

Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz

Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration
von Solarstrom – September 2023

www.sweet-edge.ch

Christof Bucher, BFH
David Joss, BFH

INHALTSVERZEICHNIS

MANAGEMENT SUMMARY	3
1 VORWORT	4
2 EINLEITUNG	4
3 NETZANSCHLUSS VON PV-ANLAGEN	6
3.1 «JEDE KILOWATTSTUNDE IST GLEICH VIEL WERT»: KEIN ERFOLGSMODELL	6
3.2 PARKREGLER FÜR GROSSANLAGEN UND EINSPEISEMANAGEMENT	7
3.3 INTELLIGENTE BEWIRTSCHAFTUNG VON FLEXIBLEN PRODUZENTEN UND VERBRAUCHERN.....	8
3.4 NETZSTABILITÄT: LEISTUNGSBASIERTE, DEZENTRALE PRIMÄR- UND SEKUNDÄRREGELUNG.....	10
3.5 ANTI-ISLANDING: EIN SCHUTZKONZEPT AUS ALTEN ZEITEN	11
3.6 NA-SCHUTZ: FOLGENREICHE SYMBOLPOLITIK	12
3.7 GUTE NACHRICHT FÜR BETREIBER VON PV-ANLAGEN.....	12
4 UNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN IM STROMNETZ	13
4.1 FUNKTIONS- UND SICHERHEITSGEWINN MIT SMART METERING	13
4.2 KLASSISCHE MASSNAHMEN IM VERTEILNETZ.....	13
5 NORMEN UND REGELN FÜR DEN NETZANSCHLUSS	15
6 EXKURS: MASSNAHMEN JENSEITS DES NETZANSCHLUSSES	16
6.1 ENERGETISCHE MASSNAHMEN	16
6.2 WASSERSTOFF UND SYNTHETISCHE BRENNSTOFFE.....	16
7 BEISPIEL: DIE PV-ANLAGE VON MORGEN	17
8 AUFGABEN DER STAKEHOLDER	18
8.1 POLITIK / VERWALTUNG	18
8.2 SWISSGRID	18
8.3 VERTEILNETZBETREIBER (VNB)	18
8.4 PV-ANLAGEBETREIBER UND INSTALLATEURE	19
8.5 FORSCHUNG, LABORE, HERSTELLER	19
9 FAZIT	19
DANKSAGUNG	20

Management Summary

Die Energiestrategie 2050 der Schweiz setzt unter anderem auf den starken Ausbau der neuen erneuerbaren Energien. Den Grossteil davon soll die Photovoltaik (PV) ausmachen. Die vorgesehene Leistung aller PV-Anlagen (rund 40-50 GW) überschreitet die maximale vertikale Netzlast von heute (rund 8 - 10 GW) um den Faktor 5. Es ist naheliegend, vor diesem Hintergrund trotz kommender dezentraler Flexibilitätsnutzung Netzengpässe zu antizipieren und einen raschen Netzausbau zu fordern.

Ebenso ist davon auszugehen, dass es zeitgleich zu Produktionsspitzen von PV-Anlagen in der Schweiz zu einem Überangebot von Solarstrom in ganz Europa kommt. 50 GW PV sind für die Energiewende notwendig, die dabei potenziell entstehenden Leistungsspitzen können jedoch vom Stromnetz nicht aufgenommen und voraussichtlich mangels Abnehmer auch nicht exportiert werden. Diese Leistungsspitzen müssen deshalb dezentral (im Gebäude, im Areal, im Quartier) absorbiert oder vermieden werden. Selbst wenn das Verteilnetz zur Aufnahme der erwarteten Leistungsspitzen ausgebaut würde, könnten diese nicht oder nur zu Zeiten tiefer oder negativer Marktpreise ins Netz eingespeist werden.

Es ist aus Sicht der Autoren zielführender, in den dezentralen Umgang mit Leistungsspitzen zu investieren, als in den Verteilnetzausbau. Ein Grossteil des mutmasslich begrenzt einspeisbaren Solarstroms kann in intelligenten, dezentralen Systemen (Wärmepumpen, Speichern, Elektromobilität) aufgenommen werden. Entsprechende Produkte und Lösungen sind am Markt verfügbar und werden in verschiedenen Projekten seit vielen Jahren eingesetzt. Damit diese Systeme jedoch zuverlässig die Stromnetze entlasten bzw. einen PV-Zubau ohne zusätzliche übermässige Netzbelastung ermöglichen, müssen folgende Rahmenbedingungen angepasst werden:

- Der absolute Einspeisevorrang von Solarstrom muss relativiert werden. Es darf kein Recht geben, energetisch wenig relevante, aber für das Gesamtsystem herausfordernde und unwirtschaftliche Leistungsspitzen ins Netz einzuspeisen.
- Netzbetreiber und Regulator müssen dezentrale, flexible Systeme erlauben und im Rahmen eines angemessenen Anreizsystems zu netzdienlichem Verhalten motivieren.

Der Zubau von PV-Anlagen kann dabei weiter beschleunigt werden, denn die wichtigsten Massnahmen zur Netzintegration sind bereits heute verfügbar und können sofort umgesetzt werden.

Verschiedene historisch gewachsene Realitäten im heutigen Stromversorgungssystem wie die Tarifstrukturen, das nächtliche Aufheizen von Warmwasserspeichern oder die Regelleistungskonzepte werden heute als gegeben angesehen und kaum in Frage gestellt. Bisher hat dies den Zubau an neuen erneuerbaren Energien nur in Einzelfällen erschwert. Für den künftigen, noch viel grösseren Zubau an PV-Anlagen sind diese Strukturen und Gewohnheiten jedoch nicht geeignet und zu unflexibel.

Dieses Diskussionspapier zeigt eine Reihe an möglichen Lösungsansätzen auf, die der Integration von 50 GW PV-Anlagen in das schweizerische Stromnetz dienlich sind.

1 Vorwort

Dieses Diskussionspapier wurde im Rahmen des Beitrags des Labors für Photovoltaiksysteme (PV-Labor) der Berner Fachhochschule BFH zum Projekt SWEET EDGE erstellt. Das Diskussionspapier fokussiert sich auf ein Thema: Lösungen zum Netzanschluss von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) bei einem sehr hohen Anteil von Solarstrom im Schweizer Energiemix. Dieses Thema betrifft gleichsam verschiedene Interessengruppen, namentlich:

- Politik und Verwaltung
- Die Übertragungsnetzbetreiberin (ÜNB) Swissgrid
- Verteilnetzbetreiber (VNB)
- Installationsfirmen
- Betreiber und Betreiberinnen von PV-Anlagen
- Hersteller, Forschung, Labore

Ziel dieses Diskussionspapiers ist es, die fachliche Diskussion zum Netzanschluss von PV-Anlagen anzuregen und zu unterstützen. Im Gegensatz zu wissenschaftlichen Publikationen werden in diesem Diskussionspapier nicht nur anerkannte oder nachgewiesene Fakten dargestellt, sondern auch unerprobte Lösungsvorschläge als Diskussionsgrundlage gemacht. Die Autoren bemühen sich dabei, diese Punkte transparent auseinanderzuhalten.

Wie beim Huhn-Ei-Problem begründen die verschiedenen Interessengruppen die teilweise langsame Lösungsfindung beim Netzanschluss mit gegenseitigen Abhängigkeiten. VNB führen keine fortschrittlichen Netzanschlussbedingungen ein, weil es die regulatorischen Grundlagen nicht zulassen. Die regulatorischen Grundlagen stützen sich auf Gesetze ab, die ihrerseits nicht rasch genug angepasst werden, weil sie bei der heute angeschlossenen PV-Leistung noch keinen Flaschenhals darstellen. Damit ist der politische Druck für Anpassungen nicht genügend gross. Mit diesem Diskussionspapier sollen Abhängigkeiten aufgezeigt und eine Brücke zwischen den Interessengruppen geschlagen werden.

Vor der Erstpublikation wurde dieses Diskussionspapier Vertretern und Vertreterinnen aller Interessengruppen vorgelegt. Rückmeldungen von rund zwanzig Personen (aus Industrie, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber sowie Forschung) wurden aufgenommen und in das Diskussionspapier eingearbeitet. Die vorliegende Version stellt jedoch die Meinung und Interpretation der Autoren dar, nicht eine konsolidierte Meinung aller Interessengruppen.

Es ist die Absicht der Autoren, weitere Rückmeldungen aller Interessengruppen einzuholen, die Diskussion zu führen und ein- oder mehrmals die Erkenntnisse in eine neue Version dieses Diskussionspapier einzuarbeiten.

2 Einleitung

Bis vor rund zehn Jahren wurden PV-Anlagen am Stromnetz als netzfolgende dezentrale Einspeiser (EEA) geduldet. Sie hatten sich vom Stromnetz zu trennen, wenn dieses eine Störung aufwies. Als dieses Verhalten im Sommer 2012 durch die deutsche Systemstabilitätsverordnung¹ untersagt wurde, war die PV-Leistung im europäischen Verbundnetz vermutlich schon über zehn Mal grösser² als die

¹ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/1956>, <https://www.bdew.de/energie/systemstabilitaetsverordnung/502-hertz-problem/>

² Wood Mackenzie, New European solar installations to double over next 3 years, <https://www.woodmac.com/press-releases/new-european-solar-installations-to-double-over-next-3-years/>

Primärregelleistung, die im Falle einer synchronen Netztrennung der PV-Anlagen bei einer Netzfrequenz von über 50,2 Hz den Ausfall hätte kompensieren müssen.

