Agora Energiewende

STUDIE

Kosteneffizienter Ausbau des Verteilnetzes

Den Ausbautreibern einen Schritt voraus

FfE consentec

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) und Consentec GmbH (2026): Kosteneffizienter Ausbau des Verteilnetzes. Den Ausbautreibern einen Schritt voraus.

URL: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/kosteneffizienter-ausbau-des-verteilnetzes

Studie
Kosteneffizienter Ausbau des Verteilnetzes.
Den Ausbautreibern einen Schritt voraus.

Im Auftrag von
Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung (Agora Energiewende)
Mareike Herrndorff
mareike.herrndorff@agora-energiewende.de

Projektpartner
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)
Am Blütenanger 71 | 80995 München
www.ffe.de
info@ffe.de

Projektleitung (FfE)
Niklas Jooß
njooss@ffe.de

Consentec GmbH
Grüner Weg 1 | 52070 Aachen
www.consentec.de
info@consentec.de

Projektleitung (Consentec)
Dr.-Ing. Alexander Ladermann
ladermann@consentec.de

Autorinnen und Autoren
Niklas Jooß (FfE) | Alexander Ladermann, Dr.-Ing. (Consentec) | Jonas Derichs (Consentec) | Wolfgang Fritz, Dr.-Ing. (Consentec) | Philipp Godron (Agora Energiewende) | Lennard Habermann (Agora Energiewende) | Mareike Herrndorff (Agora Energiewende) Serafin von Roon, Dr.-Ing. (FfE) | Severin Schwabenthal (Consentec) | Andreas Weiß, Dr.-Ing. (FfE)

Die Verantwortung für die Inhalte der Kapitel 2 bis 9 liegt bei FfE und Consentec. Agora Energiewende hat die Zusammenfassung und den Grundlagenteil (Kapitel 1) verfasst. Bei der sprachlichen Überarbeitung einzelner Textpassagen wurden KI-basierte Sprachmodelle unterstützend eingesetzt; die fachliche Prüfung und redaktionelle Gesamtverantwortung liegen bei den Autor:innen.

Danksagung
Julia Bläsius, Janne Görlach, Fabian Huneke, Susanne Liebsch, Barbara Mayer, Alexandra Steinhardt, Anja Werner (alle Agora Energiewende), Andreas Jahn (RAP).

Danksagung an den Begleitkreis
Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar.

Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten (FfE, Consentec).

Im Begleitkreis waren vertreten:
BNE e.V | EWE Netz GmbH | Dr. Tim Meyer, Energie auf den Punkt | Schleswig-Holstein Netz GmbH | VKU e. V. | VZBV e. V. | ZVEI e. V. sowie weitere Organisationen, die nicht namentlich genannt werden möchten.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Erfolg der Energiewende entscheidet sich zunehmend im Verteilnetz. Dort schließen Millionen Menschen und Unternehmen Solaranlagen, Windparks, Wärmepumpen, Speicher und Ladepunkte an. Dort zeigt sich, ob aus guten Absichten ein funktionierendes System wird.

Der Netzausbau muss schnell vorankommen – damit niemand auf das Netz warten muss – und er sollte möglichst kosteneffizient erfolgen. Beides gelingt, wenn wir Netze nicht nur schneller, sondern auch klüger und innovativer ausbauen.

Die vorliegende Studie zeigt das Potenzial: Innovative Maßnahmen können den Investitionsbedarf bis 2045 um rund 27 Prozent senken, das entspricht 66 Milliarden Euro. Voraussetzung sind Fortschritte bei der Digitalisierung, denn ohne Messtechnik, Netzzustandsermittlung und Steuerbarkeit bleiben innovative Maßnahmen Theorie.

Hier sollte die Bundesregierung ansetzen: mit klaren regulatorischen Leitplanken, angepassten Planungsgrundsätzen und Rechtssicherheit für Netzbetreiber. Dabei kann es nicht allein um die Erneuerbaren gehen, denn die Anforderungen an den Netzausbau werden künftig vor allem durch die wachsende Last bestimmt.

Ich wünsche eine anregende Lektüre!

Julia Bläsius
Direktorin Deutschland, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick

1 **Das Stromnetz muss künftig deutlich mehr leisten: Beim Heizen, im Verkehr und in der Industrie löst Strom zunehmend fossile Energien ab.** Folgt der Netzausbau dem bisherigen Ansatz, die Infrastruktur auf jede mögliche Belastungsspitze auszulegen, sind bis 2045 Investitionen von rund 250 Milliarden Euro erforderlich. Eine Kombination von Netzausbau mit innovativen Maßnahmen senkt dagegen die Investitionsbedarfe und begrenzt den Anstieg der Netzentgelte. Das bringt auch die Elektrifizierung voran.

2 **Jeder vierte Euro für den Netzausbau lässt sich einsparen, vor allem indem Flexibilitätspotenziale stärker in Planung und Betrieb einfließen.** Wärmepumpen, E-Autos, Heim- oder Großbatteriespeicher sind flexible Stromverbraucher: In den allermeisten Fällen können bessere Preisanreize oder netzdienliche Anschlussbedingungen Belastungsspitzen zuverlässig senken. Sichern Netzbetreiber seltene Extremsituationen dazu mit gezielten Steuerungsmaßnahmen ab, können sie in Summe 66 Milliarden Euro an Ausbaukosten einsparen.

3 **Es gibt keine „One-Size-Fits-All"-Lösung: Je nach Tages-, Jahreszeit und Technologie entlasten unterschiedliche Maßnahmen das Netz.** Preisliche Anreize bewirken an Winterabenden mit hoher Netzauslastung, dass nur E-Autos mit akutem Bedarf laden. Eine dynamische Spitzenkappung begrenzt kurzzeitige Lastspitzen, etwa von PV-Freiflächenanlagen zur Mittagszeit. Ein effizient geplantes und betriebenes Stromnetz braucht einen vielseitigen Werkzeugkasten mit last- und erzeugungsseitig wirkenden Instrumenten.

4 **Smarte, digital unterstützte Lösungen müssen sich für Netzbetreiber lohnen und zum integralen Bestandteil der Planung werden.** Die Voraussetzungen für mehr Effizienz bei Planung und im Betrieb müssen Bundesregierung und Bundesnetzagentur schaffen. Dafür braucht es Regulierungsanreize, die eine bessere Netzauslastung honorieren, klare Vorgaben und mehr Transparenz bei der Netzausbauplanung und Verbindlichkeit bei der Umsetzung. Wenn ein Wettbewerb um die besten Lösungen entsteht, werden vermutlich noch weitere Effizienzpotenziale gehoben, die heute noch gar nicht berücksichtigt wurden.

