

GEGENDARSTELLUNG

Zur Fraunhofer-IEE-Kurzstudie vom 14.09.2026

„Mehr PV durch intelligente Batteriespeicher an Umspannwerken“

Auftraggeber: Bundesverband Solarwirtschaft (BSW)

150 GW mehr Photovoltaik ohne Netzausbau?

Wenn Modellrechnung auf Netzrealität trifft

Die Fraunhofer-IEE-Kurzstudie weist innerhalb ihrer Modellgrenze nach, dass Batteriespeicher die Auslastung bestehender HS/MS-Transformatoren zeitlich verschieben und dadurch zusätzliche PV-Anschlussleistung ermöglichen können.

Vor- und nachgelagerte Netzbereiche, vollständige Leistungsflussberechnungen und die daraus resultierenden Netzengpässe wurden jedoch nicht modelliert. Damit liefert die Studie keinen Nachweis dafür, dass 150 GW zusätzliche PV-Leistung und 60 GW / 240 GWh Batteriespeicher vom deutschen Gesamtnetz ohne entsprechenden Ausbau der übergeordneten Netzinfrastruktur aufgenommen und transportiert werden können.

150 GW zusätzliche PV bedeuten zudem nicht 1.313 zusätzliche Erzeuger, sondern eine sehr große Zahl dezentraler PV-Anlagen hinter 1.313 Umspannwerken. Die Beherrschung des jeweils betrachteten Transformators löst deshalb nur einen einzelnen Engpass in einer wesentlich längeren Transportkette.

Methodische Grenze der Studie: „Vor- und nachgelagerte Netzbereiche sowie resultierende Leistungsflussberechnungen und Netzengpassanalysen wurden nicht abgebildet.“

Quelle: Fraunhofer IEE, Kurzstudie, S. 2–3. Die vollständigen Quellen und Datengrundlagen befinden sich in der Referenzliste am Ende dieser Gegendarstellung.

Autor: Ryszard Dzikowski | Stand: 23.09.2026

Executive Summary

Die Fraunhofer-IEE-Kurzstudie untersucht, in welchem Umfang zusätzliche Photovoltaikleistung durch Batteriespeicher an bestehenden HS/MS-Umspannwerken integriert werden kann. Im Referenzfall werden die Transformatoren mit Erzeugungsleistung in Höhe von 200 % ihrer Nennleistung belegt und Batteriespeicher mit 40 % der Transformatorleistung sowie vier Stunden Speicherdauer eingesetzt. Innerhalb dieser Modellgrenze ergibt sich für die zusätzlich installierte PV eine mittlere transformatorbedingte Abregelung von rund 1 %.

Diese Gegendarstellung stellt dieses lokale Ergebnis nicht infrage. Sie untersucht vielmehr, welche Aussage daraus für das reale deutsche Stromsystem abgeleitet werden kann. Vor- und nachgelagerte Netzbereiche, vollständige Leistungsflüsse und daraus resultierende Netzengpässe wurden in der Fraunhofer-Untersuchung nicht modelliert. Der Nachweis, dass ein HS/MS-Transformator zusätzliche PV-Leistung mithilfe eines Speichers bewältigen kann, ist daher kein Nachweis dafür, dass die daraus entstehenden Leistungsflüsse im gesamten Netz aufgenommen und transportiert werden können.

Dies ist insbesondere bei der Hochrechnung auf 1.313 Umspannwerke, rund 150 GW zusätzliche PV sowie 60 GW/240 GWh Batteriespeicher relevant. 150 GW zusätzliche PV bedeuten nicht 1.313 zusätzliche Erzeugungsanlagen, sondern potenziell Millionen dezentraler PV-Anlagen, deren Leistung über die Verteilnetze hinter den betrachteten Umspannwerken zusammengeführt wird. Gleichzeitig stellen 60 GW Batteriespeicher eine erhebliche bidirektionale Netzanschlussleistung dar. Die Studie weist nicht nach, an welchen Standorten diese Speicherleistung tatsächlich angeschlossen werden könnte.

Die reale Anschlussfrage ist keineswegs theoretisch: Ende 2024 lagen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach Angaben der Bundesnetzagentur bereits rund 650 Anschlussanfragen für Großbatteriespeicher mit insgesamt 226 GW vor. In einer BNetzA-Präsentation vom Mai 2026 werden - unter Einbeziehung von 17 Verteilnetzbetreibern - 729 GW Speicher-Anschlussanträge, aber nur 78 GW Anschlusszusagen ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur spricht ausdrücklich von knappen Anschlusskapazitäten; die vier Übertragungsnetzbetreiber haben deshalb 2026 ein Reifegradverfahren zur Priorisierung überzeichneter Anschlusskapazitäten eingeführt.

Auch die Angabe 60 GW/240 GWh muss als Dimensionierung verstanden werden: Sie entspricht rechnerisch vier Stunden bei voller Nennleistung, nicht vier Stunden kontinuierlicher Volllast im realen Betrieb. Tatsächliche BESS-Fahrprofile - beispielsweise die CAISO-Daten - zeigen stark veränderliche Lade- und Entladeleistungen. Für die energetische Wirkung ist deshalb die Fläche unter der Leistungskurve entscheidend, nicht allein die maximale GW-Leistung.

China, Kalifornien und Deutschland besitzen unterschiedliche Netzstrukturen, Erzeugungsprofile und Marktregeln; ihre Curtailment-Werte sind deshalb nicht unmittelbar miteinander vergleichbar. Sie dienen hier nicht als quantitative Prognose für Deutschland, sondern als empirischer Hinweis darauf, dass systemweite Abregelung bei stark wachsender wetterabhängiger Erzeugung erheblich von einer lokal ermittelten transformatorbedingten Abregelungsquote abweichen kann.

Die zentrale Schlussfolgerung lautet deshalb nicht, dass das Fraunhofer-Modell falsch ist. Sie lautet: Die Hochrechnung eines lokalen Transformatorergebnisses auf 150 GW zusätzliche PV beschreibt ein technisches Anschlusspotenzial innerhalb einer definierten Modellgrenze. Ob diese Leistung im deutschen Gesamtsystem ohne entsprechenden Ausbau der übrigen Netzinfrastruktur aufgenommen, transportiert, gespeichert und genutzt werden kann, wird durch diese Modellrechnung nicht nachgewiesen.

150 GW mehr Photovoltaik ohne Netzausbau? Wenn Modellrechnung auf Netzrealität trifft

Eine aktuelle [Fraunhofer-IEE-Studie](#) kommt zu einem bemerkenswerten Ergebnis: An 1.313 ländlichen, stark von erneuerbaren Energien geprägten Umspannwerken könnten rund **150 GW zusätzliche Photovoltaik** und **60 GW beziehungsweise 240 GWh Batteriespeicher** integriert werden. In der öffentlichen Darstellung wird daraus teilweise die Botschaft, dieser zusätzliche Ausbau sei möglich, **ohne dass dafür ein entsprechender Netzausbau erforderlich wäre**.

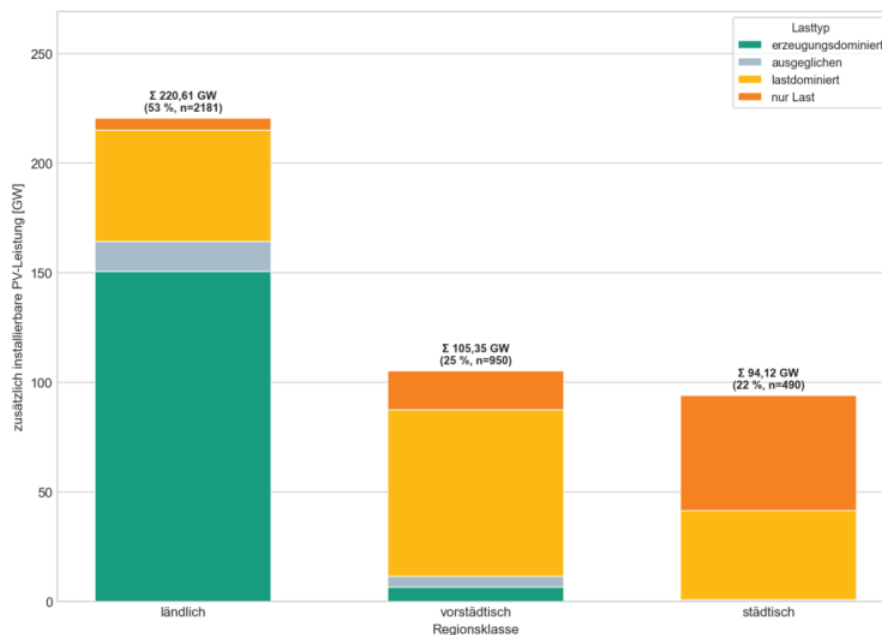


Abb. 1 – Ausgangspunkt der Fraunhofer-Hochrechnung: Modellerte zusätzliche PV-Ausbaupotenziale an 3.621 Umspannwerken. Die zentrale Aussage der Studie beschränkt sich auf 1.313 ländliche, EE-geprägte Umspannwerke, für die rund 150 GW zusätzliche PV und 60 GW/240 GWh BESS abgeleitet werden. Die Hochrechnung ist laut Fraunhofer keine vollständige Zeitreihensimulation dieser 1.313 Standorte.