Heute sind wir einen grossen Schritt weiter: Steigt die Netzfrequenz über 50,2 Hz, trennen sich die PV-Anlagen nicht vom Netz, sondern sie stabilisieren mit der vielfachen Regelleistung der Primärregelung das Stromnetz (50,2 Hz Retrofit-Programm I und II der ElCom³). Damit ist der wohl wichtigste Schritt im Übergang von «netzfolgenden» zu «netzstützenden» Anlagen gemacht, und Solarstromanteile von zehn, evtl. zwanzig Prozent können ins Netz integriert werden (Abbildung 1).

Die Zeit, die damit gewonnen ist, ist jedoch kurz. Denn allein mit einem korrekten Überfrequenzverhalten lassen sich nicht 50 GW PV-Anlagen effizient ans Stromnetz der Schweiz anschliessen. Diese Leistung kann, selbst wenn Sie vom Verteilnetz aufgenommen werden könnte, nirgends hin transportiert werden. Der Schlüssel liegt deshalb nicht im Verteilnetzausbau⁴. Die PV-Anlagen, Ladestationen und Batteriespeicher – sprich alle möglichen Flexibilitäten – müssen besser in das Verteilnetz integriert werden und eine aktivere Rolle in der Netzstabilisierung übernehmen. Dazu müssen Politik und Netzbetreiber attraktive Rahmenbedingungen schaffen. Netzdienliches Verhalten, beispielsweise mithilfe eines Einspeisemanagements, soll sich künftig lohnen.

Wünschenswert wäre zudem ein richtungsweisendes Statement von Swissgrid: Wie viele Gigawatt kumulierte Rückspeisung aus den Verteilnetzen wird sie dereinst ins Übertragungsnetz aufnehmen können? Da Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich ihre eigenen Solarstrategien umsetzen, wird der sommerliche Solarstromexport aus der Schweiz wahrscheinlich keinen relevanten Beitrag zur Netzintegration von Solarstrom leisten. Wozu also ein Verteilnetz ausbauen, wenn die Energie zu Zeiten mit viel Überschussproduktion nicht gebraucht wird und die Leistung deshalb nicht komplett abgenommen werden kann? Die Summe der Leistungen aller Ortsnetztransformatoren (Netzebene 6, Übergang von Mittelspannung auf Niederspannung) dürfte bereits heute die maximale Aufnahmeleistung des Übertragungsnetzes bei weitem überschreiten.

Abhilfe dafür bieten dezentrale Lösungen. Dort, wo die Leistungsspitzen anfallen, sollen sie auch abgefangen werden. Die folgenden Kapitel dieses Diskussionspapiers zeigen auf, wie das gehen könnte.



Abbildung 1: Stufen der Netzintegration von PV-Anlagen. Die Prozentzahlen sind indikativ und implizieren, dass bereits bei relativ wenig Solarstrom im jährlichen Energiemix (20% Energieanteil) in einem synchronen Netz die PV-Anlagen zu gewissen Zeiten die Produktion dominieren und damit Systemverantwortung übernehmen müssen.

³ Weisung 1/2018 der ElCom, Verhalten dezentraler Energieerzeugungsanlagen bei, Abweichungen von der Normfrequenz, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/weisungen.html>

⁴ Siehe auch Jan Remund et al, Firm PV power generation for Switzerland, Meteotest, 2023, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true>

3 Netzanschluss von PV-Anlagen

3.1 «Jede Kilowattstunde ist gleich viel wert»: Kein Erfolgsmodell

Solarstrom ist das Rückgrat der globalen Energiewende. So unverzichtbar die Energie der PV-Anlagen ist, so herausfordernd ist deren Leistung für die Infrastruktur. Einer der grössten Nachteile der PV-Anlagen bei der Netzintegration sind ihr geringer Kapazitätsfaktor von ca. $KF = 1000 \text{ kWh} / (1 \text{ kW} * 8760 \text{ h}) = 11,4 \%$ und die hohe Gleichzeitigkeit: Um jährlich 1 MWh Solarstrom einzuspeisen, wird bei einem absoluten Einspeisevorrang ein Netzanschluss von rund 1 kW benötigt. Erlaubt der Netzbetreiber jedoch eine dynamische Wirkleistungsbegrenzung und die Gesetzgebung eine Drosselung von beispielsweise 5% der Energie, so kann sich der Netzbedarf für die betroffene Anlage halbieren⁵. Bei einer intelligenten Einbindung von Elektroauto, Wärmepumpe und ggf. Batteriespeichern kann eine weitere Halbierung erwartet werden⁶. Für 50 GW PV-Anlagen brauchen wir also nicht ein Stromnetz für 50 GW Einspeisung, ein Netz für rund 10-15 GW Einspeisung dürfte reichen. Dafür ist ein flächendeckender Verteilnetzausbau in den meisten Netzen nicht notwendig, denn das Stromnetz versorgt bereits heute Lasten in dieser Grössenordnung⁷. Punktuelle Anschlussverstärkungen (insb. für Grossanlagen) sowie strategischer Netzausbau im Rahmen einer Zielnetzplanung sind von dieser Prämisse ausgenommen.

In anderen Ländern wird die Wirkleistungsbegrenzung zudem seit vielen Jahren praktiziert. Deutschland hat beispielsweise bereits 2012 im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgehalten, dass gewisse PV-Anlagen nur 70% ihrer Leistung einspeisen dürfen⁸. In Österreich wird von einer sogenannten «Nulleinspeisung» gesprochen, wenn eine PV-Anlage zwar ans Netz angeschlossen werden darf, aber keine Energie ins Netz abgeben darf⁹. Dezentrale Regelungssysteme stellen sicher, dass diese Anforderungen eingehalten werden.

Damit PV-Anlagen in der Schweiz besser ins Netz eingebunden werden können, werden drei Schritte empfohlen:

1. Die Netzbetreiber sollen solche Konzepte der flexiblen Einspeiselimiten zulassen. Es soll beispielsweise möglich sein, bei einer Netzanschlusskapazität von 15 kW eine PV-Anlage von 50 kVA anzuschliessen und mit einem entsprechenden System sicherzustellen, dass nie mehr als 15 kW eingespeist werden. Technisch kann dies ähnlich wie die Nulleinspeisung in Österreich umgesetzt werden.
2. Die Gesetzgebung soll dem Netzbetreiber erlauben, anstelle des Netzausbaus entsprechende kundenseitige Optimierungsmassnahmen einzufordern. Nicht jede Kilowattstunde soll abgenommen werden müssen. Denkbar wäre es beispielsweise, dass PV-Anlagen nur noch ein Einspeiserecht von 30-50% der Nennleistung hätten. Mehr ist situativ möglich und wünschenswert, wenn das Netz es erlaubt. Marktmodelle wie der lokale Handel mit Netzanschlussleistungen könnten geprüft werden, um Netzzugänge und flexible Assets im Netz zu optimieren.
3. Gesetzgebung und Netzbetreiber sollen Anreize schaffen, dass die Anlagenbetreiber Vorteile am netzdienlichen Anlagenbetrieb haben. Über die Energieförderungsverordnung könnten beispielsweise höhere Förderbeiträge für Anlagen bezahlt werden, die weniger

⁵ Die effektive Leistungsreduktion ist stark vom Mix der PV-Anlagen abhängig. Bei südausgerichteten Anlagen ist die Leistungsreduktion kleiner, bei gemischten Ausrichtungen, wie sie im Verteilnetz oft vorkommen, sind grössere Leistungsreduktionen möglich.

⁶ Das effektive Potenzial hängt von den Annahmen ab. Abbildung 2 ist eine Worst-Case-Betrachtung. Eigenverbrauch oder Batteriespeicher senken den Netzbedarf bei gleichbleibenden Abregelungsverlusten. Siehe auch Ch. Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag Zürich, 2021, Bild 21.2.

⁷ Swissgrid, vertikale Netzlast: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/load.html>

⁸ Diese Regelung wurde im Jahr 2023 teilweise wieder aufgehoben.

⁹ Erläuterungsdokument NC RfG / TOR Erzeuger, Stand 2022.02: https://oesterreichenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/20220113_Erl%C3%A4uterungsdokument_NC_RfG_TOR_Erzeuger_OE_design.pdf

Netzanschlusskapazität benötigen. Der Kapazitätsfaktor könnte in eine Einmalvergütung multipliziert werden. Je stärker jemand bereit ist, seine PV-Anlage abzuregeln, desto höher würde so die Einmalvergütung. Dasselbe können die VNB tun: Jede PV-Anlage erhält einen minimalen Rücklieferarif, beispielsweise 6 Rp./kWh. Wer die Netzeinspeisung begrenzt und damit Netzausbaukosten verhindert, erhält pro Halbierung der Einspeiseleistung einen um Faktor X höheren Einspeisetarif. Flexible, lastabhängige Netz- und/oder Energietarife wären eine andere, marktnahe Lösung zur besseren Ausnutzung der Netzinfrastruktur. Wertvoller Strom wird mit diesen Anreizsystemen höher vergütet.

In gewissen Netzgebieten werden Installationen mit dynamischer Wirkleistungsbegrenzung heute vom VNB nicht erlaubt. Begründet wird dies mit dem Risiko, dass sich die Systeme nicht korrekt verhalten könnten und damit ein Risiko für die Netzqualität darstellen. In Kapitel «4.1 Funktions- und Sicherheitsgewinn mit Smart Metering» wird eine Lösung zur Kontrolle der korrekten Funktion dezentraler Systeme vorgeschlagen. Damit könnte verhindert werden, dass mit unnötigem Netzausbau die Energiewende verlangsamt und verteuert wird.

