

WHITEPAPER

# *Bestimmung der Belastung der Ortsnetze durch PV-Anlagen*

---

Was rund 110.000 Spannungsmessungen an Niederspannungs-Hausanschlüssen über die Netzaufnahmekapazität verraten – und wie regelbare Ortsnetztransformatoren, größere Heimspeicher und bidirektionales Laden (V2X) den weiteren PV-Ausbau sichern.

Stand: Mai 2026  
E3/DC by HagerEnergy | Nicolas Bartholomäus

## Management Summary

Die Energiewende entscheidet sich im Verteilnetz: Der weitaus größte Teil der Photovoltaik, der Batteriespeicher, Wärmepumpen und Ladepunkte wird in der Niederspannung angeschlossen. Damit stellt sich eine berechtigte Frage – **schaffen die Netze noch mehr lokale PV?** Unsere Auswertung von Messungen an den Netzanschlüssen von **rund 110.000 Haushalten mit Photovoltaik und Heimspeicher** – über das gesamte Pfingstwochenende 2026 – gibt eine klare Antwort: **Ja – mit beherrschbaren, aber realen Frühindikatoren.**

Selbst zur Mittagsspitze liegen rund **80 % der Hausanschlüsse komfortabel** im zulässigen Spannungsband. Etwa **18 % erreichen das obere Warnband** (243–253 V) und nur **0,15 % überschreiten** den Grenzwert von 253 V. Der begrenzende Faktor ist nicht die Strombelastbarkeit der Leitungen, sondern die **Spannungshaltung** – und genau diese lässt sich mit bereits verfügbarer, erprobter Technik erweitern.

Drei Hebel sind entscheidend: **regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)** vervielfachen die Netzaufnahmekapazität (FNN: Verdreifachung im Landnetz <sup>[9]</sup>); **größere, prognosebasiert betriebene Heimspeicher** kappen die Mittagseinspeisespitze und senken die Abregelung von rund 8 % auf etwa 2 % <sup>[12]</sup>; **V2X (Vehicle-to-Home/Grid)** verschiebt lokale Überschüsse in die Zeit. Voraussetzung ist eine **Steuerbarkeit, die selten, planbar und entschädigt** bleibt – flankiert von der gesetzlichen Anschluss- und Netzausbaupflicht, die Investitionen in Dach-PV und Speicher absichert <sup>[6][7][16]</sup>.

### 1. Ausgangslage: Die Energiewende findet im Verteilnetz statt

Ende 2025 waren in Deutschland rund **117 GW Photovoltaik** installiert; das gesetzliche Ausbaziel liegt bei 215 GW bis 2030 <sup>[22]</sup>. Parallel ist die dezentrale Speicherung zum Massenmarkt geworden: Rund **2,4 Millionen Batteriespeicher mit etwa 25,5 GWh** nutzbarer Kapazität sind in Betrieb, davon rund 80 % Heimspeicher; ein Großteil neuer privater PV-Anlagen wird heute mit Speicher errichtet <sup>[23]</sup>. Der Anschluss dieser Anlagen erfolgt fast vollständig in der Niederspannung.

Die Größenordnung dieser Ebene wird oft unterschätzt: Rund **600.000 Ortsnetzstationen** <sup>[1]</sup> verbinden über etwa **1,25 Mio. km Niederspannungsleitungen** <sup>[2]</sup> und rund **54–56 Mio. Messlokationen** <sup>[3]</sup> die Mittel- mit der Niederspannung. Die dena-Verteilnetzstudie II kommt zu dem Schluss, dass die jährlichen Verteilnetzinvestitionen bis 2045 um **85–123 %** steigen müssen, und fasst zusammen, das Verteilnetz komme an seine Grenzen <sup>[24]</sup>.

Daraus folgt die Leitfrage dieses Whitepapers: **Hält das Niederspannungsnetz den weiteren lokalen PV-Ausbau aus?** Wir beantworten sie nicht mit Modellannahmen, sondern mit einer breiten Messkampagne – und zeigen anschließend die Lösungspfade, mit denen sich die Netzaufnahmekapazität wirtschaftlich und investitionssicher erweitern lässt.

## 2. Datengrundlage und Methodik

---

Grundlage ist die Auswertung von Spannungsmessungen (Effektivwert) an den **Netzanschlüssen von rund 110.000 Haushalten mit Photovoltaik und Heimspeicher**. Die Werte stammen nicht aus den intelligenten Messsystemen der Netzbetreiber, sondern aus den **eigenen Systemen** des Unternehmens, die direkt am Hausanschluss messen. Erfasst wurde **stündlich das gesamte Pfingstwochenende 2026**; die in diesem Whitepaper gezeigten fünf Zeitpunkte (05:00 bis 16:00 Uhr) sind die aussagekräftigsten Stunden des Pfingstsamstags.

Wichtig für die Einordnung: Die Stichprobe ist **kein Querschnitt aller Netzanschlüsse, sondern gezielt die Teilmenge mit lokaler Erzeugung** – also genau jene Hausanschlüsse, an denen Einspeisung und Spannungshub am größten sind. Gemessen werden damit die **Erzeugungs-Hotspots** des Niederspannungsnetzes. Dass selbst in dieser zugespitzten Auswahl die Spannungen weit überwiegend im grünen Bereich liegen, macht den Befund belastbar: Wo die Belastung am höchsten ist, ist sie dennoch beherrschbar. Da diese Haushalte bereits über einen Speicher verfügen, spiegeln die Werte zugleich dessen entlastende Wirkung wider – ein erster Beleg für den netzdienlichen Effekt von Heimspeichern.