Doch was genau wurde hier eigentlich nachgewiesen?

Die Studie modelliert jedes untersuchte Umspannwerk als **einzelnen Bilanzknoten**. Berücksichtigt werden lokale Last, bestehende erneuerbare Erzeugung, zusätzliche PV, Batteriespeicher und der Transformator als begrenzendes Betriebsmittel. Entscheidend ist jedoch ein Satz aus der Studie selbst:

Vor- und nachgelagerte Netzbereiche, Leistungsflussberechnungen und Netzengpassanalysen wurden nicht abgebildet.

Damit wird eine zentrale Systemfrage ausgeklammert: **Was geschieht hinter dem Transformator?**

150 GW sind Anschlussleistung – noch keine Transportkapazität

Im Referenzmodell wird die vorhandene Erzeugungsleistung auf 200 % der jeweiligen Trafoleistung überbaut. Dazu kommt ein Batteriespeicher mit 40 % der Trafoleistung und vier Stunden Speicherdauer. Unter diesen Bedingungen errechnet Fraunhofer eine durchschnittliche **trafobedingte Abregelung der zusätzlichen PV von rund einem Prozent**.

Aber auch hier ist genaues Lesen erforderlich: Diese 1 % beziehen sich ausschließlich auf die **zusätzlich modellierte PV** und ausschließlich auf die **trafobedingte Abregelung**. Marktbedingte Abregelungen und Speicherverluste sind darin ausdrücklich nicht enthalten. Außerdem handelt es sich um das ungewichtete arithmetische Mittel von lediglich 20 untersuchten Transformatoren.

Fraunhofer bezeichnet diese rund 1 % selbst nicht als prognostizierte Abregelungsquote des deutschen Stromsystems. Gerade deshalb darf diese Kennzahl bei der Kommunikation des 150-GW-Potenzials nicht über ihre ausdrücklich gesetzte Modellgrenze hinaus interpretiert werden.

Die anschließende Hochrechnung auf Deutschland ist noch einmal eine andere Ebene. Fraunhofer schreibt selbst, dass sie **keine vollständige Zeitreihensimulation aller 1.313 Umspannwerke** darstellt. Die errechnete Größenordnung von 150 GW PV und 60 GW/240 GWh BESS sei eine technische Abschätzung und keine Prognose des tatsächlichen Ausbaus oder verbindliche Aussage über realisierbare Netzanschlüsse.

Die reale Abregelung wächst mit dem Ausbau

Die rund 1 % im Fraunhofer-Referenzmodell gelten innerhalb einer eng definierten Modellgrenze: Sie erfassen die transformatorbedingte Abregelung der zusätzlich modellierten PV. Sie sind deshalb keine Prognose für die gesamte künftige Abregelung des deutschen Stromsystems. Wie stark reale Gesamtsysteme davon abweichen können, zeigen China und Kalifornien.

China: Laut Bloomberg stieg der Anteil der Solarenergie, die im Januar und Februar 2026 erzeugt werden konnte, aber nicht zu den Verbrauchern gelangte, auf 9,2 %. Im entsprechenden Vorjahreszeitraum waren es 6,1 %. Das entspricht einem Anstieg der Abregelungsquote um rund 51 %. Bloomberg beruft sich dabei auf das National New Energy Consumption Monitoring and Early Warning Center. Auch bei Wind stieg die Quote von 6,2 % auf 8,5 %.

Kalifornien: Die CAISO-Daten zeigen über mehrere Jahre einen deutlichen Anstieg der absoluten Wind- und Solarabregelung: von rund 0,97 TWh im Jahr 2019 über 2,45 TWh 2022 und 3,42 TWh 2024 auf 3,77 TWh 2025. Im ersten Halbjahr 2026 wurden laut Reuters bereits rund 4,5 TWh Wind- und Solarenergie abgeregelt – mehr als im gesamten Jahr 2025. Allein im April 2026 waren es rund 1,46 TWh beziehungsweise 18 % der großskaligen Wind- und Solarerzeugungsmöglichkeiten.

China, Kalifornien und Deutschland besitzen unterschiedliche Netzstrukturen, Erzeugungsprofile und Marktregeln. Die folgenden Curtailment-Werte sind deshalb nicht als quantitative Prognose für Deutschland zu verstehen, sondern als Vergleich realer Systemerfahrungen außerhalb der engen Transformator-Modellgrenze.

Diese Werte sind nicht direkt mit Fraunhofers 1 % gleichzusetzen: Fraunhofer misst eine eng definierte, transformatorbedingte Abregelung der zusätzlichen PV, während China und CAISO reale systemweite Curtailment-Effekte unter Einbeziehung von Überschuss, Netzengpässen, Markt- und Betriebsbedingungen abbilden. Gerade dieser Unterschied ist entscheidend. Er zeigt, wie viel Systemrealität außerhalb der Fraunhofer-Modellgrenze liegt.

Auch Deutschland liefert bereits heute Hinweise darauf, weshalb die Frage nicht am Transformator enden kann.

Der 27. August und der 23. September 2026: das Muster wiederholt sich

Der 27. August 2026 war kein isolierter Beobachtungstag. Am 23. September 2026 zeigte sich bei weitgehend geringer Bewölkung über großen Teilen Deutschlands erneut eine PV-Auslastung von nur rund 40 % der von Electricity Maps ausgewiesenen installierten Leistung. Gleichzeitig erreichten

Portugal und Griechenland am selben europäischen Tag und praktisch zum selben Zeitpunkt mehr als 90 %.

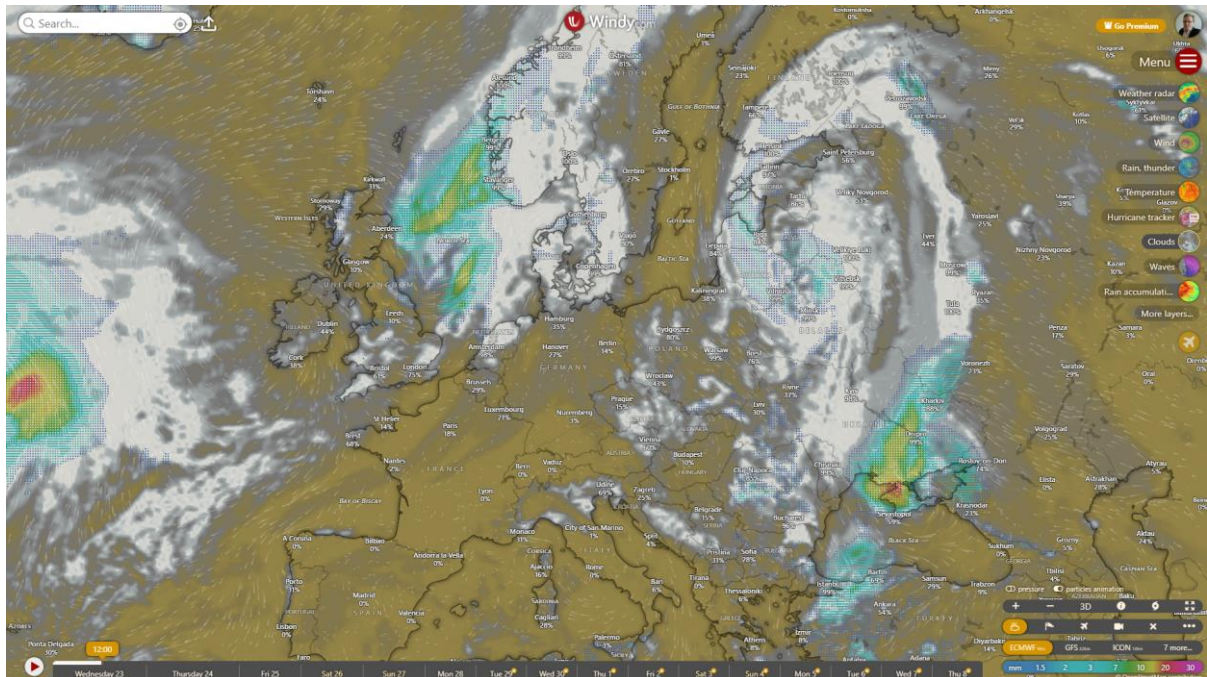


Abb. 2: Bewölkung über Europa am 23. September 2026 gegen 12:00 Uhr MESZ. Quelle: Windy, vom Autor bereitgestellter Screenshot.