Abbildung 2 zeigt exemplarisch, dass Einstrahlungsspitzen energetisch wenig relevant sind. Der Netzausbau auf die Anlagennennleistung würde somit primär der Integration von sommerlichen, energetisch und finanziell wenig relevanten Leistungsspitzen dienen.

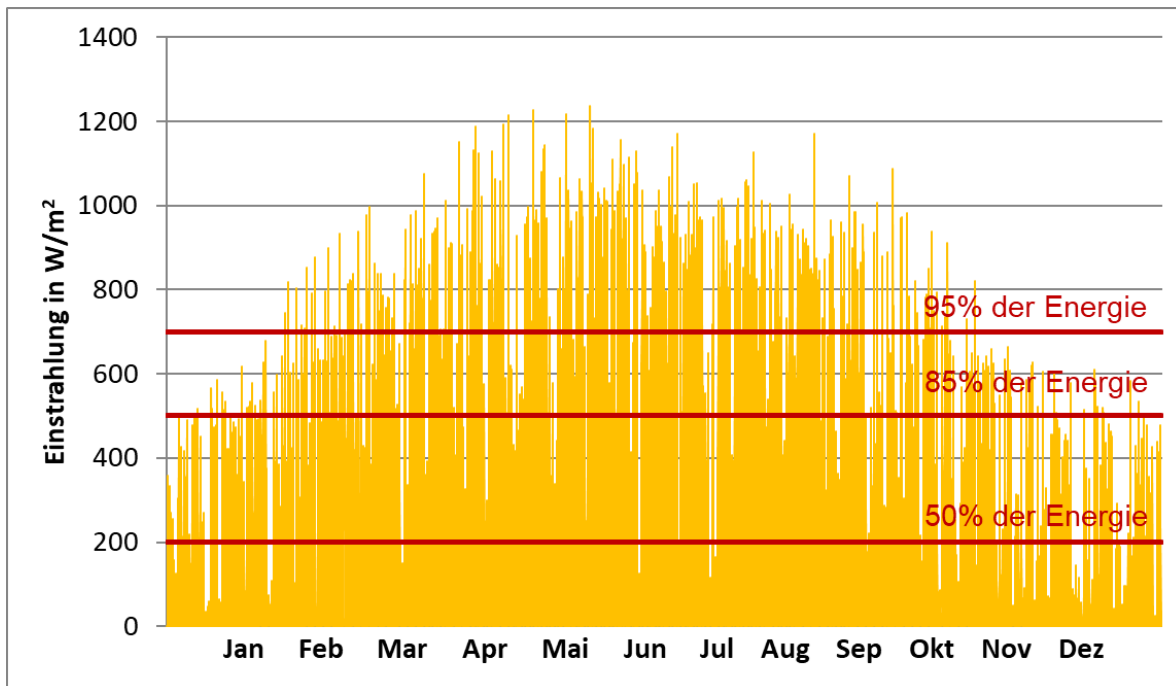


Abbildung 2: Einstrahlungsspitzen und damit Leistungsspitzen von PV-Anlagen sind energetisch nicht relevant. Für eine Schweiz mit 50 GW PV-Anlagen ist es nicht zielführend, das Netz auf 50 GW auszubauen. Das gilt selbst dann, wenn keine dezentralen Lösungen implementiert werden (Daten: Minutendaten Referenzjahr Meteonorm).

3.2 Parkregler für Grossanlagen und Einspeisemanagement

Alle PV-Anlagen sollen ein netzdienliches Verhalten aufweisen und inhärent dezentral stabil geregelt werden. Eine PV-Anlage kann ohne Kommunikationseinrichtung jedoch nicht wissen, ob die Übertragungsnetzkapazitäten ausgeschöpft sind oder nicht. Die Netzbetreiber sollten deshalb eine Prognose machen, welchen Anteil des Solarstroms im Rahmen einer statischen Vorgabe an den Netzanschlusspunkt jederzeit ins Netz eingespeist werden darf (z. B. alle PV-Anlagen bis 100 kVA dürfen jederzeit 50% ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen), und welche Anlagen über einen

Fernzugriff zusätzlich gesteuert werden können müssen. Ein Optimierungsregler verwaltet unter diesen Vorgaben das Energiesystem. Ein Sicherheitsregler stellt zudem sicher, dass bei Ausfall der Kommunikationssysteme nie mehr als die sichere (statische) Einspeisegrenze ins Netz eingespeist wird (Abbildung 3). Ob die Optimierungs- und Sicherheitsfunktionen in einem oder mehreren Geräten implementiert werden, und wer dafür verantwortlich ist, spielt für das Grundsatzkonzept keine Rolle.

Zentral für ein effizientes Gesamtsystem ist dabei, dass der Netzbetreiber keine Anlagen abregelt, sondern Einspeisevorgaben an den Netzanschlusspunkt macht. Ein sogenannter Parkregler (im Kontext von Prosumern auch ein Energiemanager) steuert den Anlagenpark bestehend aus PV-Anlagen, Ladestationen, Wärmepumpen, Batteriespeichern und weiteren flexiblen Verbrauchern anschliessend selbständig dezentral. Die Aufgabe des Parkreglers ist es beispielsweise, basierend auf der vorgegebenen maximalen Einspeiseleistung zu überprüfen, welche Stromproduktion, welcher Strombedarf und welche Speichermöglichkeiten vorhanden sind, und diese in optimaler Art und Weise zu betreiben. Falls dies dem Gesamtsystem dienlich ist, kann er dazu auch die Leistung der PV-Anlagen begrenzen.

Gewisse Netzbetreiber im Ausland regeln die PV-Anlagen nicht selbst, sondern übertragen diese Aufgabe an Aggregatoren, z. B. Direktvermarkter¹⁰. Diese folgen den Marktsignalen und betreiben die Anlagen so, dass sie sich am Markt optimieren und damit grundsätzlich das Risiko für Engpässe reduzieren. Aggregatoren sind jedoch gezwungen, sich von den Netzbedürfnissen übersteuern zu lassen (Engpassmanagement, bereits jetzt gesetzlich verankert). Dafür notwendige Systeme können mit Parkreglern effizient implementiert werden.

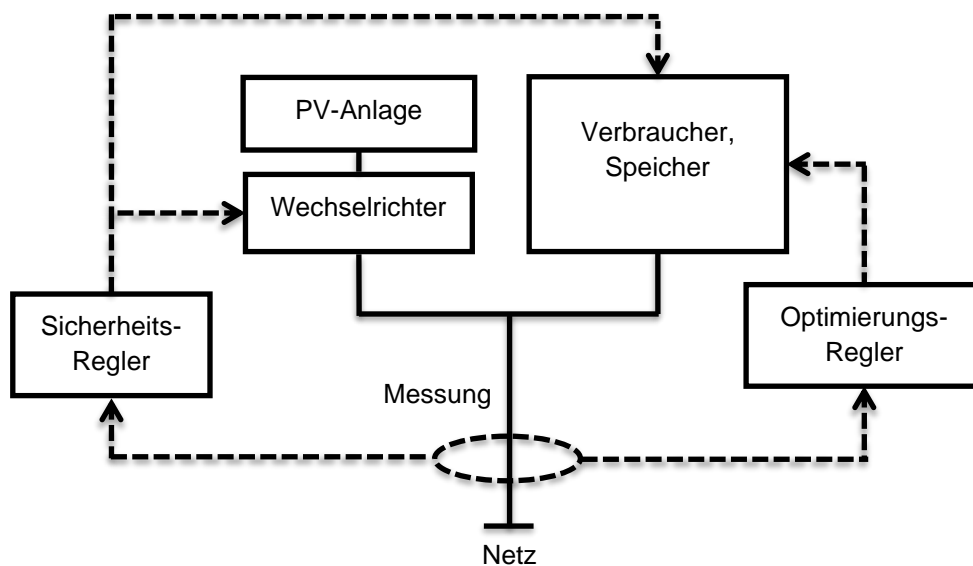


Abbildung 3: Blockdiagramm der Anlagenregelung: Ein Regler verhindert, dass eine zu hohe Leistung ins Netz abgegeben wird, selbst wenn die Eigenverbrauchsoptimierung nicht zur Verfügung steht. Optional kann der Netzbetreiber oder ein Aggregator dynamische Einspeisegrenzen vorgeben.

3.3 Intelligente Bewirtschaftung von flexiblen Produzenten und Verbrauchern

Die intelligente Bewirtschaftung von Flexibilitäten, z. B. das Ein- und Ausschalten von Wärmepumpen oder das zeitlich verzögerte Laden von Elektrofahrzeugen, dürfte zu einer Schlüsselkomponente für die

¹⁰ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Aggregators, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Aggregators_2020.pdf?la=en&hash=34E90050F80DD1B012F2E6C9E4C90EE11BE D6A82

Integration von grossen Mengen von Solar- und Windstrom ins Stromnetz werden. Werden die maximale Ein- und Ausspeiseleistung limitiert oder mit stark progressiven Preisen versehen, so werden sich die Betreiber von entsprechenden Flexibilitäten zur eigenen wirtschaftlichen Optimierung netzdienlich verhalten.

Dadurch werden zwei Ziele erreicht:

1. Das Stromnetz wird entlastet.
2. Eine dezentrale Infrastruktur, die potenziell zur Netzstabilisierung verwendet werden kann, wird aufgebaut.

Gemäss der «Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien¹¹» gehört die Flexibilität den Betreibern der entsprechenden Produktions- oder Verbrauchsstätten. «Dritte erschliessen sich die Nutzung durch Vertrag.» Dies eröffnet ein neues Feld an Netzintegrationsmöglichkeiten, das zwar seit langem bekannt ist, aber bisher kaum bewirtschaftet wurde.

