

Kurzstudie

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):
David Geiger, Maximilian Pfennig, Jan Dobschinski

Im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. (BSW)

Das Wichtigste in Kürze

Hintergrund

Der weitere Ausbau der Photovoltaik wird zunehmend dadurch begrenzt, dass an vielen Umspannwerken auf Basis der statischen Kennwerte nicht ausreichend Anschlusskapazität zur Verfügung steht. Gleichzeitig wird die jeweilige Nennleistung der Transformatoren über das Jahr hinweg nur in wenigen Zeiten vollständig genutzt. Grund dafür ist die zugrundeliegende Worst-Case-Auslegung im Gegensatz zu den unterschiedlichen zeitlichen Verläufen von Stromverbrauch, Windenergie- und Photovoltaikerzeugung.

Intelligente Batteriespeicher können dazu beitragen, diese zeitlichen Unterschiede zu nutzen und gleichzeitig das Umspannwerk zu entlasten. Sie können Energie in Stunden mit lokalen PV-Überschüssen aufnehmen und in anderen Stunden wieder abgeben. Dadurch können Einspeisespitzen am Transformator begrenzt und die vorhandene Transformatorleistung zeitlich besser genutzt werden.

Was untersucht die Studie?

Die vorliegende Kurzstudie untersucht, wie viel zusätzliche Photovoltaikleistung an bestehenden Umspannwerken zwischen Mittel- und Hochspannung durch den Einsatz von Großbatteriespeicher in Umspannwerken ermöglicht werden kann. Im Fokus steht dabei die Fragestellung, inwieweit die Fahrweise des Batteriespeichers die Auslastung und somit grenzwertüberschreitende Abregelungen der zugebauten PV-Erzeugung reduzieren kann.

Die Untersuchung gliedert sich in zwei Arbeitspakete:

- 1) Berechnung des PV-Zubaupotenzials an real existierenden Umspannwerken unter Berücksichtigung eines Großbatteriespeichers. Die zeitreihenbasierte Analyse nutzt reale Betriebsdaten von 20 Transformatoren aus 13 Umspannwerken und kombiniert die simulierte stündlich aufgelöste Leistungserzeugung des jeweiligen PV-Zubaus, die Ein- und Ausspeisung des Batteriespeichers mit den realen vermessenen Leistungsflüssen des betrachteten Transformators.
- 2) Ermittlung des deutschlandweiten PV- und Speicher-Zubaupotenzials in Umspannwerken zwischen Mittel- und Hochspannung auf Basis der Erkenntnisse aus 1) und darauf aufbauenden Ähnlichkeitsanalysen.

Das Referenzszenario

Auf Basis der Analysen unter Punkt 1) wurde für die übergeordnete Ergebnisdarstellung der Studie ein Referenzszenario definiert. In diesem beträgt die insgesamt installierte Erzeugungsleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV das Zweifache der betrachteten Trafonennleistung. Dieses Szenario wird als 100 % Überbauung bezeichnet. Ergänzend wird ein marktoptimiert betriebener Batteriespeicher mit einer Leistung von 40 % der Trafonennleistung und einer Speicherdauer von vier Stunden berücksichtigt.

Vereinfacht gesagt: Bei einer Transformator-Nennleistung von 100 MW entspricht eine Überbauung von 100 % einer insgesamt installierten Leistung von 200 MW aus Bestands-EE und zusätzlicher PV. Der Anteil der zusätzlichen PV hängt jeweils vom vorhandenen Bestand an erneuerbaren Erzeugungsanlagen ab.

Die jeweilige Abregelungsquote aufgrund der begrenzten Trafonennleistung agiert in dieser Studie als eine zentrale Ergebniskennzahl, welche sich ausschließlich auf die potenzielle Jahreserzeugung der zusätzlich modellierten PV-Anlagen bezieht. Zusätzliche Abregelungen aufgrund marktlicher Optimierungen oder Engpässen an anderen Netzelementen außerhalb des Umspannwerks wurden in dieser Studie nicht betrachtet.

Ergebnisse der Berechnung

Die zentralen Ergebnisse der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die verschiedenen Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass eine installierte Erzeugungsleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV je Trafo von 200 Prozent der jeweiligen Trafo-Nennleistung möglich ist.
- Unter Abbildung eines marktoptimierten Großbatteriespeichers mit einer Leistung von 40% der Trafo-Nennleistung sowie einer Speicherdauer von vier Stunden ergibt die Modellierung im Mittel eine Gesamt-Abregelung von lediglich einem Prozent der zugebauten PV-Jahresenergie. Der besondere Effekt entsteht, wenn Speicher und PV direkt an Umspannwerken eingesetzt werden und die dort gemessenen Leistungsflüsse optimiert aussteuert.
- Allein für 1.313 ländliche, EE-geprägte Umspannwerke ergibt die Hochrechnung ein modelliertes Zusatzpotenzial von rund 150 GW PV-Leistung. Die dazugehörige Referenzdimensionierung entspricht rund 60 GW Batteriespeicherleistung.

Kernbotschaft

Intelligent gesteuerte Batteriespeicher am Umspannwerk können die Auslastung der bestehenden Transformatoren deutlich erhöhen und eine installierte Leistung von 200 % der bestehenden Transformatorleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV an Umspannwerken zwischen Mittel- und Hochspannung ermöglichen. Im Referenzszenario sinkt die trafobedingte Abregelung zusätzlicher PV im Mittel über die untersuchten Transformatoren auf rund ein Prozent. Für eine klar abgegrenzte Fokusgruppe ländlicher, EE-geprägter Umspannwerke in Deutschland ergibt die Modellierung ein theoretisches Zubaupotenzial von rund 150 GW zusätzlicher PV-Leistung und 60 GW Batteriespeicherleistung.

Obwohl die Studie keine detaillierten Netzengpass- und Netzzustandsberechnungen innerhalb der vor- und nachgelagerten Netze betrachtet, weist das vorgestellte PV-Speicher Konzept für Umspannwerke ein deutliches Potential zur Reduzierung und zeitlichen Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen auf. Dies betrifft insbesondere die wesentlich bessere zeitliche Ausnutzung der bestehenden Transformatorkapazitäten.

Damit dies gelingt, müssen anders als heute die Umspannwerke, Batterien und PV-Anlagen kombiniert betrachtet, dynamisch überwacht und begrenzt werden. Deshalb sind intelligente Batteriespeicher direkt an den Umspannwerken in großer Zahl zielführend, da sie intelligente Kopplungen und dynamische Begrenzung der Systeme technisch ermöglichen können.

1. Ausgangslage und Zielstellung

Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannung bilden wichtige Anschluss- und Übergabepunkte für erneuerbare Erzeugungsanlagen. Die mögliche Einspeiseleistung wird dabei wesentlich durch die zulässige Nennleistung der eingesetzten Transformatoren begrenzt. Allerdings wird diese Kapazität im Jahresverlauf nur in wenigen Stunden vollständig ausgeschöpft. In vielen Stunden steht zusätzliche Übertragungskapazität zur Verfügung, da Last, Windenergie- und Photovoltaikerzeugung unterschiedliche zeitliche Profile und Einspeiseverläufe aufweisen.