Deutschland: Am 23. September 2026 um 12:15 Uhr MESZ wies Electricity Maps 49,0 GW Solarleistung bei 124 GW installierter PV-Leistung aus. Das entspricht 39,37 %. Damit lag die momentane Auslastung nahezu exakt auf dem Niveau des 27. August 2026 (49,9 GW bei 124 GW bzw. rund 40,1 %).

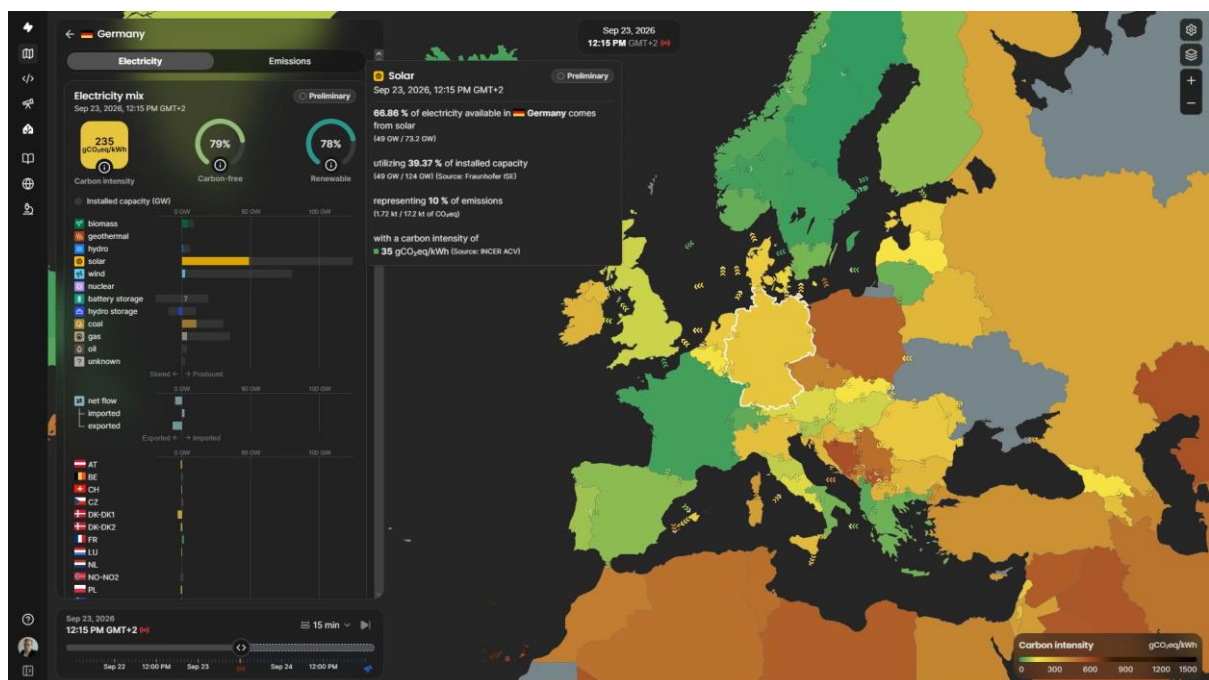


Abb. 3: Deutschland, 23. September 2026, 12:15 Uhr MESZ - 49,0 GW Solarleistung bei 124 GW installierter PV-Leistung (39,37 %). Quelle: Electricity Maps, Screenshot des Autors.

Portugal: Zur selben absoluten Zeit war es dort erst 11:15 Uhr Ortszeit. Electricity Maps wies 3,0 GW Solarleistung bei 3,24 GW installierter PV-Leistung aus - 92,75 %.

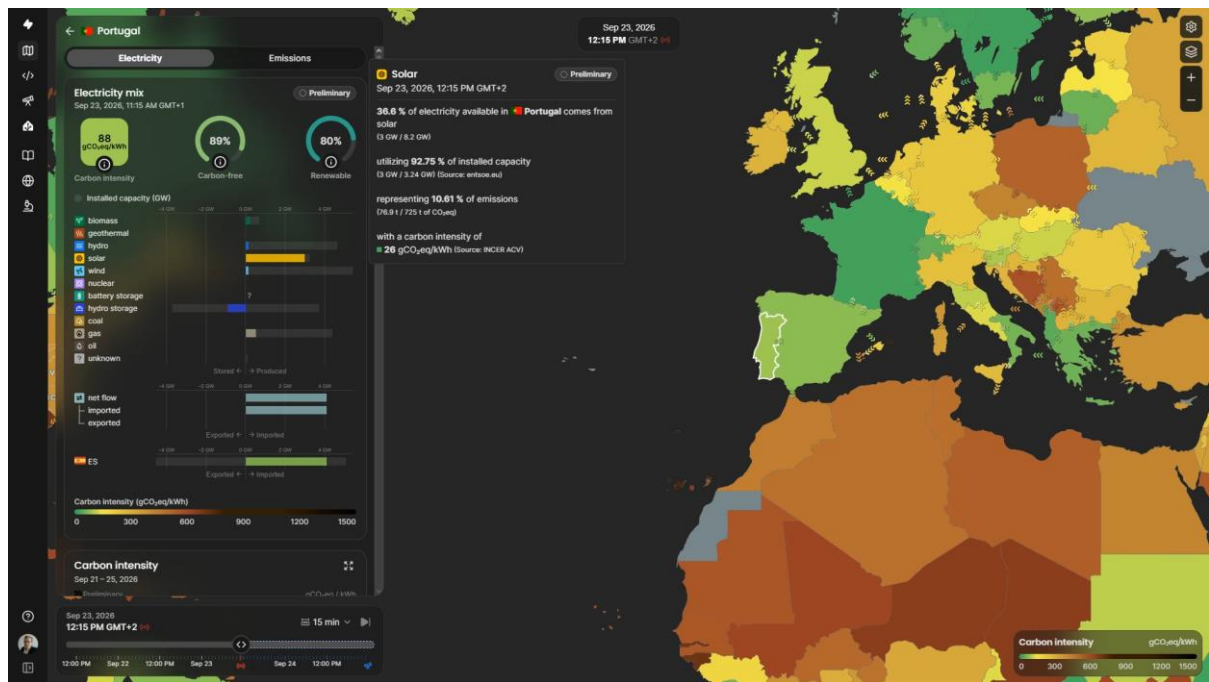


Abb. 4: Portugal, 23. September 2026, 11:15 Uhr Ortszeit - 3,0 GW Solarleistung bei 3,24 GW installierter PV-Leistung (92,75 %). Quelle: Electricity Maps, Screenshot des Autors.

Griechenland: Um 13:15 Uhr Ortszeit wurden 8,98 GW Solarleistung bei 9,8 GW installierter PV-Leistung ausgewiesen - 91,63 %.

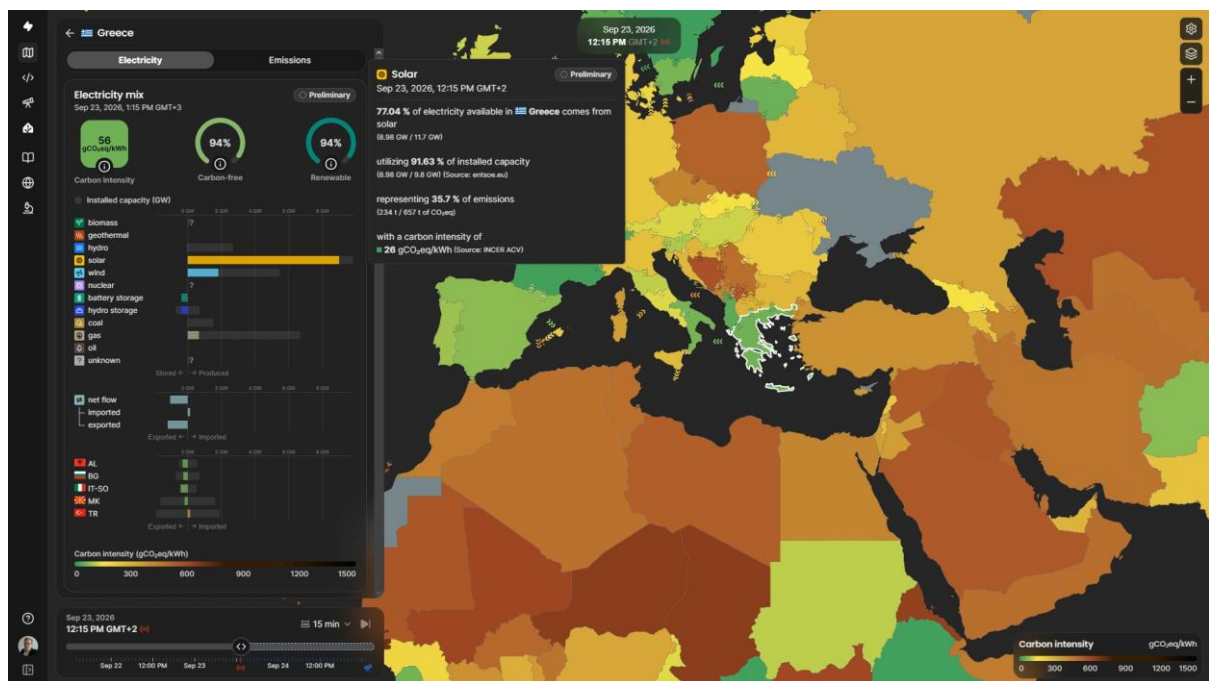


Abb. 5: Griechenland, 23. September 2026, 13:15 Uhr Ortszeit - 8,98 GW Solarleistung bei 9,8 GW installierter PV-Leistung (91,63 %). Quelle: Electricity Maps, Screenshot des Autors.