**Normativer Rahmen.** Maßstab ist die DIN EN 50160: In der Niederspannung gilt eine Nennspannung von 230 V  $\pm$  10 %, also ein Band von rund **207 bis 253 V**; 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte je Woche müssen innerhalb von  $\pm$  10 % liegen, wobei die **obere Grenze von 253 V faktisch jederzeit** einzuhalten ist <sup>[4]</sup>. Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen begrenzt die VDE-AR-N 4105 zusätzlich die durch alle Anlagen gemeinsam verursachte **Spannungsanhebung auf 3 %** <sup>[5]</sup>.

### Methodische Hinweise (Transparenz)

- **Pfingsten als Worst Case:** Das verlängerte Pfingstwochenende verbindet hohe Sonneneinstrahlung mit geringer Last (Feiertag) – die kritischste Konstellation für Überspannung. Die Auswertung aller Stunden zeigt, dass **12:00 Uhr nahezu exakt das Spannungsmaximum** markiert (auch wenn die Erzeugung erst etwas später kulminiert).
- **Dichte statt Stichprobe:** Die stündliche Erfassung über das gesamte Wochenende liefert ein **dichtes, belastbares Bild der Spannungsdynamik**. Es ist kein formaler EN-50160-Wochennachweis (der 10-Minuten-Mittel über eine volle Woche verlangt), für die hier untersuchte Frage der Einspeisespitzen aber aussagekräftig.

## 3. Ergebnisse: Die Spannung im Tagesverlauf

---

Die Daten zeigen einen lehrbuchhaften, photovoltaikgetriebenen Tageszyklus. Die gesamte Spannungsverteilung wandert vom Morgen zur Mittagszeit nach oben und entspannt sich nachmittags wieder. Der Mittelwert steigt von rund **234 V (05:00)** über 236 V und 237 V auf rund **238,5 V (12:00)** und fällt bis 16:00 Uhr auf etwa 235,5 V; der Tageshub beträgt damit rund **4,5 V**.

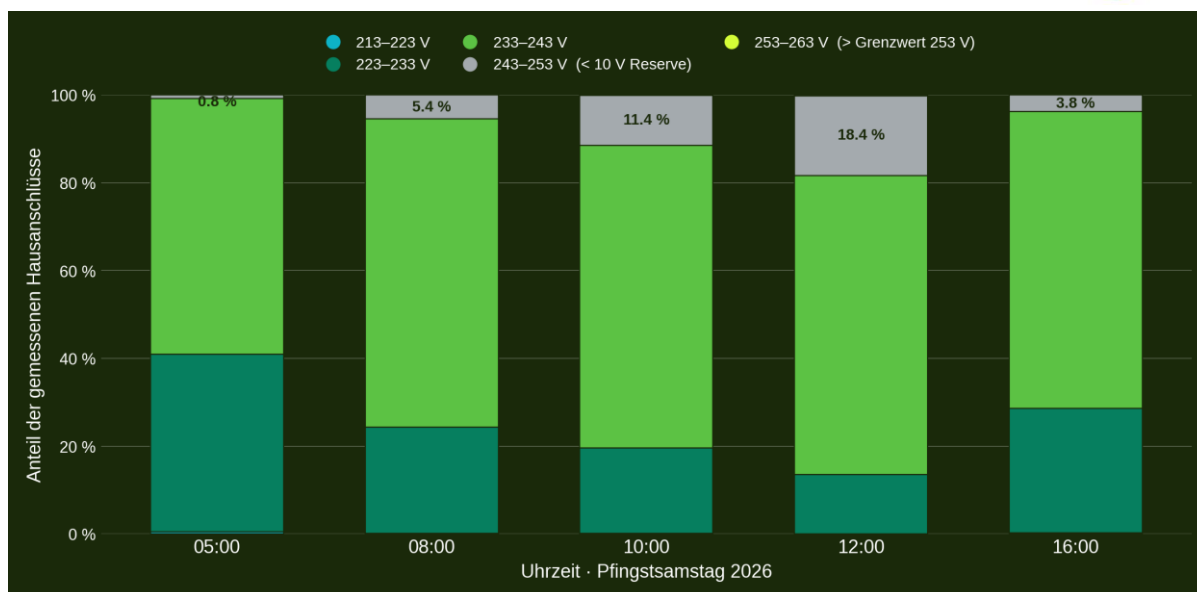


Abb. 1: Verteilung der gemessenen Hausanschluss-Spannungen über den Tag (100 %-gestapelt, rund 110.000 Messpunkte je Stunde, Pfingstsonntag 2026). Die grau-gelbe „Kappe“ – das obere Warn- und Grenzband – wächst zur Mittagszeit deutlich an und fällt nachmittags zurück.

Entscheidend ist nicht der Mittelwert, sondern der **obere Rand der Verteilung**. Das dominante Band 233–243 V bleibt ganztägig stabil bei 58–70 %. Die Dynamik steckt in den kritischen oberen Bändern: Der Anteil im Warnband **243–253 V** (weniger als 10 V Reserve bis zur Grenze) wächst von 0,84 % am Morgen auf **18,24 % zur Mittagsspitze** – eine Verzwanzigfachung. Der Anteil **über 253 V** steigt von 0 auf **0,15 %**. Spiegelbildlich leert sich das untere Mittelband 223–233 V (von 40,5 % auf 13,5 %): Die Spannungsmasse wird mittags nach oben gedrückt.