Inhalt

Zusammenfassung (Executive Summary) 6

1 Ausgangslage, Handlungsdruck und Zielsetzung 16

1.1 Rolle der Verteilnetze in der Energiewende 16
1.2 Kostendruck und Finanzierungsfrage 17
1.3 Netzausbauplanung und Instrumente sind aktuell noch nicht ausreichend, um Kostenpotenzial zu heben 19
1.4 Ziel der Studie 20

2 Methodik und Szenariorahmen 22

2.1 Grundansatz der Modellierung 22
2.2 Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP B) 25

3 Wirkmechanismen, Modellierung und qualitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen 29

3.1 Systematisierung der Maßnahmen 29
3.2 Quantitativ untersuchte Maßnahmen 29
3.2.1 *Co-Location*-Speicher 30
3.2.2 Überbauung 31
3.2.3 Dynamische Spitzenkappung 32
3.2.4 Höherauslastung von Betriebsmitteln 32
3.2.5 Netzdienliche Speicher (VINK) 33
3.2.6 Netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG 34
3.2.7 Dynamische Netzentgelte mit Ursprung in der Hochspannungsebene 34
3.3 Qualitativ untersuchte Maßnahmen 35
3.3.1 Verbesserte Beobachtbarkeit der unteren Netzebenen 35
3.3.2 Standardisierung von Betriebsmitteln 36
3.3.3 Abkehr von der Erdverkabelung in der Hochspannungsebene 36
3.3.4 Abschließende Einordnung 36
3.4 Vergleichende Einordnung der Maßnahmen 36

4 Ergebnisse 38

4.1 Referenz: konventioneller Netzausbau 38
4.2 Wirkung ausgewählter Maßnahmen 49
4.2.1 *Co-Location*-Speicher 49
4.2.2 Überbauung 51
4.2.3 Dynamische Spitzenkappung 53
4.2.4 Höherauslastung von Betriebsmitteln 57
4.2.5 Netzdienlicher Speicher (VINK) 59
4.2.6 Gezielte Lastspitzensteuerung in der Niederspannung 62
4.2.7 Dynamische Netzentgelte mit Bezug auf Engpässe in der Hochspannungsebene 66
4.3 Systemweite Effekte 70

5 Synthese: kosteneffizienter Verteilnetzausbau 73

5.1 Übergreifende Einordnung der untersuchten Maßnahmen 73
5.2 Strukturabhängige Wirksamkeit 75
5.2.1 Abhängigkeit vom Urbanisierungsgrad – ländliche versus städtische Versorgungsaufgabe 75
5.2.2 Der Wert des „zeitlichen Hebels“ 76
5.2.3 Flexibilität zur langfristigen Vermeidung von Ausbaumaßnahmen 77
5.3 Grenzen und Robustheit 77

6 Handlungsempfehlungen und Umsetzung 80

6.1 Netzplanung 80
6.2 Regulierung 81

7 Fazit 84

8 Anhang 86

8.1 Netz- und Energiesystemmodellierung 86
8.2 Modellierung und Simulation der Steuerung nach § 14a EnWG 93

Literatur 96

Zusammenfassung (Executive Summary)

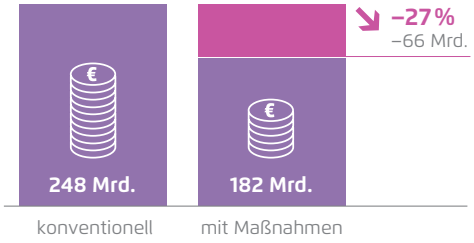
Den Ausbautreibern einen Schritt voraus – kosteneffizienter Ausbau des Verteilnetzes

→ Abb. A

Erhebliches Einsparpotential durch Innovationen in Betrieb und Planung - **Investitionsbedarf bleibt aber groß**

1

Reduktion Investitionsbedarf um mehr als ein Viertel



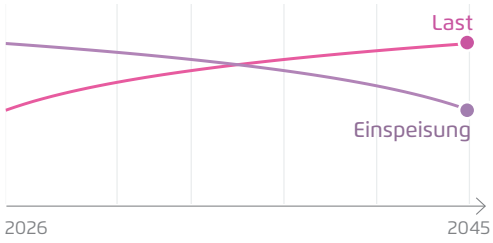
→ Investitionsbedarf kann bis 2045 um etwa 66 Mrd. Euro gesenkt werden

→ **Top 3 Maßnahmen:**

- Dyn. Spitzenkappung
- Überbauung
- Gezielte Laststeuerung

2

Wechsel des Ausbautreibers von Erzeugung zu Verbrauch



→ Bis 2035: Einspeisung wesentlicher Treiber für Investitionsbedarf im Verteilnetz.

→ Mittel- bis langfristig löst die Last die Einspeisung als dominierenden Ausbautreiber ab.

→ Maßnahmen, die Einspeisung adressieren, wirken vor allem im kommenden Jahrzehnt, lastseitige Maßnahmen wirken nachhaltiger.

3

Fünf Weichenstellungen, damit die Effizienzpotentiale aus Planung und Betrieb gehoben werden können

1	2	3	4	5
Flexibilität netzdienlich aktivieren und absichern	**Planungs-grundsätze anpassen**	**Netzebenen zusammen-denken**	**Zeit gewinnen und richtig nutzen**	**Beobachtbarkeit schaffen**
Verlässliche Wirkung berücksichtigen; Steuerbarkeit absichern	Wechsel zur zunehmend lastgeprägten Bemessung abbilden	Rück- und Wechsel-wirkungen gesamthaft bewerten	Einspeise-wirkende Maßnahmen aktivieren und Zeit gewinnen; verschoben ≠ vermieden; Lastwirkende Maßnahmen einführen	Messtechnik, Zustands-ermittlung und Betriebsführung

Agora Energiewende (2026)

Zusammenfassung

Der Verteilnetzausbau ist keine feste Größe: Innovative Maßnahmen bieten die Chance, den Ausbaubedarf bis 2045 deutlich zu senken.

Durch ein Bündel an Innovationen bei Netzauslegung und Betrieb kann beim Verteilnetzausbau viel Geld gespart werden: Bis 2045 kann so der Investitionsbedarf um 66 Milliarden Euro verringert werden. Die Analyse zeigt, dass ein erheblicher Teil der heute geplanten Investitionen durch eine bessere Koordination von Erzeugung, Last, Betrieb und Infrastruktur vermieden oder in Teilen zumindest zeitlich verschoben werden kann.

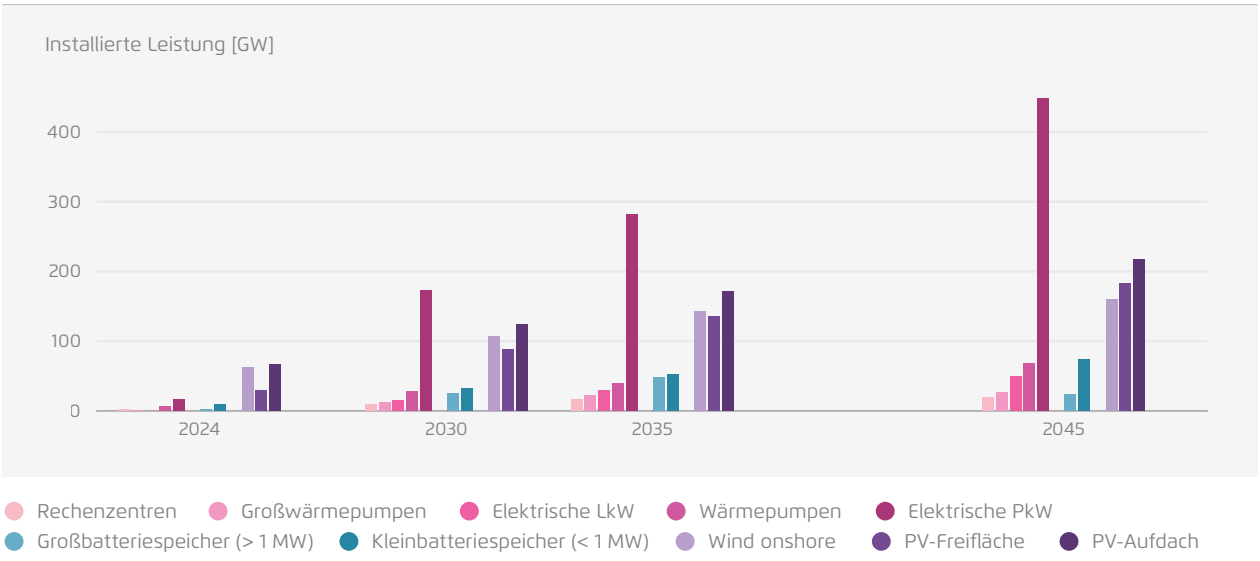
Die Stromverteilnetze in Deutschland müssen umfassend erweitert und modernisiert werden, damit sie ihrer Rolle als zentrale Säule des neuen Energiesystems gerecht werden. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, neue industrielle Lasten und der Anschluss zahlreicher kleinerer Photovoltaikanlagen erhöhen die Stromnachfrage erheblich. Hinzu kommt der massive Ausbau an Klein- und Großbatteriespeichern. Dadurch entstehen neue Gleichzeitigkeiten und teilweise nur kurzzeitig auftretende Leistungs- und Einspeisespitzen, die maßgebliche Auswirkungen auf die Dimensionierung des Netzes haben.