Die vorliegende Überbauungsstudie nutzt diese zeitlichen Unterschiede, um einen zusätzlichen PV-Ausbau in Kombination mit einem Batteriespeicher simulativ zu ermöglichen. Hierzu wird an einem Umspannwerk eine Erzeugungsleistung installiert, die über die Nennleistung des Transformators hinausgeht. Treten zu einzelnen Zeitpunkten Erzeugungsspitzen oberhalb der zulässigen Transformatorleistung auf, kann der Batteriespeicher einen Teil der überschüssigen Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz einspeisen. Nur die darüberhinausgehenden und nicht speicherbaren Überschüsse müssen abgeregelt werden. Auf diese Weise kann die vorhandene Transformatorleistung über das Jahr besser ausgenutzt und zusätzliches PV-Zubaupotenzial erschlossen werden. Die Studie beantwortet drei übergeordnete Fragen:

1. In welchem Umfang können existierende Transformatoren durch einen zusätzlichen PV-Zubau in Kombination mit einem Batteriespeicher überbaut werden, ohne dass dies zu umfangreichen Abregelungen der zugbauten PV-Leistung führt?
2. Wie wirken sich Speicherleistung, Speicherdauer und Betriebsstrategie auf Abregelung, Trafoauslastung und Spotmarktergebnis aus?
3. Welche technische Größenordnung ergibt sich bei einer Übertragung der Ergebnisse auf vergleichbare Umspannwerke in Deutschland?

Die ersten beiden Fragen sind Ziel von Kapitel 2. Die dritte Frage wird darauf aufbauend in Kapitel 3 behandelt. Die gesamte Untersuchung ergänzt die systemweite Betrachtung der Kurzstudie „Die nächste Phase der Energiewende: Flexibilität“ [1] um eine lokale Perspektive auf Umspannwerke. Die beiden Studien unterscheiden sich jedoch hinsichtlich Fragestellung, Modellgrenze und Betrachtungszeitraum. Ihre quantitativen Ergebnisse sind daher nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.

2. Reale Umspannwerke

2.1 - Methodisches Vorgehen

Diese Untersuchung basiert auf Daten von 20 realen Transformatoren aus 13 Umspannwerken aus den Netzgebieten der Pflanzwerke Netz AG und der Westnetz GmbH. Die Standorte weisen unterschiedliche Last- und Erzeugungsstrukturen sowie Trafoleistungen zwischen 15 und 80 MVA auf.

Für die Stichprobe wird keine statistische Repräsentativität für sämtliche Umspannwerke in Deutschland beansprucht. Sie bildet vielmehr unterschiedliche reale Ausgangssituationen ab und erlaubt eine standortbezogene Sensitivitätsanalyse.

Daten	Verwendung in der Untersuchung
Messdaten der Umspannwerke	Abbildung der zeitlichen Lastgänge und der Auslastung der Umspannwerke
Anlagenbestand	Berücksichtigung bestehender PV-, Windenergie- und weiterer Erzeugungsanlagen
PV-Referenzprofile	Modellierung des zusätzlichen Zubaus von PV-Freiflächenanlagen
Historische Day-Ahead-Preise	Preisorientierte Optimierung des Batteriespeichers
Trafonennleistung	Begrenzung des Leistungsflusses zwischen Hoch- und Mittelspannung
Betrachtungsjahr	Einheitlich 2025 für alle Standorte und Zeitreihen

Die Eingangsdaten liegen überwiegend in viertelstündlicher Auflösung vor und werden auf Stundenwerte aggregiert. Die Simulation betrachtet das Jahr 2025. Der zusätzliche Erzeugungszubau besteht ausschließlich aus PV-Anlagen. Der bestehende an das Umspannwerk angeschlossene Anlagenpark kann dagegen neben Photovoltaik auch Windenergie und weitere Erzeugungsanlagen enthalten.

Jedes Umspannwerk wird als einzelner Bilanzknoten modelliert. Dieser umfasst:

- die lokale Last,
- die bestehende erneuerbare Erzeugung,
- die zusätzliche PV-Erzeugung,
- einen optionalen Batteriespeicher und
- den Transformator als begrenzendes Betriebsmittel.

Die Trafonennleistung begrenzt den Wirkleistungsfluss in beide Richtungen. Vor- und nachgelagerte Netzbereiche sowie resultierende Leistungsflussberechnungen und Netzengpassanalysen wurden nicht abgebildet.

Definition der Überbauung und untersuchte Szenarien

Die Überbauung beschreibt eine installierte Erzeugungsleistung, die über der Trafonennleistung eines Umspannwerks liegt. Dies ist möglich, weil Last, Windenergie, PV-Erzeugung und Speicherbetrieb zeitlich unterschiedlich verlaufen. Die Trafoleistung wird deshalb nicht während des gesamten Jahres vollständig in Einspeiserichtung beansprucht.

Die Überbauungsstufe wird relativ zur Trafoleistung definiert. Bei einer Überbauung von 100 Prozent beträgt die insgesamt installierte Erzeugungsleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV 200 Prozent der Trafoleistung. Der zusätzliche Zubau erfolgt ausschließlich als Photovoltaik. Die Bestandsanlagen können dagegen neben PV auch Windenergie und weitere erneuerbare Erzeugung umfassen.

Der untersuchte Szenarienraum umfasst unterschiedliche Überbauungsstufen, Speicherleistungen, Speicherdauern und Betriebsstrategien:

Parameter	Untersuchte Varianten	Referenzszenario
Überbauung	0, 20, 40, 60, 80, 100, 120 und 140 %	100 %
Batteriespeicherleistung	30, 40 und 50 % der Trafonennleistung	40 %
Speicherdauer	Zwei, vier und sechs Stunden	Vier Stunden
Speicherbetrieb	Ohne Speicher, marktoptimiert, trafooptimiert	Marktoptimiert
Wirkungsgrad des Batteriespeichers	90 Prozent	90 Prozent
Zyklenbegrenzung	Maximal zwei Vollzyklen pro Tag	Maximal zwei Vollzyklen pro Tag

Um den Einfluss von Überbauungsgrad, Speichergröße und Betriebsstrategie systematisch zu untersuchen, wurden insgesamt 3.040 Jahressimulationen ausgewertet. Diese ergeben sich aus 20 untersuchten Transformatoren, acht Überbauungsstufen sowie je Überbauungsstufe einer Variante ohne Batteriespeicher und 18 Speicherkonfigurationen. Die Speicherkonfigurationen kombinieren drei Speicherleistungen, drei Speicherdauern und zwei Betriebsstrategien. Jede Simulation umfasst das vollständige Kalenderjahr 2025 in stündlicher Auflösung.

Im Referenzszenario wird ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 40 Prozent der Trafoleistung und einer Speicherdauer von vier Stunden betrachtet. Der Speicher weist einen Round-Trip-Wirkungsgrad von 90 Prozent auf und ist auf maximal zwei Vollzyklen pro Tag begrenzt.

Die Lade- und Entladeleistung wird durch die technischen Speichergrenzen und die jeweils verfügbare Trafoleistung begrenzt. Erreicht die Einspeisung die Trafogrenze, kann der Speicher keine zusätzliche Energie über den Transformator ausspeisen. Er kann jedoch lokale PV-Überschüsse aufnehmen und dadurch eine trafobedingte Abregelung vermeiden oder zeitlich verschieben. Das System wurde so simuliert wie es einer dynamischen Leistungsbegrenzung durch den Netzbetreiber, zunächst des Speichers und dann der neuen PV-Anlage, entsprechen würde.