Heute bestehen in den meisten Netzgebieten der Schweiz keine Anreize, PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge oder auch Batteriespeicher (die ja eigentlich die Netze unterstützen sollen) netzdienlich zu betreiben¹². Die strikte Trennung von Netz und Energie erschwert es, beispielsweise über die Einspeisetarife der PV-Anlagen netzdienliches Verhalten von Speichern zu fördern. Obwohl dieses «Unbundling» von Monopol- und Markt Bereichen¹³ erwünscht ist, ist es in diesem Fall eine Hürde zur Implementierung effizienter Systeme.

Hier werden auf exemplarische Art Lösungsvorschläge präsentiert:

- Wer seinen Batteriespeicher netzdienlich betreibt, erhält einen 20% höheren Einspeisetarif für den Solarstrom oder für den vom Speicher ins Netz abgegebene Strom.
- Wer das Verhältnis von produziertem Solarstrom (Energie) zu eingespeister Spitzenleistung (Leistung) hoch hält (beispielsweise oberhalb von 2000 kWh/kW), erhält einen 20% höheren Einspeisetarif.
- Wer sein Elektroauto an einer vom Netzbetreiber gesteuerten Ladestation anschliesst, erhält einen günstigeren Ladetarif. Will er das Auto dennoch schnell vollladen, so bezahlt er für diese Vollladung einen höheren Tarif.

Diese Vorschläge lassen sich beliebig variieren, optimieren oder an gegebene Strukturen anpassen. Einzelne Netzbetreiber bieten bereits flexible Bezugs- und Einspeisetarife an¹⁴. Auch relevante Player der Elektromobilitätswirtschaft sehen die rasche Netzintegrationslösung in der intelligenten Nutzung der bestehenden Netzkapazitäten und nicht im Netzausbau¹⁵.

Die Politik / der Regulator / die Netzbetreiber sind gefordert, Wege zur Umsetzung dieser Vorschläge zu finden oder zumindest die heutigen Hürden dazu zu eliminieren. Der aktuelle Mantelerlass zur Energie- und Stromversorgungsgesetzgebung bietet Chancen, dies umzusetzen.

¹¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.html#kw-98256> und <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2021/1666/de>

¹² Berner Fachhochschule, Bat4SG, Netzoptimierter Betrieb von dezentralen, Kundenspeichern Schlussbericht vom 16.12.2021 <https://www.bfh.ch/dam/jcr:cad6ba8b-3cc2-44cd-a1aa-28b42b189115/8168-2021.12.pdf>

¹³ Unbundling heisst in diesem Zusammenhang, dass VNB ihre monopolisierten Geschäftsbereiche wie den Netzbetrieb nicht mit ihren Marktaktivitäten, beispielsweise den Stromverkauf an Grosskunden, vermischen dürfen.

¹⁴ Beispielsweise Primeo Energie mit ihrem «Mobilitätstarif» <https://www.primeo-energie.ch/privatkunden/elektromobilitaet.html> und dem «Wahlstarif» für die Einspeisung von Strom <https://www.primeo-energie.ch/privatkunden/strom-produzieren/ruecklieferung-wahlstarif.html>

¹⁵ Mitnetz Strom, Elli, Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität, Bericht zur Pilotdemonstration und weiteren Simulationsergebnissen zur Konzepterprobung, 23.1.2023, https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/03/20230123_Elli-Mitnetz-E-Bridge-Bericht-Untersuchungen_Elli.pdf.

3.4 Netzstabilität: Leistungsbasierte, dezentrale Primär- und Sekundärregelung

Im europäischen Verbundnetz wird mit sogenannter Regelenergie sichergestellt, dass zu jeder Sekunde Stromproduktion und Stromverbrauch im Einklang sind. Dazu werden Kraftwerke mittels Ausschreibungen bezahlt, um innert Sekunden (Primärregelung), Minuten (Sekundärregelung) oder Stunden (Terziärregelung) ihre Produktion zu erhöhen oder zu senken. Diese Regelungen sind Teil der von Swissgrid benötigten Systemdienstleistungen und dienen der Frequenzhaltung.

Ein grosses Hindernis für hohe Anteile an fluktuierenden Erneuerbaren sind die heutigen Regelenergiemärkte. Diese gehen von fixen, planbaren Betriebszeiten der Kraftwerke aus. Das passt gut für thermische Kraftwerke sowie für Speicherwasserkraftwerke, schliesst aber Wind- und Solarkraftwerke praktisch vom Markt aus. Aus diesem Grund müssen in gewissen Regionen PV- und Windkraftwerke gedrosselt oder ausgeschaltet werden, während Gaskraftwerke daneben in Betrieb sind. Dabei könnten auch PV- und Windkraftwerke technisch gesehen Primär- und Sekundärregelleistungen erbringen. Die Märkte müssten dazu von einem zeitbasierten auf ein leistungsbasiertes Regime umgestellt werden. Das könnte für die Schweiz beispielsweise so aussehen: Immer, wenn die Sonne scheint, liefern die 50 GW PV-Anlagen, die ja dann gedrosselt werden müssen, Primär- und die in Kommunikationssysteme eingebundenen Anlagen zusätzlich Sekundärregelleistung. Sobald ihre Leistung unter ein gewisses Limit fällt (beispielsweise unter 8 GW), fahren die Pumpspeicherkraftwerke ihre Produktion hoch und stellen ihrerseits Regelenergieleistung zur Verfügung.

Nebst den PV-Anlagen im gedrosselten Betrieb sollten auch alle Arten von Ladegeräten (beispielsweise Ladestationen für Elektroautos) eine Frequenz-Leistungsfunktion aufweisen: Unter Berücksichtigung eines Totbandes von beispielsweise 10 mHz könnten sie bei 50 Hz nur 95% ihrer Nennleistung laden. Sinkt die Netzfrequenz, drosseln sie die Ladung bis auf 90%. Steigt die Netzfrequenz, steigern sie die Ladung bis auf 100%. Mit dem voraussichtlich verfügbaren Park von Elektrofahrzeugen würde damit die heute notwendige Primärregelleistung vermutlich deutlich überschritten¹⁶. Ob ein einzelnes Fahrzeug am Netz angeschlossen ist oder nicht, spielt dabei keine Rolle: Es wird zu jeder Zeit genügend Fahrzeuge geben, die am Netz angeschlossen sind. Diese Funktionalität kann sowohl in bestimmten Geräten wie Wechselrichtern implementiert sein, oder in einem übergeordneten Parkregler.

In einem Microgrid im Inselbetrieb wird mit dieser Funktionalität gleichzeitig das lokale Netz stabilisiert. Eine im Microgrid zentrale Kraftwerkseinheit, beispielsweise ein Blockheizkraftwerk oder eine PV-Anlage mit Batteriespeicher, ist schwarzstartfähig und gibt die Netzfrequenz vor. Die angeschlossenen Wechselrichter folgen der Netzfrequenz und drosseln resp. erhöhen ihre Produktion entsprechend.

Heute scheinen Microgrids oft Vorboten für netzbildende Funktionen von dezentralen EEA im Verbundnetz zu sein. Verschiedene Funktionen, ohne die ein Microgrid gar nicht funktionieren würde, können bei einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbaren auch im Verbundnetz relevant werden. Vor diesem Hintergrund sollte überprüft werden, ob das heutige Primär-, Sekundär- und Tertiärregelsystem bezüglich zeitlichen und regelungstechnischen Anforderungen noch passend ist. Ähnlich wie die Abkehr von der heutigen Form des Anti-Islandings ist auch der Umbau der Regelleistungsmärkte ein disruptiver Ansatz, der ohne vertiefte gesamtheitliche Prüfung und allfällige entsprechende Begleitmassnahmen nicht umgesetzt werden kann. Insbesondere sind auf die Netzfrequenz wirkende Massnahmen im gesamten europäischen Verbundnetz zu koordinieren. Weniger disruptive Ansätze wie die Schaffung zeitlich flexiblerer Produkte (z. B. ein stundenweises Angebot an Regelleistung) wären zwar einfacher umsetzbar, würden aber vermutlich nur einen geringen Teil des Potenzials erschliessen. Das Design der Regelleistungsmärkte ist dabei immer europaweit zu betrachten und zu harmonisieren.

¹⁶ Zur Plausibilisierung: Würden von einer Million Elektrofahrzeuge nur gerade 5% mit einer Ladeleistung von 10 kW geladen, so entspräche dies bereits einer Ladeleistung von 500 MW, die flexibel bewirtschaftet oder in ein Regelleistungssystem eingebunden werden könnten.

3.5 Anti-Islanding: Ein Schutzkonzept aus alten Zeiten

Alle PV-Anlagen (inkl. den steckbaren Balkonanlagen) verfügen heute über eine Erkennung eines ungewollten Inselnetzbetriebs, dem sogenannten Anti-Islanding. Typischerweise funktioniert dies so, dass der Wechselrichter das Stromnetz geringfügig zu destabilisieren versucht (Frequenz-Shift-Verfahren, aktive Inselnetzzerkennung). Gelingt es ihm, trennt er sich vom Netz. Gelingt es ihm nicht, bleibt er mit dem Netz verbunden. Was aber, wenn in der Schweiz 50 GW PV-Anlagen am Netz angeschlossen sind und aktiv versuchen, das Netz zu destabilisieren? Ähnlich wie beim 50,2 Hz-Problem setzt sich die Erkenntnis durch, dass dies keine gute Idee ist. Die Netzbetreiber fordern deshalb zurecht ein sogenanntes «Fault Ride Through» (FRT): Die PV-Anlagen dürfen sich auch bei Störungen für eine gewisse Zeit nicht vom Netz trennen¹⁷. Dabei muss eine Entscheidung getroffen werden: FRT oder Anti-Islanding. Beides zusammen geht nicht gleichzeitig, denn ein Wechselrichter kann nicht gleichzeitig das Netz stützen und es zu destabilisieren versuchen. Eine mögliche Lösung ist, im Ereignisfall z. B. während 3 Sekunden FRT zu fordern, danach während 5 Sekunden Anti-Islanding – also eine Kaskadierung der Funktionen.