Wesentlicher Treiber ist also eine Verlagerung der Energieträger von Öl, Kohle und Gas hin zu erneuerbarem Strom. Damit sinkt der Bedarf an fossiler Infrastruktur und sinken die Emissionen sowie die Abhängigkeit der deutschen Volkswirtschaft von Energieimporten (Agora Energiewende 2024).

Damit die Verteilnetze dieser neuen Rolle gerecht werden, sind umfassende Investitionen unabdingbar. Zugleich sind Einsparpotenziale an vielen Stellen noch nicht erschlossen. Das jährliche Ausbauvolumen steigt bei unveränderten Rahmenbedingungen um den Faktor 2,3 – von 7 Mrd. im Jahr 2030 auf 16,1 Mrd. Euro im Jahr 2045. Zur Hebung der Einsparpotentiale benötigen die Netzbetreiber klare regulatorische Leitplanken und Rechtssicherheit – beispielsweise für die netzdienliche Nutzung von Flexibilität und angepasste Planungsgrundsätze.

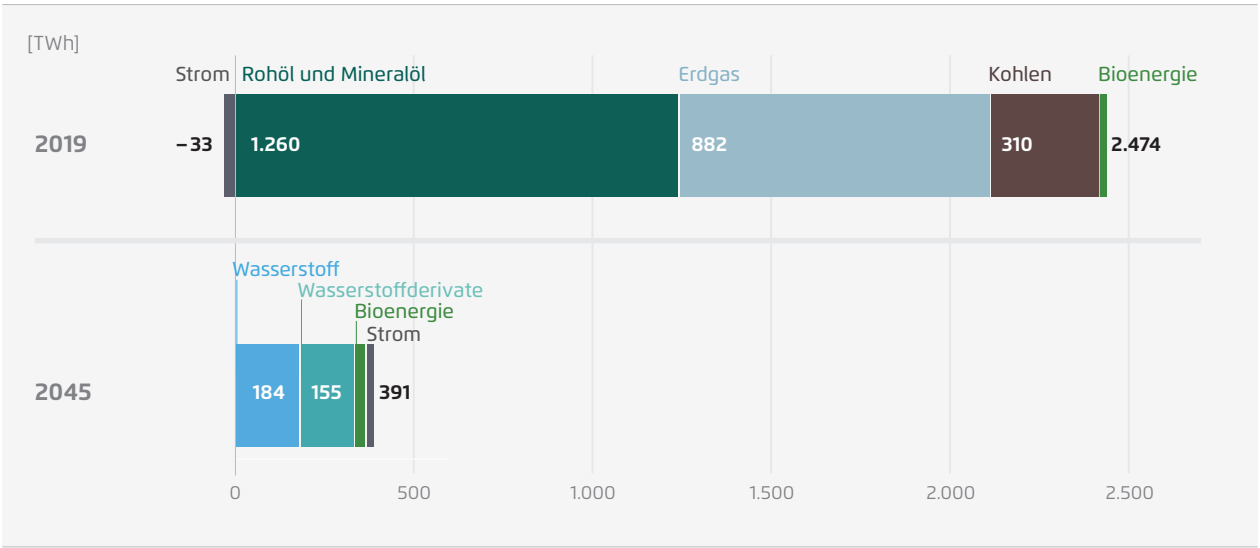
Die Wirkung ist belastbar ermittelt: Eine bundesweite Netzmodellierung mit Hilfe von Typnetzen zeigt den positiven Effekt von zehn innovativen

Entwicklung installierter Leistung je Technologie im Verteilnetz bis 2045 → Abb. B



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Reduktion des Nettoimports von Energieträgern bis 2045 → Abb. C



Agora Energiewende, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut und Universität Kassel (2024), historische Daten: AG Energiebilanzen (2024).
Positiver Wert ist Nettoimport, negativer Wert ist Nettoexport.

Maßnahmen im Vergleich zum konventionellen Ausbau. Die Instrumente lassen sich in folgende Bereiche einteilen: smarte Integration von Flexibilität, optimierter Betrieb und kluges Infrastruktur-Design.

Die quantitative Analyse zeigt vor allem die Größenordnung und Wirkungsrichtung der Potenziale. Dabei gilt: Manche unter den „Laborbedingungen" der Modellierung ermittelten Potenziale lassen sich in der Realität nicht in vollem Umfang realisieren. Zugleich gibt es weitere Handlungsfelder, die die Ausbaukosten weiter senken können, im Rahmen dieser Studie aber nicht quantifiziert werden konnten – beispielsweise die Standardisierung von Betriebsmitteln[1]. Das „wie" der Umsetzung steht nicht im Zentrum dieser Analyse; die ermittelten Potenziale können in der konkreten Ausgestaltung grundsätzlich auf verschiedenen Wegen erreicht werden – sei es durch preisliche Anreize, regulatorische Vorgaben oder einen intelligenten Mix.