Betriebsstrategien und Rolling-Horizon-Optimierung

Die Untersuchung vergleicht drei Betriebsvarianten:

Variante	Beschreibung
Ohne Batteriespeicher	Referenzfall zur Bewertung von Abregelung und Spotmarktergebnis
Marktoptimierte Fahrweise	Optimierung des Netto-Spotmarktergebnisses aus Energiebezug und -verkauf unter Einhaltung der verfügbaren Trafonennleistung
Trafooptimierte Fahrweise	Glättung der Residuallast und Verringerung der Trafoauslastung unabhängig von Strompreissignalen

Die marktoptimierte Betriebsführung arbeitet mit einer Vorhersage über den gesamten Jahressimulationszeitraum und basiert auf den historischen Day-Ahead-Preisen des Jahres 2025. In einer zweiten Optimierungsstufe wird ein täglich fortgeschriebenes 36-Stunden-Fenster verwendet und dabei die verfügbare Trafokapazität als Restriktion berücksichtigt. Ein marktbasierter externer Redispatch wird nicht berücksichtigt.

Die trafooptimierte Fahrweise richtet den Speicherbetrieb dagegen ausschließlich an der Glättung der Residuallast, dies führt in vielen Fällen zu einer Entlastung des Transformators. Beide Speicherstrategien verwenden dieselbe Speicherhardware und dieselben technischen Restriktionen. Sie unterscheiden sich nur in ihrem Optimierungsziel. Durch die

marktoptimierte Fahrweise ergibt sich eine leicht erhöhte Abregelung der PV-Anlage, welche aus der Differenz der zwei Fahrweisen (Marktoptimiert vs. Trafooptimiert) abgeleitet werden kann.

Auswertung

Die zentrale technische Kennzahl ist die trafobedingte Abregelungsquote der zusätzlichen PV. Für jedes Umspannwerk wird sie separat berechnet und als arithmetisches Mittel der 20 standortbezogenen Abregelungsquoten im Bericht ausgewiesen. Sie bezieht sich ausschließlich auf die zusätzlich modellierte PV-Erzeugung, also ohne die bestehende PV- oder Windenergieerzeugung.

Weitere Auswertungsgrößen sind:

- die abgeregelte und die durch den Speicher vermiedene Energiemenge;
- die mittlere und maximale Trafoauslastung;
- die Speicherladung, -entladung und Zahl der Vollzyklen;
- die Veränderung des Netto-Spotmarktergebnisses an der Bilanzgrenze des Umspannwerks gegenüber dem Fall ohne Batteriespeicher.

Das Netto-Spotmarktergebnis berücksichtigt Erlöse aus Stromverkäufen und Kosten für Strombezug. Es ist keine vollständige Wirtschaftlichkeitsrechnung. Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierung, Speicherdegradation, Netzentgelte, Steuern, Systemdienstleistungserlöse und projektspezifische Netzanschlusskosten sind nicht enthalten.

2.2 – Ergebnisse

Kombination aus PV-Überbauung und intelligenten Batteriespeichern kann vorhandene Trafokapazitäten besser ausnutzen

Mit steigendem PV-Überbauungsgrad nimmt die Zahl der Stunden zu, in denen die potenzielle PV-Einspeisung die verfügbare Trafonennleistung übersteigen würde. Ohne Batteriespeicher muss der entsprechende Überschuss abgeregelt werden. Ein Batteriespeicher kann diese Energie vollständig oder teilweise aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben.

Im marktoptimierten Referenzszenario beträgt die insgesamt installierte Erzeugungsleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV 200 Prozent der Trafoleistung. Der Speicher besitzt eine zusätzliche Leistung von 40 Prozent der Trafoleistung und eine Speicherdauer von vier Stunden.

Unter diesen Annahmen liegt die trafobedingte Abregelungsquote der zusätzlichen PV im arithmetischen Mittel über die 20 Transformatoren bei rund einem Prozent (vgl. Abbildung 1). Der Wert beschreibt weder die gesamte nicht genutzte Energiemenge noch eine energiemengengewichtete Gesamtquote. Insbesondere sind marktbedingte Abregelung und Speicherverluste nicht enthalten.

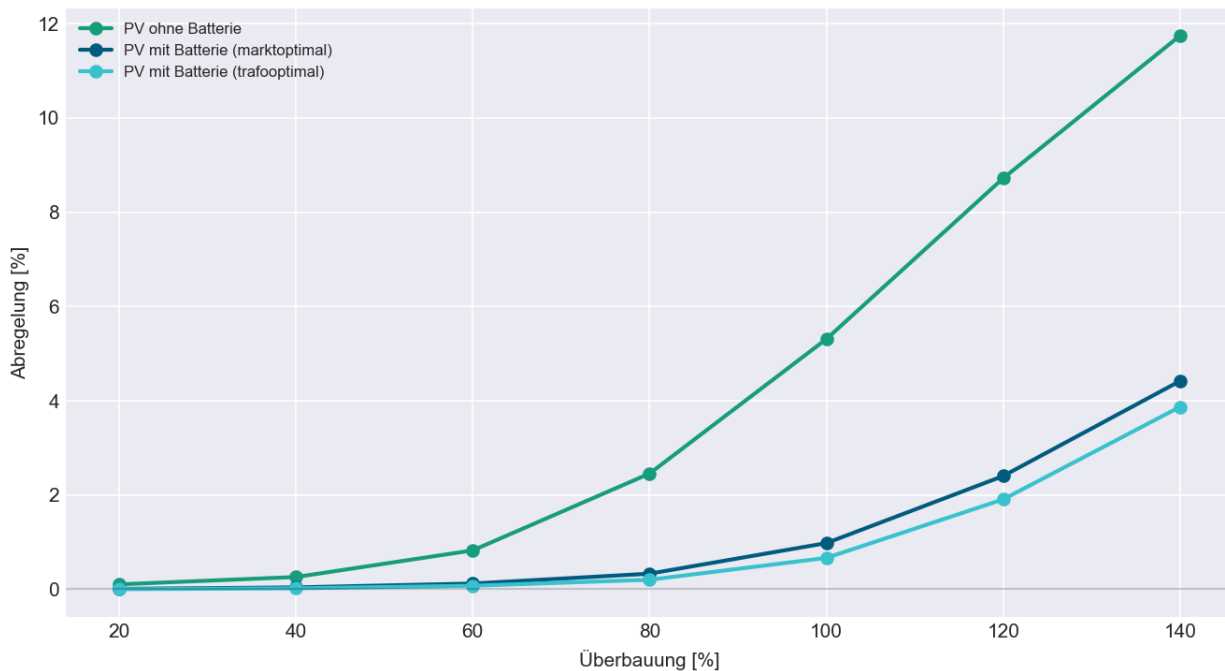


Abbildung 1: Mittelwert der trafobedingten Abregelungsquote der zusätzlich modellierten PV in Abhängigkeit vom Überbauungsgrad für die Varianten ohne Batteriespeicher sowie mit markt- und trafooptimierter Speicherfahrweise. Dargestellt ist das ungewichtete arithmetische Mittel über 20 Transformatoren. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen.