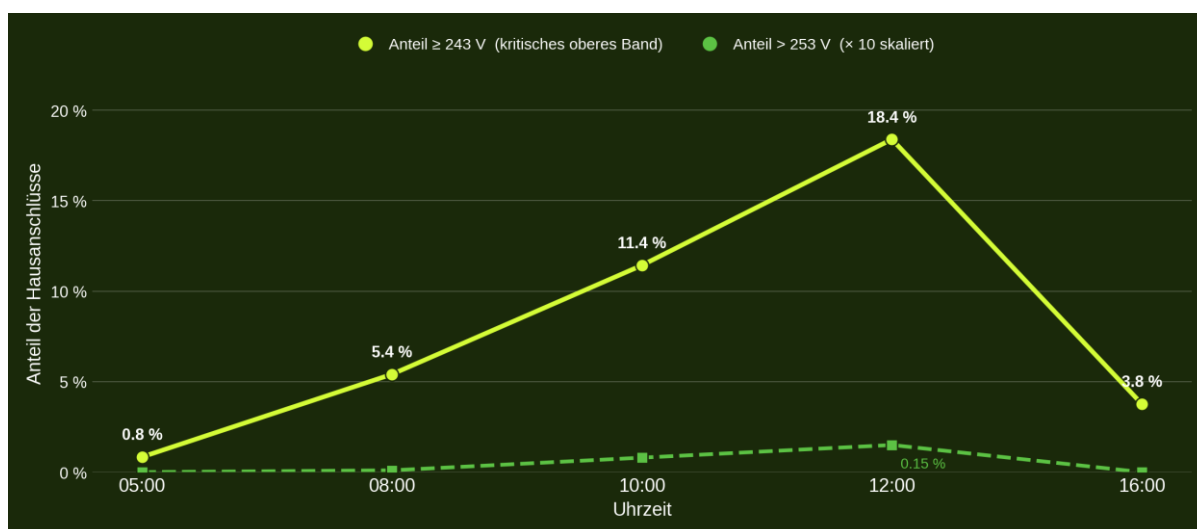


Abb. 2: Frühindikator-Kurve. Anteil der Hausanschlüsse im kritischen oberen Band ( $\geq 243$  V) sowie oberhalb des Grenzwerts ( $> 253$  V, zur Sichtbarkeit  $\times 10$  skaliert) im Tagesverlauf. Beide Kurven haben ihr Maximum zur Mittagszeit.

Die räumliche Verteilung bestätigt das Muster: In der Karte verschiebt sich das Bild vom überwiegend grünen Vormittag (niedrige Spannungen) zur orange-roten Mittagsspitze (hohe Spannungen) – über das gesamte Bundesgebiet hinweg.

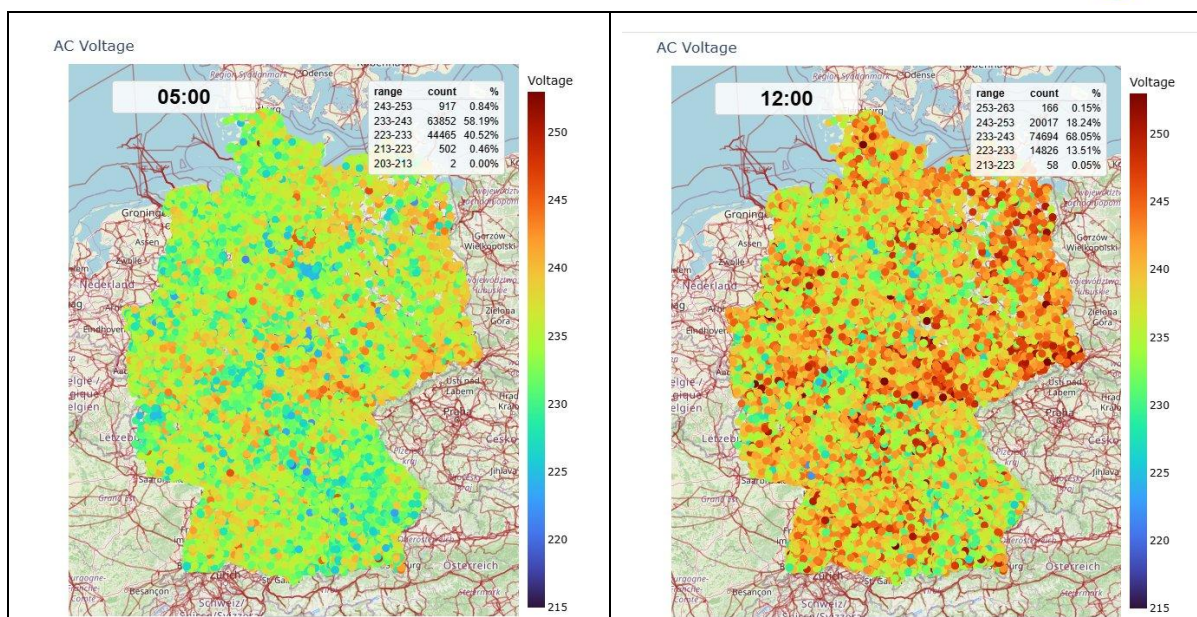


Abb. 3: Räumliche Spannungsverteilung am Pfingstsamstag 2026 – Tagesminimum (05:00 Uhr, links) und Mittagsspitze (12:00 Uhr, rechts). Die zugehörigen Verteilungstabellen sind in Abb. 1 zusammengefasst.

Kartengrundlage: © OpenStreetMap-Mitwirkende (ODbL, [openstreetmap.org/copyright](https://openstreetmap.org/copyright)) · Open Infrastructure Map.

Bemerkenswert ist schließlich der **untere Rand**: Unterspannung ist in diesem Datensatz praktisch kein Thema (durchgängig unter 0,5 % unterhalb von 223 V). Der gesamte Stress liegt einseitig **oben** – genau das erwartet man bei PV-getriebener Rückspeisung am Schwachlast-Wochenende und nicht bei lastgetriebenen Netzen.

#### 4. Interpretation: Beherrschbare Frühindikatoren

Das Gesamtbild ist eindeutig: Rund **80 % der Hausanschlüsse haben selbst zur Spitze Reserve**, etwa 18 % erreichen das obere Warnband, und nur 0,15 % liegen darüber. Die Netze sind also **nicht flächig überlastet**. Das obere Band ist vielmehr ein **Frühindikator**, der präzise zeigt, wo die Spannungsreserve knapp wird – ein Vorlauf, der Handlungsspielraum eröffnet, statt ein akutes Flächenproblem zu markieren.