1 Für weitere Maßnahmen siehe Abschnitt 3.3.

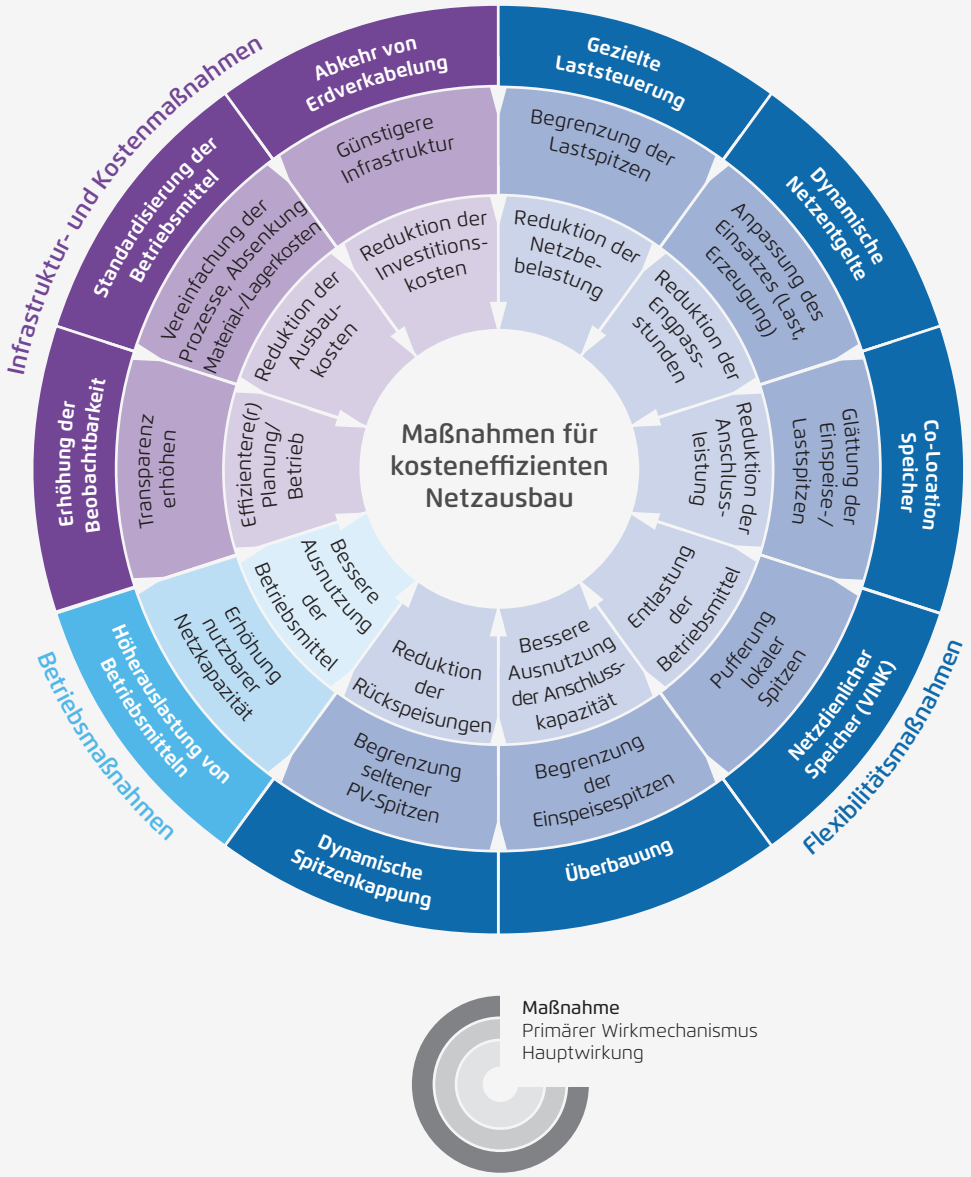
Der Aufwand lohnt sich: Ein zeitlich gestaffeltes Maßnahmenportfolio verringert den Investitionsbedarf bis 2045 um mehr als ein Viertel.

Die Ergebnisse der Modellierung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. **Zwischen 2035 und 2045 löst die Last die Erzeugung als dominierenden Ausbautreiber ab:** Während in der Niederspannung schon heute zunehmend die Last dimensionierend für den Ausbau ist, trifft dies mit fortlaufender Zeit auch auf Mittel- und Hochspannung zu. Bis 2045 ist auch auf diese beiden Spannungsebenen der Ausbau überwiegend lastgetrieben; lediglich die ländlichen Netze in der Mittelspannung bleiben überwiegend erzeugungsdominiert.
2. **Es gibt zahlreiche Optionen, den Zubaubedarf zu verringern, und sie wirken zeitlich gestaffelt:** Besonders wirkungsvolle Maßnahmen werden sichtbar, wenn die Ausbautreiber Erzeugung und Last getrennt betrachtet werden. Die dynamische Spitzenkappung[2] sowie die sogenannte Überbau-

2 Bei einspeiseseitiger Überlastung in Einspeisenetzen regelt der Netzbetreiber im Rahmen eines kurativen Engpassmanagements die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien ab.

Systematisierung der betrachteten Maßnahmen → Abb. D



Agora Energiewende (2026) basierend auf FfE/Consentec (2026)

ung[3] senken den frühen einspeisebedingten Druck; die gezielte Lastspitzensteuerung gewinnt mit der wachsenden Elektrifizierung an Bedeutung.

3. **Der Aufwand der Umsetzung lohnt sich: Mehr als ein Viertel der Ausbaukosten ist vermeidbar, wenn vorhandene Netzkapazitäten besser genutzt und seltene Last- und Einspeisespitzen gezielt und begrenzt reduziert werden.** Die Zusammenführung der wirksamsten Einzelmaßnahmen ergibt bis 2045 eine Reduktion der erforderlichen Investitionen um rund 27 Prozent beziehungsweise 66 Mrd. Euro. Berücksichtigt wurden ausschließlich eindeutig nachgewiesene und zuordenbare Maßnahmenwirkungen. Der Wert bezeichnet daher eher eine konservative Untergrenze, das tatsächlich ausschöpfbare Potenzial ist voraussichtlich höher.

3 An einen Netzanschluss wird mehr Erzeugungsleistung angeschlossen, als abgeführt werden kann. Einspeisespitzen werden durch Abregelung begrenzt

Die *Big Five* für die Aktivierung: Fünf Weichenstellungen entscheiden, ob sich die Einsparpotenziale heben lassen.

Die gute Nachricht: Die Hebel sind bekannt, die Wirkung ist belegt. Aber: Sie wirken nicht von allein. Bundesregierung, Bundesnetzagentur und Netzbetreiber müssen den Ausbautreibern einen Schritt voraus sein, damit die innovativen Maßnahmen ihr Potenzial tatsächlich entfalten. Fünf Weichenstellungen sind in diesem Zusammenhang besonders relevant:

1. **Netzdienliche Flexibilität sollte bereits in der Netzplanung berücksichtigt werden.** Wo möglich, sollten preisliche Anreize netzdienliches Verhalten anreizen; zur Absicherung müssen Netzbetreiber über Steuerungsmöglichkeiten verfügen, um die Stabilität des Systems jederzeit sicherzustellen. Denn: Entscheidend ist nicht nur das vorhandene Flexibilitätspotenzial, sondern der Anteil, dessen Wirkung im Engpassfall hinreichend belastbar prognostiziert oder abgesichert werden kann.
2. **Planungsgrundsätze müssen den Übergang von einspeise- zu zunehmend lastgeprägten Bemessungssituationen abbilden.** Erzeugungsseitige Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus entfalten ihre Wirkung vor allem kurz- bis mittelfristig. Daher sollte regelmäßig geprüft werden, ob sie volkswirtschaftlich noch sinnvoll sind, und dabei stets auch der langfristige Nutzen in den Blick genommen werden.
3. **Rück- und Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen sind bei der Ausgestaltung von Flexibilitätsmaßnahmen zu berücksichtigen.** Maßgeblich ist die Wirkung auf den gesamten Netzausbau, nicht die lokale Entlastung einer einzelnen Ebene.
4. **Aufgeschoben ist nicht aufgehoben. Zeitgewinn entlastet kurzfristig und erlaubt Bündelung, doch ein Teil des aufgeschobenen Ausbaus wird spätestens 2045 erforderlich.** Netzbetreiber sollten zwischen vermiedenem und verschobenem Ausbau unterscheiden und Planungsprozesse rechtzeitig anstoßen.
5. **Die untersuchten Maßnahmen setzen eine hinreichende Beobachtbarkeit der Netze und Steuerbarkeit von Flexibilitäten voraus.** Messtechnik, Netzzustandsermittlung und Betriebsführungssysteme insbesondere in den unteren Netzebenen sind die Grundvoraussetzung für die praktische Umsetzung.

Methodik

Die bundesweite Netzmodellierung zeigt den Effekt von zehn innovativen Maßnahmen im Vergleich zum konventionellen Ausbau.

Mit Hilfe von Typnetzen wird im Rahmen einer umfangreichen Verteilnetzmodellierung das gesamte Verteilnetz Deutschlands abgebildet. Die Modellierung differenziert nach Nieder-, Mittel- und Hochspannung sowie nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Strukturtypen. So wird sichtbar, wo eine Maßnahme wirkt: Welche Spannungsebene wird entlastet? Welchem Ausbautreiber stellt die Maßnahme etwas entgegen?