Abbildung 1 zeigt, dass die trafobedingte Abregelungsquote mit zunehmendem Überbauungsgrad steigt, der Anstieg mit Batteriespeicher jedoch deutlich geringer ausfällt. Bei 100 % Überbauung liegt die Abregelungsquote ohne Batteriespeicher im Mittel bei rund 5 %, mit marktoptimierter Speicherfahrweise bei rund 1 % und mit trafooptimierter Fahrweise nochmals darunter. Die dargestellten Werte sind ungewichtete arithmetische Mittel über 20 Transformatoren. Die Ergebnisse der einzelnen Standorte unterscheiden sich aufgrund unterschiedlicher Lastprofile, Bestandsanlagen und Transformatorgrößen. Die Ergebnisse sind daher als Grundlage für eine standortspezifische Prüfung zu verstehen, nicht als pauschale Anschlusszusage für einzelne Umspannwerke.

Marktoptimierte Speicherfahrweise verbindet PV-Integration und Strommarkt

Die marktoptimierte Speicherfahrweise orientiert sich an den historischen Day-Ahead-Preiszeitreihen. Sie lädt bevorzugt in Zeiträumen mit niedrigen Preisen und entlädt in Zeiträumen mit höheren Preisen, soweit Speicher- und Trafogrenzen dies zulassen (vgl. Abbildung 2). Gleichzeitig kann der Speicher lokale PV-Überschüsse aufnehmen. Durch den täglich aktualisierten 36-Stunden-Horizont kann die Optimierung auch Entwicklungen über den jeweiligen Kalendertag hinaus berücksichtigen.

Die trafooptimierte Betriebsstrategie verfolgt dagegen keine Erläsoptimierung. Ihr Ziel ist die Glättung der Residuallast am Umspannwerk. Dadurch kann sie den Speicher stärker auf lokale Einspeisespitzen ausrichten. Der Vergleich der beiden Strategien zeigt, dass Markt- und Trafoziel nicht in jeder Stunde deckungsgleich sind. Die Trafogrenze wird jedoch in beiden Varianten als technische Nebenbedingung eingehalten.

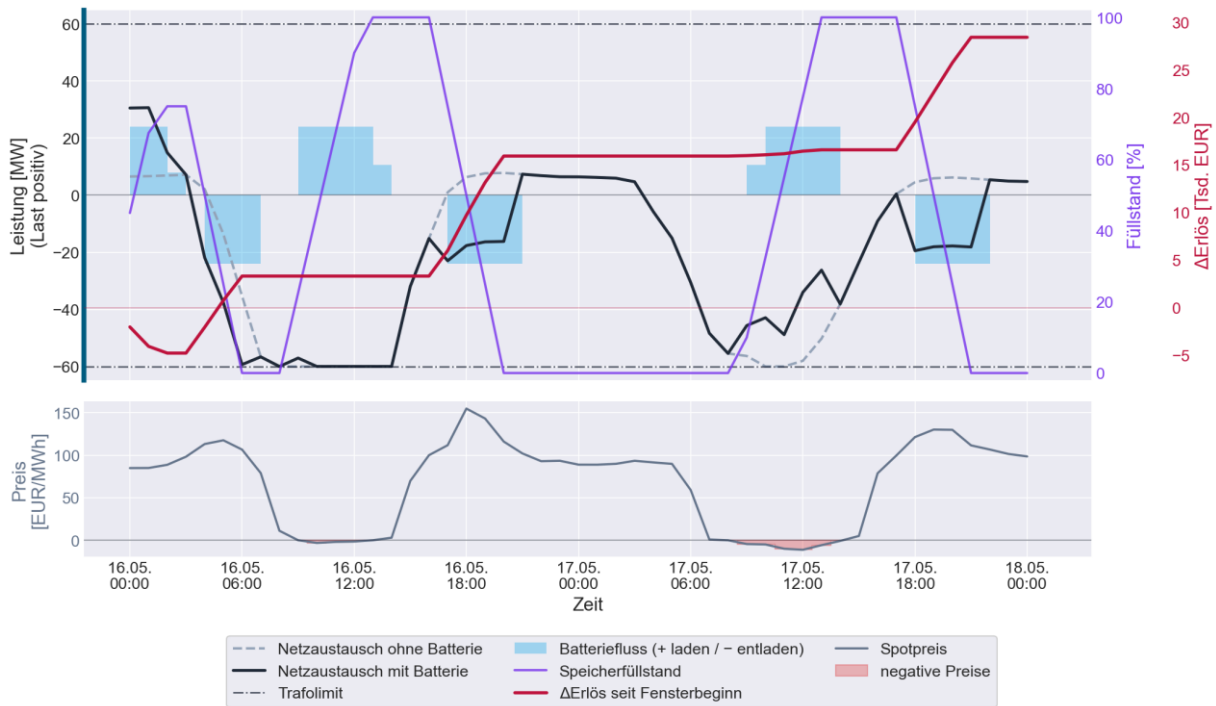


Abbildung 2: Beispielhafter Zeitabschnitt der marktoptimierten und trafooptimierten Speicherfahrweise. Dargestellt wird das Zusammenspiel der relevanten Leistungsflüsse, des Day-Ahead-Preises und des Speicherfüllstands bei Einhaltung der Trafogrenze. Das ausgewiesene Netto-Spotmarktergebnis gilt ausschließlich für den dargestellten Zeitabschnitt. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen.

Abbildung 2 veranschaulicht die Betriebslogik der marktoptimierten Speicherfahrweise anhand eines beispielhaften Zeitabschnitts. Der Batteriespeicher lädt und entlädt in Abhängigkeit von den historischen Day-Ahead-Preisen, dem lokalen Leistungsfluss und der verfügbaren Trafoleistung. Die Abbildung zeigt, wie Energie zeitlich verschoben werden kann, ohne die modellierte Transformatorgrenze zu überschreiten.

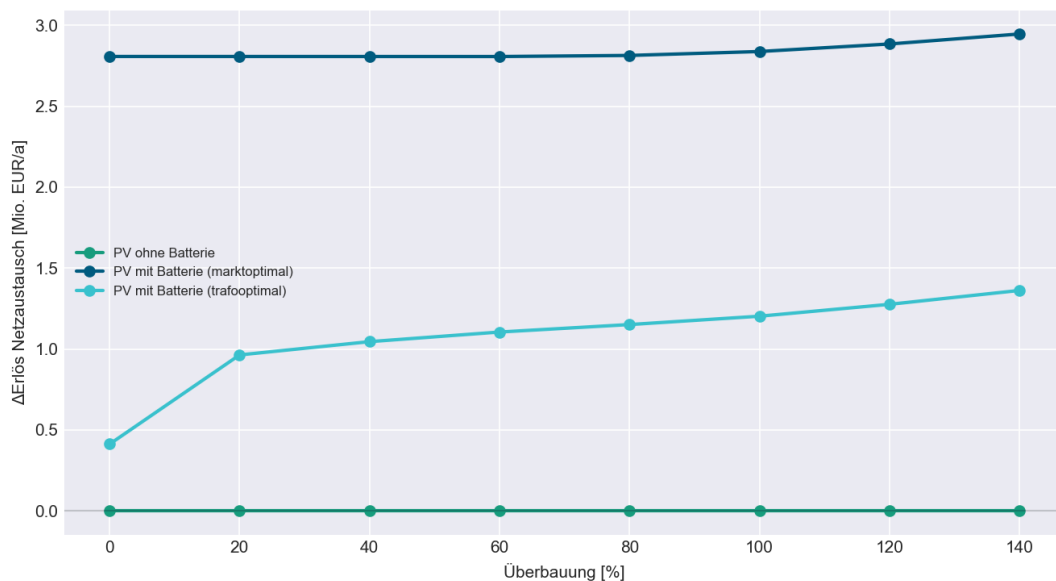


Abbildung 3: Vergleich der Erlöswirkung markt- und trafooptimierter Speicherfahrweisen im Referenzszenario (Batterieleistung = 40 % der Trafonennleistung und Speicherdauer von 4 h). Die Ergebnisse zeigen die jeweiligen Mittelwerte, die sich anhand der Berechnungen für die 20 betrachteten Transformatoren mit einer mittleren Trafonennleistung von $46,2 \pm 15,2$ MVA ergeben. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen.