Heute ist die Lage beherrschbar. Mit weiterem PV-Zubau würde der Anteil im oberen Band jedoch wachsen. Die richtige Schlussfolgerung ist daher nicht „Stopp“, sondern **rechtzeitiges, gezieltes Nachbessern** – netzseitig (Spannungshaltung) und anlagenseitig (Spitzenkappung durch Speicher und Flexibilität). Genau dafür stehen die fünf Hebel in Kapitel 5.

##### Was die Spannung aussagt – und was nicht

Für die wissenschaftliche Sauberkeit ist eine Abgrenzung wichtig: Die Spannung ist ein **reicher Indikator für Netzstress und Flussrichtung** – hohe Mittagsspannungen zeigen zuverlässig, dass Leistung aus der Niederspannung in die Mittelspannung zurückfließt. Sie ist jedoch **kein Leistungsmesser**: Die über einen Transformator geflossene Energiemenge lässt sich aus der Spannung allein nicht belastbar ableiten, sondern erfordert zusätzliche Strom- bzw. Leistungsdaten oder ein kalibriertes Netzmodell. Aussagen dieses Whitepapers beziehen sich daher auf Spannungsniveaus und deren Verteilung, nicht auf abgeleitete Energiebilanzen.

## Auch in Bayern kein strukturell größeres Problem

Häufig wird vermutet, ländlich geprägte Netze – allen voran in Bayern – seien strukturell überfordert. Die Voraussetzungen sind dort tatsächlich anspruchsvoller: Nach den Strukturdaten 2024 der Bundesnetzagentur kommen beim größten bayerischen Verteilnetzbetreiber (Bayernwerk Netz) auf jeden Anschluss rund **45 m Niederspannungsleitung** – etwa **60 % mehr** als beim bundesweit größten Verteilnetzbetreiber Westnetz (~28 m). Längere Stränge bedeuten höhere Leitungswiderstände und damit größeren Spannungshub je eingespeister Kilowattstunde. Hinzu kommt eine deutlich höhere Erzeugungsdichte: Bayernwerk meldete 2024 fast **630.000 Einspeisepunkte** – rund **ein Einspeiser je 3,7 Verbraucher**, gegenüber etwa einem je 12–15 Verbraucher bei Westnetz [26].

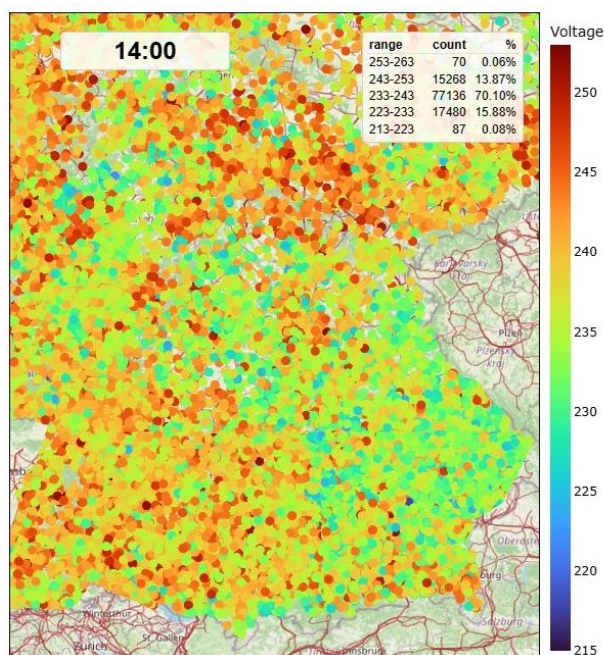


Abb. 4: Spannungsverteilung am Pfingstsonntag 2026, 14:00 Uhr (Kartenausschnitt Süddeutschland). Trotz längerer Netzstränge und höherer PV-Dichte je Verbraucher zeigt der Süden kein strukturell schlechteres Bild – im Gesamtdatensatz 13,87 % im Warnband, nur 0,06 % über 253 V.

Kartengrundlage: © OpenStreetMap-Mitwirkende (ODbL, [openstreetmap.org/copyright](https://openstreetmap.org/copyright)) · Open Infrastructure Map.

Trotz dieser schwierigeren Ausgangslage zeigt der süddeutsche Kartenausschnitt zur sommerlichen Nachmittagsspitze **kein kategorisch anderes Bild** als der Bundesdurchschnitt: dieselbe überwiegend grün-gelbe Verteilung mit einem beherrschbaren orangen Rand. Im gesamten Datensatz liegen am Pfingstsonntag um 14:00 Uhr **13,87 %** der Anschlüsse im oberen Warnband und nur **0,06 %** über 253 V – Werte, die die Mittagsspitze des Vortags nicht übersteigen. **Bayern ist also nicht strukturell anders.** Ausgerechnet das Gebiet mit den meisten PV-Anlagen je Verbraucher belegt, dass **mehr Photovoltaik auf weniger Verbraucher funktioniert** – die entscheidende Stellschraube bleibt die Spannungshaltung, nicht die Geografie.

## 5. Lösungen: Fünf Hebel für mehr lokale PV ohne Abregelung

Weil der Engpass die **Spannung** ist und nicht die Strombelastbarkeit, greifen Maßnahmen, die das nutzbare Spannungsband erweitern oder die Einspeisespitze glätten. Der gesetzlich verankerte Rahmen ist das **NOVA-Prinzip**: Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau [8]. Die folgende Matrix ordnet die fünf Hebel nach Investitionskosten und zeitlichem Vorlauf – von günstig-und-schnell bis strukturell.