Der gleichzeitige Vergleich erklärt die Ursachen der deutschen Differenz nicht. Er zeigt jedoch, dass eine großräumige PV-Flotte unter geeigneten Bedingungen mehr als 90 % der ausgewiesenen installierten Leistung erreichen kann. Die wiederholt beobachteten rund 40 % in Deutschland lassen sich deshalb nicht pauschal als technisch unvermeidbare Eigenschaft der Photovoltaik erklären. Zu trennen sind insbesondere Einstrahlung, Ausrichtung und Temperatur, technische Verfügbarkeit sowie netz-, markt- und betriebsbedingte Begrenzungen.

Die Differenz zwischen installierter und tatsächlich ausgewiesener Solarleistung darf dabei nicht vollständig mit Abregelung gleichgesetzt werden. Gerade hier ist die praktische Erfahrung von Piotr Grądzik relevant: Die Reduzierung von Erzeugungsleistung kann unterschiedliche Ursachen haben - Netzengpässe und Redispatch ebenso wie betriebliche, markt- und preisbedingte Entscheidungen. Entscheidend ist, dass die wiederholte deutsche Differenz erklärungsbedürftig ist, bevor aus weiteren 150 GW installierter PV-Leistung eine systemweit nutzbare Energiemenge abgeleitet wird.

Der bereits dokumentierte ERCOT-Vergleich ergänzt diesen europäischen Gleichzeitigkeitstest: Am 22. September 2026 um 12:00 Uhr Ortszeit wurden dort 30,0 GW Solarleistung bei 31,7 GW installierter Leistung ausgewiesen - 94,59 %. Damit liegen nun mehrere Beobachtungen vor, in denen große PV-Flotten deutlich über 90 % der ausgewiesenen installierten Leistung erreichten, während Deutschland an zwei weitgehend sonnigen Beobachtungstagen bei rund 40 % lag.

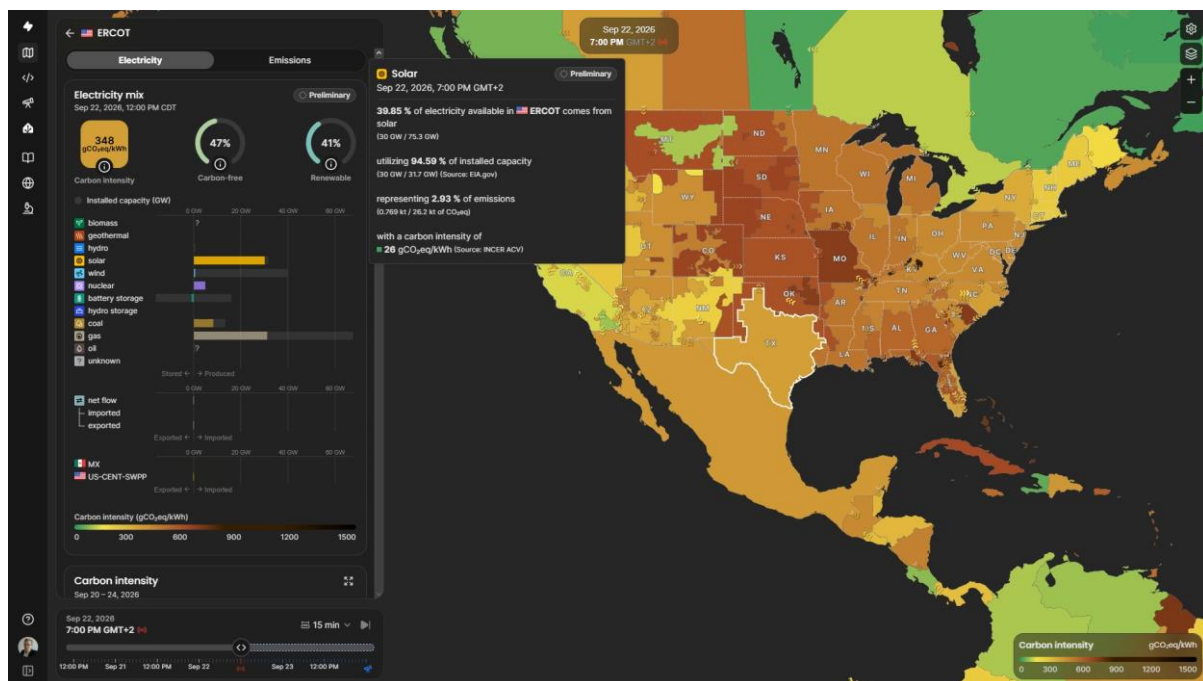


Abb. 6: ERCOT, 22. September 2026 - 30,0 GW Solarleistung bei 31,7 GW installierter PV-Leistung (94,59 %). Quelle: Electricity Maps.

Damit stellt sich für die Fraunhofer-Hochrechnung die entscheidende Systemfrage: Wenn Deutschland bereits mit rund 124-127 GW installierter PV wiederholt Situationen erlebt, in denen ein großer Teil der vorhandenen Leistung nicht als Erzeugung im System erscheint, muss vor einer Hochrechnung um weitere 150 GW geklärt werden, welcher Anteil zusätzlicher Leistung zeitgleich verbraucht, gespeichert, exportiert und über die vor- und nachgelagerten Netze transportiert werden kann. Bei rund 277 GW installierter PV-Leistung wird diese Systemfrage nicht kleiner, sondern größer.

Die Perspektive eines Netzdisponenten

Hier wird die praktische Erfahrung von **Piotr Grądzik** interessant, der mehr als eine Dekade in der deutschen Netz- und Leistungsdisposition tätig war.

Grądzik beschreibt das Stromnetz nicht als Sammlung voneinander unabhängiger Transformatoren. Wetterabhängige Erzeugung verändert fortlaufend die Leistungsflüsse im gesamten Netz; Netzmodelle müssen entsprechend laufend neu berechnet werden. Wird Erzeugung reduziert, kann dies verschiedene Ursachen haben: physische Netzengpässe und Redispatch ebenso wie betriebliche, markt- oder preisbedingte Entscheidungen. Genau deshalb lässt sich die Differenz zwischen

installierter und tatsächlich eingespeister PV-Leistung nicht auf einen einzigen Mechanismus reduzieren.

Hinzu kommt die **N-1-Sicherheit**. Das Netz darf nicht lediglich unter Normalbedingungen funktionieren. Auch beim Ausfall eines Betriebsmittels darf es nicht zur Überlastung des nächsten und damit möglicherweise zu einer Kaskade kommen. Grądzik beschreibt genau diese Prüfung und die daraus resultierenden Grenzen für den Netzbetrieb.

Anhand von Bundesnetzagentur-Berichten zeigt er zudem konkrete deutsche Engpässe: Leitungen wären ohne Eingriffe teilweise über **2.000 Stunden pro Jahr überlastet**. Die Reduzierung von Erzeugungsleistung ist gerade eine der Maßnahmen, mit denen Netzbetreiber solche Situationen beherrschen.

Damit ergibt sich ein fundamentaler Unterschied zwischen beiden Betrachtungen:

Ein freier Transformatoranschluss ist noch keine freie Netzkapazität.

Und was passiert mit 240 GWh Batteriespeichern?

Auch die 60 GW BESS lösen diese Frage nicht automatisch. Fraunhofer unterstellt im Referenzfall 240 GWh Speicherkapazität. Das Verhältnis von Energieinhalt zu Nennleistung beträgt damit vier Stunden:

$$240 \text{ GWh} / 60 \text{ GW} = 4 \text{ Stunden}$$

Diese Vier-Stunden-Angabe ist zunächst eine technische Dimensionierung, kein reales Fahrprofil. Sie bedeutet, dass 240 GWh bei konstanten 60 GW rechnerisch vier Stunden reichen würden. Sie bedeutet nicht, dass ein Speicherpark im tatsächlichen Netzbetrieb vier Stunden lang konstant mit voller Nennleistung entlädt. Entscheidend ist die Fläche unter der Leistungskurve – also die tatsächlich abgegebene Energiemenge in GWh.