In Zukunft sind auch ganz neue Lösungen denkbar. Während das Verbundnetz immer grösser und immer komplexer wird, wird ein mögliches Schwarzstartscenario für die Netzbetreiber ein Vorgang mit immer mehr unberechenbaren Faktoren. Gleichzeitig verfügen einige Wechselrichter heute schon über netzbildende Funktionen, d. h. sie können als Spannungsquelle, nicht als Stromquelle betrieben werden. Dabei tun sie im Rahmen ihrer Leistungsparameter alles, um das Stromnetz stabil zu halten. So wäre es beispielsweise möglich, mit einem sogenannten «Microgrid» ein Verteilnetz mit ausreichend vielen PV-Anlagen, Elektroladestationen und Speichern vom Übertragungsnetz zu trennen und als Insel weiterzubetreiben. Sogar der Schwarzstart einer solchen Insel ist mit einzelnen, in ein Leitsystem eingebundenen Anlagen denkbar und technisch möglich. Eine gewisse Herausforderung bietet in diesem Fall die Kurzschlussleistung, die alleine von PV-Wechselrichtern meistens nicht gross genug ist, um Sicherungen auszulösen. Geht man aber davon aus, dass die angeschlossene Wechselrichterleistung die Netzleistung um ein Mehrfaches überschreiten wird, so können die Wechselrichter mit den entsprechenden Parametrierungen künftig auch die notwendige Kurzschlussleistung zum sicheren Inselbetrieb zur Verfügung stellen. Im Pilotprojekt LINDA¹⁸ hat ein Konsortium aus deutschen Industrie- und Wissenschaftspartner ein entsprechendes Konzept entworfen und erfolgreich demonstriert.

Der Netzschutz wird in so einem Projekt neu konzipiert werden müssen. Auch die Arbeitssicherheit für Arbeiten an einem inselfähigen Verteilnetz wird beeinflusst. Werden die «5 + 5 lebenswichtige Regeln: Elektroinstallation» der SUVA allerdings konsequent befolgt, so wäre in einem solchen Konzept schon heute das sichere Arbeiten an den Elektroinstallationen möglich.

Von allen in diesem Diskussionspapier vorgestellten neuen Konzepten ist dieses eines der disruptivsten mit vielen Unbekannten. Diverse Aspekte des Netzbetriebs und der Schwarzstartprozeduren müssten neu entwickelt werden. Allerdings werden damit auch neue Qualitäten gewonnen: Die Versorgungssicherheit und insbesondere die Störfallvorsorge vor einem europaweiten Blackout würde damit auf ein bisher undenkbares Niveau angehoben – und gleichzeitig würde die Netzintegration einer grossen Menge Solarstrom gelöst. Bevor dies auch ausserhalb von Pilotprojekten möglich ist, müssen jedoch die zuvor beschriebenen Massnahmen umgesetzt werden.

¹⁷ <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/transmission-code-2019-en.pdf>, Kapitel 6.5

¹⁸ LWE Verteilnetz GmbH, LINDA: „Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“, <https://www.lew.de/ueber-lew/zukunftsprojekte/abgeschlossene-projekte/linda> sowie Nachfolgeprojekt LINDA 2.0 <https://www.lew.de/ueber-lew/zukunftsprojekte/linda-20>

3.6 NA-Schutz: Folgenreiche Symbolpolitik

Die Forderung nach dem NA-Schutz ist allseitig unbestritten und wird je nach Land und Netzbetreiber unterschiedlich umgesetzt. Während in den USA unabhängig der Leistung kein externes NA-Schutzequipment gefordert, sondern auf die korrekte Funktion der Wechselrichter gesetzt wird, werden in Europa je nach Land, Netzbetreiber und Anlagenleistung zusätzliche externe Schutzrelais und Schutzschalter gefordert. Eigentlich spielt dies keine Rolle, denn zumindest auf dem Papier ändert der externe NA-Schutz nichts an der Sicherheit einer PV-Anlage, weder im positiven noch im negativen Sinn.

Mit der neuen Norm SNEN 50549-10¹⁹ hat nun die Schweiz eine gültige Norm, mit welcher der Nachweis der korrekten Funktion des im Wechselrichter integrierten NA-Schutzes unabhängig der Leistung oder Anzahl der Wechselrichter erbracht werden kann.

Heutige Prozesse rund um den externen NA-Schutz können kritisch für die Systemsicherheit sein. Teilweise wird argumentiert, die korrekte Funktion der Wechselrichter sei für den Netzbetreiber nicht überprüfbar, diejenige des externen NA-Schutzes schon. Dabei wird durch den Netzbetreiber nur sichergestellt, dass der externe NA-Schutz korrekt installiert und parametrierbar ist; die Einstellungen am Wechselrichter selbst werden nicht überprüft. Für geringe Mengen Solarstrom im Netz funktioniert das gut, denn einzelne fehlfunktionierende Wechselrichter haben nicht genügend Leistung, um das Stromnetz wesentlich zu destabilisieren. Werden die PV-Anlagen jedoch zu gewissen Zeiten zur dominanten Stromquelle (beispielsweise bei 50 GW PV in der Schweiz), könnte bereits ein kleiner Prozentsatz falsch eingestellter Wechselrichter erhebliche Netzstörungen verursachen.

Unabhängig davon, welche Lösungen die Zukunft bringen wird: Die Netzbetreiber sollten sich aktiv mit den Wechselrichtern auseinandersetzen und die dazugehörigen Prozesse und Fehlerquellen verstehen. Sie sollten ihr Personal schulen und Prozesse aufsetzen, die sicherstellen, dass nur konforme und richtig eingestellte Wechselrichter durch die PV-Branche ans Netz angeschlossen werden. Ist dies sichergestellt, dürfte sich die Frage nach dem NA-Schutz aus Sicht der Autoren von selbst beantworten.

Mit den flächendeckend einzuführenden intelligenten Messsystemen dürfte die Überwachung der korrekten Funktion und Einstellungen der Wechselrichter zudem in Zukunft viel einfacher werden. Der VNB weiss zumindest für jede Viertelstunde, wie sich jede einzelne PV-Anlage einzeln oder als Bestandteil eines Prosumers verhalten hat. Er kann automatische Auswertungs- und Alarmparameter festlegen, um falsch eingestellte Anlagen abzumahnen (siehe dazu Kapitel «4.1 Funktions- und Sicherheitsgewinn mit Smart Metering»).

3.7 Gute Nachricht für Betreiber von PV-Anlagen

Solarstrom ist ein wertvolles Gut. Für Betreiber:innen von PV-Anlagen ist schwer verständlich, wenn der Netzbetreiber PV-Anlagen zurückregeln oder abschalten können will. Gleichzeitig bremst aber das Einspeisen von Leistungsspitzen die Energiewende aus, weil die Netzkalkulationen auf Basis dieser Leistungsspitzen anstatt optimiert auf die Energiemaximierung den Zubau von weiteren PV-Anlagen blockieren oder verzögern.

Die in diesem Diskussionspapier vorgestellten Konzepte skizzieren eine Win-Win-Situation. PV-Anlagen, Ladestationen, Wärmepumpen und Speicher sollen flexibel gebaut werden. Die VNB sollen nur Vorgaben zum Netzanschluss machen dürfen, nicht aber die einzelnen Anlagen ohne sicherheitsrelevante Gründe abregeln. Mit solchen Systemen profitieren beide Parteien:

¹⁹ SNEN 50549-10: Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 10: Prüfanforderungen für die Konformitätsbeurteilung von Erzeugungseinheiten

- Betreiber:innen von PV-Anlagen können ihren Eigenverbrauch steigern und müssen an sonnigen Sommertagen weniger Strom ins Netz einspeisen, für den der Netzbetreiber vermutlich immer weniger bezahlen wird.
- VNB können mehr PV-Anlagen ans Netz anschliessen, ohne dieses ausbauen zu müssen. Damit können Sie den Anteil Solarstrom im Netz deutlich schneller erhöhen.

Die Kosten für das Stromnetz trägt am Ende nicht der VNB, sondern die Endverbraucher. Werden solche Systeme umgesetzt, werden die Energiewende und somit die elektrische Energienutzung für alle beteiligten Parteien günstiger.

4 Unterstützende Massnahmen im Stromnetz

4.1 Funktions- und Sicherheitsgewinn mit Smart Metering

Tausende von dezentralen Reglern, die alle paar Jahre ersetzt oder zumindest einem Update unterzogen werden, deuten auf ein unkalkulierbares Risiko punkto sicherem Netzbetrieb für den VNB hin. Dank der sich derzeit im Aufbau befindenden Smart-Metering-Infrastruktur verfügen die VNB in Kürze aber über ein Instrument, das sie zur automatisierten Kontrolle des Verhaltens einzelner Prosumer ermächtigt. Sie können dank einem etablierten Messsystem oder einer State-Estimation mittels digitalem Zwilling fast in Echtzeit den momentanen Zustand ihres Netzes kennen. Zudem weiss der VNB aufgrund der Anschlussbewilligungen, an welchem Verknüpfungspunkt welche Leistung ins Netz eingespeist werden darf (statisch oder dynamisch).

