

Aktualisierung, 27.06



Juni 2024

Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen

Herausforderung und Lösungen

04.05.2023, 13:00

● Solar : 40.079,4 MW

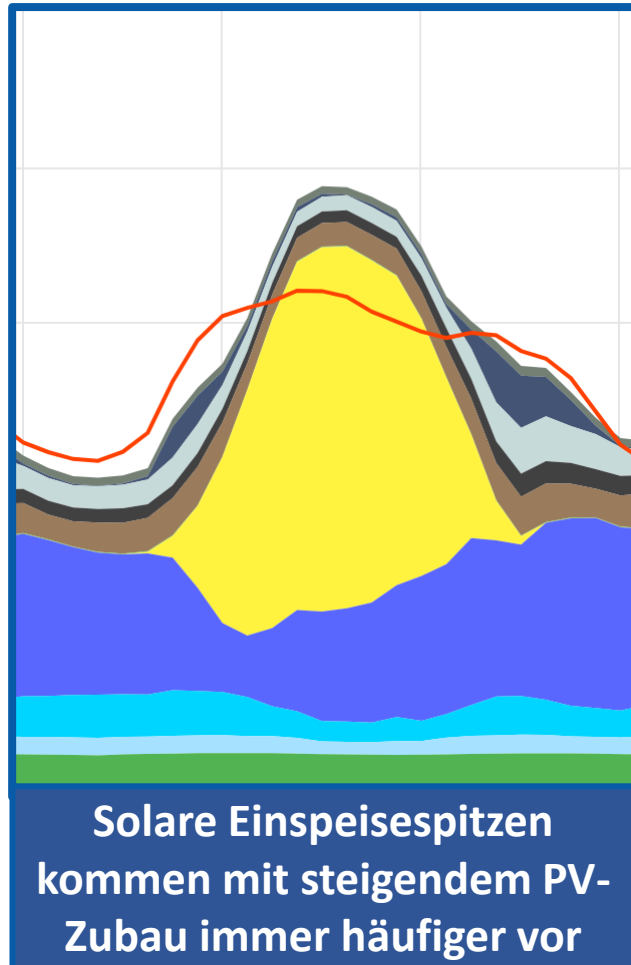
Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen

1. Zusammenfassung
2. Situation und Marktdaten
3. Herausforderung
4. Reformvorschläge

1. Zusammenfassung

Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen
Herausforderung und Lösungen

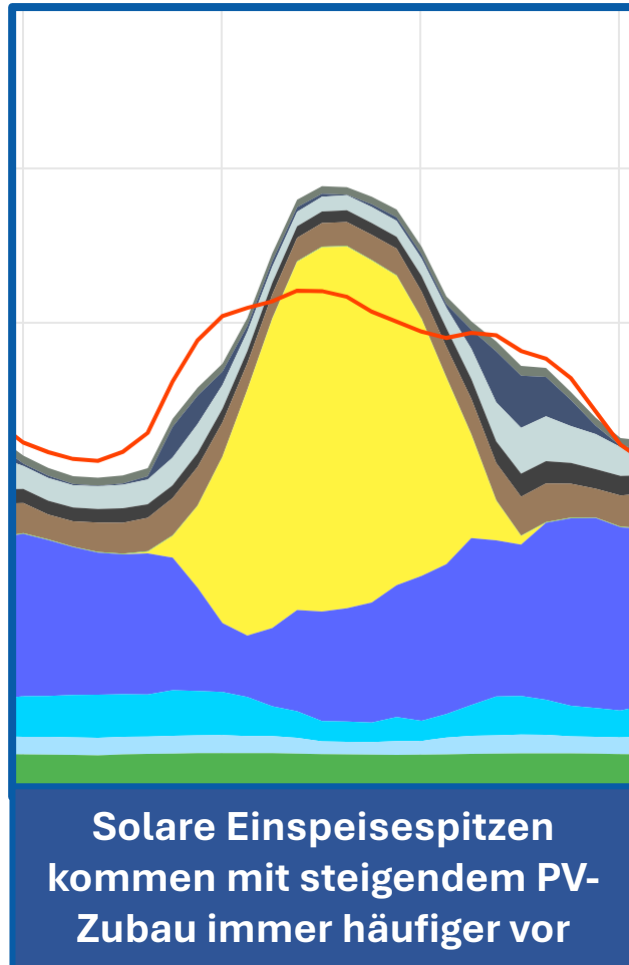
Netzmanagement-Defizite treffen auf PV-Einspeisespitzen – was zu tun ist



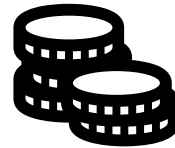
Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen

- **PV-Kapazität** hat ca. 86 GW erreicht. Monatlich kommt derzeit mehr als 1 GW hinzu, der Zubau wird realistisch steigen auf 15-20 GW/a. Dieser Ausbau ist beschlossen und wichtig für die Transformation.
- Selten, aber immer häufiger, kommt es zu **Einspeisespitzen**, die das Energiesystem herausfordern. Das **Thema kommt nicht überraschend**. Aber es ist gekommen, um zu bleiben.
- **Netzmanagement-Defizite bei den VNB** werden immer sichtbarer. Die Transformation vom konventionellen Energiesystem auf das Erneuerbare Energiesystem verläuft hier schleppend.
- Marktliche, preisliche Lösungen helfen, werden aber allein werden nicht reichen, denn der Markt reagiert nur mit Verzögerung.
- Es braucht es **schnellere Mechanismen in Energierecht** und **proaktive Planung des Regulators**.
- Die Politik, die Netzbetreiber und die PV-Branche sind aufgefordert, sich mit der Thematik zu befassen. Es gilt die Herausforderungen besser zu verstehen und **Lösungen gemeinsam anzugehen**.

Netzmanagement-Defizite treffen auf PV-Einspeisespitzen – was zu tun ist



Netzmanagement-Defizite treffen auf PV-Einspeisespitzen



Wirtschaftlichkeit

Geringe Marktwerte
negative Marktpreise

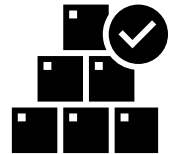
EEG-Kosten



Netzstabilität

Mangelnde
Flexibilität und
Steuerbarkeit

**Engpasssituationen
und Abschaltungen**

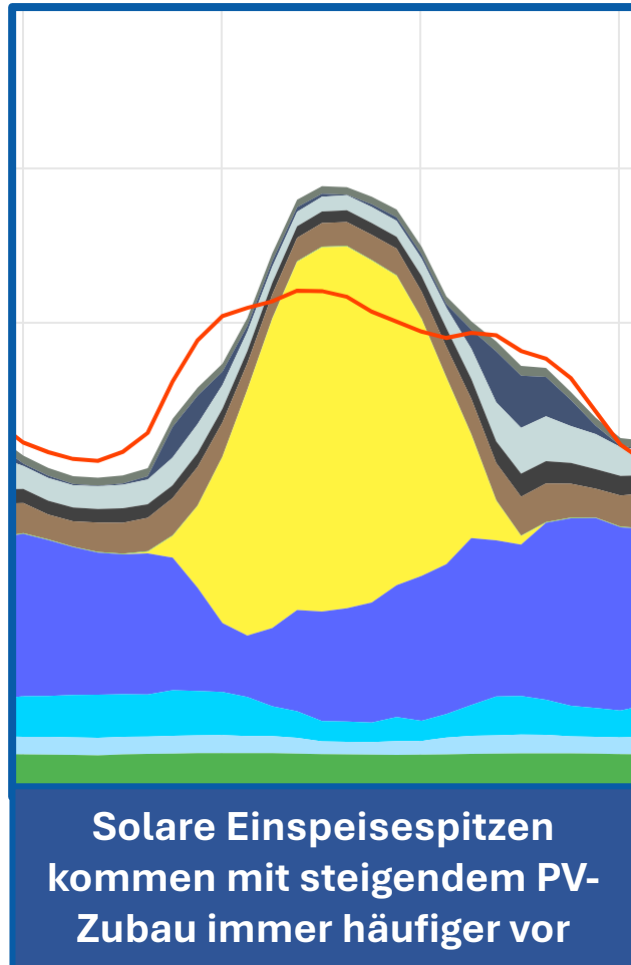


Akzeptanz

Versorgungsqualität.
Planbarkeit.

**Akzeptanz der
Energiewende**

Handlungsbedarfe, um Netzmanagement-Defizite zu überwinden



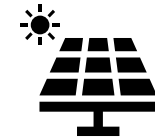
Handlungsbedarf: Netzmanagement verbessern



VNB

Die Technik und Fahrweise in den Verteilnetzen sind veraltet.

Der **Verteilnetzbetrieb** muss schnellstmöglich digitaler und agiler werden.



PV-Betreiber

PV-Anlagen haben Steuerungstechnik entsprechen der Vorgaben verbaut – die VNB können nicht zuverlässig steuern.

PV-Branche sollte helfen und Lösungen entwickeln.



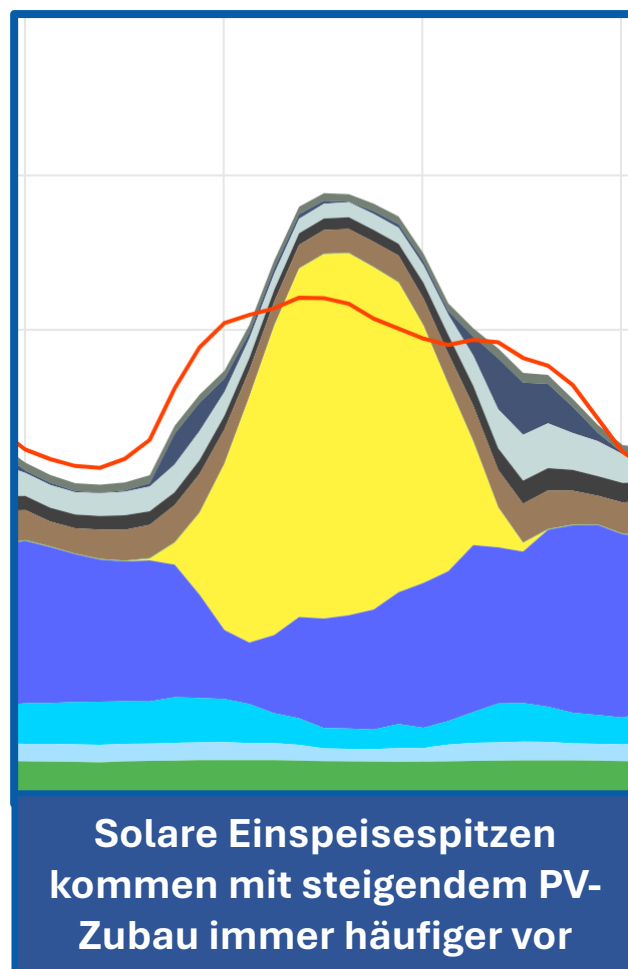
Bundesnetzagentur



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Das Thema ist gekommen, um zu bleiben.
Gemeinschaftliche Lösungen müssen erarbeitet werden.

Netzmanagement-Defizite treffen auf PV-Einspeisespitzen – was zu tun ist



Lösungen und Kernfragen



Marktanreize

Wie lässt sich **Preiselastizität der Erzeugung** durch bessere **Marktanreize** erhöhen?



Technik

Netzmanagement-Defizite überwinden?
Steuerbarkeit im System erhöhen?



Flexibilität

Deutlich mehr **Flexibilitäten und Speicher** ins System zu integrieren?



Kommunikation

Überzeugende Erklärung der Herausforderungen und Lösungen

4 wichtigste Maßnahmen: PV-Markt stärken und Netzmanagementdefizit abbauen

PV Think Tank



VNB fit machen: Dispatch verbessern, Redispatch reparieren

VNB können großen Teil der PV-Anlagen nicht zuverlässig steuern: Daher marktlichen Dispatch verbessern => Direktvermarktung. Ggf. durch Direktvermarkter Steuerungssignale der VNB durchreichen, Digitalisierungsoffensive bei den VNB und deutlich mehr Netztransparenz.



Speicher und Flexibilitäten: Mehr Kalifornien wagen!