60 GW Speicherleistung - aber wo ist die Anschlusskapazität?

Der praktische Netzanschluss der angenommenen 60 GW BESS ist selbst eine wesentliche Systemfrage. Batteriespeicher benötigen wegen ihrer Doppelrolle sowohl für die Ein- als auch für die Auspeisung Netzanschlusskapazität. Die Bundesnetzagentur weist ausdrücklich darauf hin, dass mit einem physischen Netzanschluss nicht automatisch die verlangte Netzanschlusskapazität zugeteilt ist.

Ende 2024 lagen den Übertragungsnetzbetreibern bereits rund 650 Anschlussanfragen für Großbatteriespeicher mit einer Gesamtleistung von 226 GW vor. Eine Bundesnetzagentur-Präsentation vom 27. Mai 2026 zeigt für Speicher - unter Einbeziehung von 17 Verteilnetzbetreibern - insgesamt 729 GW Anschlussanträge gegenüber lediglich 78 GW Anschlusszusagen. Davon entfielen 160 GW Anträge auf die Übertragungsnetzebene und 569 GW auf die berücksichtigten Verteilnetzbetreiber. Die BNetzA spricht zugleich von knappen Anschlusskapazitäten und einem starken Zuwachs der Anschlussbegehren.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW haben deshalb zum 1. April 2026 ein Reifegradverfahren eingeführt. Anschlussanträge unter anderem für Großbatteriespeicher werden nicht mehr ausschließlich chronologisch bearbeitet, sondern bei überzeichneten Kapazitäten anhand nachprüfbarer Projektkriterien und ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit priorisiert.

Damit wird die Anschlussfrage zu einer unmittelbaren Voraussetzung der Fraunhofer-Hochrechnung: 60 GW modellierte Speicherleistung sind nicht automatisch 60 GW real verfügbare bidirektionale

Netzanschlussleistung. Für eine praktische Umsetzung müsste gezeigt werden, an welchen der 1.313 Umspannwerke zusätzliche Speicherleistung tatsächlich angeschlossen werden kann, welche Lade- und Einspeisekapazität dort zugesagt werden kann und welche Verstärkungen der vor- und nachgelagerten Netze dafür erforderlich wären.

Auch Lars Schernikau hebt in seiner Analyse von Utility-Scale-BESS diese grundlegende Unterscheidung hervor: Die Leistung in GW beschreibt, wie schnell ein Speicher Energie aufnehmen oder abgeben kann; die Kapazität in GWh bestimmt, wie lange dies möglich ist. Gleichzeitig erkennt er den Nutzen von BESS für kurzfristige Aufgaben wie Frequenzregelung, Spannungsstützung und die Überbrückung kurzer Versorgungslücken an.

Batteriespeicher können lokale PV-Spitzen zeitlich verschieben, erzeugen aber keine zusätzliche Energie. Nach dem Laden muss die gespeicherte Energie später wieder in das System eingespeist oder lokal verbraucht werden. Damit wird ein räumliches oder saisonales Energieproblem nicht automatisch gelöst.

Damit entstehen lediglich neue Fragen: Was passiert, wenn viele dieser Speicher gleichzeitig voll sind? Wohin fließen anschließend weitere PV-Überschüsse? Was geschieht, wenn 60 GW Speicherleistung später wieder entladen werden? Welche Leitungen transportieren diese Leistung? Welche Engpässe entstehen dabei auf höheren Spannungsebenen?

Die Fraunhofer Studie beantwortet diese Fragen nicht – und beansprucht bei genauer Lektüre auch nicht, sie vollständig beantwortet zu haben. Im Fazit räumt Fraunhofer ausdrücklich ein, dass die Ergebnisse **nur innerhalb der gewählten Modellgrenze gelten**, die vollständige Netzstruktur nicht berücksichtigt wurde und für eine weiterführende Bewertung detaillierte Netzmodelle auf anderen Spannungsebenen erforderlich wären.

Was sagt die Netzpraxis dazu?

Nur wenige Tage vor Veröffentlichung der Fraunhofer-Studie wurde aus Hamburg ein bemerkenswerter Befund bekannt. Dort ist die Zahl der Batteriespeicher seit 2022 von rund **2.400 auf knapp 17.800** gestiegen; ihre Kapazität erhöhte sich von **24 auf 177 MWh**. Trotzdem erklärte der Hamburger Netzbetreiber, dass diese Speicher gegenwärtig **kaum zur Netzstabilität beitragen**.

Besonders relevant ist die Begründung: Das Geschäftsmodell der Großspeicher orientiere sich an den **Preisschwankungen der Leipziger Strombörse und nicht an den fluktuierenden Strommengen im Übertragungsnetz**. Der Netzbetreiber warnt sogar davor, dass bei weiterem Wachstum der Strombedarf der Speicher die verfügbaren Netzkapazitäten übersteigen könnte.

Das Hamburger Beispiel zeigt damit genau das Problem, auf das auch die Fraunhofer-Studie selbst hinweist:

Ein Batteriespeicher wird durch seinen Standort allein noch nicht netzdienlich. Entscheidend ist, wann und nach welchem Signal er lädt und entlädt.

Hamburg liefert dafür ein konkretes Beispiel. Das Verteilungsnetz ist auf maximal **1.800 MW** ausgelegt und wird über lediglich drei Hauptumspannwerke versorgt. Die zahlreichen kleinen Batteriespeicher haben laut Netzbetreiber derzeit keine Bedeutung für die Netzstabilität; selbst der bislang größte Speicher der Stadt mit 5 MWh sei dafür zu klein.

Noch aufschlussreicher ist das geplante Großprojekt in Hamburg-Allermöhe: **100 MW / 400 MWh**, also genau ein Vier-Stunden-Speicher – dieselbe Speicherdauer, die auch Fraunhofer für sein Referenzszenario verwendet. Doch der Hamburger Netzbetreiber bezeichnet dieses Projekt

ausdrücklich als **Pilot**, mit dem erst getestet werden soll, ob ein solcher Speicher tatsächlich zur Netzstabilität beitragen kann.

Was zeigen Großbatteriespeicher im realen Betrieb?

Ein Blick nach Kalifornien zeigt, warum zwischen **installierter Batterieleistung** und tatsächlich über längere Zeit bereitgestellter Energie unterschieden werden muss.

California ISO verfügt inzwischen über eine sehr große Batteriespeicherflotte. Trotzdem weist Electricity Maps für **Juli 2026** lediglich **0,239 TWh** aus Batteriespeichern bei insgesamt 24,5 TWh verfügbarer Elektrizität aus. Das entspricht **0,97 % der monatlichen Energiemenge**. Hohe installierte Leistung bedeutet also nicht automatisch einen entsprechend hohen Beitrag zur Energieversorgung über einen Monat.