Mit den durch Smart Metering verfügbaren Informationen könnte eine Netzüberwachungssoftware so konfiguriert werden, dass sie Alarm schlägt, wenn sich eine PV-Anlage oder ein Prosumer nicht konform verhält. Die Netzbetreiber hätten damit ein Instrument, nicht nur bei Stichproben, sondern systematisch zu überprüfen, ob sich Anlagen korrekt verhalten. Damit können sie beispielsweise feststellen, ob eine PV-Anlage ins Netz einspeist, obwohl sie ein Signal zum Ausschalten erhalten hat. Oder ob sie einer vorgegebenen P(U)-Kurve folgt. Dasselbe gilt für Blindleistungsbezug oder die Umsetzung von allfälligen Stellsignalen von Swissgrid (z. B. für Engpassmanagement oder Frequenzhaltung).

Es ist somit ratsam, dass sich die VNB respektive Messstellenbetreiber der Wichtigkeit geeigneter Smart-Meter-Systeme für den Netzbetrieb bewusst werden und Investitionen in entsprechende Lösungen tätigen, die nicht nur die Minimalanforderungen des gesetzlich geforderten intelligenten Messsystems (iMS) erfüllen. Im Gegenzug kann der VNB dank dem Smart Metering die Sicherheit erhalten, dass sich die in seinem Netzgebiet installierten Systeme korrekt verhalten.

Längerfristig können die VNB dabei potenziell auch erheblichen Aufwand in der Inbetriebnahmekontrolle einsparen. Beispielsweise könnten aufwändige Inbetriebnahmemessungen entfallen – diese können vom Smart Metering-System automatisiert in den ersten Betriebstagen gemacht werden.

4.2 Klassische Massnahmen im Verteilnetz

Viele Strategien zur Erhöhung der PV-Aufnahmekapazität von Stromnetzen widmen sich ausschliesslich dem Thema Netzausbau respektive Massnahmen am Stromnetz. Dieses Diskussionspapier versucht aufzuzeigen, warum dies nur partiell zielführend ist.

Massnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität im Stromnetz sind inzwischen hinlänglich bekannt und erprobt. Gemäss dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) könnte dies heissen²⁰:

1. Dezentrale Blindleistungsregelung der PV-Anlagen
2. Dynamisches Spannungsmanagement im Umspannwerk
3. Regelbare Ortsnetztransformatoren
4. Punktuelle Netzverstärkung
5. Netzausbau
6. *Dezentrale, netzstützende Speichersysteme*²¹

Diese Massnahmen sind wichtig und können teilweise kostengünstig und sofort (Punkt 1 und 2) umgesetzt werden. Die VNB sollten aber mit ihrem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber und in letzter Instanz mit Swissgrid klären, welchen Anteil der Leistung der PV-Anlagen ihre Verteilnetze bei der Umsetzung der Energiestrategie ins überlagerte Netz rückspeisen dürfen. Die Leistung, die gleichzeitig von den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz rückspeist werden kann, ist vermutlich so gering, dass ein flächendeckender Ausbau der Verteilnetze nicht sinnvoll ist.

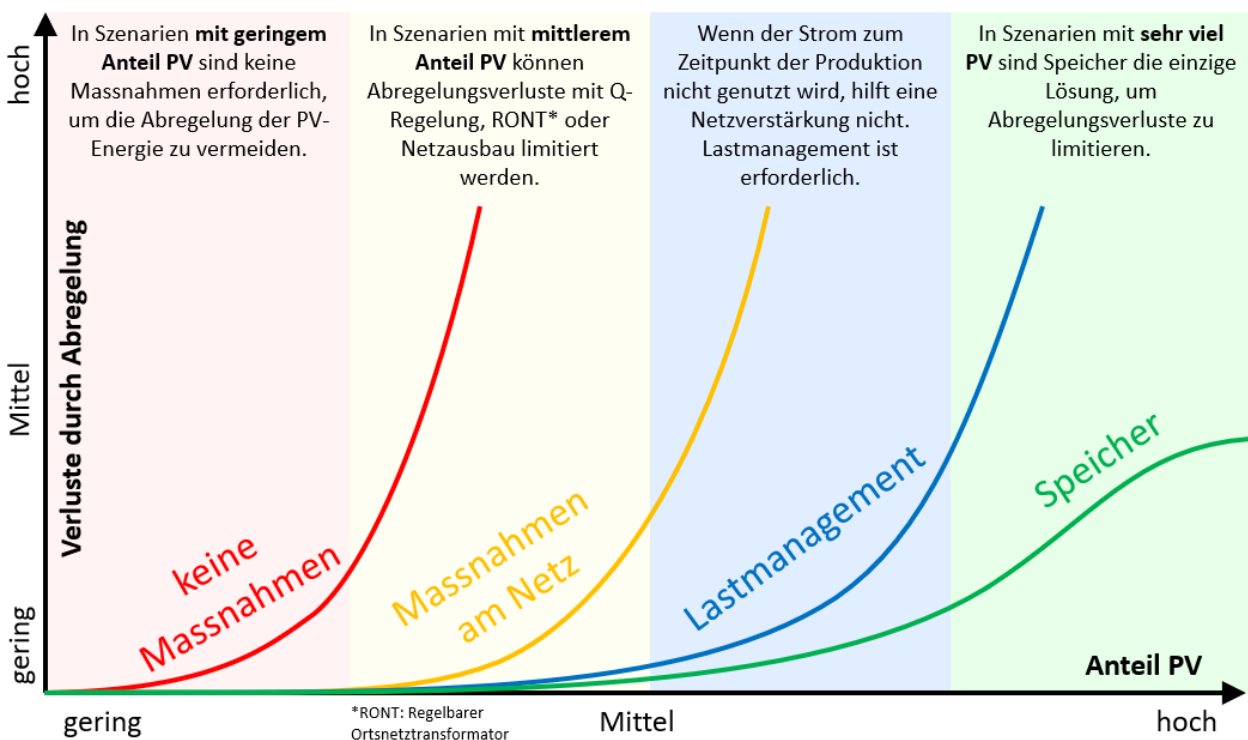


Abbildung 4: PV-Anlagen können einfach abgeregelt werden. Dabei entstehen Ertragsverluste. Massnahmen im Netz können dies nur begrenzt kompensieren: Sie lösen das Problem nicht, sie verschieben es an einen anderen Ort. Produktion, Speicherung und Verbrauch müssen in Einklang gebracht werden. Weil die PV-Produktion kaum beeinflusst werden kann und die Exportmöglichkeiten begrenzt sind, sind das dezentrale Lastmanagement sowie Speicher besser geeignet, viel PV zu integrieren als Netzausbau.

²⁰ Die in diesem Dokument vorgestellten Massnahmen wie die dynamische Wirkleistungsregelung sind in dieser Liste absichtlich ausgeklammert.

²¹ Bei der Reihenfolge des NOVA-Prinzips ist die Position der Speichersysteme umstritten. Sie dürfte künftig stark von den Einsatzgebieten der Speichersysteme sowie von deren Kosten abhängig sein.

Im Gegenzug sollten dafür unumgängliche Netzverstärkungen gleich im Zug der Energiestrategie gedacht und Synergien verschiedener Ausbaumassnahmen genutzt werden. Mit einer geeigneten strategischen Zielnetzplanung soll verhindert werden, dass gleiche Netzkomponente mehrfach hintereinander verstärkt werden müssen.

Weil die Nachbarländer der Schweiz ähnliche Energiestrategien planen, wird der Export von grossen Mengen Solarstrom ins Ausland kaum möglich sein. Abbildung 4 illustriert qualitativ, dass mit Netzverstärkungen letztendlich die Abregelungsverluste von PV-Anlagen nicht ausreichend reduziert werden können. Ein Stromnetz ist für Solarstrom nur dann zweckdienlich, wenn gleichzeitig zur Produktion anderswo der Strom verbraucht oder gespeichert werden kann. Für die Leistungsspitzen eines Vollausbaus gemäss Energiestrategie scheint dies nicht realistisch zu sein.

Anders als im Verteilnetz ist die Situation im Übertragungsnetz: Der Energieaustausch zwischen geografisch oder gar klimatisch unterschiedlichen Regionen (Alpen mit dem Mittelland, Nordsee mit dem Mittelmeerraum, Osten mit dem Westen) wäre zur Integration von Wind- und Sonnenstrom wertvoll, bedingt jedoch eine grosse Erhöhung der Übertragungskapazitäten. Diese wiederum sind ohne starken gesellschaftlichen und politischen Willen kaum realisierbar. Wenn Windenergie von der Nordsee in die Schweiz importiert werden soll, oder wenn grosse alpine PV-Anlagen im Wallis oder Graubünden an unser Netz angeschlossen werden sollen, muss das Übertragungsnetz ausgebaut werden. Gerade die Nord-Süd-Übertragungskapazität muss auf ein Vielfaches der heutigen Kapazität gesteigert werden. Hier ist ein strategischer Netzausbau auf die entsprechenden Kapazitäten aus Sicht der Autoren sinnvoll.

5 Normen und Regeln für den Netzanschluss

Regeln und Normen für Stromnetze waren bisher fest in der Hand der einzelnen VNB. Das geht so lange gut, wie die Netzbetreiber ihre Anforderung mit jedem Kraftwerk verhandeln resp. durchsetzen können. In der Schweiz sind heute aber bereits über 150'000 PV-Anlagen²² ans Netz angeschlossen. Ein kleiner, aber wachsender Teil der Anlagen sind mit aussereuropäisch gebauten Wechselrichtern ausgerüstet. Es ist deshalb zusehends unwahrscheinlich, dass ein international tätiger Wechselrichterhersteller auf die individuellen Anforderungen eines Schweizer Netzbetreibers eingeht.

