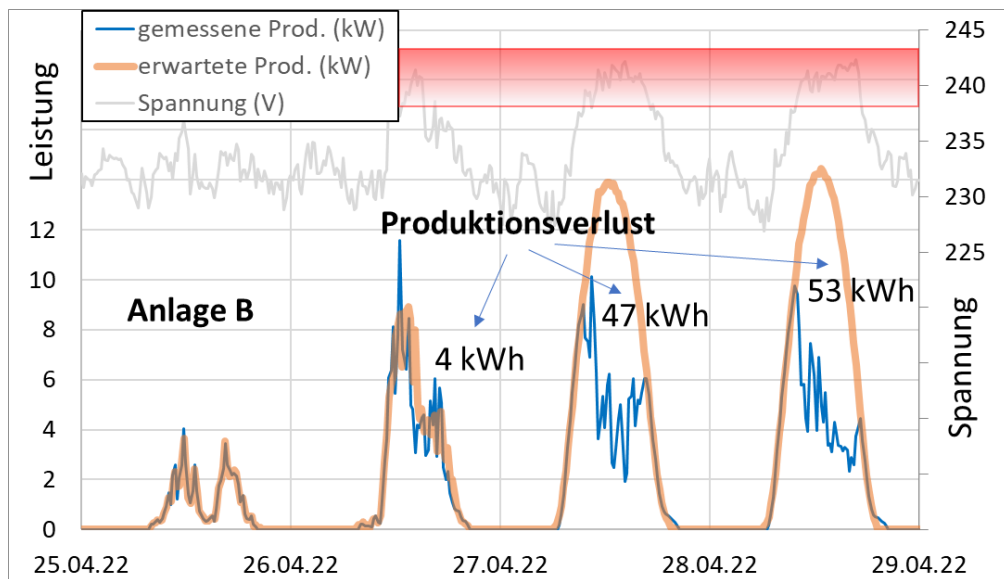


Abbildung 9: Tagesverlauf der Netzspannung (grau) und der Produktion einer PV-Anlage (blau) mit einer P(U)-Funktion, sowie die berechnete erwartete Produktion (orange) ohne P(U)-Funktion an vier Tagen mit unterschiedlichem Wetter. Die PV-Anlage reduziert die Leistung ab einer Spannung von 238V und hilft somit den Spannungshub zu begrenzen. Die Differenz zwischen dem berechneten «ungestörten» Produktionsprofil und dem gemessenen Produktionsprofil ergibt die Produktionsverluste.

- (4) Mit zwei Methoden des maschinellen Lernens (linear ridge regression und random forest models) konnte der Produktionsverlust über das Jahr hinweg mit einem statistischen Berechnungsfehler von ungefähr 2% ermittelt werden.
- (5) Solche Berechnungsmethoden erscheinen für die meisten VNB schwierig umsetzbar, könnten aber relativ einfach auf der Basis eines zentralen Datenhubs für alle VNB verfügbar gemacht werden.

Referenzen

- [1] P. Cuony, H. Todorov und C. Bucher, «Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht,» *bulletin.ch*, 09. 12. 2024.
- [2] Meteotest, „Firm PV Power Switzerland, Final Report,“ Swiss Federal Office of Energy SFOE, 2022.
- [3] C. Bucher, Photovoltaikanlagen, Zürich: Faktor Verlag, 2021.
- [4] D. Joss und P. Cuony, „PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz,“ *bulletin.ch*, 20. 06. 2023.
- [5] Berner Fachhochschule und Groupe E, «Grid Optimization mit Dezentralized Actors,» Bundesamt für Energie BFE, 2023.