Im konventionellen Szenario wird betrachtet, wie das Verteilnetz nach bisheriger Praxis ausgebaut werden müsste. Überlastungen werden dabei durch verstärkte oder zusätzliche Leitungen, Transformatoren und Stationen behoben. Dieses Referenzszenario dient als Vergleichsmaßstab; es ist kein Prognosewert für eine unveränderliche Zukunft, sondern beschreibt den Ausbaubedarf ohne die untersuchten innovativen Betriebs- und Planungsansätze.

Die Instrumente lassen sich in folgende Bereiche einteilen: smarte Integration von Flexibilität, optimierter Betrieb und kluges Infrastruktur-Design. Flexibilität reduziert oder verschiebt Spitzen[4], ein optimierter Betrieb erschließt bislang vorgehaltene Reserven, ein kluges Infrastruktur-Design vermeidet Überdimensionierung und spart Ausbaukosten. Die Maßnahmen ergänzen sich, wirken aber nur gut koordiniert kostensenkend.

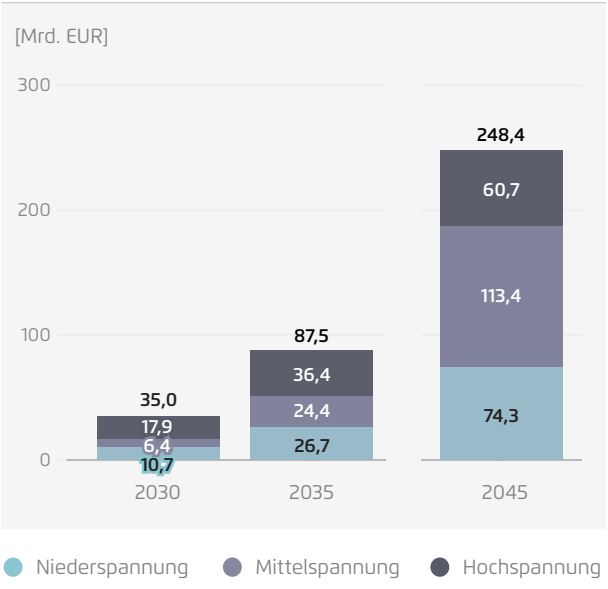
4 Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) können ein Umsetzungswerkzeug für die genannten Flexibilitätsmaßnahmen sein. Die Systemdienliche Anschlussleistung (SAL) kann für Flexibilitätsmaßnahmen bei der Definition der Mindestanschlussgröße helfen und die Regeln für darüberhinausgehende Kapazitäten festlegen.

Kernergebnisse

Der Verteilnetzausbaubedarf unter aktuellen Planungsansätzen ist nicht so hoch, wie teilweise angenommen, aber nichtsdestotrotz erheblich: Wenn nicht gegengesteuert wird, steigt er von 7 Mrd. Euro im Jahr 2030 auf 16 Mrd. Euro im Jahr 2045, also auf mehr als das Doppelte.

Bei der Integration erneuerbarer Erzeugung haben die Verteilnetze in den vergangenen Jahren bereits viel geleistet. Mit der Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie kommt nun eine zweite große Aufgabe hinzu: Die Last im Verteilnetz steigt deutlich, während zugleich weitere erneuerbare Erzeugung angeschlossen wird. Dies führt zu neuen Gleichzeitigkeiten, die hohe, teilweise nur kurzzeitig auftretende, Leistungs- und Einspeisespitzen erzeugen. Der Netzausbau muss deshalb stärker an lokalen und zeitlich differenzierten Belastungssituationen ausgerichtet werden.

Kumulierte Ausbaukosten über alle Spannungsebenen im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. E



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Ohne umfassende Innovationen bei Netzplanung und -betrieb ergibt sich bis 2045 ein netzdimensionierender Ausbaubedarf von 248 Mrd. Euro. Dabei beginnt die größte Investitions- und Umsetzungswelle nach 2035. Der Hochspannungsausbau muss früher angegangen werden und verliert zwischen 2035 und 2045 an Dynamik, während der Mittelspannungsausbau erst nach 2035 massiv ansteigt und mit 113,4 Mrd. Euro bis 2045 zum größten Kostenblock beim Verteilnetzausbau wird, da er dann 46 Prozent der Ausbaukosten auf sich vereint.

Die jährlichen Ausbaukosten in der Mittelspannung steigen damit auf das Siebenfache.

A) Treibend für den Ausbau ist zunehmend die Last, also der Bezug von Strom.

Was in der Niederspannung in städtischen Netzen schon heute gegenwärtig ist, wird sich in Zukunft als Trend auch auf höheren Spannungsebenen und auch in vorstädtischen und ländlichen Netzen fortsetzen: Die Stromnachfrage bestimmt den Ausbau. Wie Abbildung F zeigt, wird der Netzausbau in der Niederspannung von Beginn an durch die Last getrieben. In der Mittelspannung dominiert zunächst die Einspeisung, später wird auch hier die Last zum bestimmenden Faktor. Bis 2045 bleibt allein das ländlich geprägte Mittelspannungsnetz einspeisegetrieben, alle übrigen Netzbereiche werden von der Last dimensioniert.

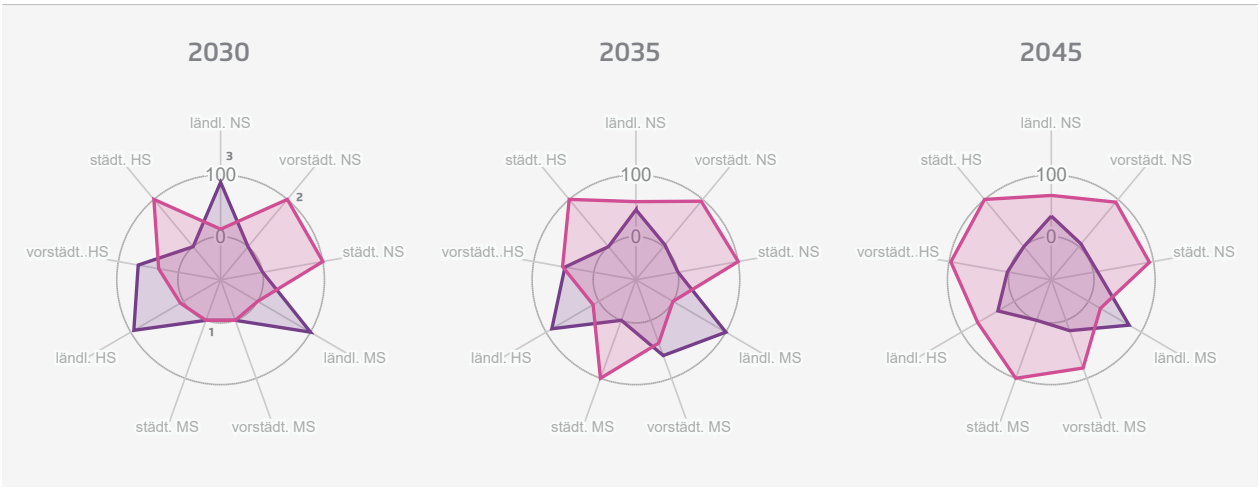
B) Innovative Maßnahmen reduzieren den Ausbaubedarf.

Sieben Maßnahmen in der Modellierung[5], sieben unterschiedliche Wirkmechanismen. Tabelle A zeigt, wie jede Maßnahme den Netzausbaubedarf reduziert, wie sich ihre Wirkung im Zeitverlauf entwickelt und welche Rolle sie für einen kosteneffizienten Netzausbau spielt.