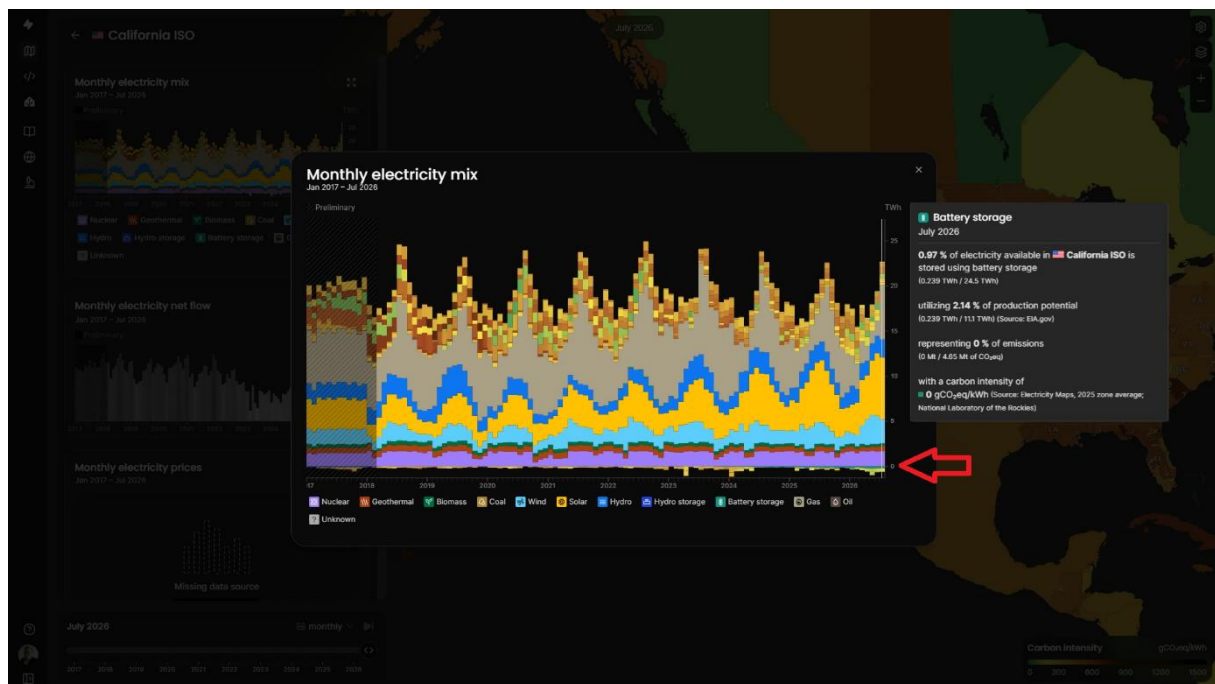


Abb. 7: Electricity Maps – CAISO Battery Storage, Juli 2026: 0,239 TWh / 0,97 %

Noch anschaulicher wird die zeitliche Begrenzung in den CAISO-Betriebsdaten von Grid Status. Über mehrere Wochen entstehen fast täglich hohe, zeitlich konzentrierte Batteriespitzen von teilweise 10 bis über 12 GW; davor und danach liegt die momentane Batterieleistung häufig nahe null. Optisch entsteht das Bild eines „Stachelschweins“.

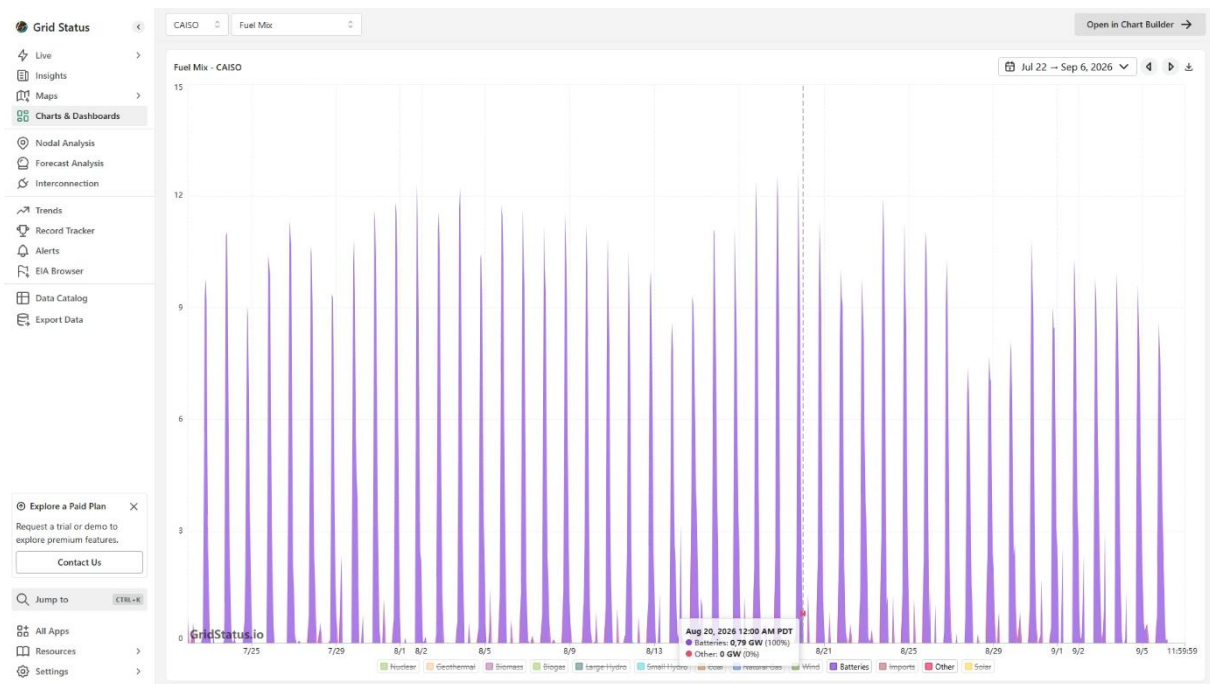


Abb. 8: Grid Status – CAISO Fuel Mix, 22. Juli bis 6. September 2026

Das „Stachelschwein“ macht den Unterschied zwischen Leistung und Energie sichtbar. Ein Batteriesystem kann zeitweise zweistellige GW-Leistungen erreichen, ohne diese Leistung über die gesamte nominelle Speicherdauer konstant abzugeben. Am Anfang und Ende eines solchen Entladefensters kann die momentane Leistung nahe 0 GW liegen; nur in der Mitte wird die Spitzenleistung erreicht. Für die tatsächlich bereitgestellte Energie ist deshalb nicht die Höhe des Peaks entscheidend, sondern die Fläche unter der Leistungskurve. Die Bezeichnung „Vier-Stunden-Speicher“ ist somit keine Aussage über vier Stunden kontinuierliche Vollast im realen Dispatch.

Kalifornien: hohe BESS-Leistung verhindert Abregelung nicht

Kalifornien zeigt noch eine weitere Systemgrenze. Trotz einer inzwischen sehr großen Batteriespeicherflotte wurden im Gebiet des California ISO im **ersten Halbjahr 2026 rund 4,5 TWh Wind- und Solarenergie abgeregelt**. Die Existenz großer Batteriespeicher verhindert also nicht automatisch, dass erhebliche Mengen verfügbarer erneuerbarer Energie zeitweise nicht genutzt werden können.

Das passt zu den Betriebsdaten: Im Juli 2026 weist Electricity Maps für Batteriespeicher lediglich **0,239 TWh beziehungsweise 0,97 %** der verfügbaren Elektrizität im CAISO aus. Gleichzeitig zeigt Grid Status regelmäßig Entladespitzen von teilweise mehr als **10 GW** – das charakteristische „Stachelschwein“. Hohe Leistung und große installierte Speicherkapazität dürfen deshalb nicht mit einer entsprechend großen Energiemenge über längere Zeiträume verwechselt werden.

Besonders aufschlussreich ist der Größenvergleich:

$$4,5 \text{ TWh} / 0,239 \text{ TWh} \approx 18,8$$

Die **4,5 TWh Abregelung im ersten Halbjahr** entsprechen damit fast dem **19-Fachen des gesamten im Juli ausgewiesenen monatlichen BESS-Beitrags**. Das ist zwar kein direkter Eins-zu-eins-Vergleich – unterschiedliche Zeiträume und nicht jede abgeregelt kWh hätte technisch in Batterien gespeichert werden können –, verdeutlicht aber die Größenordnungen.

Für die Fraunhofer-Diskussion folgt daraus eine wichtige Frage:

Wenn selbst ein Stromsystem mit einer sehr großen Batteriespeicherflotte weiterhin mehrere Terawattstunden Wind- und Solarenergie innerhalb eines Halbjahres abregeln muss, reicht dann die Annahme von 60 GW/240 GWh BESS aus, um aus weiteren 150 GW PV in Deutschland eine systemisch integrierbare Energiemenge zu machen?

Kalifornien beweist damit nicht, dass das Fraunhofer-Konzept technisch unmöglich ist. Es zeigt jedoch, dass hohe installierte Batterieleistung und vierstündige Nennkapazität allein weder Abregelung verhindern noch die systemische Integration großer zusätzlicher PV-Mengen beantworten.

Und was geschieht im Winter?

Die Diskussion über zusätzliche 150 GW PV konzentriert sich auf die Aufnahme von Überschüssen. Das deutsche Stromsystem hat jedoch auch das entgegengesetzte Problem. Im Januar 2026 erzeugte die vorhandene PV-Flotte laut Electricity Maps lediglich **1,67 TWh** und deckte damit **3,36 %** der verfügbaren Elektrizität. Über den gesamten Monat entsprach dies einer durchschnittlichen Solarleistung von nur rund **2,2 GW**.