Großspeicher sehr schnell ausbauen => Hürden abbauen, Co-Location von PV und Batterien stark vereinfachen, inkl. Retrofit von PV-Anlagen mit Speichern, Speichernachrüstung bei Einhaltung der bisherigen Netzparameter, Markteinbindung sichern, generelle baurechtliche Zulässigkeit...



Marktsignale an PV-Anlagen und Heimspeicher durchreichen

„Marktbetrieb“ als Qualitätsstandard, negative Preise-Regel anpassen, Flexibilität marktlich aktivieren, lokales Matching von Erzeugung und Verbrauch, Smart-Meter nutzen - statt PV abzuregeln, ...



Thema proaktiv angehen und Lösungen erarbeiten

Solare Einspeisespitzen sind gekommen, um zu bleiben. Fitte Netze sind die Lösung. Die Herausforderung sollten die beteiligten Akteure proaktiv erklären und Reformen angehen.

Reformvorschläge in der Übersicht (1/2)



Lösungsideen	Konzeptionelle Lösungen			4. Kommunikative Lösungen	Aufgabe der VNB	Aufgabe der PV
	1. Markt	2. Technik	3. Flexibilität			
1. Redispatch reformieren						
2. VNB-Netzmanagement-Defizite abbauen						
3. Kleine PV besser steuern und bilanzieren						
4. Großspeicher gezielt einsetzen						
5. Batteriespeicher sichtbar machen						
6. Heimspeicher systemdienlich machen						
7. „Marktbetrieb“ zum Standardfall machen						

Reformvorschläge in der Übersicht (2/2)



Lösungsideen	Konzeptionelle Lösungen			4. Kommunikative Lösungen	Aufgabe der VNB	Aufgabe der PV
	1. Markt	2. Technik	3. Flexibilität			
8. Kosten der DV fair verteilen						
9. Vergütung bei negativen Preisen reformieren						
10. Roadmap-Systemstabilität sicherstellen						
11. Potenziale der Vor-Ort-Versorgung nutzen						
12. PPA + Herkunftsnachweise sicherstellen						
13. Smart Meter Rollout konsequent umsetzen						
14. Fitte Netze, systemdienliche Speicher						

2. Situation und Marktdaten

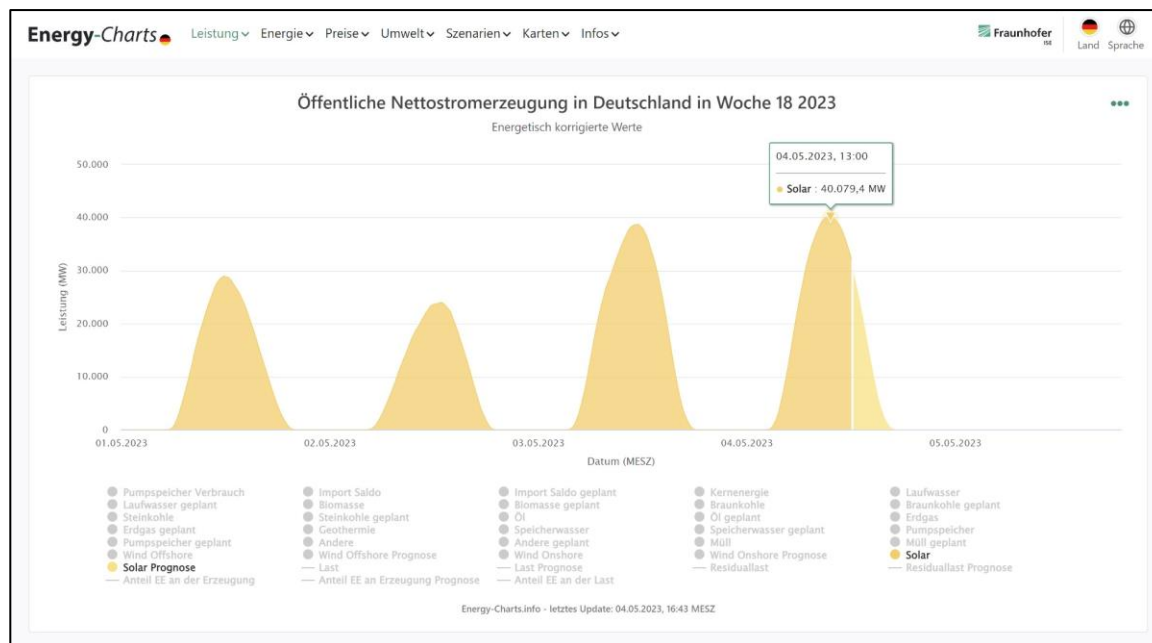
Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen
Herausforderung und Lösungen

PV knackt Rekorde bei Zubau und Erzeugung

Neuer Rekord !!!

Solaranlagen in Deutschland haben im Mai erstmals mehr als 40 GW Leistung ins Netz eingespeist.“

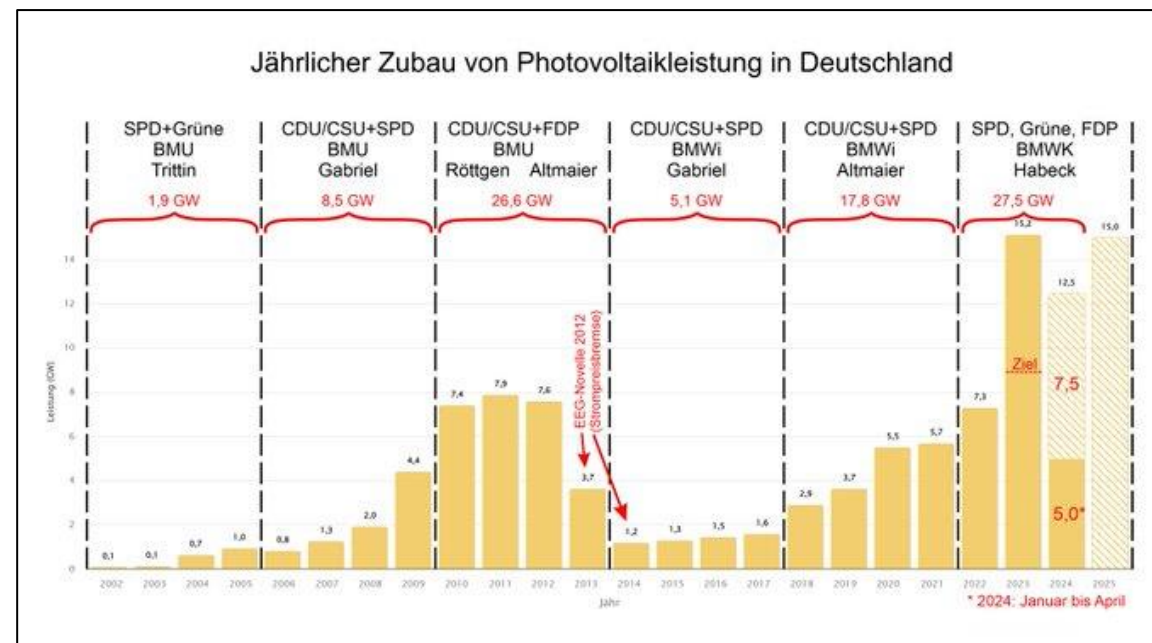
https://x.com/energy_charts_d/status/1654144797521637377



Neuer Rekord !!!

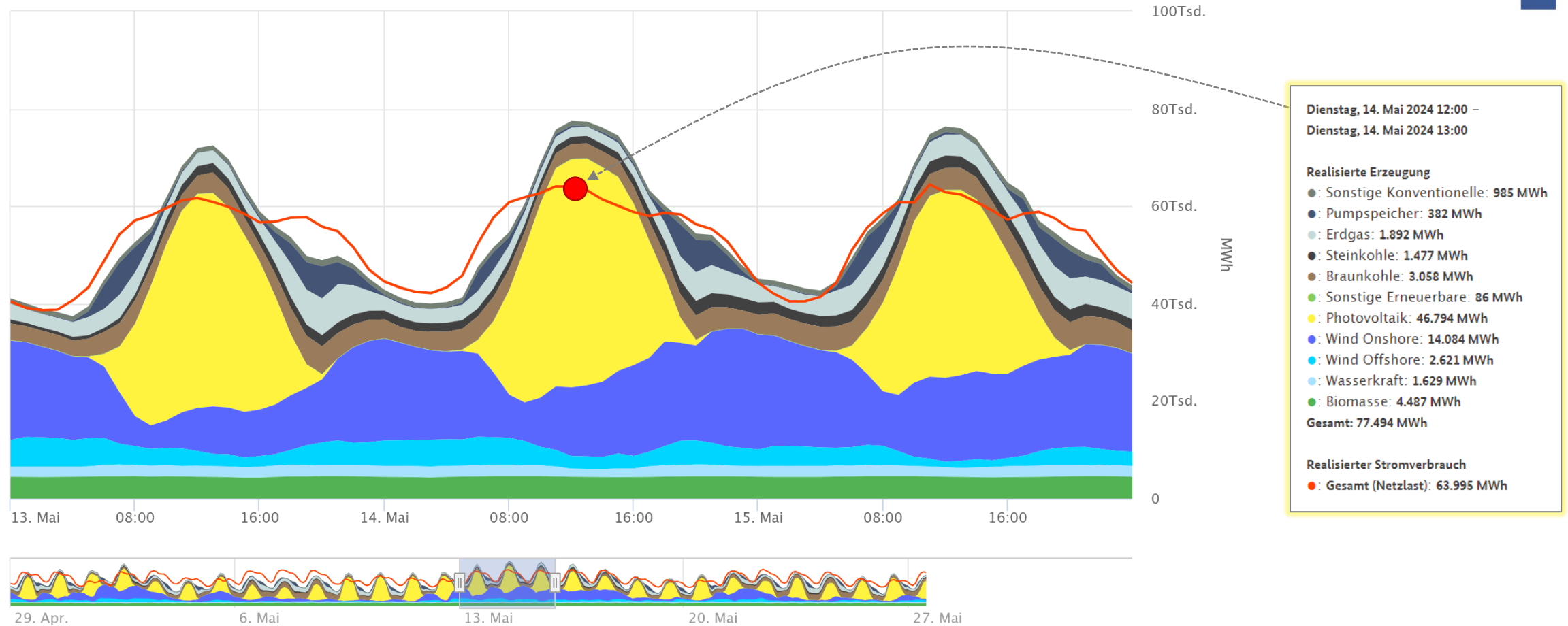
In der aktuellen Legislaturperiode wurden schon 27,5 GW Solarleistung zugebaut. Der bisherige Rekord in einer Legislaturperiode lag bei 26,6 GW.“

https://x.com/energy_charts_d?s=43



Relevanz der PV-Erzeugung steigt

Aktuelle PV-Entwicklung (14.5.2024)



Starker Zubau bei der PV

(Stand Mai 2024)

PV Think Tank



PV

Wie viel PV ist heute installiert?