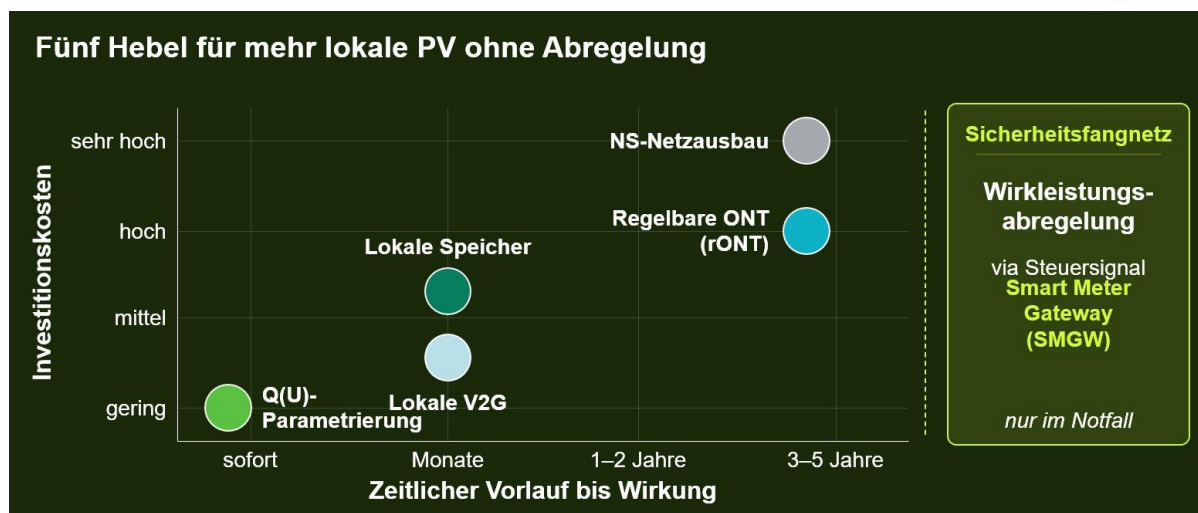


Abb. 5: Fünf Hebel für mehr lokale PV ohne Abregelung, eingeordnet nach Investitionskosten und zeitlichem Vorlauf bis zur Wirkung. Die Wirkleistungsabregelung steht bewusst außerhalb der Matrix – als Sicherheitsfangnetz, nicht als Betriebskonzept.

### 5.1. Q(U)-Parametrierung

Der günstigste und schnellste Hebel ist eine reine Parametereinstellung an bereits installierten Wechselrichtern: Bei steigender Spannung nimmt der Wechselrichter induktive Blindleistung auf und senkt so die lokale Spannung – die spannungsabhängige **Q(U)-Regelung** ist in der VDE-AR-N 4105 vorgesehen <sup>[5]</sup>. Sie ist sofort wirksam und nahezu kostenfrei. Ehrlich einzuordnen ist jedoch ihre **begrenzte Hebelwirkung im Niederspannungsnetz**: Weil NS-Kabel überwiegend ohmsch sind, wirkt vor allem die Wirkleistung auf die Spannung, während Blindleistung vergleichsweise viel Einsatz für wenig Spannungsänderung benötigt. Q(U) ist damit ein wertvoller erster Schritt, aber kein alleiniges Mittel.

### 5.2. Größere, prognosebasiert betriebene Heimspeicher

Heimspeicher sind der wirksamste anlagenseitige Hebel gegen die Mittagsspitze – **vorausgesetzt, sie werden netzdienlich, prognosebasiert betrieben**. Die Prozentwerte beziehen sich dabei auf die **statische 50%-Wirkleistungsbegrenzung** (die frühere KfW-Förderbedingung für PV-Speichersysteme), nicht auf das Solarspitzenengesetz: Lädt ein Speicher unreflektiert frühmorgens voll, steht er zur Mittagsspitze nicht mehr zur Verfügung – die über 50 % der Nennleistung hinausgehende Einspeisung wird gekappt und summiert sich auf rund **8 % Abregelungsverlust** des Jahresertrags. Eine **prognosebasierte Ladestrategie**, die das Vollladen gezielt in die Mittagsstunden legt, senkt diesen Verlust auf etwa **2 %** und erhöht zugleich die ins Netz gespeiste Energie <sup>[12]</sup>. In aktuellen Untersuchungen lässt sich die Abregelung durch zusätzliche Abendentladung sogar **nahezu vollständig vermeiden** <sup>[13]</sup>.

Daraus folgt unmittelbar ein Argument für **ausreichend groß dimensionierte Speicher**: Kleine Speicher können große Mittagsspitzen nicht vollständig aufnehmen; erst ab einer hinreichenden Kapazität wird die Spitze wirksam gekappt. Größere, prognosebasiert betriebene Heimspeicher verwandeln die andernfalls abgeregelte Spitzenenergie in nutzbaren, zeitversetzt einsetzbaren Strom – netztechnisch eine Entlastung, betriebswirtschaftlich ein Gewinn für die Anlagenbetreiber.

### 5.3. Bidirektionales Laden (V2X: Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Grid)

Bidirektionale Elektrofahrzeuge sind der nächste große Flexibilitätshebel: Ihre Batterien sind um ein Vielfaches größer als typische Heimspeicher und können lokale PV-Überschüsse aufnehmen (Vehicle-to-Home) oder das Netz aktiv stützen (Vehicle-to-Grid). Analysen beziffern das Erlöspotenzial bidirektionalen

Ladens auf **bis zu rund 500 € pro Fahrzeug und Jahr** im Jahr 2030 und sehen darin einen Hebel, der den Bedarf an stationären Speichern deutlich senkt <sup>[19][20]</sup>. Mit der **ISO 15118-20** liegt der internationale Kommunikationsstandard für V2G vor <sup>[21]</sup>, und die ersten serienreifen Fahrzeug- und Wallbox-Kombinationen kommen in diesen Monaten auf den Markt.