5 Sieben der Maßnahmen wurden quantitativ untersucht; drei weitere Maßnahmen wurden qualitativ bewertet.

Prozentuale Anteile der Ausbautreiber im Verteilnetz

→ Abb. F



Agora Energiewende (2026) basierend auf Consentec/FfE (2026). Anmerkung: NS - Niederspannung, MS - Mittelspannung, HS - Hochspannung
Lesebeispiele: [1]städtisch MS - keine Überlastungen; [2]vorstädtisch NS - hohe lastbedingte Überlastung (100 Prozent); [3]ländlich NS - hohe einspeisebedinge Überlastung (100 Prozent).

Zusammenfassung der Wirkmechanismen der betrachteten Maßnahmen und deren Bedeutung für einen kosteneffizienten Netzausbau

→ Tabelle A

Maßnahme	Wirkmechanismus	Wirkung im Zeitverlauf	Gesamtcharakter
Co-Location-Speicher	Reduktion von EE-Einspeisespitzen	Wirkung nimmt langfristig wegen Lastdominanz ab	**Brückenmaßnahme** zur Verlagerung von einspeisebedingtem Netzausbau
Überbauung	Begrenzung von EE-Einspeisespitzen	Hohe anfängliche, aber langfristig wegen Lastdominanz abnehmende Wirkung	**Brückenmaßnahme** mit hoher anfänglicher, aber langfristig abnehmender Wirkung
Dynamische Spitzenkappung	Engpassbezogene Abregelung von EE-Einspeisung	Wirkung bleibt langfristig bestehen, wird aber wegen zunehmender Lastdominanz gedämpft	**Einspeiseseitige engpassbezogene Flexibilitätsmaßnahme** mit langfristiger Wirkung
Gezielte Laststeuerung in der Niederspannung	Engpassbezogene Steuerung flexibler Lasten	Mit zunehmender Lastdominanz besonders relevant	**Lastseitige engpassbezogene Flexibilitätsmaßnahme** mit langfristiger Wirkung
Höherauslastung von Betriebsmitteln	Höhere Nutzung bestehender Netzkapazität durch kurative Engpassmanagement	Besonders hohe kurzfristige Wirkung	**Beschleunigungsmaßnahme,** die Zeit für physischen Netzausbau schafft
Netzdienliche Speicher (VINK)	Vermeidung von Engpässen durch gezielten Speichereinsatz	Stark vom jeweiligen Engpass abhängig	**Punktuelle Substitutionsmaßnahme** bei geeigneten Engpässen
Dynamische Netzentgelte	Preisbasierte Aktivierung von Flexibilität	Wirkung kann sich zwischen den Netzebenen unterscheiden	**Weiterzuentwickelnder Ansatz;** effiziente Anwendung erfordert Koordination zwischen den Netzebenen

Consentec/FfE (2026)

Drei Instrumente wirken besonders stark. Die Überbauung wirkt in den Stützjahren 2030 und 2035 am stärksten, die dynamische Spitzenkappung in den Stützjahren 2035 und 2045.

1. **Dynamische Spitzenkappung:** Die dynamische Spitzenkappung reduziert selten auftretende Photovoltaik-Einspeisespitzen und senkt so den einspeisebedingten Ausbaubedarf in allen Spannungsebenen. Das Netz muss so nicht auf seltene Einspeisespitzen ausgelegt werden und wird im Teillastbetrieb besser ausgenutzt. Die Maßnahme wirkt am stärksten in der Nieder- und Mittelspannung, mit der größten Kostenreduktion 2035 in der Mittelspannung (-25 Prozent). Langfristig nimmt die Wirkung ab und liegt 2045 bei -15 Prozent in der Mittelspannung sowie bei minus drei Prozent in der Nieder- und Hochspannung.

2. **Überbauung:** An einen Netzanschluss wird mehr Erzeugungsleistung angeschlossen, als abgeführt werden kann. Einspeisespitzen werden durch Abregelung begrenzt und der Netzausbau für wenige Spitzenstunden entfällt. Kurz- und mittelfristig ist die Wirkung hoch: 2030 sinkt der einspeisebedingte Ausbau in der Mittelspannung um 59 Prozent und in der Hochspannung um 31 Prozent. Langfristig nimmt die Wirkung ab, weil der wachsende lastbedingte Ausbaubedarf nicht adressiert wird. Überbauung ist daher vor allem ein zeitlicher Hebel, der den Investitionsdruck kurzfristig senkt.

Die gezielte Laststeuerung wirkt im Stützjahr 2045 am stärksten. Das Instrument setzt an der Last an, die die Einspeisung als Ausbautreiber abgelöst hat. Sie birgt daher das größte Kostensenkungspotenzial und wirkt nachhaltig.

3. **Gezielte Laststeuerung:** Steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen oder der Ladevorgang von E-Auto-Batterien werden temporär gedimmt, um seltene lokale Lastspitzen zu begrenzen, eine Mindestleistung bleibt verfügbar. Bereits eine Steuerung von maximal zwei effektiven Stunden pro Tag reduziert den Investitionsbedarf in Nieder- und Mittelspannung im Jahr 2045 um 16,8 Mrd. Euro beziehungsweise neun Prozent. Die Option eines aktiven Eingriffs des Netzbetreibers, beispielsweise durch das tatsächliche Dimmen der Wärmepumpe ist als Backup zu verstehen; im Normalfall kann eine Anpassung des Strombezugs über Anreize wie dynamische Netzentgelte aktiviert werden.

C) Dabei wirken die innovativen Maßnahmen zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedlich stark – manche verlagern den Ausbaubedarf lediglich in die Zukunft, verschaffen damit allen beteiligten Akteuren aber wertvolle Zeit.

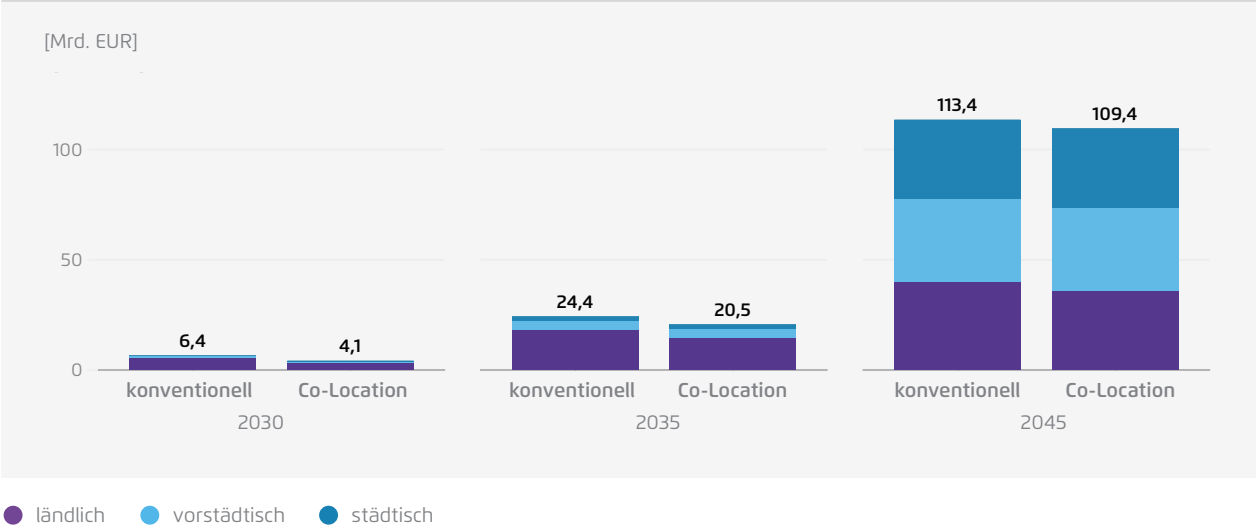
Auf die Einspeisung wirkende Maßnahmen wirken häufig nur zeitlich begrenzt, da mit zunehmender Elektrifizierung die Last den Ausbaubedarf dominiert. Die Abbildung G für *Co-Location* von Speichern und Erneuerbare-Energien-Anlagen zeigt exemplarisch die prozentual hohe Entlastung, die dann langfristig abnimmt.