ca. 86 GW (April 2024) + **>> 1 GW/Monat**

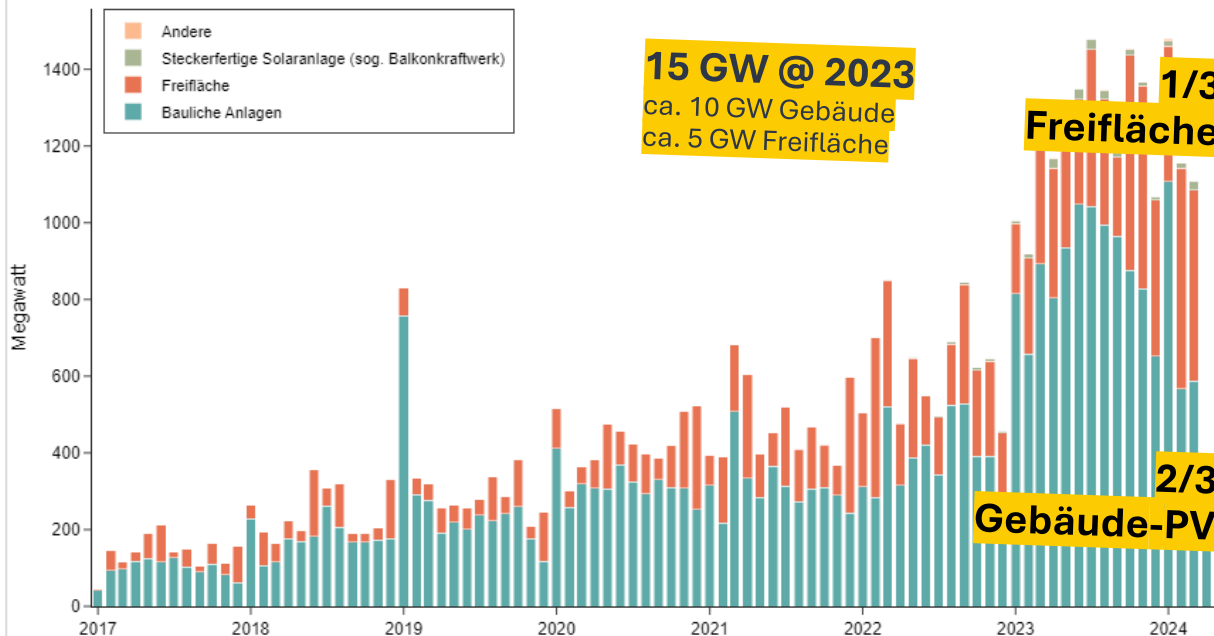
Wieviel kommt in den kommenden Jahren dazu?

ca. 15-20 GW/Jahr (realistisch)

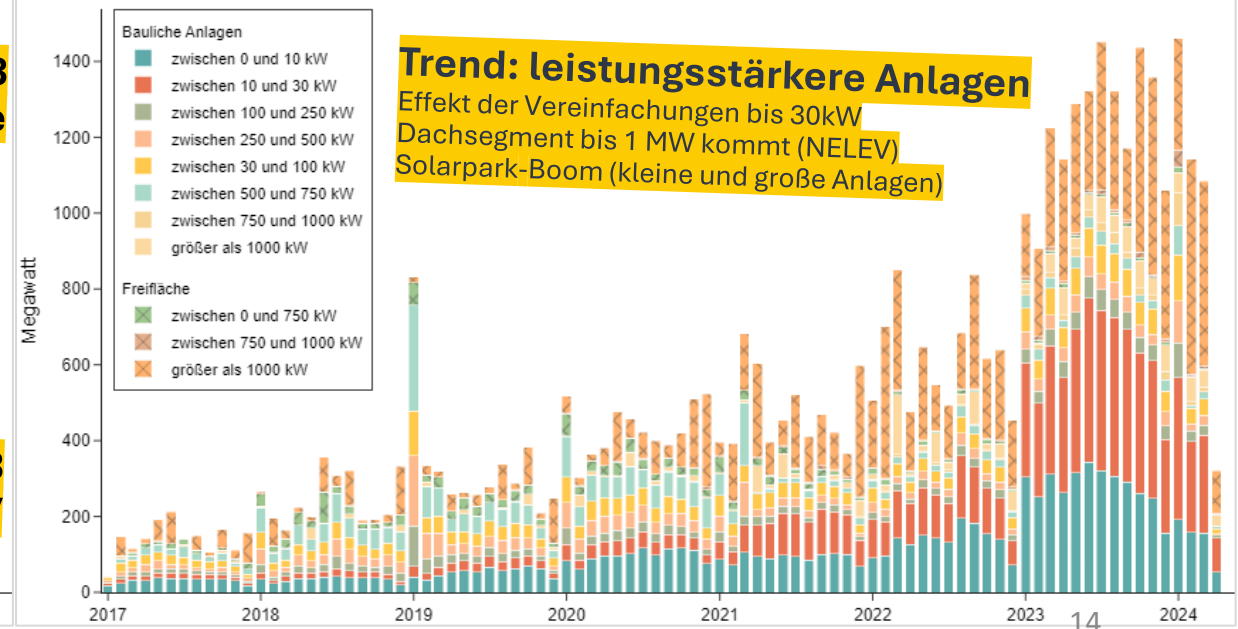
Was wird konkret zugebaut und wie groß sind die Anlagen?

=> [Open Energy Tracker \(PV\)](#)

Absoluter Netto-Zubau nach Anlagentyp



Netto-Zubau nach Anlagengröße



Großteil der PV ist theoretisch steuerbar. Aber: VNB können oft nicht steuern.

(Stand Mai 2024)

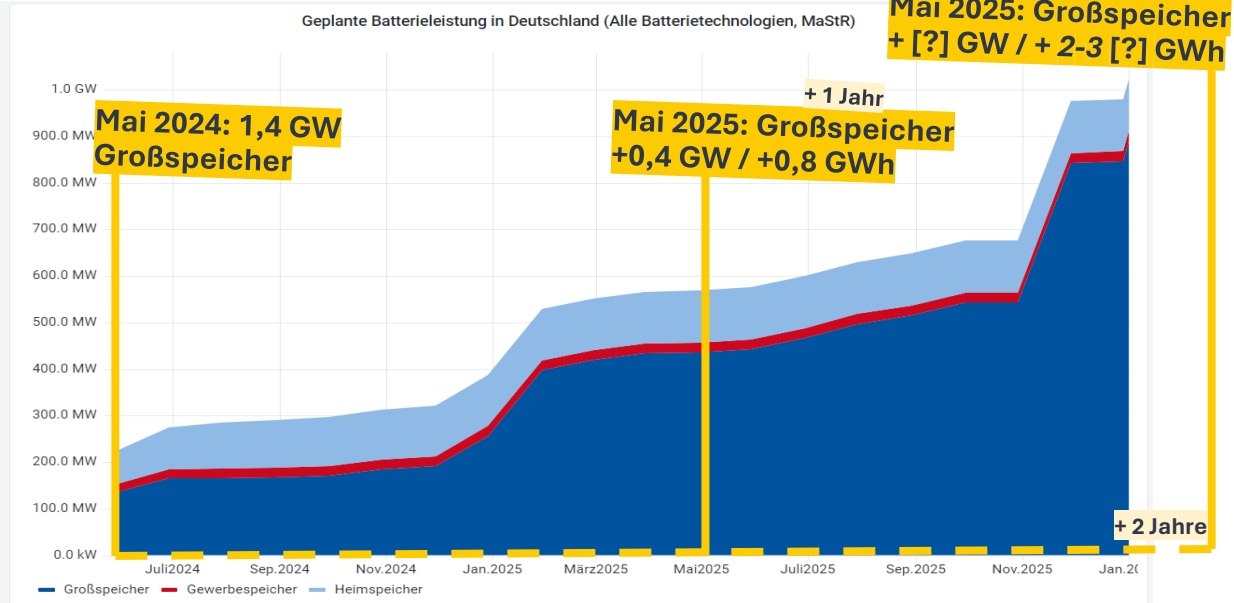
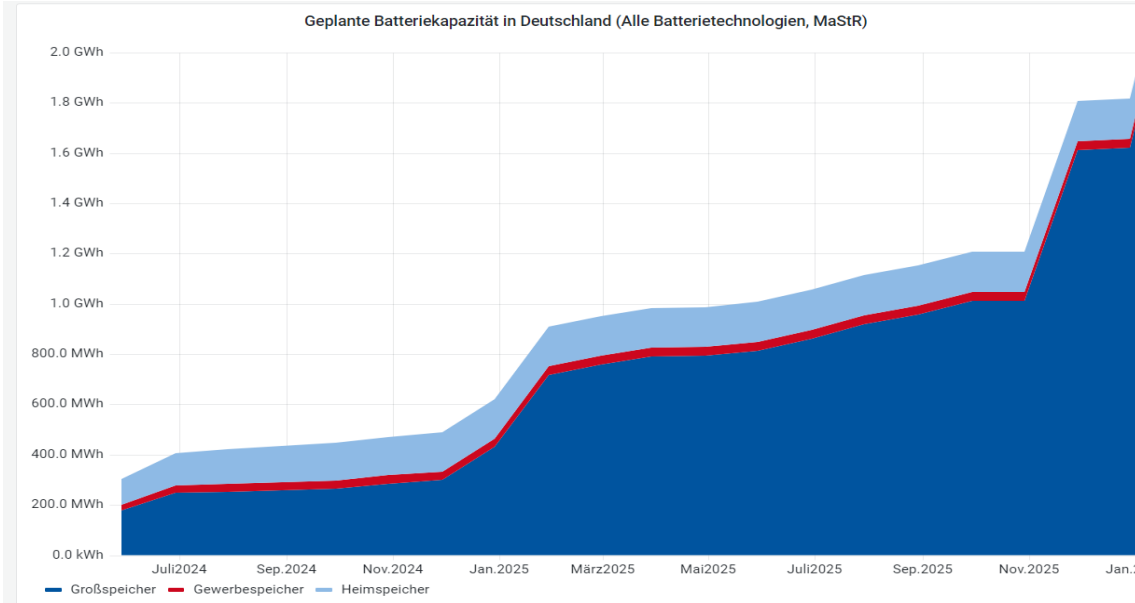


PV	
Wie viel PV bekommt Einspeisevergütung „rund um die Uhr“?	ca. 1.4 GW / 1.3 GW (netto) ca. 21.6 GW / 19.5 GW (netto) ca. 62 GW / 56 GW (netto)
- Volleinspeisung kleiner 100 kW (seit 2016, DV-Pflicht) – MastR: Link - Teileinspeisung kleiner 100 kW (seit 2016, DV-Pflicht) – MastR: Link - PV kleiner 1 MW, außerhalb der Ausschreibung – MastR: Link	
Welche Rolle spielt der Bestand?	Potenziell sind viele PV-Anlagen steuerbar! (Steuerungstechnik nach EEG- & VNB-Vorgaben) Problem: VNB können nicht steuern.
Wieviel ist steuerbar, wie viel nicht? / Was sind die Gründe?	Menge noch unklar / Gründe siehe Foliensatz
Speicher	
Wieviel Speicherleistung und Kapazität ist installiert? Quelle: https://www.battery-charts.de (alle Speicher) Großspeicher-Zubau: https://speichermonitor.eco-stor.de	Großspeicher: 1,4 GW (Momentaufnahme) Gewerbespeicher: 0,3 GW Heimspeicher: 7,2 GW
Schätzung: Wie viel Leistung der Batterien ist steuerbar? (bzw. wie viel Leistung der Batterien strompreissensibel)	(ca. 1,5 - 2 GW, hauptsächlich Großspeicher)

Speicher könnten einen viel größeren Beitrag leisten als bisher

(Stand Mai 2024)

<https://scarica.isea.rwth-aachen.de/mastr/d/ma-RvBBV/geplante-batteriespeicher>



Speicher

Wieviel Speicherleistung und Kapazität ist installiert?

Quelle: <https://www.battery-charts.de> (alle Speicher)

Großspeicher-Zubau: <https://speichermonitor.eco-stor.de>

Großspeicher: **1,4 GW** (Momentaufnahme)

Gewerbespeicher: **0,3 GW**

Heimspeicher: **7,2 GW**

Schätzung: Wie viel **Leistung der Batterien** ist steuerbar?
(bzw. wie viel Leistung der Batterien strompreissensibel)

(ca. 1,5 - 2 GW, hauptsächlich Großspeicher)

Exponentielles Wachstum bei Großspeichern: 100 GWh Speicherkapazität im Jahr 2030



Bei Fortschreibung der aktuellen Dynamik beim Speicherausbau (Wachstum ca. 2,5/a):

Bis Ende der 2020er wird bei Großspeichern die **Ausbaugeschwindigkeit** auf einen Wert von **25 - 50 GWh/ Jahr** ansteigen.