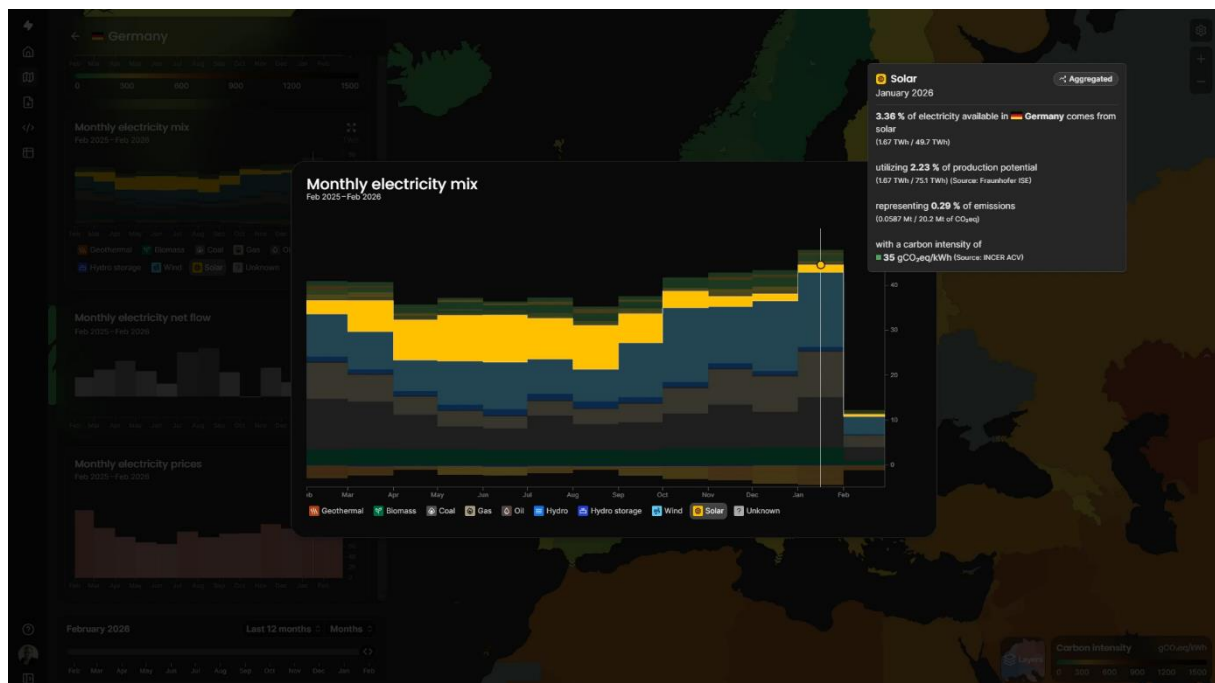


Abb. 9: Deutschland – PV-Stromerzeugung im Januar 2026

Selbst eine Erhöhung der installierten PV-Leistung auf rund **280 GW** hätte unter vergleichbaren Januarbedingungen rechnerisch nur etwa **3,8 TWh** beziehungsweise rund **5 GW mittlere Leistung** geliefert. Und während der rund 17 dunklen Stunden eines Wintertages liefern auch 280 GW installierte PV exakt **0 GW**.

Die vorgesehenen 60 GW / 240 GWh BESS lösen dieses saisonale Problem nicht. Sie können Energie über Stunden verschieben, aber keine Solarenergie aus dem Sommer in den Winter transportieren. Schon als reine Größenordnung zeigt sich der Unterschied: Eine hypothetische Versorgungslücke von 60 GW über 17 dunkle Stunden entspräche 1,02 TWh – mehr als dem Vierfachen der gesamten Fraunhofer-BESS-Kapazität von 240 GWh. Das ist kein Lastprognosemodell, sondern ein Vergleich der Energiemengen.

Damit entstehen zwei völlig unterschiedliche Systemprobleme: **Im Sommer muss eine immer größere PV-Spitze aufgenommen werden; im Winter bleibt trotz enormer installierter PV-Leistung eine große und lang anhaltende Versorgungslücke.**

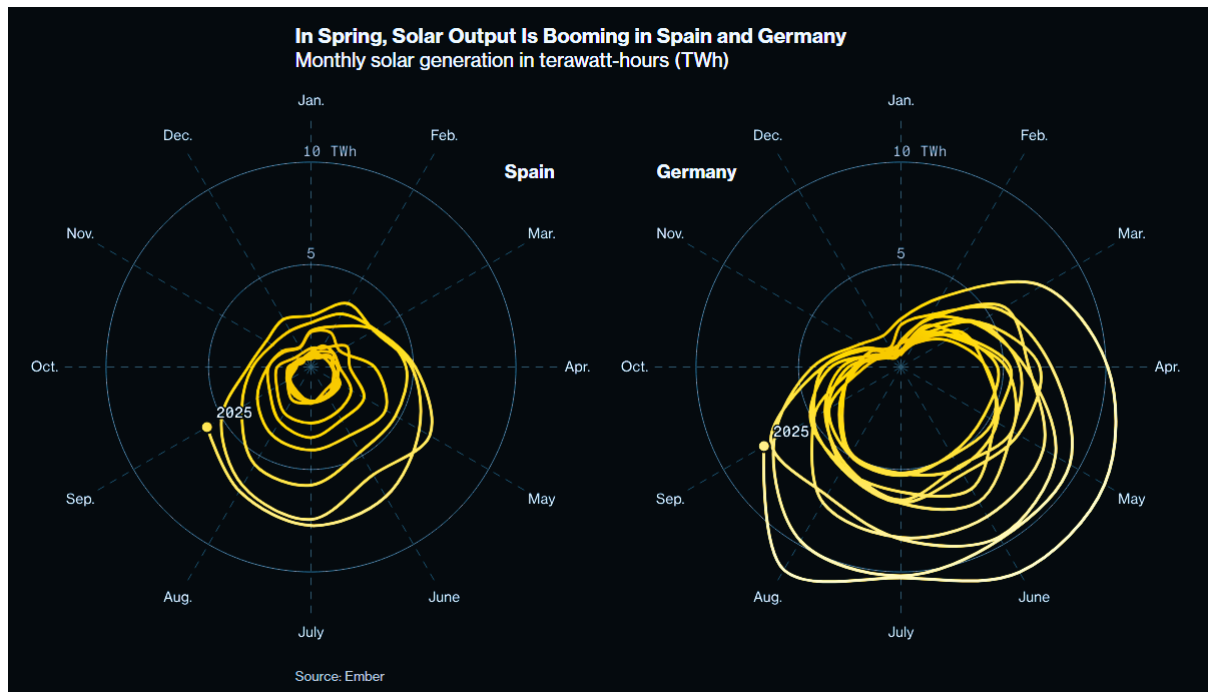


Abb. 10: Die Verfügbarkeit von Solarenergie in den Wintermonaten in Spanien und Deutschland (Quelle: EMBER).

Die entscheidende Systemfrage

Damit wird aus der Aussage

„150 GW zusätzliche Photovoltaik ohne Netzausbau“

eine wesentlich engere Aussage:

Unter bestimmten Modellannahmen könnten an 1.313 ausgewählten Umspannwerken rechnerisch rund 150 GW zusätzliche PV-Anschlussleistung mit 60 GW/240 GWh Batteriespeichern überbaut werden, ohne die modellierten Transformatorgrenzen zu überschreiten.

Das ist technisch interessant. Es ist aber nicht dasselbe wie der Nachweis, dass das **deutsche Stromsystem weitere 150 GW PV ohne entsprechenden Netzausbau aufnehmen, transportieren und bedarfsgerecht nutzen kann.**

Der reale Netzbetrieb, wie ihn Grądzik aus seiner langjährigen Tätigkeit beschreibt, beginnt genau dort, **wo die Modellgrenze dieser Studie endet.**

Und der 27. August 2026 liefert dafür eine einfache Frage:

Wenn Deutschland bereits heute bei rund 127 GW installierter PV mit räumlichen Netzengpässen, Redispatch sowie markt- und preisbedingten Begrenzungen umgehen muss – wie sollen weitere 150 GW systemisch integriert werden, wenn gerade die übergeordneten Leistungsflüsse in der Modellrechnung nicht abgebildet wurden?

China: 1.200 GW PV ersetzen keine gesicherte Leistung

Auch China zeigt, warum installierte Leistung und tatsächlich bereitgestellte Energie nicht verwechselt werden dürfen. Ende 2025 verfügte das Land über mehr als 1.200 GW installierte Photovoltaikleistung. Trotzdem lieferte Solarenergie 2025 laut Electricity Maps 1.180 TWh und damit 11,36 % der verfügbaren Elektrizität.