Der Grund dafür: Bei *Co-Location* puffern Speicher an Erneuerbare-Energien-Anlagen Einspeisespitzen am Netzverknüpfungspunkt und nutzen vorhandene Anschlusskapazitäten besser. Die Mittelspannung wird kurzfristig deutlich entlastet, vor allem in ländlichen Netzen; bis 2045 schwindet der Effekt, da der wachsende lastbedingte Ausbaubedarf nicht adressiert wird.

Einspeise- und Lastinstrumente lösen sich im Zeitverlauf ab. Der Entlastungsbeitrag der Maßnahmen, die auf die Erzeugung wirken, ist in den frühen Jahren am höchsten und sinkt bis 2045 deutlich. Lastinstrumente gewinnen dagegen mit der Elektrifizierung kontinuierlich an Bedeutung. Die Kurven kreuzen sich etwa Mitte der 2030er Jahre.

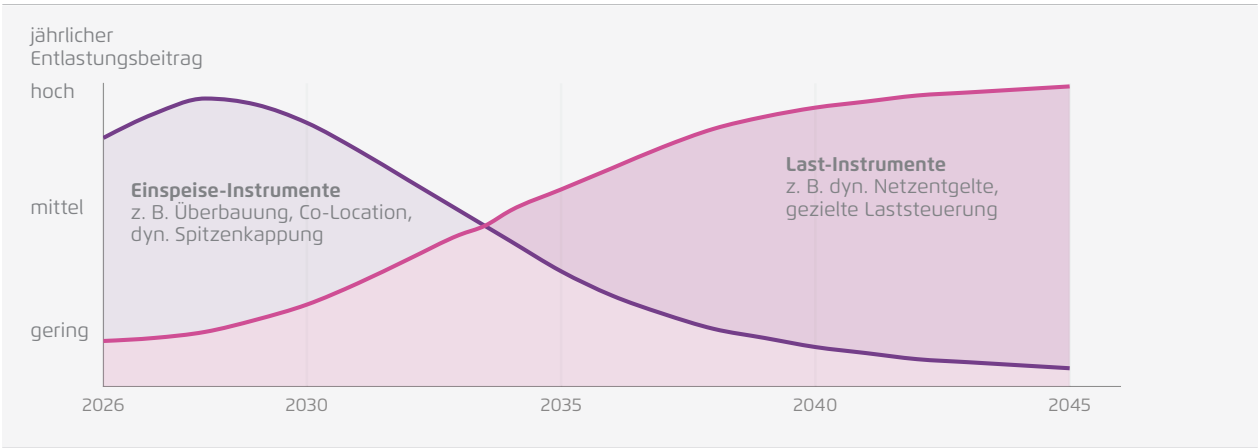
Aufgeschoben ist nicht aufgehoben: Zeit als Gewinn und als Auftrag. Zeitgewinn ist eine strategische Ressource, denn der Handlungsdruck übersteigt schon heute die verfügbaren Bau-, Personal- und Beschaffungskapazitäten. Der senkt den kurzfristigen Investitionsdruck, schafft Spielraum für Priorisierung und Digitalisierung und verteilt die Netzkostenbelastung auf mehr Kostenträger. Verzögerung ist jedoch kein Verzicht: Der Bedarf entfällt nicht, er verschiebt sich

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Mittelspannung beim Einsatz von Co-Location gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. G



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Schematische Darstellung der Wirkungslogik – Entlastungsbeitrag der Maßnahmen im Zeitverlauf → Abb. H



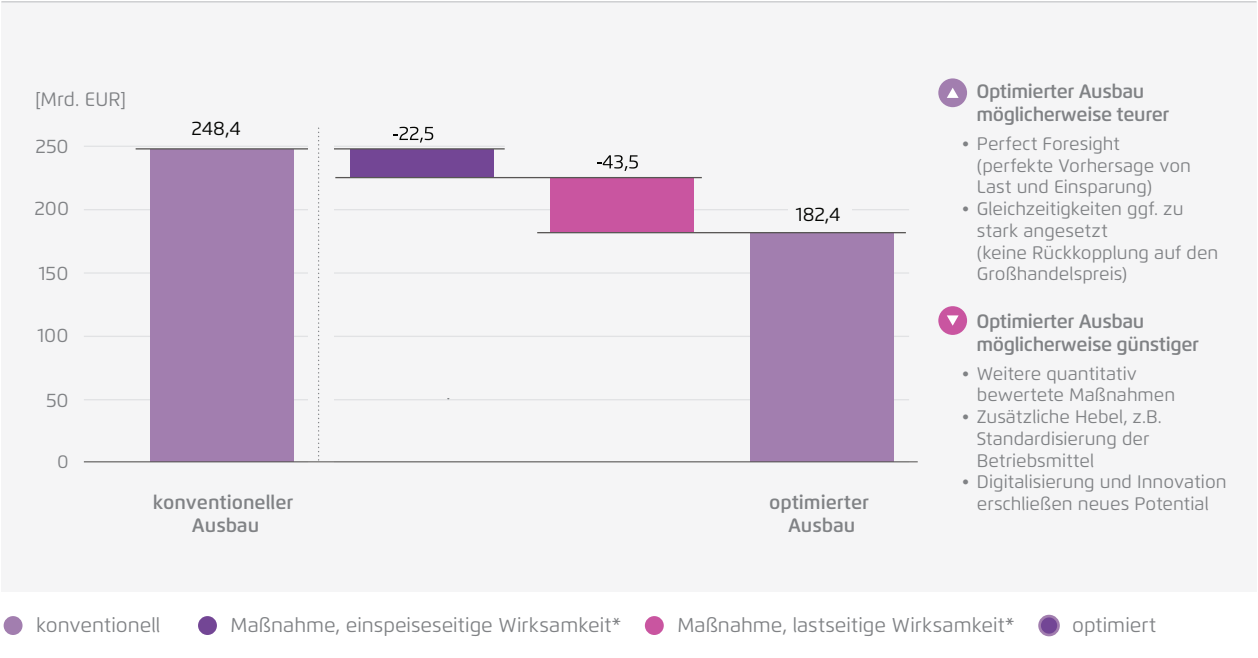
Agora Energiewende (2026)

lediglich. Die gewonnene Zeit sollte für das Hochfahren lastseitig wirkender Maßnahmen und für Planungs- und Genehmigungsprozesse genutzt werden.

D) Das Einsparpotenzial beim Verteilnetzausbau bis 2045 ist erheblich; dabei wirken engpassbezogene Maßnahmen am stärksten.

Über ein Viertel der Ausbaukosten lässt sich vermeiden. Von den 248 Mrd. Euro Ausbaukosten lassen sich durch die jeweils wirksamsten Einzelmaßnahmen mindestens 66 Mrd. Euro vermeiden, das entspricht rund 27 Prozent. Da nur eindeutig nachgewiesene und zuordenbare Wirkungen berücksichtigt wurden, ist dieser Wert eine konservative Untergrenze. Die genannten Maßnahmen sind dabei nicht abschließend, der Bericht weist weitere wirkungsvolle Ansätze aus.