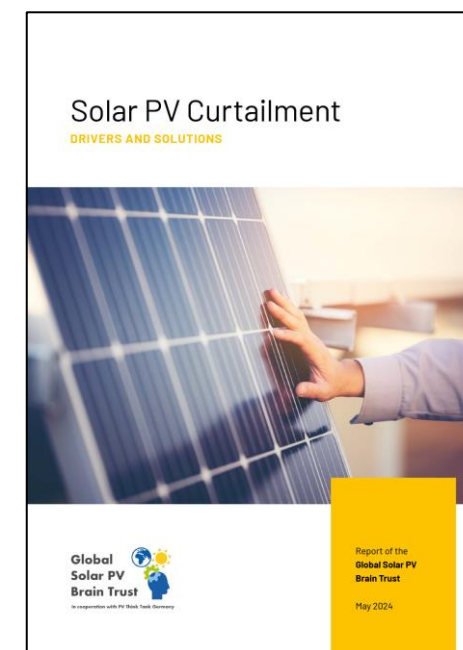
Im Jahr 2030 wird bei Großspeichern eine **Speicherkapazität von 100 GWh** erreicht. Die aktuellen Szenarien (LFS, SES aber auch ÜNB-Szenarien) sind viel zu konservativ.

- **Großspeichern sind großer Problemlöser, wenn Wachstum nicht gedrosselt wird.** (einfache Regeln, ohne Förderung)
- **Anwendungsfall: Energy-Shift, SDL**
- Hauptthemen: Regelung zu BKZ und Netzentgelten, Vereinfachung von Co-Location an EE-Anlagen und Speicher-Retrofit und Einspeise-Umspannwerken von PV od. Wind.

Aus internationalen Erfahrungen lernen

PV Brain Trust hat das Thema PV-Abregelung international betrachtet und in einem Report zusammengefasst (Mai 2024)

- Herausforderungen mit Einspeisespitzen finden sich weltweit.
- **Wenn nicht gehandelt wird, kann es zu einem ungewünschten Zusammenbruch des Ausbaus führen** (vgl. Australien bei PV-Großanlagen)
- Je nach **PV-Ausbau (Anlagentypen und Ausbaugrad)** können **unterschiedliche Lösungen** greifen (vgl. Marktkorrekturen in China oder der Einsatz von Speichern vgl. Kalifornien).
- Global betrachtet fangen wir in Deutschland gerade erst an, uns mit PV-Erzeugungsspitzen auseinanderzusetzen.



Weitere Details:
Download: [PDF](#)

Zwischenfazit: Was die Marktentwicklung bei PV und Speichern bedeutet



Eine hohe Ausbaugeschwindigkeit der Photovoltaik ist bereits heute Realität!

- Zubau >> 1 GW pro Monat, d.h. 15 – 20 GW / Jahr (Kurzfristprognose).
- Bis zur Bundestagswahl werden ca. 25 GW PV-Zubau erfolgen.
- Die guten Regelungen für PV (EEG 2023, Solarpaket) werden greifen.

ca. 25 GW PV-Ausbau bis zur Bundestagswahl

Der PV-Zubau erhöht den Bedarf, das wenig flexible Energiesystem zu reformieren. Netzmanagement-Defizite müssen überwunden werden.

- Die marktlichen Anreize für flexibles Verhalten bei Erzeugung und Verbrauch greifen bisher zu kurz. **Marktsignale kommen bei einem Großteil der PV nicht an.**
- Der **Redispatch im Verteilungsnetz funktioniert aktuell nicht.** Dies bedeutet, dass hauptsächlich Großanlagen abgeregelt werden, auch entschädigungslos). Das ist sehr kritisch für die Wirtschaftlichkeit und damit die EEG-Kosten.
- Priorisierung ist nötig: Große Hebel (für besser Marktwerte / Flexibilität / Speicher / etc.)

Flexibilität braucht Marktsignale, die auch ankommen!

Priorisierung:
Große Hebel bewegen

Ziele von weiteren Maßnahmen:

- **Flexibilitäten aktivieren und Marktwerte anheben (negative Preise vermeiden).**
- Entschädigungslose Abregelungen durch die Netzbetreiber möglichst vermieden.
- Es bedarf einer Kompensation derer, die die Last tragen werden (insb. Redispatch).

Hauptziel:
Flexibilität aktivieren

3. Herausforderungen

Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen
Herausforderung und Lösungen



ÜNB warnen vor möglichen Netzeingriffen und Abschaltungen

Mai 2024: ÜNB warnen vor „Erzeugungsüberschuss“

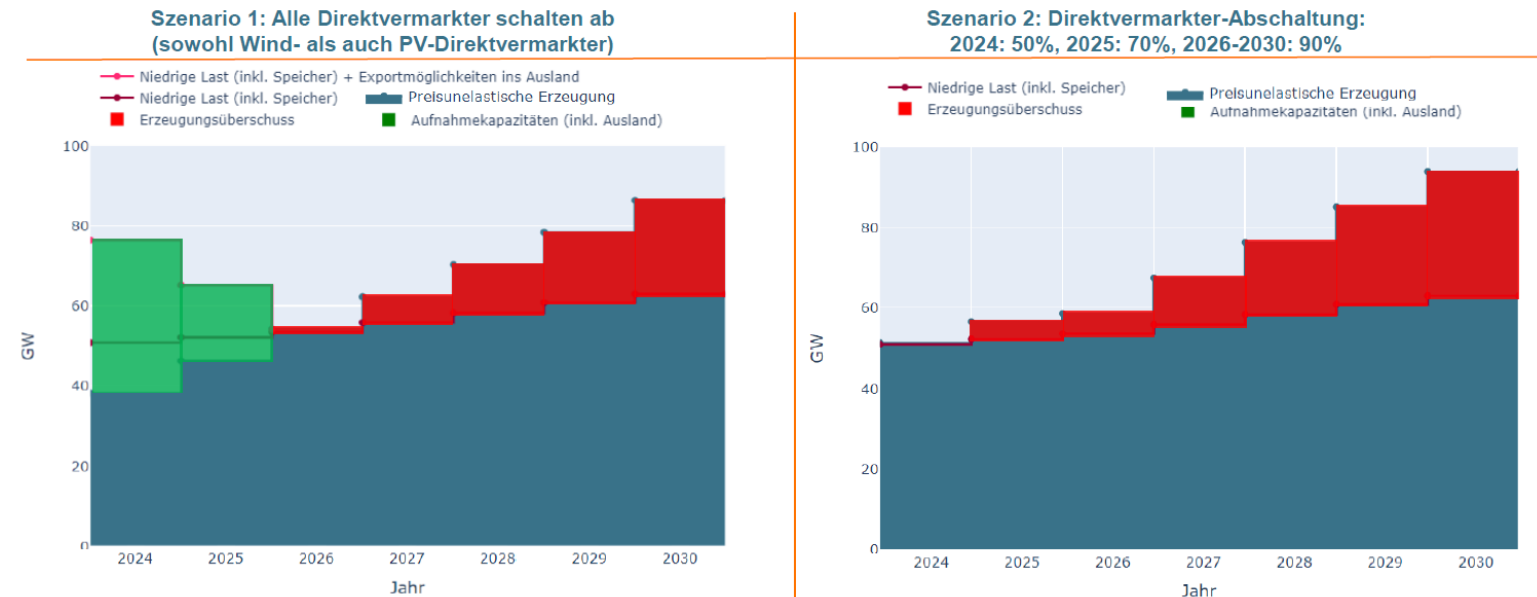
„Durch viel preisunelastische Erzeugung und Last kann ein Erzeugungsüberschuss entstehen“.

„Bei weiterem EE-Ausbau unter denselben Rahmenbedingungen besteht das Risiko von entschädigungsfreien EE-Abschaltungen nach § 13 (2) EnWG“

Bereits 2025 könnten Herausforderungen für die ÜNB groß werden.

ÜNB-Präsentation: [LINK](#)

Wann könnte ein Erzeugungsüberschuss auftreten?



Wie viele direktvermarktete Anlagen bei stark negativen Preisen abschalten, hat einen großen Einfluss auf das Auftreten von Erzeugungsüberschüssen.



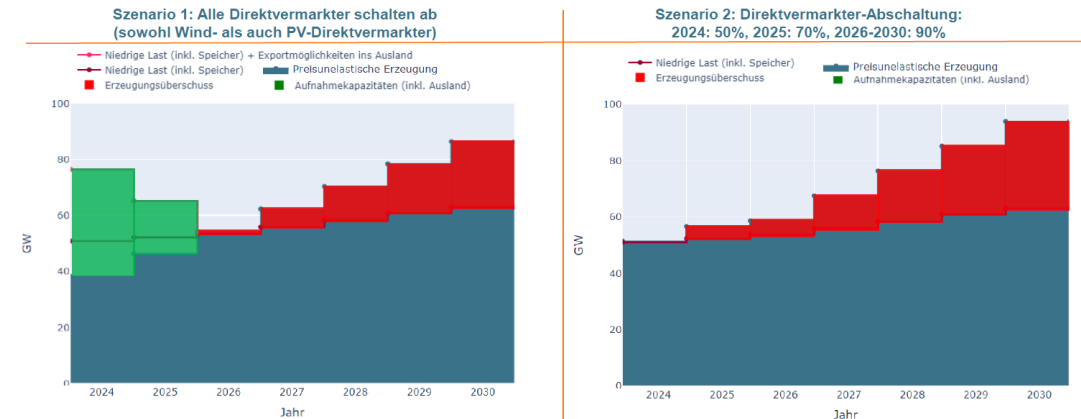
ÜNB warnen vor möglichen Netzeingriffen und Abschaltungen



Fazit und identifizierte Lösungen (der ÜNB)

- Bei weiterem EE-Ausbau unter denselben Rahmenbedingungen besteht das **Risiko von entschädigungsfreien EE-Abschaltungen nach § 13 (2) EnWG**
- **Kurzfristig signifikanter Hebel**, um Effekte von Erzeugungsüberschuss zu mindern, liegen in den Händen der **Direktvermarkter**
- **Wichtiger mittelfristiger Hebel**: Idealerweise müssen alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen den **Anreiz haben, auf Marktpreise zu reagieren**

Wann könnte ein Erzeugungsüberschuss auftreten?



Wie viele direktvermarktete Anlagen bei stark negativen Preisen abschalten, hat einen großen Einfluss auf das Auftreten von Erzeugungsüberschüssen.



17.04.2024 7

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten von ENTSO-E Transparency und BNetzA



Netzmanagementdefizit: Probleme beim Redispatch



Zusätzliches Problem: Der Redispatch 2.0 funktioniert nicht!

(Gutachten [BNetzA](#), [Consentec](#))

- Neben prozessualen Schwächen ist hier der **Hauptgrund**, dass die **Rundsteuertechnik ungeeignet** ist.
- Ein **funktionierender Redispatch** inkl. eines Bilanzausgleich **ist vor 2026 nicht zu erwarten** (eher noch später, Ausnahme bei den ÜNB)
- Auch hier werden die **Direktvermarkter** (sowie EIV / BKV) der **Schlüssel für die (Not-)lösung** sein (wie beim Thema Einspeisespitzen).





Redispatch (Standardprozess) vs. Anpassungsmaßnahmen (Ausnahme)



Exkurs: Regulärer Redispatch (§ 13 Abs. (1) EnWG) und Anpassungsmaßnahmen (§13 Abs. (2) EnWG).

(Quelle: Definitionen der BNetzA: [LINK](#))

Redispatch

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass **abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen** werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der **Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten**. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende

Anpassungsmaßnahmen

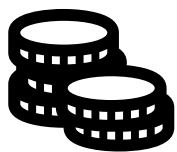
Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (**Anpassungsmaßnahmen**), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. **Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.**

Redispatch ist ein normaler Vorgang

- Erzeugungsleistung wird vor dem Engpass heruntergeregelt und hinter dem Engpass hochgeregelt.
- Es erfolgt bilanzieller und finanzieller Ausgleich.

Anpassungsmaßnahmen sind kein normaler Vorgang

- Käme z.B. zum Einsatz, wenn Redispatch nicht reicht
- Erzeugungsleistung wird runtergeregelt.
- Kein finanzieller Ausgleich.