**Vehicle-to-Home ist bereits heute nutzbar**, und Vehicle-to-Grid steht unmittelbar vor dem breiten Markteintritt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen entwickeln sich rasch in die richtige Richtung: dynamische Stromtarife (seit 2025) und zeitvariable Netzentgelte schaffen die Anreize, verbleibende Detailfragen bei Abgaben und Abrechnung werden derzeit adressiert. V2X entwickelt sich damit vom Pilotthema zum **konkret erschließbaren Geschäftsfeld** – eine Entwicklung, auf die sich Anlagenbetreiber schon heute ausrichten sollten.

#### 5.4. Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)

Der wirksamste **netzseitige** Hebel zur Spannungshaltung ist der regelbare Ortsnetztransformator. Er ändert sein Übersetzungsverhältnis im Betrieb und **entkoppelt damit Nieder- und Mittelspannung**: Während hoher PV-Einspeisung kann die Niederspannungs-Sammelschiene abgesenkt werden, sodass die Spannung entlang der Stränge deutlich weiter ansteigen darf, bevor sie 253 V erreicht.

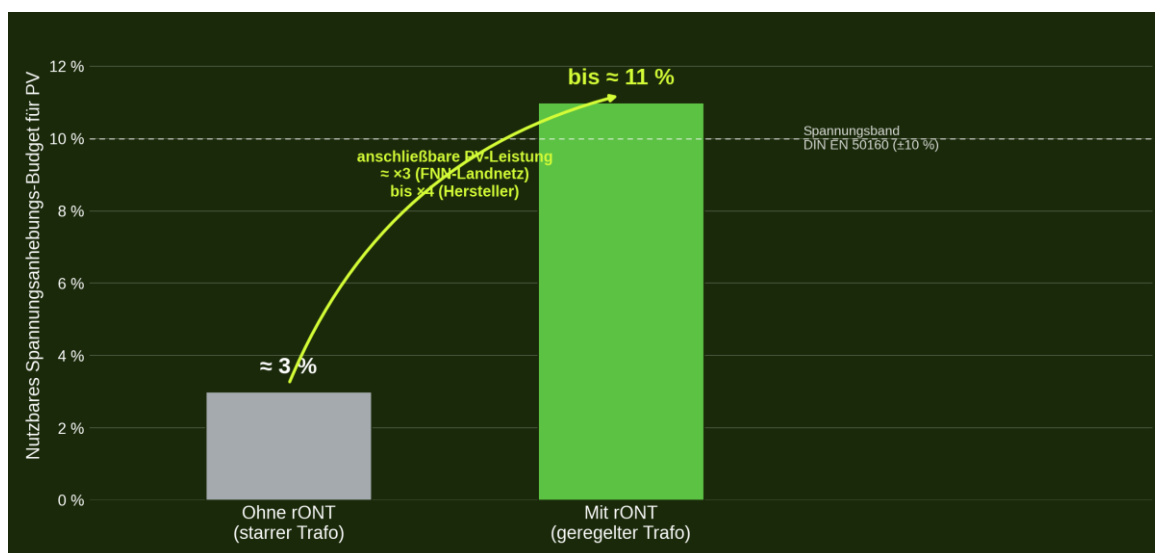


Abb. 6: Wirkprinzip des rONT. Ohne Regelung steht der PV-Einspeisung nur ein Spannungsanhebungs-Budget von rund 3 % zur Verfügung; mit rONT lässt sich nahezu das volle  $\pm 10$  %-Band der DIN EN 50160 (abzüglich einer Sicherheitsmarge) nutzen (Hersteller: bis  $\sim 11$  %). Das entspricht etwa einer Verdreifachung der anschließbaren PV-Leistung (FNN, Landnetz).

Quantitativ ist die Wirkung erheblich: Statt der auf 3 % begrenzten Spannungsanhebung lässt sich nach der FNN-Studie nahezu das **volle  $\pm 10$  %-Band** der DIN EN 50160 (abzüglich einer Sicherheitsmarge) nutzen; das **Integrationspotenzial verdreifacht sich im Landnetz** <sup>[9]</sup>. Herstellerangaben nennen als Obergrenze einen nutzbaren Spannungshub von bis zu 11 % statt 3 % und eine bis zu **vierfache** Aufnahmekapazität <sup>[10]</sup>. Der rONT ist seit Jahren erprobt, durch einen VDE-FNN-Hinweis standardisiert <sup>[11]</sup>, in Bestands- und Kompaktstationen integrierbar und reversibel – also keine „verlorene“ Investition.

Der Engpass ist daher nicht die Technik, sondern ihr **Verbreitungsgrad**: Erst ein **kleiner Bruchteil** der rund 600.000 Ortsnetzstationen ist mit regelbaren Transformatoren oder überhaupt digital ausgestattet. Selbst der Spitzenreiter unter den Netzbetreibern meldet bislang erst rund **10.000 digitale Ortsnetzstationen** <sup>[25]</sup> – bei bundesweit rund 600.000 Stationen ein Anteil im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Der weitaus größte Teil arbeitet weiterhin mit **konventionellen, nicht regelbaren und nicht digitalisierten**

**Transformatoren.** Aus unserer Sicht ist genau dieser Beharrungszustand einer der zentralen **Verhinderer** für mehr lokale PV: Eine verfügbare, wirtschaftliche und reversible Lösung wird zu zögerlich ausgerollt.

## 5.5. Niederspannungs-Netzausbau

Der konventionelle Netzausbau – stärkere Kabel, zusätzliche oder größere Transformatoren – wirkt sicher, ist aber investitions- und zeitintensiv. Nach dem NOVA-Prinzip steht er deshalb am Ende der Maßnahmenkette: Erst wenn Optimierung (Q(U), Spitzenkappung, Steuerung) und Verstärkung (rONT) ausgeschöpft sind, folgt der Ausbau. In vielen Netzen lässt sich der teure Tiefbau durch die vorgelagerten Hebel hinausschieben oder vermeiden.