Das Einbringen der Anforderungen der Schweiz in internationalen System- und Produktnormen wird deshalb immer wichtiger. Aufgabe der Normen ist es, sichere, effiziente, zuverlässige und untereinander abgestimmte Produkte und Systeme zu ermöglichen. Mit der in der Schweiz gültigen Normenserie SNEN 50549 (Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen) liegen inzwischen Normen vor, wie sich Wechselrichter am Netz verhalten müssen, und wie dies im Labor überprüft werden soll. Die sich in Arbeit befindenden Normenserien IEC 62786 (Distributed energy resources connection with the grid) und IEC 63409²³ (IEC TC 82: Photovoltaic power generating systems connection with grid – Testing of power conversion equipment) werden die Inhalte der EN 50549 global harmonisieren.

Insbesondere für die Netzbetreiber bietet die SNEN 50549 eine grosse Erleichterung. Sie müssen nicht mehr die Inbetriebnahme jeder einzelne Anlage überwachen, sondern können zum Beispiel folgenden Prozess einführen:

²² https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/

²³ Die Projektteams zur IEC 63409-4 (Part 4: Interface protection and fault ride through) sowie IEC 63409-6 (Part 6: Power control functions and grid support) werden derzeit vom PV-Labor der Berner Fachhochschule geleitet)

1. Sie lassen nur die Installation entsprechend geprüfter Wechselrichter zu (bezieht sich auf Leistungsregelung, Fault Ride Through und NA-Schutz).
2. Sie geben die Einstellungen an den Wechselrichtern vor (Schweizer Ländereinstellungen plus abweichende Einstellungen des Netzbetreibers) und lassen sich diese vom Anlagenbetreiber bestätigen.
3. Sie richten ihr Smart Metering-System so ein, dass Verletzungen der Anschlussbedingungen automatisch detektiert werden (z. B. Vorzeichenfehler bei der Blindleistungsregelung).

6 Exkurs: Massnahmen jenseits des Netzanschlusses

6.1 Energetische Massnahmen

Die hier vorgestellten Vorschläge geben eine mögliche Antwort auf die neuen Realitäten im Stromnetz. Daneben gibt es jedoch eine ganze Reihe weiterer, teilweise noch wichtigerer Massnahmen, die ebenfalls dringend angegangen werden müssen, aber nicht in Konkurrenz zu diesem Artikel stehen:

- Suffizienz und effizienterer Umgang mit Energie (was jedoch oft zu einem höheren Stromverbrauch führen kann, z. B. Wärmepumpen und Elektromobilität)
- Backupkraftwerke und entsprechende Energiereserven. Solche können offenbar in einem Jahr geplant, gebaut und in Betrieb genommen werden. Mittelfristig sollten die dafür nötigen Energiereserven aus erneuerbaren Energieträgern stammen, z. B. Wasserstoff (Hergestellt in der Schweiz oder importiert).
- Erneuerbar und mit Blockheizkraftwerken betriebene Wärmeverbundnetze zur Reduktion des Winter-Stromimportbedarfs. Generelle Kopplung von Verbrennungsprozessen mit Stromgewinnung (Blockheizkraftwerke, Wärme-Kraft-Kopplung)

6.2 Wasserstoff und synthetische Brennstoffe

Aus Sicht der Systemstabilität der Stromnetze und der Verteilnetzintegration von PV-Anlagen spielen Wasserstoff und synthetische Brennstoffe keine Rolle. Aus der Diskussion um die Energiewende als Ganzes sind sie jedoch nicht mehr wegzudenken. In gewissen Kreisen werden sie als die Hoffnungsträger der Energiewende schlechthin dargestellt. Wären Wasserstoff und synthetische Brennstoffe in grossem Ausmass, ökologisch und kostengünstig verfügbar, wäre manch eine Herausforderung der Energiewende gelöst. Sind sie nicht verfügbar, wird es hingegen schwierig, alle Ziele der Energiewende zu erreichen.

Positiv ist, dass viele Herausforderungen auch ohne Wasserstoff und synthetische Brennstoffe bewältigt oder zumindest angegangen werden können. Die verbleibenden fossilen Energieträger sollten mit viel Bedacht als Übergangstechnologie eingesetzt werden. Während Öl- und Gasheizungen klimatisch äussert problematisch sind und keinen Systemvorteil mit sich bringen, haben fossile Blockheizkraftwerke sowie mit Wärme-Kraft-Kopplung betriebene Fernwärmenetze den Vorteil, dass sie nebst der Bereitstellung winterlicher Wärme viel Winterstrom produzieren. Auf sie soll zwar nicht primär gesetzt werden; sie können aber als Übergangstechnologie bis zur Verfügbarkeit synthetischer Brennstoffe respektive grünem Wasserstoff die Umsetzung der Energiestrategie unterstützen und nach und nach erneuerbar befeuert werden.

Im Hinblick auf die klimatischen Ziele wäre es jedoch fahrlässig, so lange auf fossile Energieträger zu setzen, bis synthetische Treibstoffe in ausreichender Menge verfügbar sind. Aus diesem Grund sollten die verbleibenden fossilen Ressourcen nur da eingesetzt werden, wo sie als Enabler nachhaltiger Lösungen dienen.

7 Beispiel: Die PV-Anlage von morgen

Wir betrachten folgendes Beispiel: Eine Überbauung mit 30 Wohneinheiten habe einen Jahresverbrauch von 200 MWh (inkl. Elektromobilität und Wärmepumpe) bei einer Anschlussleistung von 200 kW. Auf den Dachflächen der Überbauung sind PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 250 kW angeschlossen. In der Tiefgarage stehen 30 Elektroladestationen mit einer Anschlussleistung von je 20 kW, total also 600 kW. Die Überbauung darf maximal 200 kW vom Netz beziehen und aufgrund vieler PV-Anlagen in der Nachbarschaft maximal 75 kW ins Netz einspeisen. Eine höhere Rückspeisung (bis zu 200 kW) wäre theoretisch möglich, jedoch nur wenn die benachbarten PV-Anlagen nicht einspeisen.

Dieses Gesamtsystem kann wie folgt ins Netz eingebunden werden:

- Ein für die sichere Funktion qualifizierter Energiemanager²⁴ überwacht und regelt das Gesamtsystem.
- Der Energiemanager erhält statische und/oder dynamische Vorgaben des Netzbetreibers (beispielsweise tiefere Einspeisegrenzen am Sonntagmittag)
- Der Energiemanager resp. die Anlagen sind Fail-Save²⁵ gebaut: Verlieren sie das Steuersignal von aussen, versetzen sie sich automatisch in einen sicheren Betriebsmodus ($\cos\phi = 1$, Einspeise- und Bezugsleistung auf vorgegebenen Wert begrenzt, beispielsweise 75 kW)
- Die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge ist in der Summe begrenzt. Laden alle gleichzeitig, so können pro Fahrzeug maximal ca. 6 kW, realistischere 5 kW geladen werden. Ein innovatives Bezahlssystem soll ermöglichen, dass eine 20 kW-Ladung im Einzelfall jederzeit möglich ist, jedoch zu deutlich höheren Tarifen. Die übrigen Fahrzeuge laden in diesem Fall langsamer, dafür günstiger.
- Bei einem «Kapitalfehler», z. B. dem gleichzeitigen Laden aller Fahrzeuge oder der Volleinspeisung der PV-Anlage, löst die Bezügersicherung der Überbauung aus. Sie bleibt das primäre Schutzelement gegenüber dem Stromnetz.
- Der Netzbetreiber überwacht mit dem Smart Meter die Einspeisung der PV-Anlage. Speist sie zu einem beliebigen Zeitpunkt mehr als 75 kW respektive das kommunizierte Limit ins Netz ein, weist er den Anlagenbetreiber unter Androhung der Netztrennung der Anlage zur Korrektur an.
- Mithilfe des Energiemanagers, einer Netzfreeschaltung sowie einem Inselnetzfähigen Wechselrichter kann die gesamte Siedlung für einige Zeit (je nach Strombedarf und Wetter) im Inselbetrieb betrieben werden. Der Energiemanager unterbindet in dieser Zeit den Betrieb der Wärmepumpe sowie das Laden der Elektrofahrzeuge und bezieht, wenn notwendig und von den Eignern erlaubt, Energie aus den Fahrzeugen. Mit einem zu 80% geladenen Elektroauto²⁶ kann eine einzelne Wohnung (ohne Raumwärme und Warmwasser) rund eine Woche mit Strom versorgt werden.

Ob die letztgenannte Funktionalität volkswirtschaftlich sinnvoll ist (Störfallvorsorge) oder die entsprechenden Ressourcen besser in eine insgesamt robustere Infrastruktur investiert werden, ist eine gesellschaftlich-politische Frage. Derzeit gibt es jedoch geplante Projekte, bei denen die Aussicht auf eine solche zeitweise Autonomie die Motivation für die Umsetzung eines netzdienlichen Areals ist.

²⁴ Energiemanager sind heute primär Optimierungsgeräte. In diesem Kontext haben sie über die Optimierung hinaus jedoch auch die Funktion der Leistungsbegrenzung und müssen deshalb höhere Sicherheitsanforderungen erfüllen als bis anhin.

²⁵ Fail-Save bedeutet, dass sich das System beim Versagen automatisch in einen sicheren Zustand versetzt. Es spielt damit für die Systemsicherheit keine Rolle, ob ein System funktioniert oder nicht.