Negative Strompreise: Die Häufigkeit und Relevanz nimmt zu



Rückblick Entwicklung negativer Strompreise



Rückblick

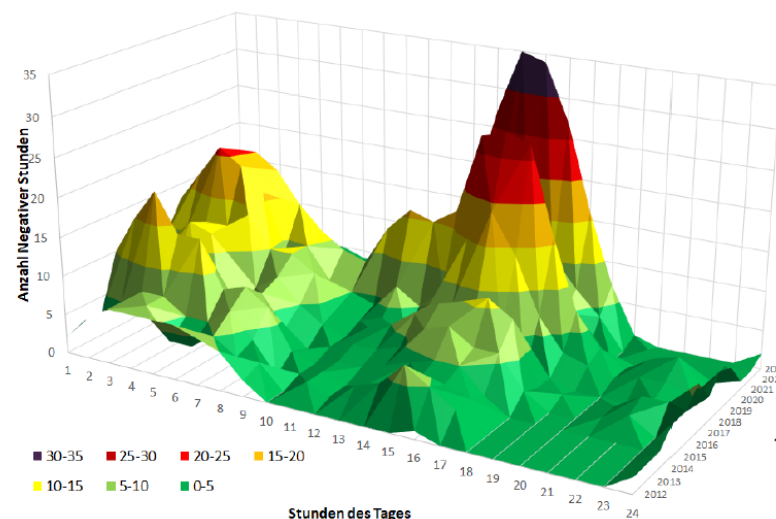
- In den letzten 10 Jahren ist die Anzahl der negativen Strompreisstunden drastisch gestiegen
- Es ist ein Shift von den Nacht- in die Tagesstunden deutlich zu erkennen
 - Photovoltaik bedingt
- Es gibt eine drastische Zunahme von negativen Spotpreisen mit wenigen €Cent/MWh
 - §51 EEG Problem durch die Direktvermarkter

Herausforderung

- Entstehung von §51 EEG Zeitfenster mit Verlust der EEG Vergütung

Resultat

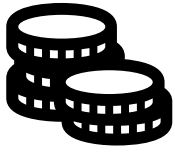
- Betriebswirtschaftliche Grundlage der EE selbst in der Förderung gefährdet.



Negative Strompreise, Day Ahead:

- **Schwerpunkt** der Anzahl von **Stunden negativer Strompreise** hat sich **wegen der PV** bereits in die **Tag-Hälfte** verlagert
- Verlagerung bedeutet nicht, dass es nachts keine Stunden negativer Strompreise mehr gibt (wegen Wind).

Negativpreisstunden werden in Umfang und Dauer zunehmen, was wichtiges Marktsignal ist.



Niedrige PV-Marktwerte sorgen für höhere EEG-Kosten

Herausforderung:

- **Einspeisespitzen können zu niedrigeren Marktwerten führen.** Niedrigere Marktwerte für Erneuerbare Energien erhöhen das Defizit des EEG-Kontos, welches durch Bundesmittel (KTF) ausgeglichen werden.
- Niedrigere Börsenpreise freuen den Stromkunden, führen aber zum Verdruss beim Finanzminister – vermutlich jeder Couleur.

Dafür gibt es viele Ursachen:

- Strompreiskrise aufgrund Erdgasverteuerung ist vorbei
- Kannibalisierungseffekt bei der PV (15 GW-Zubau im Jahr 2023)
- Niedriger CO₂-Preis im ETS1 / Kein CH₄-Preis im ETS1
- Rückgang des Stromverbrauchs
- Teilweise inflexible Nachfrage
- Teilweise inflexible Erzeugung (Fossiles Must-Run / Erneuerbare Must-Run)
- Mangel an Speichern
- Mangel an systemdienlicher Nutzung von Speichern

Lösungen (kurzfristig):

- Hemmnisse bei Speichern abbauen
- Flexibilisierungshemmnisse abbauen
- Anreize abbauen, auch bei niedrigen und negativen Preisen einzuspeisen
- Stärkung der Direktvermarktung auch unterhalb 100 kW, sowie im Bestand

4. Reformvorschläge

Netzmanagement-Defizite & PV-Einspeisespitzen
Herausforderung und Lösungen

Redispatch in den Verteilnetzen reparieren und reformieren

Herausforderung:

- Redispatch 2.0 funktioniert aktuell nicht, bzw. nur auf ÜNB-Ebene ([Gutachten Consentec](#)).
- Es gibt insbesondere Probleme bei der Ausführung der Prozesse, der Datenqualität, der Fähigkeit zur Kommunikation von Redispatch-Maßnahmen und zur technischen Steuerung via Rundsteuertechnik.
- Grundsätzlich sollte an den Zielen des Redispatch 2.0 festgehalten werden.

Lösungen (kurzfristig):

- **Datenaustausch** zu Stammdaten muss verbessert werden. **Direktvermarkter sind hier in die Ausgestaltung der Prozesse endlich angemessen einzubinden** (hatten VNB abgeblockt).
- ÜNB-Ebene: Planwertmodell mit bilanziellem Ausgleich durch den Netzbetreiber, auf VNB-Ebene sollte der Bilanzausgleich durch den BKV fortgeführt werden (kein bilanzieller Ausgleich gemäß aktuell festgelegten Prognosemodell!). Kurzfristig ist eine andere Lösung aufgrund von Defiziten bei der Prozessumsetzung seitens der VNB nicht realistisch und auch langfristig nicht sinnvoll aufgrund bleibender Systemsicherheitsrisiken.
- Da die BKVs (Direktvermarkter) das Risiko tragen, muss dies angemessen abgedeckt werden.

Netzmanagement-Defizite in den Verteilnetzen abbauen

Vorschläge für eine gemeinschaftliche Reformoffensive bei Netzen:

- Digitalisierungs-Offensive
- Anreizregulierungs-Offensive
- Flexibilität-Offensive
- Kupfer-Offensive
- Netzauslastungs-Offensive
- VNB-Konsolidierungs-Offensive
- Einspeisenetz-Offensive

PV Think Tank



PV Think Tank

Photovoltaik-Zubau stößt auf immer gravierende Engpässe in den Stromnetzen

Photovoltaik und Netze:
Gemeinschaftliche Reformoffensive starten

PV Think Tank skizziert Herausforderungen und schlägt Lösungswege vor

I. Auf den Punkt: PV-Netz-Reform starten oder PV-Zubau riskieren	2
1. PV-Zubau braucht Netze	2
2. Netzengpässe rücken 2024 mit Wucht auf die politische Agenda	2
3. Eine Netz-Reformoffensive ist wichtig für erfolgreichen PV-Zubau	4
II. Herausforderungen & Sorgen: Der Knoten zieht sich weiter zu	6
1. Perspektive der Netzbetreiber	6
2. Perspektive der PV-Betreiber	7
III. Vorschläge für eine gemeinsame Reformoffensive	10
1. Lagerdenken-Überwindungs-Offensive	10
2. Digitalisierungs-Offensive	11
3. Standardisierungs-Offensive	13
4. Entbürokratisierungs-Offensive	14
5. Anreizregulierungs-Offensive	16
6. Flexibilität-Offensive	18
7. Datentransparenz-Offensive	19
8. Kupfer-Offensive	20
9. Netzauslastungs-Offensive	21
10. VNB-Konsolidierungs-Offensive	22
11. Einspeisenetz-Offensive	23

PV Think Tank Impuls | Photovoltaik und Netze | Januar 2024 | Seite 1

Weitere Details hier:

https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2024/01/PV-TT_Impuls_Netzengpaesse-fuer-PV-ueberwinden_Januar-2024_Final.pdf

Steuerbarkeit und Bilanzierung von kleinen PV-Anlagen & Heimspeichern verbessern (1/2)

Aus mehreren Gründen sind viele kleine PV-Anlagen nicht ansteuerbar.

Fragen:

- Wie groß ist das Problem? Wie schnell wächst das Problem?
- Welche Anlagentypen sind betroffen? Wo funktioniert es?
- Wenn man die Eigenverbrauchsmengen zum Marktpreis einspeisen, ist der Wert des eingespeisten Stroms extrem gering. Hoher Aufwand zu fast keinem Gegenwert. Was ist dann effizient?

Herausforderung:

- **Rundsteuertechnik (sozusagen das „Fax der VNB“) ist vollkommen ungeeignet. Das wird auch nicht besser. TAB sollen keine Rundsteuertechnik mehr enthalten.**
- iMSys sind besser geeignet. Es fehlt noch an Menge, Prozessen und Attraktivität.
- Fehlende technische Eignung vieler PV + Heimspeicher im Bestand (Lösung: Bilanzierung verbessern)
- **Großer Flaschenhals: „FNN-Steuerbox“**, sowie anstehende BSI- Zertifizierung der „FNN-Steuerbox“ (Hintergrund, [hier](#))

Steuerbarkeit und Bilanzierung von kleinen PV-Anlagen & Heimspeichern verbessern (2/2)



Aus mehreren Gründen sind viele kleine PV-Anlagen nicht ansteuerbar.

Lösungen:

- **Bilanzierung von Prosumer-Haushalten verbessern:** Auch wenn ungesteuerte oder wenig steuerbare Prosumer innerhalb eines Vermarktungsbilanzkreises sauber bilanziert werden, ist dies schon ein Vorteil gegenüber heute. In Vermarktungsbilanzkreisen könnte die Systemwirkung dieser Prosumer-Haushalte durch einen einzigen Energiehandelsprozess (bzw. Fahrplanmeldung) ausgeglichen werden.
- **Vorteile beim Eintritt in die Bilanzierung:**
 - Möglichkeit der Teilnahme an Energy-Sharing und Co. wird eröffnet
 - Eintritt in „Marktbetrieb“: Man dürfte dann Netzstrom einspeichern
- **Anreize für einmaligen Steuernachweis schaffen?** (nur mit ImSys + Steuerbox, nicht bei Rundsteuerung)
 - Nachweis für „Marktbetrieb-Ready“ abschätzen
 - Einstieg in andere Finanzierungsmechanismen (z.B. Teileinspeisung in Abendstunden)
(Hierfür gesonderte Aufwand/Nutzen-Bewertung nötig, siehe Folie Finanzierungsmechanismen)

Großspeicher gezielt einsetzen (1/3)

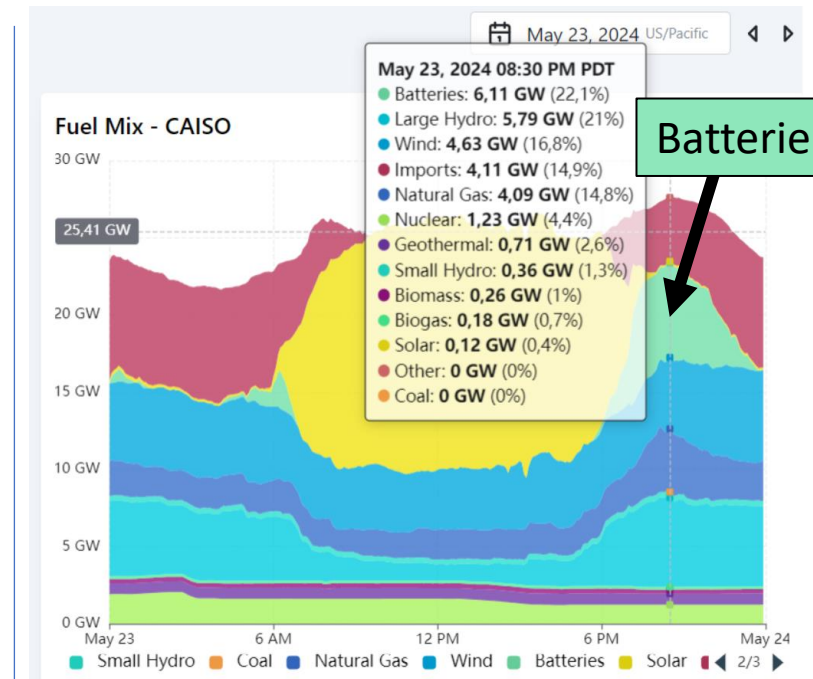
Aktuell: 1,4 GW Großspeicher installiert (stark steigend)
Internationale Perspektive, insb. Kalifornien (CAISO)

Fragen:

- Wie können Großspeicher kurzfristig helfen, Einspeisespitzen der PV zu glätten? Indem sie einfach am Markt agieren?
- Reicht es, Großspeicher einfach sehr schnell auszubauen?
- Wie schnell kann man sein?