## 5.6. Querschnitt: Spitzenkappung – wenig Verlust, große Wirkung

Über alle Hebel hinweg wirkt das Prinzip der **Spitzenkappung**: Eine Kappung der PV-Einspeisespitze um lediglich **3 % der Jahresenergie** senkt nach der dena-Verteilnetzstudie den bundesweiten Netzausbaubedarf um **bis zu ein Viertel** <sup>[14]</sup>; der VDE-FNN-Hinweis erlaubt es, eine solche begrenzte Kappung in der Netzplanung zu berücksichtigen <sup>[15]</sup>. In Kombination mit einem Speicher wird die gekappte Spitze nicht verworfen, sondern gespeichert – der reale Ertragsverlust sinkt damit deutlich unter diese 3 %. Eine **feste, planbare Kappung** (z. B. auf 50 % der Nennleistung) ist für Betreiber kalkulierbar und damit investitionssicher.

## 5.7. Das Sicherheitsfangnetz: Wirkleistungsabregelung über das Smart Meter Gateway

Bleibt die **Wirkleistungsabregelung über das Smart Meter Gateway** – die in der Lösungsmatrix bewusst außerhalb steht. Sie ist die letzte Rückfallebene für den seltenen Notfall, nicht das Betriebskonzept. Wer die vorgelagerten Hebel nutzt, sorgt dafür, dass dieses Fangnetz nur in Ausnahmefällen greift und die installierte PV ihren Ertrag liefert.

## 6. Steuerbarkeit mit Investitionssicherheit

---

Mehr lokale PV und Steuerbarkeit sind kein Widerspruch – im Gegenteil. Der **§ 14a EnWG** erlaubt es Netzbetreibern seit 2024, steuerbare Verbrauchseinrichtungen (einschließlich Heimspeicher) in seltenen Engpassfällen auf eine Mindestbezugsleistung von **4,2 kW zu „dimmen“** – ein vollständiges Abschalten ist ausgeschlossen. Im Gegenzug erhalten Betreiber eine **reduzierte Netzentgeltzahlung** (in der Größenordnung von 110–190 € pro Jahr) und vor allem die Zusage, dass ein **Anschluss nicht wegen drohender Netzüberlastung verweigert** werden darf <sup>[16]</sup>.

Abgesichert wird dies durch die **Anschluss- und Netzausbaupflicht** des EEG: Erzeugungsanlagen sind vorrangig anzuschließen – ausdrücklich auch dann, wenn die Aufnahme erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes möglich wird (§ 8 EEG); die Kosten dieses Ausbaus trägt überwiegend der Netzbetreiber (§ 12, §§ 16 f. EEG) <sup>[6][7]</sup>. Wer also Steuerbarkeit akzeptiert, erhält im Gegenzug einen **einklagbaren Anschluss- und Ausbauanspruch** – ein „Netz ist voll“ als Absage ist rechtlich nicht vorgesehen.

Das ist zugleich ein **Fortschritt gegenüber der früheren pauschalen 70%-Regelung**: An die Stelle einer dauerhaften, ertragsmindernden Drosselung treten **gezielte, seltene und entschädigte Eingriffe**. Voraussetzung für die flächige Umsetzung ist der Smart-Meter-Rollout, der über das Smart Meter Gateway den sicheren Steuerkanal bereitstellt. Hier liegt der eigentliche Engpass: Ende 2025 waren erst rund **23,3 % der Pflichteinbautfälle** und nur etwa 5,5 % aller Messlokationen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet <sup>[17]</sup>; das Solarpaket I hat die Anschluss- und Anmeldeverfahren bereits vereinfacht <sup>[18]</sup>.

#### Vier Leitplanken: Steuerbarkeit ohne Wirtschaftlichkeitsverlust

1. **Selten**: Eingriffe nur bei realer Engpassgefahr, nicht als Dauerzustand.
2. **Planbar**: definierte Mindestleistungen (4,2 kW) und transparente Regeln statt willkürlicher Abschaltung.
3. **Entschädigt**: reduzierte Netzentgelte bzw. Vergütung für die bereitgestellte Flexibilität.
4. **Abgesichert**: flankiert von der gesetzlichen Anschluss- und Netzausbaupflicht.

## 7. Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Antwort auf die Leitfrage ist klar: **Die deutschen Niederspannungsnetze können den weiteren lokalen PV-Ausbau tragen**. Die Messdaten zeigen heute beherrschbare Frühindikatoren – ein Vorlauf, kein Flächenproblem. Und sie bleiben voll beherrschbar, wenn netzseitig (rONT, digitale Ortsnetzstationen) nachgebessert und anlagenseitig (größere, prognosebasierte Speicher, V2X) flexibilisiert wird. Der begrenzende Faktor ist die Spannungshaltung – und die ist mit verfügbarer Technik erweiterbar.

1. **rONT-Rollout priorisieren**. Als wirksamster netzseitiger Hebel verdreifacht der regelbare Ortsnetztransformator die Netzaufnahmekapazität im Landnetz und ist reversibel – ideal für die NOVA-konforme Ertüchtigung vor dem Tiefbau.
2. **Größere, prognosebasiert betriebene Heimspeicher als Standard**. Sie kappen die Mittagsspitze, senken die Abregelung auf rund 2 % oder darunter und erhöhen Eigenverbrauch wie Netzdienlichkeit zugleich.
3. **V2X realistisch erschließen**. Vehicle-to-Home heute nutzen; für Vehicle-to-Grid die regulatorischen Fragen (Abgaben, Entgelte, Abrechnung) zügig klären.
4. **Steuerbarkeit mit Investitionssicherheit verbinden**. Seltene, planbare, entschädigte Eingriffe nach § 14a EnWG, flankiert von der Anschluss- und Netzausbaupflicht – damit Investitionen in Dach-PV und Speicher kalkulierbar bleiben.
5. **Smart-Meter-Rollout beschleunigen**. Der intelligente Messstellenbetrieb ist die Voraussetzung für netzdienliche Steuerung und damit für maximale Netzaufnahmekapazität.