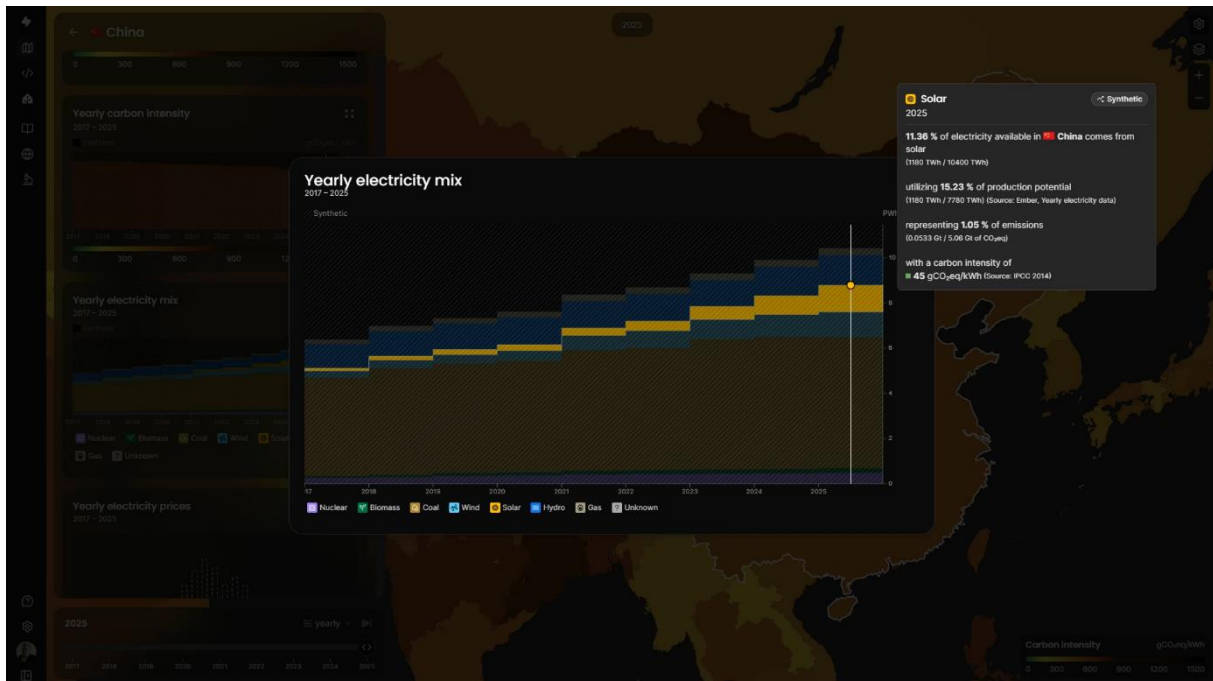


Abb. 11: Trotz mehr als 1.200 GW installierter Photovoltaik lieferte Solarenergie in China 2025 laut Electricity Maps 1.180 TWh und damit lediglich 11,36 % der verfügbaren Elektrizität.

Wind und Solar zusammen erreichten rund **2.300 TWh beziehungsweise 22 %**. Demgegenüber entfielen weiterhin rund **59,8 % der Stromerzeugung auf thermische Kraftwerke**, in denen Kohle die dominierende Rolle spielt.

China demonstriert damit beide Seiten derselben Entwicklung: Ein Stromsystem kann enorme Mengen an PV und Wind installieren und daraus erhebliche Energiemengen gewinnen. **Hohe installierte erneuerbare Leistung beseitigt jedoch nicht automatisch den Bedarf an jederzeit verfügbarer, regelbarer Erzeugung.** Für die Versorgungssicherheit hält China deshalb weiterhin ein sehr großes thermisches Kraftwerkssystem vor.

Referenzen und Datengrundlagen

Die nachfolgenden Quellen umfassen die im Artikel verwendeten Studien, Betreiber- und Marktdaten, Presseberichte sowie die vom Autor bereitgestellten Unterlagen und Screenshots. Bei dynamischen Datenquellen beziehen sich die im Text genannten Werte auf die jeweils angegebene Abruf- bzw. Beobachtungsperiode.

- 1. Fraunhofer IEE:** David Geiger, Maximilian Pfennig, Jan Dobschinski: „Mehr PV durch intelligente Batteriespeicher an Umspannwerken – Wie bestehende Transformatorleistungen zwischen Mittel- und Hochspannung zeitlich besser genutzt werden können“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, 2026. Im Artikel ausgewertete Studienfassung.
- 2. Piotr Grądzik:** Interview/Transkript zur deutschen Netz- und Leistungsdisposition, N-1-Sicherheit, Redispatch, Netzengpässen sowie netz-, betriebs-, markt- und preisbedingten Erzeugungsreduzierungen. Vom Autor bereitgestellte Unterlage.
- 3. Schernikau / NCEA:** Lars Schernikau: „The Battery Storage Delusion: Utility-Scale Batteries Are No Silver Bullet“, National Center for Energy Analytics, Issue Brief, 3. Dezember 2025. <https://energyanalytics.org/wp-content/uploads/2025/12/2025-11-NCEA-Grid-Storage-IssueBrief-Schernikau.pdf>
- 4. Bloomberg – China:** Bloomberg News: „China’s Wasting Too Much Renewable Power as Curtailments Rise“, 8. April 2026. Genannte Werte: Solar-Curtailment Januar/Februar 2026 9,2 %, Vorjahreszeitraum 6,1 %; Wind 8,5 % gegenüber 6,2 %. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-04-08/china-s-wasting-too-much-renewable-power-as-curtailments-rise>
- 5. California ISO – Curtailment-Zeitreihe:** California Independent System Operator (CAISO): Production and Curtailments Data / Monthly Renewables Performance Reports. Historische Wind- und Solar-Curtailment-Daten 2019–2026. <https://www.caiso.com/library/production-curtailments-data> | <https://www.caiso.com/library/monthly-renewables-performance-report>
- 6. CAISO – Flexibility Capacity Needs Assessment:** California ISO: „2026 Flexibility Capacity Needs Assessment“, Präsentation vom 24. Februar 2025, insbesondere S. 23 mit Wind-/Solar-Curtailment 2019–2024. <https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/Presentation-2026-Flexibility-Capacity-Needs-Assessment-Feb24-2025.pdf>
- 7. Reuters – Kalifornien 2026:** Reuters: „Rising curtailments in California underline US grid ordeal“, 4. August 2026. Genannte Werte: 4,5 TWh Wind-/Solar-Curtailment im ersten Halbjahr 2026; April 2026 rund 1,46 TWh bzw. 18 %. <https://www.reuters.com/business/energy/rising-curtailments-california-underline-us-grid-ordeal--reeii-2026-08-04/>
- 8. U.S. EIA – Kalifornien:** U.S. Energy Information Administration: „Solar and wind power curtailments are increasing in California“, 28. Mai 2025. 2024: rund 3,4 TWh, +29 % gegenüber 2023; 93 % Solar. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65364>
- 9. dpa / Hamburg:** Deutsche Presse-Agentur: „18.000 Batteriespeicher in Hamburg – Kein Vorteil fürs Netz“, 20. September 2026. Angaben zu 17.800 Speichern, 177 MWh, Netzstabilität sowie dem geplanten 100-MW/400-MWh-Speicher in Allermöhe. Veröffentlicht u. a. durch Süddeutsche Zeitung: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiewende-18-000-batteriespeicher-in-hamburg-kein-vorteil-fuers-netz-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-260920-930-712574>
- 10. Grid Status / CAISO Fuel Mix:** Grid Status: historische CAISO-Fuel-Mix- und Batteriespeicherdaten; im Artikel verwendete Darstellung 22. Juli bis 6. September 2026 („Stachelschwein“). Dokumentation: <https://docs.gridstatus.io/monitor/grid-status-live>
- 11. Electricity Maps:** Im Artikel verwendete Screenshots und Zeitreihen zu Deutschland (27. August und 23. September 2026), Portugal und Griechenland (23. September 2026), ERCOT (22. September 2026), CAISO Battery Storage (Juli 2026), Deutschland (Januar 2026) und China (2025). <https://app.electricitymaps.com/>
- 12. Wetterdaten:** Im Artikel verwendete Wetter-/Bewölkungsdarstellungen für Deutschland bzw. Europa am 27. August und 23. September 2026; vom Autor bereitgestellte Windy-Screenshots.
- 13. Bundesnetzagentur - Stromspeicher / Netzanschluss:** Ende 2024 rund 650 Anschlussanfragen für Großbatteriespeicher bei den Übertragungsnetzbetreibern mit insgesamt 226 GW; Batteriespeicher benötigen für Ein- und Ausspeisung Netzanschlusskapazität. Abruf: 23.09.2026. <https://www.bundesnetzagentur.de/1076806>

14. Bundesnetzagentur - AgNes, Vorstellung Zwischenstand, 27. Mai 2026, Folie 14:
Netzanschlussanfragen und -zusagen von Speichern. Ausgewiesen werden 729 GW Anträge und 78 GW Zusagen insgesamt; berücksichtigt sind die vier ÜNB und Anfragen von 17 VNB.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/05_2026/1_Bundesnetzagentur.pdf

15. 50Hertz / Amprion / TenneT Germany / TransnetBW - Reifegradverfahren für
Netzanschlussanträge von Speichern und Großverbrauchern, eingeführt ab 1. April 2026 zur
Priorisierung bei überzeichneten Anschlusskapazitäten. Pressemitteilung vom 5. Februar 2026.
<https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/uebertragungsnetzbetreiber-fuehren-reifegradverfahren-ein>