Herausforderung:

- Speicher als Backup für seltene Engpasssituationen aufzubauen ist nicht günstig. Netzbooster sind es auch nicht.
- Großspeicher sind immer noch nicht Teil der Energiepolitik-Debatte.



In Kalifornien sind **Batteriespeicher in den Abendstunden die bedeutendste Einspeisetechnologie**, z.B. 23.05.24
<https://www.gridstatus.io/live/caiso?date=2024-05-23>

Großspeicher gezielt einsetzen (2/3)

Lösungen:

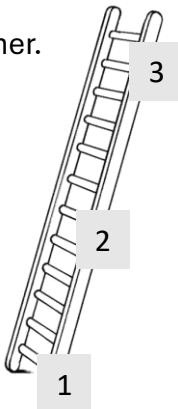
- **Hemmnisse für Großspeicher weiter abbauen**
 - Rechtsunsicherheit und teilweise sehr hohe Baukostenzuschüsse bei Speichern
 - Ausschließkeitsprinzip
 - Fesseln für Innovationsausschreibungs-Speicher lösen
- **Retrofit von Solarparks & direktvermarkteten PV-Anlagen (Windparks, Einspeise-Umspannwerken, etc.) mit Speichern**
 - Einfache Genehmigung (Baurecht, Grundannahme: Netzverträglichkeit gegeben.)
 - Batteriespeichercontainer kann man schnell und überall errichten.
 - skalierbar: 1/10/100 Batteriespeichercontainer brauchen kaum Platz, haben aber 3/30/300 MW Leistung bei 6/60/600 MWh Kapazität.
- **Netzstromeinspeicherung in Co-Location bedingungslos zulassen**
 - Einspeicherung bei negativen Preisen aus dem Netz muss ermöglicht werden.
 - Damit können Speicher in Windparks die PV-Mittagsspitze puffern und PV-Speicher in Winter oder in der Nacht Windstrom einspeichern / Redispatch vermeiden.
- **Speichernachrüstung bei Einhaltung der alten Netzparameter**
 - keine Netzprüfung & Klarstellung, das Speichern überall per Bauanzeige (also auf Risiko des Betreibers) errichtet werden können.



Kommunikation zu Speichern könnte sein:

Batteriespeicher sind die Leiter (oder das Gerüst), **um die Energiewende weiterbauen zu können.** Beim Hausbau kann das Erdgeschoss ohne Gerüst gebaut werden, aber dann kommt man halt ohne nicht mehr weiter.

1. Die Low-Hanging-Fruits, also die ersten 50% EE-Anteil (das Erdgeschoss), konnten wir noch ohne Speicher schaffen.
2. Von 50% bis 90% brauchen wir Speicher.
3. Für 100% brauchen wir dann die (teuren) H2-Gaskraftwerke.



Großspeicher gezielt einsetzen (3/3)

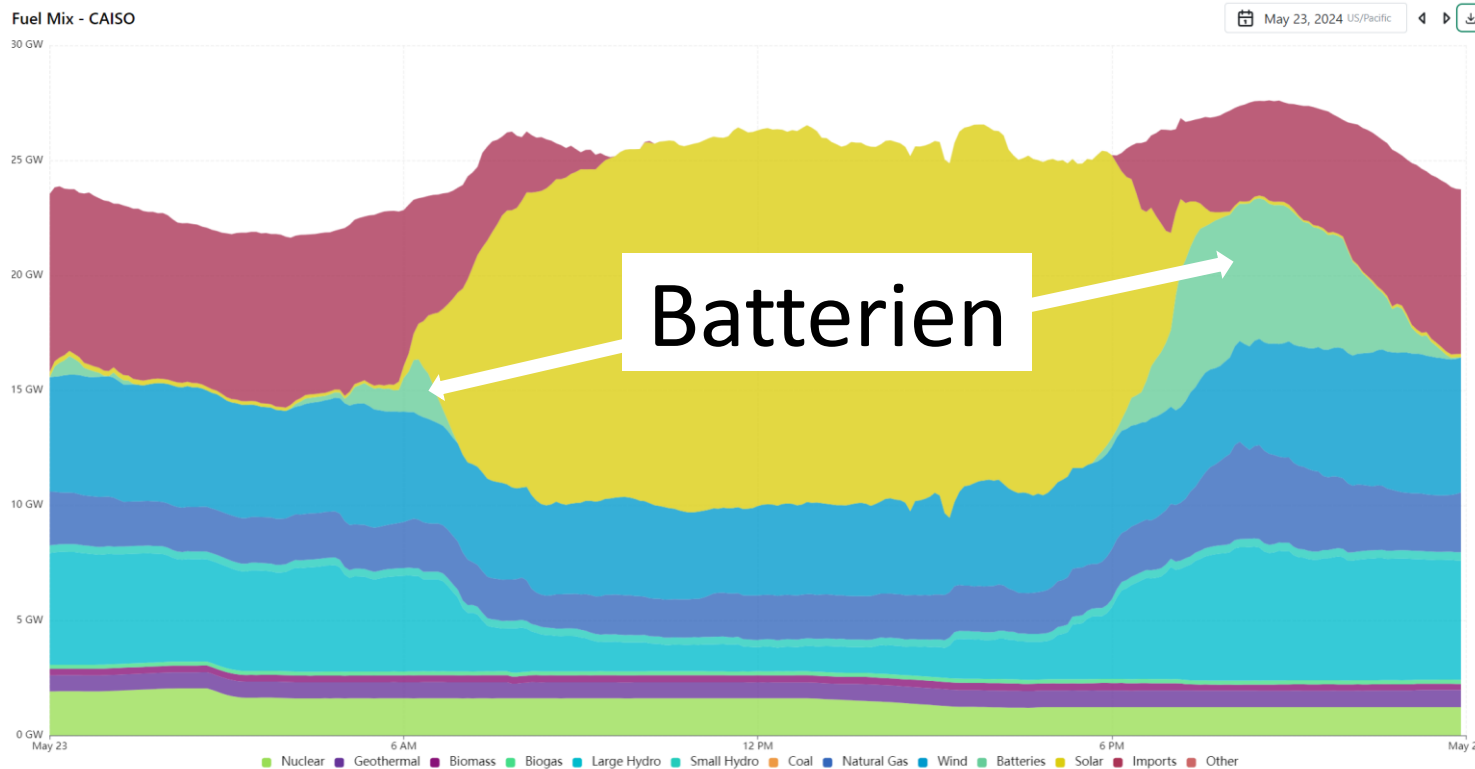
Exkurs: Probleme beim Ausbau von Großspeichern

- Standalone-Betrieb eines Speichers wird nur am VNB – Umspannwerk erlaubt (d.h. ein Batteriespeicher am Einspeise-UW eines Solar- oder Windparks wird von manchen VNB abgelehnt)
- Netzanschlusskapazität kann oft nicht vollständig genutzt werden (Überbauung wird von VNB versagt). Die Speicherleistung wird auf die PV-Leistung aufgerechnet. (Lösung: VNB sollen Verträge zur maximalen Netzeinspeisung akzeptieren müssen)
- Es wird ein Baukostenzuschuss (BKZ) für den Speicheranschluss am eigenen, selbstfinanzierten Umspannwerk des Solarparks gefordert.
- Keine „Echte Co-Location“ möglich (Grau/Grün-Mischbetrieb-Regelung kommt zu spät.)
- Speicher in Kombination mit Solarparks der PV-Ausschreibung werden in ihrem Einsatz gehemmt, was im Wesentlichen darauf gegründet ist, dass der Netzbezug nicht zulässig ist.
- Speicher im „Einspeisenetz“ der EE-Anlage (Einspeisenetz nur n-0 sicher, VNB verlangt n-1 Sicherheit)
- Speicher ist keine „Nebenanlage“. Viele alte B-pläne lassen diese daher manchmal nicht zu. (Lösung: Generelle baurechtliche Zulässigkeit von Batteriespeichern in Solarparks, z.B. § 14 Abs. 4 BauNVO)
- Vielfältige und teilweise vollkommen überzogene Brandschutzauflagen (Löschwasserrückhaltebecken, ...)
- Unvollständige Regelungen im EEG (z.B. Kommunalbeteiligung bei PV-Anlagen mit Speicher)

Batteriespeicher sichtbar machen!

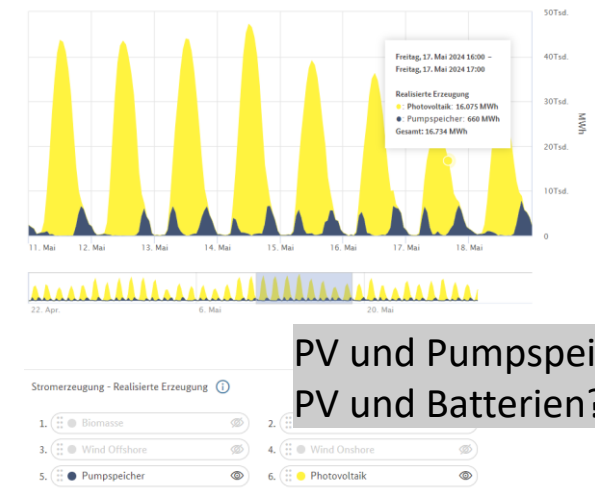
(Batterien in SMARD.de darstellen)

Transparenzplattform Kalifornien, CAISO: [www.gridstatus.io](https://www.gridstatus.io/graph/fuel-mix?iso=caiso&date=2024-05-23)
<https://www.gridstatus.io/graph/fuel-mix?iso=caiso&date=2024-05-23>



Transparenzplattform (SMARD.de): Batterien werden nicht dargestellt

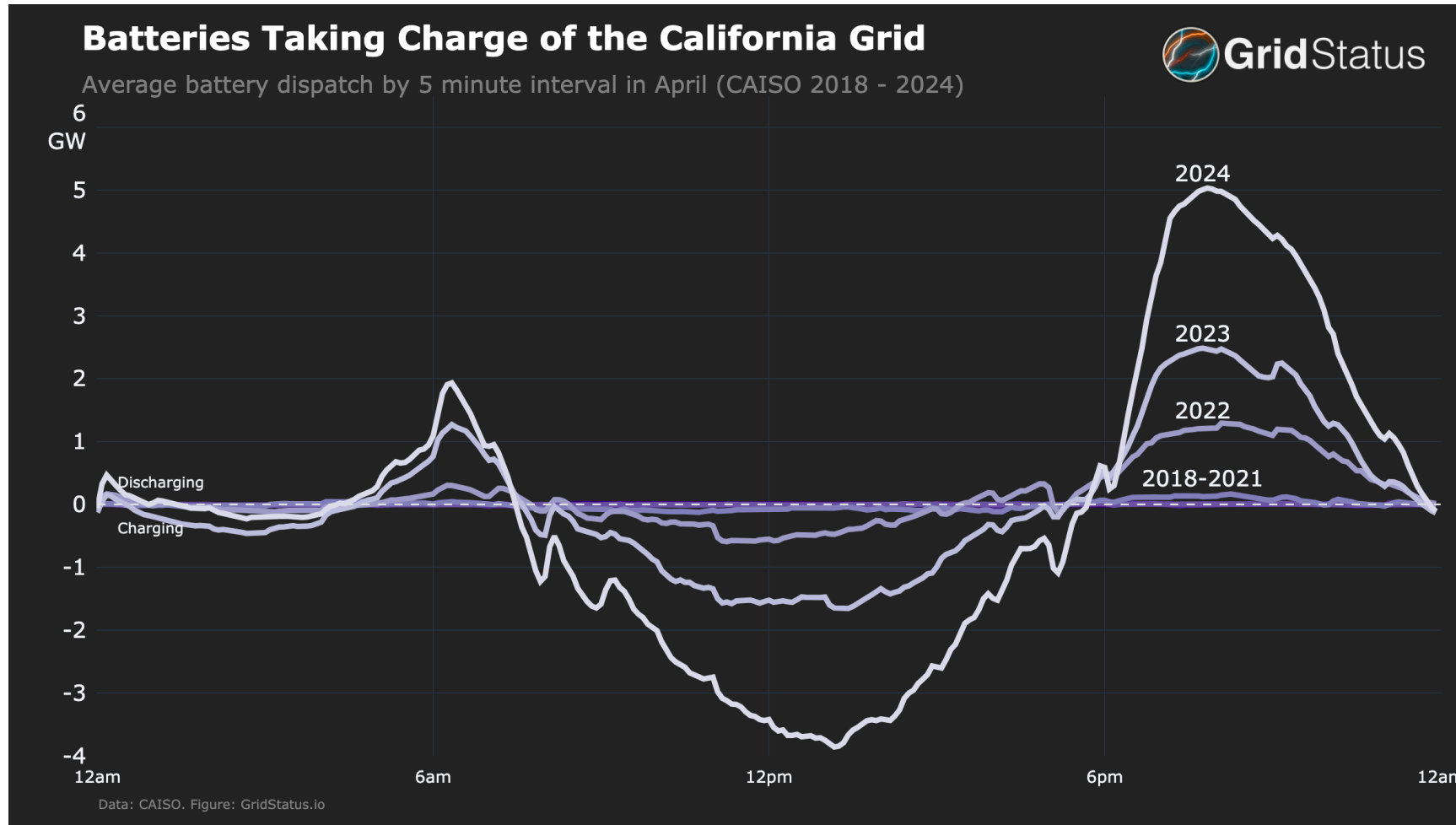
- Auch wegen fehlender Sichtbarkeit sind Batteriespeicher kaum Teil energiepolitischen Debatte.
- Pumpspeicherkraftwerke werden in SMARD.de dargestellt. Das Betriebsverhalten zu Batterien ist ähnlich. Absehbar haben PSW aber deutlich weniger Leistung/Kapazität (vgl. Szenariorahmen).