**Kernbotschaft:** Wer heute in lokale Photovoltaik und in ausreichend dimensionierte Heimspeicher investiert, investiert sicher. Die Netze schaffen das – Technik und Rechtsrahmen tragen den weiteren Ausbau.

## Quellenverzeichnis

*Externe Belege. Die Daten in den Kapiteln 2–4 (Abb. 1–4) stammen aus der eigenen Messkampagne von E3/DC.*

- [1] Transformatorstation – Wikipedia; Netzbetreiberangaben (MITNETZ STROM, naturenergie netze): rund 600.000 Ortsnetzstationen in Deutschland.
- [2] BDEW: Stromnetzlänge in Deutschland (2023) – Niederspannungsnetz rund 1,25 Mio. km, Gesamtnetz rund 1,91 Mio. km.
- [3] Bundesnetzagentur: Smart-Meter-/Messlokationen-Monitoring (Stand Q4 2025) – rund 54–56,5 Mio. Messlokationen.
- [4] DIN EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: 230 V  $\pm$  10 % ( $\approx$  207–253 V), 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte je Woche innerhalb  $\pm$  10 %.
- [5] VDE-AR-N 4105:2026-03 (VDE FNN) – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: zulässige Spannungsanhebung 3 %, Q(U)-Regelung, NA-Schutz/Überspannungsverhalten, Frequenzvorgaben, Schiefplastgrenze 4,6 kVA je Phase, vereinfachtes Anmeldeverfahren bis 800 VA. (Exakter Abschnitt vor Drucklegung an der Fassung 2026-03 zu verifizieren.)
- [6] § 8 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) – Anschlusspflicht, auch wenn die Abnahme erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau nach § 12 möglich wird.
- [7] § 12 EEG 2023 – Pflicht zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes.
- [8] BMW: Was ist das NOVA-Prinzip? (FAQ Netzausbau) – Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau.
- [9] FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung / regelbarer Ortsnetztransformator (TU München, mediatum): Nutzung nahezu des vollen  $\pm$  10 %-Bandes, Verdreifachung des Integrationspotenzials im Landnetz.
- [10] Maschinenfabrik Reinhausen; VDI ZRE: regelbare Ortsnetztransformatoren – nutzbarer Spannungshub bis  $\sim$ 11 % statt 3 %, Aufnahmekapazität bis Faktor vier (Herstellerangabe, daher „bis zu“).
- [11] VDE-FNN-Hinweis „Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)“, 2016.
- [12] HTW Berlin (J. Weniger u. a.): Effekte der 50-%-Einspeisebegrenzung für PV-Speichersysteme – prognosebasierte Ladung senkt die Abregelung von rund 8 % auf etwa 2 %.
- [13] HTW Berlin: „Klug gespeichert statt abgeregelt“ (2025) – nahezu vollständige Vermeidung der Abregelung durch netzdienliche Speicherbetriebsweise.
- [14] dena-Verteilnetzstudie: Spitzenkappung von 3 % der Jahresenergie senkt den Netzausbaubedarf um bis zu ein Viertel.
- [15] VDE-FNN-Hinweis „Spitzenkappung“ (2017) – Berücksichtigung einer auf 3 % der Energiemenge begrenzten
- [16] § 14a EnWG; Bundesnetzagentur (Festlegungen 2023/2024); GASAG-Erläuterung: Dimmen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf 4,2 kW, reduzierte Netzentgelte ( $\sim$ 110–190 €/a), Anschlussgarantie.
- [17] Bundesnetzagentur: Smart-Meter-Rollout-Bericht (Stand 31.12.2025) – rund 23,3 % der Pflichteinbaufälle,  $\sim$ 5,5 % aller Messlokationen.
- [18] Solarpaket I / § 8 Abs. 5a EEG (2024) – vereinfachte Anschluss- und Anmeldeverfahren, Steckersolar bis 800 VA.
- [19] Agora Verkehrswende (mit Reiner Lemoine Institut), 2025: bidirektionales Laden – Erlöspotenzial bis  $\sim$ 500 € je Pkw und Jahr (2030), deutliche Reduktion des stationären Speicherbedarfs.
- [20] Fraunhofer ISE/ISI im Auftrag von Transport & Environment (2024): Potenzial von Vehicle-to-Grid.
- [21] ISO 15118-20: Kommunikationsstandard als Grundlage für bidirektionales Laden (V2G).
- [22] Bundesnetzagentur / Marktstammdatenregister: installierte PV-Leistung rund 117 GW (Ende 2025); EEG-2023-Ausbauziel 215 GW bis 2030.
- [23] Marktstammdatenregister; pv magazine (Januar 2026): rund 2,4 Mio. Batteriespeicher /  $\sim$ 25,5 GWh, davon  $\sim$ 80 % Heimspeicher.
- [24] dena-Verteilnetzstudie II (2025): jährlicher Verteilnetz-Investitionsbedarf +85–123 % bis 2045; das Verteilnetz komme an seine Grenzen.
- [25] E.ON (Pressemitteilung, Juli 2025): 10.000. digitale Ortsnetzstation in Deutschland in Betrieb; bis zu 500 weitere pro Monat.
- [26] Bundesnetzagentur: Strukturdaten 2024 (Auswertung Zeitung für kommunale Wirtschaft, ZfK, Februar 2026): Niederspannungs-Stromkreislängen, Letztverbraucher und EE-Einspeisepunkte je Verteilnetzbetreiber (u. a. Westnetz  $\sim$ 111.000 km /  $\sim$ 4,0 Mio. Letztverbraucher; Bayernwerk Netz  $\sim$ 104.000 km /  $\sim$ 2,3 Mio. Letztverbraucher /  $\sim$ 630.000 Einspeisepunkte).