Abbildung 3 verdeutlicht den Unterschied zwischen markt- und trafoorientierter Speicherbetriebsführung. Die marktoptimierte Fahrweise erzielt über alle untersuchten Überbauungsstufen eine höhere Erlöskennzahl als die trafooptimierte Fahrweise. Die trafooptimierte Betriebsführung richtet den Speicher dagegen konsequenter auf die Verringerung trafobedingter Abregelung und die Entlastung des Transformators aus.

Die Erlöskennzahl berücksichtigt Erlöse aus Stromverkäufen und Kosten für Strombezug an der modellierten Bilanzgrenze des Umspannwerks. Unterschiede zwischen den Betriebsstrategien ergeben sich aus der zeitlichen Verschiebung von Energie sowie aus unterschiedlichen Strombezügen und -verkäufen. Investitions- und Betriebskosten, Finanzierung, Speicherdegradation, Netzentgelte, Steuern und projektspezifische Netzanschlusskosten sind nicht berücksichtigt. Die Kennzahl ist daher keine Wirtschaftlichkeitsrechnung und erlaubt keine Aussage zur Refinanzierung eines Batteriespeichers.

Die Studie vergleicht unterschiedliche Betriebsstrategien eines Speichers am Umspannwerk. Sie vergleicht nicht systematisch alternative Speicherstandorte. Ein Standortvorteil gegenüber Speichern an anderen Netzanschlusspunkten wird daher nicht quantifiziert.

Speichergröße und Betriebsstrategie beeinflussen die Abregelung

Für eine Überbauung von 100 % werden Speicherleistungen von 30, 40 und 50 % der Trafoleistung sowie Speicherdauern von zwei, vier und sechs Stunden miteinander verglichen.

Innerhalb dieses Parameterraums zeigt sich, dass eine Verlängerung der Speicherdauer die trafobedingte Abregelung stärker verringert als eine isolierte Erhöhung der Speicherleistung. Eine höhere Leistung ermöglicht es, kurzfristig größere Überschüsse aufzunehmen. Eine längere Speicherdauer erhöht dagegen die Energiemenge, die über mehrere Stunden gespeichert werden kann. Abbildung 4 zeigt die Referenzkonfiguration aus 40 Prozent Speicherleistung und vier Stunden Speicherdauer. Diese erreicht im Mittel eine trafobedingte Abregelungsquote von rund einem Prozent. Sie stellt eine wirkungsvolle Referenz innerhalb des untersuchten Parameterraums dar. Daraus folgt jedoch nicht, dass sie für jedes Umspannwerk technisch oder wirtschaftlich optimal ist.

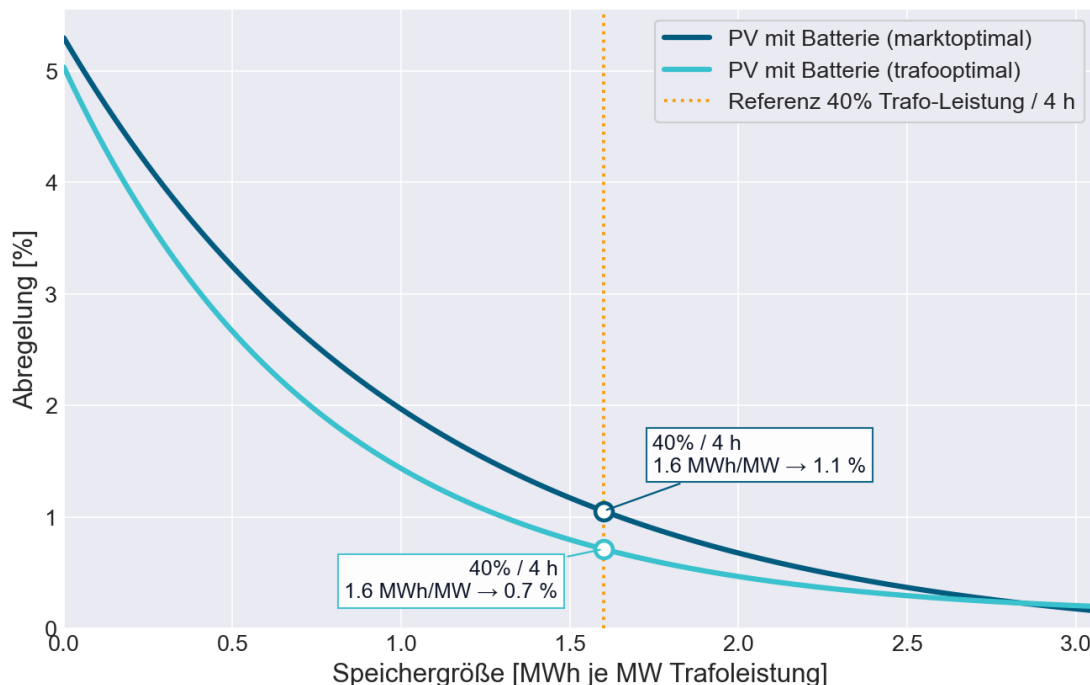


Abbildung 4: Einfluss von Batteriespeicherleistung und Speicherdauer auf die trafobedingte Abregelungsquote der zusätzlich modellierten PV bei 100 Prozent Überbauung. Markiert ist das marktoptimierte Referenzszenario mit 40 Prozent Speicherleistung und vier Stunden Speicherdauer. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen.

Zwischenfazit zur Analyse der realen Umspannwerke

Die Berechnungen anhand der 20 untersuchten Transformatoren zeigt deutlich, dass die Kombination aus zusätzlicher PV und intelligenten Batteriespeichern zu einer wesentlich besseren Ausnutzung der verfügbaren Trafoleistung führt. Im Referenzszenario beträgt die trafobedingte Abregelungsquote der zusätzlichen PV im Mittel nur rund ein Prozent. Die konkrete Wirkung bleibt standortabhängig.