PV und Pumpspeicher
PV und Batterien?

Batteriespeicher sichtbar machen!

(Batterien in SMARD.de darstellen)



Speicherentwicklung
in Kalifornien zeigt:

Schneller Hochlauf
systemdienlicher
Speicher ist möglich

Den „Marktbetrieb“ zum Standardfall bei Kleinanlagen machen (1/3)



Direktvermarktung löst das zentrale Problem, dass bei PV-Anlagen und insbesondere Prosumern mit Heimspeichern keine Preissignale ankommen.

Fragen & Herausforderung:

- Sollten auch kleine PV-Anlagen stärker in die Direktvermarktung? Wo hakt es? Wer vermarktet?
- Gleitende Marktprämie auch für kleinere Anlagen, einfach machen (auch Wechsel).
- Wie wird das Verständnis der Direktvermarktung bei PV-Betreibern verbessert? Namensanpassung?

Lösungen:

- Begriffsvorschlag: **„Marktbetrieb“, für den es eine Marktprämie gibt.**
- Vorschlag für **neue Logik bei Inbetriebnahme: Standardfall ist „Marktbetrieb“** und alternativ dazu ist die Wahl von Teileinspeisung oder Volleinspeisung möglich. Damit kommt die Vermarktung bei den Anlagen, die einen Smart-Meter bekommen/möchten. (Zusatzeffekte: Preissignale & Bilanzierung)
- **Anreizvorschlag: Wenn die Heimspeicher im Marktbetrieb sind, dürfen sie Netzstrom einspeichern.**
(Steuerung und Abgrenzung möglich, weil Smart-Meter vorhanden. Details siehe folgende Folien)

Den „Marktbetrieb“ zum Standardfall bei Kleinanlagen machen (2/3)

Volleinspeisung und Teileinspeisung sind starre Vergütungssysteme ohne Marktanreize. Man sollte hier auch die neue „unentgeltliche Abnahme“ als Chance begreifen.

Fragen:

- Gibt es einfache (!) alternative Vergütungssysteme, die etwas nützen? Lohnt es den Aufwand?
- Wie gestaltet man einen Anreiz, dass kleine PV-Bestandanlagen (und Neuanlagen) in die Direktvermarktung möchten? Könnte das wie bei der Einführung der DV im EEG in Form einer „Managementprämie“ als Aufschlag auf den AW erfolgen [, den es nur bei Stunden mit positiven Strompreisen gibt]?
- „Sonnenuntergangstarif“ oder andere Time-of-use-Anreize?

Herausforderung:

- Zielbild noch unklar, Aufwand- Nutzen – Effekt – Abschätzung ist nötig.

Lösungen:

- Wenn Anlagen in einen „**Marktbetrieb**“ kämen, sind **andere Vergütungsstrukturen denkbar / abrechenbar**.
- **Unentgeltliche Abnahme:** Große Anlagen mit sehr viel Eigenverbrauch könnten zeitgesteuert sonn-/feiertags abregelt oder gedimmt werden. Akteure haben sowieso nicht auf Markterlöse gehofft.

Den „Marktbetrieb“ zum Standardfall bei Kleinanlagen machen (3/3)

Marktbetrieb bei Prosumer-PV ist ein Qualitätsmerkmal:

- ✓ Intelligentes Messsystem ist vorhanden und getestete Steuerbox ist vorhanden
- ✓ Prosumer-PV-Anlage ist in der Viertelstundenbilanzierung
- ✓ Preissignal kommt bei der Prosumer-PV-Anlage an

Herausforderung:

- **Flaschenhals ist die „FNN-Steuerbox“ und die anstehende BSI-Zertifizierung der „FNN-Steuerbox“.**
- Es gibt Steuerboxen und Hersteller sagen, sie seien mit den kommenden FNN-Anforderungen konform, egal was der FNN noch im verbleibenden Jahr 2024 erarbeitet. Beispiele angebotener „FNN-Steuerboxen“: SwiSBox ([LINK](#)), LMS ([LINK](#)), EFR ([LINK](#)), VIVAVIS ([LINK](#)), ...

Lösung:

- Eine **Verlängerung der Möglichkeit der Herstellerselbsterklärung** gemäß der Technische Richtlinie BSI TR-03109-5 des BSI ist **über den 31.12.2024 hinaus dringend erforderlich**. Diese Möglichkeit der Herstellerselbsterklärung sollte bestehen, bis die Zertifizierung erfolgt ist.

Heimspeicher systemdienlich machen (1/2)



Aktuell: 7,2 GW Heimspeicher installiert. Flexibilität kaum aktiviert. Heimspeicher sind Quasi-Standard bei neuen PV-Kleinanlagen.

Fragen:

- Systemdienliche Heimspeicher – was muss man tun, damit das kommt?
- Wie viele Heimspeicher haben wir gerade im Feld (**Kapazität**)?
- Welcher Teil davon agiert systemdienlich (oder zumindest welche Anlagentypen)?
- Wie können Speicher kurzfristig besser helfen, **Einspeisespitzen der PV zu glätten**?
- Wieviel Flex-Kapazität könnte man wie kurz- und mittelfristig generieren?
- Was braucht es im EEG und regulatorisch, damit das mehr genutzt wird?

Herausforderung 1/2:

- **Interessenlage Eigenverbrauchsoptimierung überwinden** (Der Eigenverbrauch soll bleiben, soll aber durch den noch interessanteren „Marktbetrieb“ ergänzt werden)
- Heimspeicher helfen nur dann, wenn der **Prosumer aus dem Standardlastprofil in die Viertelstundenbilanzierung** wechselt - das gibt es praktisch noch nicht.

Vgl.

<https://www.enpal.de/blog/anreize-zur-systemdienlichen-auslegung-und-fahrweise-fur-pv-heimspeicher>

„Wie diese Studie zeigt, könnten jedoch besonders bei größerer Dimensionierung „Überbauung“ der Heimspeicherleistung und -kapazität auch Werte von bis zu 60 % erreicht werden.“

Heimspeicher systemdienlich machen (2/2)



Herausforderungen 2/2:

- Heimspeicher sollten nicht auf „dauer-voll“ laden (Vormittags laden, Nachmittags voll)
- Problem: Der Haushalt von direktvermarkteten Anlagen wird beim marktlichen Herunterregeln in den Netzbezug geschoben und zahlt dann Netzentgelte für den Netzbezug.
(Lösung: Am Hausanschluss auf Null regeln)

Lösungen:

- **Keep it simple: PV-Speicher im „Marktbetrieb“ sollen auch Netzstrom einspeichern dürfen.**
(Voraussetzung: Smart-Meter + Vermarktungsvertrag. Ergebnis: Strompreissignale kommen an)
- Zusätzlich entsteht ein **Wechselanreiz**, denn aktuelle Prosumer-Speicher dürfen dies nicht.
(Kein Eingriff in den Bestand, aber Maßnahme wirkt auf den Bestand.)
- Bei **Neuanlagen könnte der „Marktbetrieb“ der Standardfall werden**, den man aber abwählen kann
(zulässig unter 100 kW, oder im Rahmen der unentgeltlichen Abnahme, ...).
- Speicheroptimierung und ggf. kontrollierte Spitzenkappung im Rahmen des Marktbetriebs möglich.
(Optimierung durch Markt. Ggf. wird so das Durchreichen von Steuersignalen möglich)

Optionen für Direktvermarktung von Kleinanlagen verbessern



Es gibt auch kritische Stimmen zur Direktvermarktung bei Kleinanlagen:

Es ist **kein Automatismus**, dass Direktvermarktung von Kleinanlagen wirtschaftlich dargestellt werden kann. Aktueller Stand ist, dass Direktvermarkter die **Direktvermarktung nur zu sehr hohen Dienstleistungsentgelten** anbieten. Aus wirtschaftlichen Gründen ist die Absenkung der Direktvermarktungsgrenzen für viele Anlagen keine Lösung, zumindest aktuell. Zudem führt die gleitende Marktprämie für kleinere Anlagen heute auch zum **Nichtbau bestimmter Anlagen**.

- zwischen 100 und 250/350 kW werden viele Anlagen nicht gebaut, weil die Kosten für die DV-Technik und inzwischen auch die DV-Kosten zu hoch sind. Energiegenossenschaften werden z.B. teilweise DV-Verträge gekündigt und neue DV-Verträge kann man nur mit doppelten und dreifachen Kosten für die Dienstleistungsentgelte neu abschließen, d.h. nicht mehr 0,4 ct/kWh sondern 0,8 ct-1,1 ct/kWh.
 - Hinweis 1: Die höheren Vermarktungskosten ergeben sich auch durch die Einbindungspflicht in den Redispatch, der nicht funktioniert (**Prüfen, ob generell auf Einbindungspflicht in den Redispatch bei PV unter 1 MW verzichtet werden sollte, weil diese Anlagen durch die VNB im Redispatch 2.0 ohnehin nicht gesteuert werden können.**)
 - Hinweis 2: Mit dem Solarpaket kam mit der unentgeltlichen Abnahme eine Alternative (bis 400kW / bis 200kW)
- viele Anlagen werden wegen der DV-Technik und DV-Dienstleistungsentgelte mit Absicht unter der 100 kW-Grenze gebaut. Da unklar, warum die DV-Grenze von 100 kW weiter abgesenkt werden soll, wenn die jetzige Grenze schon zu Unwirtschaftlichkeiten führt.

Fragen: Könnte man die Technik für die Steuerung (oder die Steuerung über Marktauteure) für PV-Kleinanlagen auf die Netzkosten auslagern? Für welche Fälle hat man mit der unentgeltlichen Abnahme eine Lösung erhalten?

Optionen für Direktvermarktung: Marktwert ist nicht der alleinige Treiber



Fragen / Hinweise:

- Der Marktwert ist nur ein Wert von Vielen. Man kann den PV-Strom auch anders verkaufen und sich anders hedgen, z.B. OTC. In der Direktvermarktung ist auch der Intraday-Handel relevant. Auch dort gibt es negative Preise und wichtige Signale für den Einsatz von Speichern und Flexibilität.
- Auch bei negativen Preisen kann PV-Strom in der Vermarktung ein positives Ergebnis am Markt erzielen (z.B. OTC). Trotzdem: PV muss auch in den Terminmarkt, OTC.
- Betreiber regeln Anlagen über Redispatch hinaus noch viel mehr ab (z.B. wegen neg. ID-Preisen und neg. AE-Preisen). Wenn das nicht geschehen würde wäre die Einspeiseüberschüsse schon heute noch viel dramatischer.