²⁶ Annahme: 20 kWh/100 km, 400 km Reichweite, 80 kWh Speicher, Strombedarf für das Gebäude pro Jahr 3'500 kWh.

8 Aufgaben der Stakeholder

Die in diesem Diskussionspapier vorgeschlagenen Konzepte sind teilweise mit grossen politischen, prozessualen oder technischen Änderungen verbunden. Damit sie gelingen können, kommen den verschiedenen Interessengruppen verschiedene Aufgaben zu. Diese werden in den nächsten Abschnitten zusammenfassend beschrieben.

8.1 Politik / Verwaltung

- Schafft stabile Rahmenbedingungen, dass PV-Anlagen im nötigen Mass zugebaut und erneuert werden.
- Schafft stabile Rahmenbedingungen, dass PV-Anlagen abgeregelt werden dürfen.
- Schafft stabile Rahmenbedingungen, dass Netzbetreiber und Aggregatoren den Endkunden auf verschiedenen Wegen Preis- und Steuersignale zusenden dürfen.
- Schafft stabile Rahmenbedingungen, dass die Netzbetreiber in die strategische Netzplanung investieren.
- Schafft Rahmenbedingungen, dass netzdienliches Verhalten von den Netzbetreibern gefördert werden darf.
- Führt mit der Branche die Diskussion zu Verantwortlichkeiten: Wer haftet für vom Verteilnetz mitverursachte Schäden, deren Ursprung aus dezentralen, intelligenten Systemen hervorgehen?

8.2 Swissgrid

- Zeigt auf, wie sich PV-Anlagen in Zukunft am Netz verhalten müssen (FRT, Primärregelung, Dispatch-Fähigkeit, maximale Rückspeisung ins Übertragungsnetz inkl. Prognose der zeitlichen Verfügbarkeit).
- Entwickelt, basierend auf den künftigen Realitäten der dezentralen Einspeisung und der dezentralen Flexibilität, neue Konzepte zum Netzbetrieb und koordiniert diese mit der Branche. Das vorliegende Diskussionspapier kann dabei als Ideensammlung verwendet werden.
- Entwickelt gemeinsam mit den VNB Lösungen, diese Zielnetzstrategie und Netzbetriebskonzepte umzusetzen (technisch, regulatorisch, Marktdesign).
- Koordiniert die Anforderungen an die dezentralen Einspeiser und Flexibilitäten bezüglich ihrer Auswirkungen auf das Übertragungsnetz gemeinsam mit den VNB.
- Prüft und zeigt auf, inwiefern in diesem Diskussionspapier vorgestellte Konzepte im Widerspruch zu heutigen Branchendokumenten sind, und ob und wie diese Widersprüche aufgelöst werden können / sollen.

8.3 Verteilnetzbetreiber (VNB)

- Machen gemeinsam mit Swissgrid Vorgaben, wie sich PV-Anlagen am Netz zu verhalten haben.
- Entwickeln Prozesse / Routinen (z. B. Inbetriebnahmekontrollen, Betriebskontrollen mit Smart Metering), mit denen Sie das korrekte Verhalten der PV-Anlagen sicherstellen können.
- Ändern die Tarifstrukturen und Anschlussbedingungen so, dass die Endkunden netzdienliche Anlagen a) bauen dürfen und b) auch wirklich bauen.
- Erproben neue Konzepte mit Pilotprojekten zu netzdienlichem Verhalten von PV-Anlagen, flexiblen Verbrauchen und Speichern oder dulden diese zumindest.
- Evaluieren und nutzen die Stärken von Smart Metering in ihrem Netzgebiet.
- Prüfen und zeigen auf, inwiefern in diesem Diskussionspapier vorgestellte Konzepte im Widerspruch zu heutigen Branchendokumenten sind, und ob und wie diese Widersprüche aufgelöst werden können / sollen.

8.4 PV-Anlagebetreiber und Installateure

- Installieren und betreiben Systeme, die den Eigenverbrauch erhöhen und die Leistungsspitzen der Netzeinspeisung tief halten.
- Nehmen ihre Rolle als Eigner und Nutzer von Flexibilitäten wahr.
- Verzicht auf wenige Kilowattstunden Einspeisung, um die Netze stark zu entlasten.
- Geben den Netzbetreibern nach Bedarf (virtuellen) Zugang zu Ihren Anlagen (in der Regel am Netzanschlusspunkt, nicht auf Wechselrichterebene).
- Tragen das Risiko, innovative Energiewende-kompatible Pilotprojekte umzusetzen.

8.5 Forschung, Labore, Hersteller

- Entwickeln sichere, effiziente und funktionale Konzepte, Systeme und Produkte.
- Unterstützen den Regulator und die Vorgaben-Gebenden Interessengruppen bei der raschen Umsetzung neuester Erkenntnisse.
- Unterstützen Produkte- und Systemstandards für den Netzanschluss dezentraler Systeme.
- Schaffen mittels Simulationen, Analysen und Messungen Grundlagen für die anderen Entscheidungsträger.
- Begleiten Pilotprojekte im Feld, erproben die dazugehörigen Systeme im Labor.

9 Fazit

Die Netzintegration von Solarstrom ist aus Sicht der Autoren aktuell nicht auf Kurs. Folgende Änderungen würden die Transformation unterstützen:

- Die Leistungsspitzen von PV-Anlagen sollen dezentral abgefangen werden²⁷. Dazu müssen die Netzbetreiber eine dynamische Wirkleistungsregelung a) erlauben und b) einfordern dürfen.
- Politik und Netzbetreiber sollen gesetzliche Vorgaben und/oder Anreize schaffen, damit PV-Anlagen keine hohen Leistungsspitzen einspeisen.
- PV-Anlagen und wechselrichterbasierte Speicher resp. Verbraucher mit Speicherfunktion sollen in gewissen Betriebszuständen standardmässig Primärregelleistung liefern.
- Dezentrale, flexible Stromproduzenten und Verbraucher (gedrosselte PV-Anlagen, Speicher, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) sollen in ein Anreizsystem oder Einspeisemanagement des Netzbetreibers oder eines mit dem Netzbetreiber verbundenen Aggregators eingebunden werden.

Es ist nicht realistisch, dass alle hier vorgestellten Punkte von heute auf Morgen umgesetzt werden. Es ist aber zu vermeiden, dass aufgrund heutiger Regeln PV-Anlagen installiert werden, von denen wir jetzt schon wissen, dass sie in Kürze wieder umgebaut werden müssen. Insbesondere die dynamische Wirkleistungsregelung am Einspeisepunkt sollte deshalb so schnell wie möglich von allen Stakeholdern (Bund, Netzbetreiber und Installationsfirmen / Betreiber) ermöglicht werden. Systeme sollten bereits heute so aufgebaut werden, dass sie 50 GW-PV-kompatibel sind.

***Wir dürfen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht warten,
bis die Stromnetze bereit sind.
Wir müssen die Anlagen so bauen, dass ein Grossteil der diskutierten
Netzausbaumassnahmen gar nicht erst notwendig werden.***

²⁷ Kurzfristig zur Beschleunigung der Energiewende; Langfristig zur Wahrung der Wirtschaftlichkeit des Energiesystems

Danksagung

Diese Arbeit wurde vom SWEET-Programm des Bundesamts für Energie gefördert und vom SWEET-EDGE-Konsortium durchgeführt.

Das Diskussionspapier wurde vor seiner Veröffentlichung einer Konsultation innerhalb des Konsortiums unterzogen und verschiedenen Vertreterinnen und Vertretern von Netzbetreibern innerhalb und ausserhalb von SWEET EDGE zur Begutachtung vorgelegt. Etwa zwanzig substantielle Rückmeldungen von allen Interessensgruppen sind eingegangen und wurden in das Diskussionspapier integriert. Herzlichen Dank für die Unterstützung! Diese Rückmeldungen haben das Diskussionspapier breiter abgestützt und geholfen, alle relevanten Interessensgruppe zu berücksichtigen.

SWEET EDGE

SWEET, "SWiss Energy research for the Energy Transition", ist ein Förderprogramm des Bundesamtes für Energie (BFE). Ziel von SWEET ist es, Innovationen zu beschleunigen, die für die Umsetzung der Schweizer Energiestrategie 2050 und die Erreichung der Klimaziele entscheidend sind. Das Programm wurde Anfang 2021 lanciert und läuft bis 2032.

SWEET EDGE, "Enabling Decentralized renewable GEneration in the Swiss cities, midlands, and the Alps", ist ein vom SWEET-Programm des BFE gefördertes Forschungsprojekt, das von der Gruppe Erneuerbare Energiesysteme der Universität Genf und dem «Laboratory of Cryospheric Sciences» der EPFL koordiniert wird.

Das EPFL-UNIL Center for Climate Impact and Action (CLIMACT), die naturwissenschaftliche Fakultät und das Institut für Umweltwissenschaften (ISE) der Universität Genf unterstützen SWEET-EDGE in den Bereichen Management und Verwaltung.

Kontakt Autoren

Christof Bucher
Leiter PV-Labor, Berner Fachhochschule
christof.bucher@bfh.ch

David Joss
Leiter Kompetenzbereich Wechselrichter des PV-Labors, Berner Fachhochschule
david.joss@bfh.ch

www.bfh.ch/pvlab

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für die Inhalte.

Kontakt SWEET EDGE-Programm

Evelina Trutnevyte
Co-leader of the programme
University of Geneva
evelina.trutnevyte@unige.ch

Michael Lehning
Co-leader of the programme
EPFL
lehning@slf.ch

www.sweet-edge.ch

Layout and Design

Flora Dreyer, University of Geneva