3. Deutschlandweites Potenzial

3.1 – Methodisches Vorgehen

Im vorangegangenen Kapitel wurde mittels realer Betriebsdaten von 20 Transformatoren das PV-Zubaupotential unter Berücksichtigung eines im UW platzierten Batteriespeichers berechnet und Aussagen zur Abregelungsquote, Trafoauslastung und Erlöspotentialen abgeleitet. Es konnte gezeigt werden, dass jeder der betrachteten Trafos um 100% der installierten Trafonennleistung überbaut werden kann, was durch einen intelligenten Speichereinsatz im Mittel lediglich zu einer Abregelungsmenge von etwa 1% der möglichen Erzeugung der zugebauten PV-Leistung führt. Diese Erkenntnis soll nun im Folgenden auf Gesamtdeutschland extrapoliert werden.

Wenn man grundsätzlich davon ausgeht, dass jedes Umspannwerk bzw. jeder Trafo, der ähnliche Eigenschaften in der Standortcharakteristik und Lastprofil wie die 20 untersuchten Trafos aufweist, um 100% mit PV überbaut werden kann, stellt sich für diesen Analyseschritt die grundlegende Frage: Wie viele ähnliche Trafos existieren in Deutschland und welche Nennleistung haben diese. Da für dieses Vorhaben und auch darüber hinaus keine Datenbank über die Stammdaten aller Umspannwerke der Netzebene 4 und der darin installierten Transformatoren zu Verfügung steht, war es in diesem Analyseschritt die primäre Aufgabe die Anzahl der Transformatoren mit ähnlichen Eigenschaften wie die real untersuchten sowie deren Nennleistung abzuschätzen und allein daraus den PV- und Batteriezubau zu bestimmen.

Für die bundesweite Einordnung wurden 3.621 Umspannwerke der Netzebene 4 auf Grundlage von OpenStreetMap-Daten [2] identifiziert. Die Umspannwerke werden anhand räumlicher und struktureller Merkmale klassifiziert. Dazu gehören insbesondere der Regionstyp, die geschätzte Größenklasse der Transformatoren und der Anschlussstyp beziehungsweise die Erzeugungs- und Laststruktur.

Die Hochrechnung erfolgt in vier Schritten:

1. **Identifikation der Umspannwerke:** Erfassung geeigneter Umspannwerksstandorte aus OpenStreetMap.
2. **Räumliche Zuordnung:** Zuordnung von Erzeugungsanlagen (aus den Marktstammdaten [3]) sowie Last-, Haushalts- und Bevölkerungsindikatoren (aus dem UrbanTwin [4]) mithilfe von Voronoi-Polygonen.
3. **Klassifizierung:** Einordnung der Umspannwerke nach Regionstyp, geschätzter Größenklasse und Erzeugungs- beziehungsweise Laststruktur.
4. **Ähnlichkeitsbasierte Skalierung:** Übertragung der aus Kapitel 2.1 untersuchten Überbauungslogik auf vergleichbare Umspannwerksgruppen.

Da OpenStreetMap keine vollständigen und einheitlichen Angaben zu den Transformatorleistungen enthält, werden Anzahl und Größenklasse der Transformatoren modellseitig abgeschätzt. Dazu werden die zugeordneten Einspeiseleistungen und Lasten (basierend auf der Einwohnerzahl) genutzt. In lastdominierten Umspannwerken wird eine Mindestzahl aufgrund des dort geforderten N-1 Kriteriums von zwei Trafos unterstellt, in Einspeisedominierten Umspannwerken wird ein Transformator unterstellt. Die modellierten Größenklassen liegen im Bereich von 25 bis 200 MVA.

Die Hochrechnung kombiniert somit die geschätzte Trafokapazität mit der ähnlichkeitsbasierten Übertragung der Ergebnisse aus Kapitel 2.1. Für die zusätzliche PV-Leistung werden auch die zugeordnete Bestands-EE-Leistung und die Umspannwerksklasse berücksichtigt. Die Referenzleistung des Batteriespeichers wird entsprechend Kapitel 2.1 mit 40 Prozent der geschätzten Trafoleistung angesetzt.

Im ersten Schritt werden 1.313 ländliche, stark durch erneuerbare Erzeugung geprägte Umspannwerke als Fokusgruppe identifiziert, da für diese angenommen werden kann, dass ausreichende Flächenpotentiale für eine zusätzliche PV-Installation (inkl. Batteriespeicher) zur Verfügung stehen. Diese Fokusgruppe wird separat ausgewertet.

Modellgrenzen

Die Interpretation der Ergebnisse wird durch folgende Modellgrenzen eingeschränkt:

- Betrachtet wird ausschließlich die Wirkleistungsgrenze der Transformatoren am Umspannwerk.
- Engpässe im vor- und nachgelagerten Netz sowie die konkrete Mittelspannungsnetzstruktur werden nicht modelliert.
- Die modellierte Trafoleistung wird ohne zusätzlichen Sicherheitsabstand vollständig ausgenutzt.
- Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsfähigkeit und konkrete Projektstandorte werden nicht untersucht.
- Ein Trafoausbau oder sonstiger Netzausbau wird nicht als Vergleichsoption modelliert.
- Die Simulation nutzt historische Strompreise eines Betrachtungsjahres; Rückwirkungen eines großflächigen PV- und Speicherzubaus auf Strompreise werden nicht endogen berücksichtigt.
- Die Speicheroptimierung verwendet perfekte Voraussicht über den betrachteten Zeitraum. Die ausgewiesenen Marktwerte sind daher als modellierte Obergrenze einer idealisierten Betriebsführung zu verstehen.
- Erlöse aus Systemdienstleistungen, Redispatch, Kapazitätsmechanismen oder vermiedenen Netzausbaukosten sind nicht berücksichtigt.
- Die Wirtschaftlichkeit einzelner PV- oder Batteriespeicherprojekte ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die Ergebnisse zeigen somit ein theoretisches Potenzial einer gemeinsamen Betrachtung von PV-Zubau und Batteriespeichern an Umspannwerken. Sie ersetzen keine standortspezifische Netzprüfung, Projektplanung oder Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Identifikation und Klassifizierung der Umspannwerke

Für die bundesweite Einordnung wurden 3.621 Umspannwerke der Netzebene 4 in Deutschland auf Basis von OpenStreet-Map identifiziert. Die Umspannwerke wurden anhand regionaler Merkmale, geschätzter Größenklassen und Anschlussarten klassifiziert. Erzeugungsanlagen, Lasten und räumliche Merkmale wurden über eine Geodatenverschneidung den jeweiligen Umspannwerken zugeordnet.

Die räumliche Zuordnung von Erzeugungsanlagen, Lasten und Bevölkerungsmerkmalen erfolgt über Voronoi-Polygone. Dadurch wird das Umfeld jedes Umspannwerks näherungsweise abgegrenzt. Die so gebildeten Klassen bilden die Grundlage für die ähnlichkeitsbasierte Übertragung der Ergebnisse aus Kapitel 2.

Abbildung 5 veranschaulicht die räumliche Verteilung der 3.621 für die Hochrechnung identifizierten Umspannwerke und ihrer regionalen Klassifizierung. Die Karte dient der Einordnung der Datengrundlage und zeigt die bundesweite Verteilung. Die räumliche Zuordnung über Voronoi-Polygone ist eine geografische Näherung und bildet keine elektrisch validierten Netzgebiete ab.