Lösung:

- Frage: Kann/sollte man den Terminmarkt im Marktwert abbilden?
- Umstellung auf den Jahresmarktwert hat auch Nachteile (z.B. EEG-Kosten) und passt nicht gut zur Saisonalität der PV oder zur Prosumer-Vermarktung. Es sollte geprüft werden, ob man bei PV unter 1 MW wieder zurück zum Monatsmarktwert kehren sollte.
- ...

Vergütung bei negativen Preisen überdenken



Herausforderung:

- Die negative Preise-Regel greift gerade bei vielen PV-Anlagen nicht.

§ 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

(1) Wenn der Spotmarktpreis

1. im Jahr 2023 für die Dauer von mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden,
2. in den Jahren 2024 und 2025 für die Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden,
3. im Jahr 2026 für die Dauer von mindestens zwei aufeinanderfolgenden Stunden und
4. ab dem Jahr 2027 für die Dauer von mindestens einer Stunde

negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.

(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf

1. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 400 Kilowatt, wobei § 24 Absatz 1 entsprechend anzuwenden ist,

PV-Gretchenfrage:

Wie schnell und wie weit soll hier bei welchen Photovoltaikanlagen vorgegangen werden?

Fragen und Lösungen:

- **Bagatellgrenze bei Nichtvergütung bei negativen Stunden weiterentwickeln (aktuell 400 kW)**
 - Wo ist eine Änderung bei Neuanlagen möglich, ohne dass man Verwerfungen schafft?
 - Wie den Bestand adressieren, ohne dass man Verwerfungen schafft?

Roadmap-Systemstabilität: Probleme, wenn PV-Großanlagen aus-/wegfallen



Herausforderung:

Die **Umsetzung der Roadmap Systemstabilität ist extrem wichtig**. Wesentliches Ergebnis der Roadmap ist, dass der **Durchdringung von netzbildenden Stromrichtern in den Übertragungs- und Verteilnetzen** eine Schlüsselrolle zur Wahrung der Systemstabilität im Zielsystem zukommt. Dies betrifft Erzeuger, Verbraucher und Speicher in gleichem Maße. Netzbildende Stromrichter können **systemstützende Eigenschaften der Großkraftwerke substituieren** und **alle notwendigen Systemdienstleistungen** bereitstellen.

Problem:

Wenn wegen Erzeugungsspitzen gerade die modernen und großen PV-Anlagen von den ÜNB herausgeregelt würden, werden gerade die Anlagen mit (künftig netzbildenden Wechselrichtern) betroffen sein.

Das Thema ist schwer zugänglich und politisch wenig vermittelbar – aber wichtig.

Lösungen:

- **Risiko des Abregelns/Zubauausfalls von PV-Großanlagen bzgl. Roadmap-Systemstabilität bewerten** (insbesondere hinsichtlich potenzieller Abschaltungen nach § 13 (2) EnWG)
- **Netzbildende Stromrichter: Ist die aktuell defekte Innovationsausschreibung geeignet?**

Potenziale der Vor-Ort-Versorgung nutzen



PV Think Tank

Herausforderung / Chance:

- Zeitliche und lokales **Matching von Erzeugung und Verbrauch** wird eine **physikalische Notwendigkeit**. Es ist nicht bloß ein Wunsch der PV-Branche.
- Modellen der Vor-Ort-Versorgung / des Energy-Sharing werden eine **einfache Form der Bilanzierung benötigen**. Diese Bilanzierung von Erzeugern, Flexibilitäten und Verbraucher auf lokaler Ebene ist eine **riesige Chance**, denn diese **gemeinsame Bilanzierung kann sehr nützlich werden** (z.B. um Knappheitssignale des Marktes oder lokalen Netzes an Prosumer zu geben).

Lösungen:

- Energy Sharing-Debatte nutzen, schnell die **Bilanzierung von Clustern von Erzeugern, Flexibilitäten und Verbraucher auf lokaler Ebene** zu erhalten.
- Ggf. mehrere Modelle umsetzen (lokale Bilanzierung mit Beachtung von Netzrestriktionen, sowie Anreize regionales Matching von Verbrauch und Erzeugung mit Solar-/Windparks).

Mehrere Studien deuten darauf hin, dass eine netzdienliche Integration von Last- und Speicherflexibilität PV-Einspeisespitzen um bis zu 30 % senken könnte.

- F-CINES (2023): Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem. [online]
https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/CINES_Kurzstudie_Vor_Ort_Systeme_2023.pdf
- Pebbles (2021): Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte. [online]
https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles_Whitepaper.pdf
- https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/Vor_Ort_Versorgung_mit_erneuerbaren_Energien.pdf

PPA + Herkunftsnachweise, Strompreiskompensation und defekter Redispatch



Herausforderung:

- **EE-Anlagen (PPA) produzieren nicht nur MWh, sondern auch Herkunftsnachweise (HKN).** Teilweise sind die Lieferanten auf die HKN-Lieferung angewiesen – weshalb Anlagen auch bei negativen Preisen einspeisen – z.B. wenn Strom an einen Industriekunden geliefert wird, der auf HKN angewiesen ist wegen der **Strompreiskompensation**. Wenn bei einer Redispatch-Maßnahme eine solche Erneuerbaren-Anlage heruntergefahren wird, ersetzt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber den nicht-produzierten Strom (Ausfallarbeit), indem er die entsprechende Menge in den Bilanzkreis des Anlagenbetreiber bucht (bilanzieller Ausgleich). **Die entgangenen Herkunftsnachweise werden allerdings nicht physisch, sondern finanziell ausgeglichen** (neue Festlegung der Bundesnetzagentur, voraussichtlich Mai 2024). Durch die Redispatch-Maßnahme würden dem Industriekunden als Stromabnehmer durch den fehlenden Nachweis von Grünstrom mit optionaler Kopplung ein Ausfall von nicht unerheblichen Fördergeldern (ca. 40 EUR/MWh in 2023) durch die Strompreiskompensation entstehen.

Lösungen:

- Es müssen die Bedingungen so geändert werden, dass **HKN-, Redispatch und die Strompreiskompensation** zusammenpassen.

Rollout: Echte Digitalisierung bei PV!

Problem:

- Es macht keinen Sinn, bei PV-Anlagen (die kein Steckersolargerät sind) nur eine moderne Messeinrichtung einzubauen, die nicht kommunikationsfähig ist (fehlende Bilanzierung).

Lösung:

- **Keine silly-meter („moderne Messeinrichtungen“) mehr bei PV-Anlagen einbauen!**
(Ausnahme: steckerfertige Solaranlagen)

	Ferraris-Zähler	Moderne Messeinrichtung (mME)	Intelligentes Messsystem (iMSys)	Kommunikationseinheit = Smart-Meter-Gateway (SMG)
Zählertyp	analoger Zähler	digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit	digitaler Zähler mit Kommunikationseinheit	Kommunikationsschnittstelle
Funktionen des Zählers	○ Aktueller Zählerstand	○ Aktueller Zählerstand ○ gespeicherte Werte: • tages- • wochen- • monats- • jahresgenau 2 Jahre im Rückblick	○ Aktueller Zählerstand ○ Abrufbar in Viertelstundenwerten • Tages- • Wochen- • Monats- • Jahresanzeige	○ Schnittstelle zwischen Zähler und Kommunikationsnetz ○ kann einen oder mehrere Zähler anbinden ○ automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber
	! wird bis spätestens 2032 komplett ersetzt	! aufrüstbar mit einer Kommunikationseinheit zum iMSys		
Zuständig für Einbau, Messung und technischen Betrieb	Örtlicher Netzbetreiber	Grundzuständiger Messstellenbetreiber (i.d.R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messstellenbetreiber		Smart-Meter-Gateway-Administrator (entweder der grundzuständige Messstellenbetreiber oder ein wettbewerblesches Unternehmen)

Fitte Netze, systemdienliche Speicher: PV TT adressiert das Thema und empfiehlt umfassende Reformen



SPEICHER	
Exponentielles, weltweites Speicherwachstum durch Kostensenkungen und technische Vorteile	
Deutschland braucht eine Speicherstrategie	
PV-Zubauziele benötigen Speicher und Flexibilität. PV-Think Tank fordert ein neues Speichernarrativ.	
I. Auf den Punkt: Es braucht eine Speicherstrategie.....	2
II. Speicher in der deutschen Energiepolitik: Ein Missverständnis.....	3
1. 2023 ist das Jahr der Energie-Strategien und Weichenstellungen.....	3
2. Geplanter PV-Zubau verlangt nach Flexibilität.....	4
3. Deutsche Langfristszenarien ignorieren das Speicherpotenzial.....	6
4. Die „Minimierung“ von Speicherbedarfen ist der falsche Ansatz.....	7
III. Exponentielle Speichermärkte und schnelle Kostensenkung.....	8
1. Speicher und PV – Pionierland Deutschland.....	8
2. Speicher boomen in Deutschland, aber.....	8
3. International setzen sich Speicher in atemberaubendem Tempo durch.....	10
4. E-Mobilität: Ein Booster für Speicher (Produktion und Anwendungen).....	11
5. Technologischer Wettlauf ist Innovationsmotor.....	12
6. Multi-Use als Erfolgsformel.....	14
IV. Empfehlungen: Was eine Speicherstrategie leisten sollte.....	15
1. Kurzfristige „No-regret“-Maßnahmen.....	15
2. Mittelfristige, strategische Maßnahmen.....	16
PV Think Tank Impuls Deutschland braucht eine Speicherstrategie Juni 2023 Seite 1	

- Die „Ausbau-Drosselungen bei EE-Kapazitäten könnten politische Reflexe sein, wenn der Eindruck entsteht, dass die Netze – aufgrund fehlender Speicher und Flexibilitäten – voll und Einspeisespitzen zu hoch sind“
- „Auf die signifikant steigenden Lastspitzen ist unser System bisher nicht ausgerichtet. Konventionelle Antworten allein reichen daher nicht aus.“
- „Photovoltaik-Zubau stößt auf immer gravierende Engpässe in den Stromnetzen.“
- „Der schnelle Hochlauf beim PV-Zubau im Jahr 2023 ist ein Erfolg. Zugleich rücken damit strukturelle Engpässe mit Wucht in den Fokus. Vielerorts mehrten sich bereits die Anzeichen der Überforderung.“

NETZE	
Photovoltaik-Zubau stößt auf immer gravierende Engpässe in den Stromnetzen	
Photovoltaik und Netze: Gemeinschaftliche Reformoffensive starten	
PV Think Tank skizziert Herausforderungen und schlägt Lösungswege vor	
I. Auf den Punkt: PV-Netz-Reform starten oder PV-Zubau riskieren.....	2
1. PV-Zubau braucht Netze.....	2
2. Netzengpässe rücken 2024 mit Wucht auf die politische Agenda.....	2
3. Eine Netz-Reformoffensive ist wichtig für erfolgreichen PV-Zubau.....	4
II. Herausforderungen & Sorgen: Der Knoten zieht sich weiter zu.....	6
1. Perspektive der Netzbetreiber.....	6
2. Perspektive der PV-Betreiber.....	7
III. Vorschläge für eine gemeinsame Reformoffensive.....	10
1. Lagerdenken-Überwindungs-Offensive.....	10
2. Digitalisierungs-Offensive.....	11
3. Standardisierungs-Offensive.....	13
4. Entbürokratisierungs-Offensive.....	14
5. Anreizregulierungs-Offensive.....	16
6. Flexibilitäts-Offensive.....	18
7. Datentransparenz-Offensive.....	19
8. Kupfer-Offensive.....	20
9. Netzauslastungs-Offensive.....	21
10. VNB-Konsolidierungs-Offensive.....	22
11. Einspeisenetz-Offensive.....	23
PV Think Tank Impuls Photovoltaik und Netze Januar 2024 Seite 1	

https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2023/06/PV-TT_Impuls_Deutschland-braucht-eine-Speicherstrategie.pdf

https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2024/01/PV-TT_Impuls_Netzengpässe-fuer-PV-ueberwinden_Januar-2024_Final.pdf