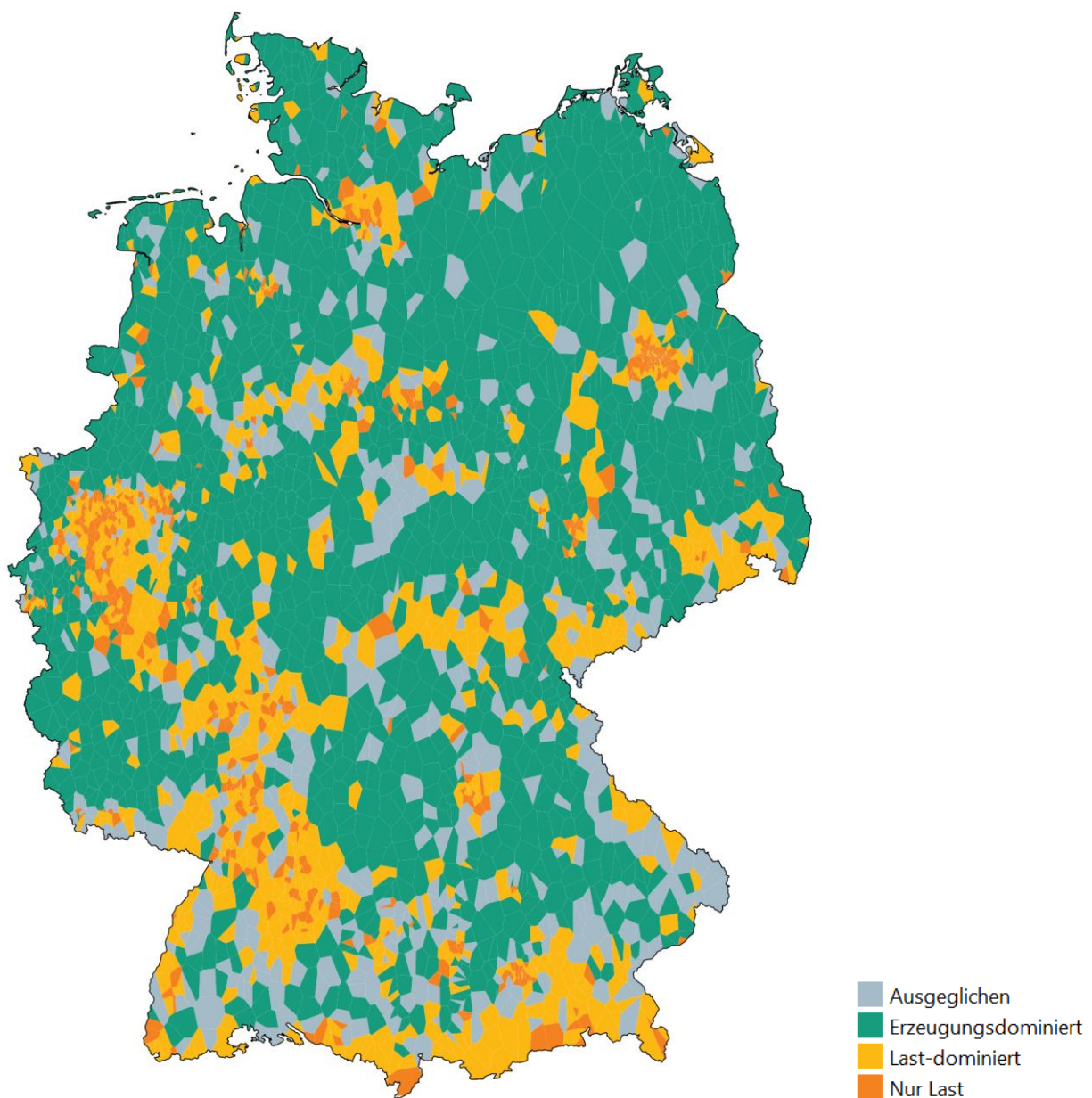


Abbildung 5: Grundlage der Deutschland-Hochrechnung: Identifikation und Klassifizierung von Umspannwerken der Netzebene 4. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen auf Grundlage von OpenStreetMap-Daten, © OpenStreetMap-Mitwirkende.

3.2 – Ergebnisse

Abbildung 6 zeigt das theoretisch installierbare PV-Potenzial für alle 3.621 Umspannwerke anhand der jeweils abgeschätzten Trafonennleistung im Referenzszenario (100% Überbauung, 40% Speicherleistung) und ordnet dieses nach regionalen und profilspezifischen Klassen ein. Die in der Grafik ausgewiesene Gesamtsumme von 420,9 GW umfasst alle Umspannwerksklassen. Die zentrale Aussage dieser Studie bezieht sich jedoch ausschließlich auf die Fokusgruppe der 1.313 ländlichen, EE-geprägten Umspannwerke, für welche ein Zubaupotential von 150 GW bestimmt wurde (grüner Balken in Abbildung 6). Aufgrund der Flächencharakteristik wird angenommen, dass sich die 150 GW primär durch Freiflächenanlagen umsetzen lassen. Die weiteren dargestellten Balkensegmente zeigen die eher lastdominierten Umspannwerksklassen, für dessen PV-Zubau vermehrt Dachanlagen zum Einsatz kommen würden. Dies müsste jedoch noch genauer untersucht werden, weshalb das Potential in dieser Studie nicht als weiteres bundesweites Ausbaupotenzial zu interpretieren ist.

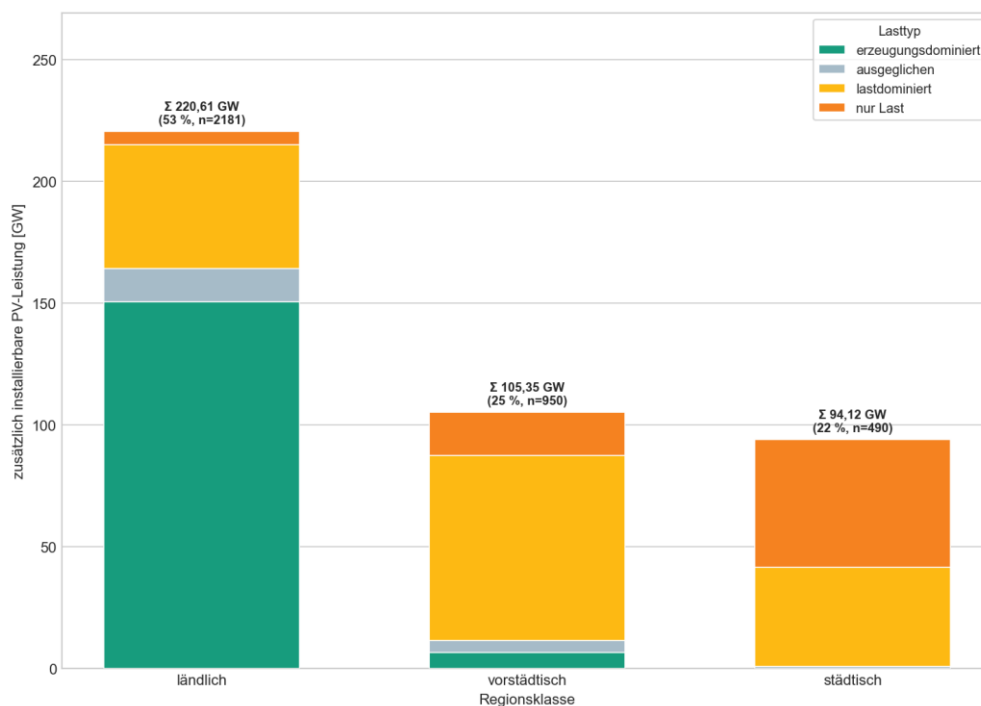


Abbildung 6: Modellerte zusätzliche Ausbaupotenziale nach Umspannwerkskategorien. Im Fokus der Studie stehen ländliche, EE-geprägte Umspannwerke mit einem Zusatzpotenzial von rund 150 GW PV-Leistung. Quelle: Fraunhofer IEE, eigene Berechnungen auf Grundlage von OpenStreetMap-Daten, © OpenStreetMap-Mitwirkende.

Potenzial der ländlichen, EE-geprägten Fokusgruppe

Von den 3.621 identifizierten Umspannwerken gehören 1.313 zur ländlichen, EE-geprägten Fokusgruppe der Kategorien „EE only“ und „EE heavy“. Für diese Gruppe wird, die in Kapitel 2 untersuchte Überbauungslogik auf Grundlage der geschätzten Trafoleistungen, der zugeordneten Bestands-EE-Leistung und der Umspannwerksklassifizierung übertragen. Daraus ergibt sich eine modellierte technische Größenordnung von:

- rund **150 GW zusätzlicher PV-Leistung** und
- rund **60 GW / 240 GWh Batteriespeicherleistung** im Referenzszenario.

Die Deutschland-Hochrechnung ist keine vollständige Zeitreihensimulation aller 1.313 Umspannwerke. Die in Kapitel 2 ermittelte mittlere Abregelungsquote von rund einem Prozent kann deshalb nicht ohne Weiteres jedem einzelnen Umspannwerk der Fokusgruppe oder der aggregierten Deutschlandleistung zugeschrieben werden.

Die Hochrechnung ist als technische Größenordnungsabschätzung zu verstehen. Sie ist keine Prognose des tatsächlichen Ausbaus und keine verbindliche Aussage über kurzfristig realisierbare Netzanschlüsse.

4. Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass die installierte Erzeugungsleistung an einem Umspannwerk nicht auf die Trafoleistung begrenzt werden muss. Aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Verläufe von Last, Windenergie, Photovoltaik und Speicherbetrieb kann eine höhere Erzeugungsleistung angeschlossen und genutzt werden, solange die tatsächlichen Leistungsflüsse die modellierte Trafogrenze einhalten.

Im Referenzszenario der 20 untersuchten Umspannwerke beträgt die installierte Erzeugungsleistung aus Bestands-EE und zusätzlicher PV insgesamt 200 Prozent der Trafonennleistung. In Kombination mit einem marktoptimiert betriebenen Batteriespeicher mit 40 Prozent der Trafoleistung und vier Stunden Speicherdauer liegt die trafobedingte Abregelungsquote der zusätzlichen PV im arithmetischen Mittel bei nur einem Prozent.

Die Hochrechnung für Deutschland weist darauf hin, dass diese Planungsoption eine erhebliche technische Größenordnung erreichen könnte. Für 1.313 ländliche, EE-geprägte Umspannwerke ergibt sich ein modelliertes Potenzial von rund 150 GW zusätzlicher PV-Leistung und rund 60 GW Batteriespeicherleistung.

Die Ergebnisse gelten ausschließlich innerhalb der gewählten Modellgrenze. Sie berücksichtigen weder die vollständige Netzstruktur, detaillierte Flächenanalysen sowie geplante Projekte zum Ausbau der Netzinfrastruktur. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass ein wesentlicher Zubau von PV-Anlagen durch eine intelligente Kopplung mit Batteriespeichern möglich ist, und dass dieser Zubau nicht zwangsläufig einen entsprechenden Netzausbau bedarf. Wie in der Studie gezeigt, führt die intelligente Betriebsweise von Batteriespeichern zu einer wesentlich besseren zeitlichen Ausnutzung der bestehenden Transformatorkapazitäten. Das in dieser Studie vorgestellte Konzept weist somit ein deutliches Potential zur Reduzierung und zeitlichen Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen auf, ersetzt aber keine standortspezifische Netzplanung.

Neben einem generellen technischen und wirtschaftlichen Vergleich mit alternativen Netzmaßnahmen wären für eine weiterführende Bewertung insbesondere Mehrjahressimulationen, eine Erweiterung der Analysen auf andere Spannungsebenen unter Verwendung detaillierter Netzmodelle sowie eine quantifizierte Unsicherheitsanalyse sinnvoll.

Quellen

- [1] Pape, A.; Selzam, P.; Kopiske, J.; Gerhardt, N.; Stark, M. (2026): Die nächste Phase der Energiewende: Flexibilität. Wie Flexibilität den weiteren EE-Ausbau volkswirtschaftlich günstiger und effizienter machen und gleichzeitig die Integration der erneuerbaren Energien verbessern kann. Fraunhofer IEE / Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
- [2] OpenStreetMap-Mitwirkende: OpenStreetMap, Daten unter Open Database License (ODbL).
- [3] Bundesnetzagentur. (2026). Marktstammdatenregister (MaStR). Abgerufen am 15. August 2026, von <https://www.marktstammdatenregister.de>.
- [4] Fraunhofer IEE. (o. D.). Gebäudescharfe Daten (UrbanTwin). <https://www.iee.fraunhofer.de/de/anwendungsfelder/energieprognosen/gebaeudescharfe-daten.html>

Herausgeber und wissenschaftliche Verantwortung

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel

Autorinnen und Autoren:

David Geiger, Maximilian Pfennig, Jan Dobschinski

Die wissenschaftliche Verantwortung für Methodik, Annahmen, Auswertung und Schlussfolgerungen liegt bei den Autorinnen und Autoren des Fraunhofer IEE.

Auftraggeber

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW)

Projektbeirat

SCHOENERGIE GmbH und meistro GmbH

Danksagung

Die Autorinnen und Autoren danken dem BSW sowie SCHOENERGIE und meistro für die fachliche Begleitung des Vorhabens im Projektbeirat und den praxisbezogenen Austausch.

Unser Dank gilt zudem der Pfalzwerke Netz AG und der Westnetz GmbH für die Bereitstellung der für die Untersuchung verwendeten Umspannwerksdaten.

Über Fraunhofer IEE

Forschung für Energiewende und Klimaschutz

Dem Klimawandel etwas entgegenzusetzen ist eine gesellschaftliche Verpflichtung und zugleich eine der größten wirtschaftlichen Chancen.

Mit unserem Ansatz »Smart Energy Systems« forschen wir am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE seit über 35 Jahren für eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien – national und international.

Wir entwickeln Lösungen für technische und wirtschaftliche Herausforderungen, um die Versorgung zu sichern, die Kosten weiter zu senken, die Digitalisierung in der Energiewirtschaft voranzubringen und neue Geschäftsmodelle in der Energiewende zu ermöglichen.

Personal und Erträge

- ca. 470 Mitarbeitende
- rund 40 Mio. Euro pro Jahr

Kontakt

Maximilian Pfennig

maximilian.pfennig@iee.fraunhofer.de

Adresse

Joseph-Beuys-Straße 8
34117 Kassel
Tel.: 0561 7294-0
info@iee.fraunhofer.de

www.iee.fraunhofer.de