Einsparpotential bei den Netzausbaukosten bis 2045 → Abb. I



Agora Energiewende (2026). Anmerkung: *Kosteneinsparung durch die jeweils wirksamste quantitativ bewertete Maßnahme

Handlungsoptionen

1. **Netzplanung: Die Analyse zeigt, wo Potenziale liegen.** Die Analyse macht zweierlei deutlich: Flexibilität entlastet die Verteilnetze vor allem dort, wo ihre Wirkung im Engpassfall verlässlich ist, und: Die zunehmende Stromnachfrage prägt die Auslegung der Netze künftig in stark zunehmendem Maße. Sie zeigt außerdem, dass Maßnahmen auf einer Netzebene auf andere wirken und dass die zeitliche Verlagerung von Ausbau wertvolle Zeit verschafft. Dies erfordert beobachtbare und steuerbare Netze, also Investitionen in Messtechnik und Steuerungssysteme.
2. **Bundesnetzagentur und Politik: Einen Rahmen für die Lastseite setzen.** Die Anreizregulierung muss Innovationen und Digitalisierung fördern und einfordern. Die Regulierung sollte sich stärker lastseitig ausrichten, denn dort ist das Potenzial, beispielsweise durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen den Ausbau in der Niederspannung zu reduzieren, groß. Die Bundesnetzagentur sollte deshalb die Weiterentwicklung preislicher Anreize für flexible Verbrauchseinheiten vorantreiben und als Absicherung eine begrenzte, zielgerichtete Laststeuerung in der Niederspannung vorsehen. Dynamische Netzentgelte sollten dabei differenziert und netzebenenübergreifend eingesetzt werden.

Mit den im Rahmen des Netzpakets vorgeschlagenen Regelungen zur Wirkleistungsbegrenzung, zu Einspeisenetzen (Überbauung) und *Co-Location* beschränkt sich die Bundesregierung auf pauschale Lösungen, die überwiegend auf der Einspeiseseite wirken. Das Spielfeld ist jedoch deutlich größer: Gerade dynamische Maßnahmen, die nur im Engpassfall greifen, vereinen das Beste aus zwei Welten – so viel Freiraum für Marktteilnehmer wie möglich und Begrenzung nur da, wo sie zur Netzsicherheit nötig ist. Zudem muss die Last verstärkt und systematisch in den Blick genommen werden. Denn hier liegt der größte Hebel für ein kosteneffizientes Verteilnetz.

1 Ausgangslage, Handlungsdruck und Zielsetzung

1.1 Rolle der Verteilnetze in der Energiewende

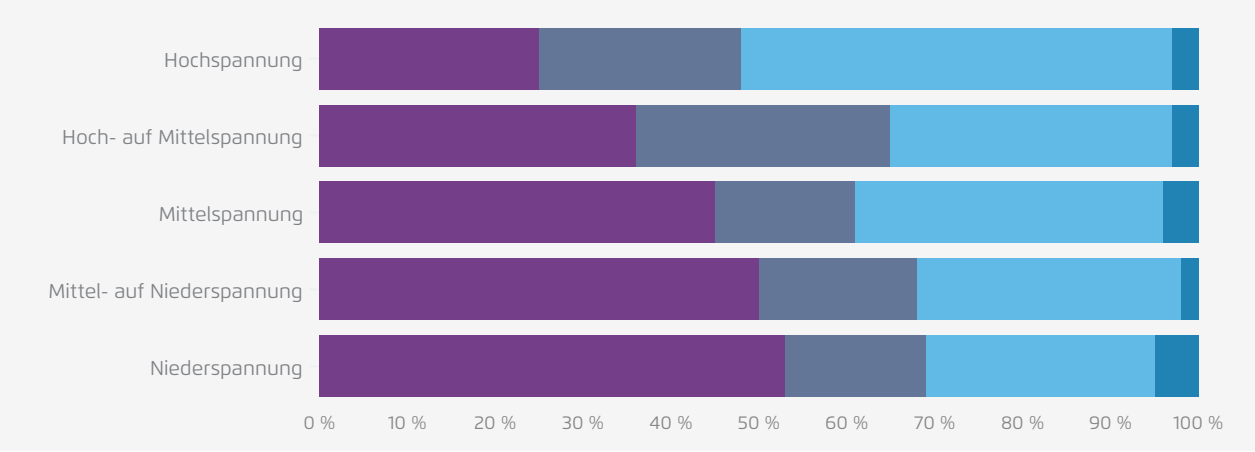
Die Verteilnetze stellen die physische Grundlage für die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie dar. Sie nehmen einen großen Anteil des mit Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms auf und transportieren ihn zu Haushalten und Gewerbebetrieben. Damit transportieren sie Strom über „die letzte Meile". Deshalb muss der Netzausbau genau auf die jeweiligen lokalen Anforderungen an das Netz ausgerichtet werden.

Das Verteilnetz in Deutschland gliedert sich in Hoch-, Mittel- und Niederspannung, wobei das Niederspannungsnetz die meisten Leitungskilometer umfasst. Hier sind überwiegend Haushalte und kleine Gewerbebetriebe angeschlossen, während an der Mittel- und Hochspannung größere Gewerbebetriebe und Industrie angeschlossen sind. Auch Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder Windparks speisen in die Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung ein. Die einzelnen Spannungsebenen sind über Umspannwerke beziehungsweise Ortsnetztransformatoren miteinander verbunden und ermöglichen den Übergang zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie die Verbindung zum Übertragungsnetz.

Je niedriger die Spannungsebene, desto kleinteiliger und zahlreicher sind die angeschlossenen Anlagen – mit der Folge, dass insbesondere die Niederspannungsebene vor Herausforderungen von zwei Seiten steht. Hier treffen Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Heimspeicher und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge aufeinander und erzeugen lokal konzentriert Belastungsspitzen, die früher in dieser Form nicht auftraten.

Eine Umfrage der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2025 (vergleiche Abbildung 1) macht deutlich: Je niedriger die Spannungsebene, desto mehr ist der notwendige Netzausbau verbrauchsgetrieben und nicht vorrangig durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen begründet (BNetzA 2025).

Treiber des Netzausbaus im Verteilnetz bis 2033* → Abb. 1



Agora Energiewende (2026) basierend auf Bundesnetzagentur (2025): Update: Verteilernetze bis 2045. Anmerkung: *Angabe des jeweils überwiegenden Treibers durch die Verteilnetzbetreiber

Wenngleich die grundsätzlichen Anforderungen an die Stromverteilnetze im Zuge der Energiewende lange bekannt sind, haben die konkreten Anforderungen an die Verteilnetze erst in den letzten Jahren spürbar zugenommen. Damit wächst der Netzausbaubedarf erheblich, was sich auch an den steigenden Investitionskosten in Verteilnetze ablesen lässt. Die steigenden Investitionskosten der letzten Jahre markieren erst den Beginn einer Transformation, nicht ihren Höhepunkt. Gemessen an den Anlagen, die bis 2045 ans Verteilnetz angeschlossen sein werden, hat die Elektrifizierung und die Integration von Erneuerbaren Energien heute erst einen kleinen Teil ihres Weges zurückgelegt – der weit größere Anschlussbedarf liegt noch vor uns.

1.2 Kostendruck und Finanzierungsfrage

Mit zunehmender Elektrifizierung und weiterer Integration der Erneuerbaren Energien nimmt der Investitionsbedarf in den Verteilnetzausbau stark zu. Zusätzlich zu den steigenden Investitionen steigen aber auch die Energiemengen, die über das Verteilnetz transportiert werden, und damit die Zahl der Kostenträger. Die Refinanzierung der Kosten für Netzausbau und Betrieb erfolgt in Form von Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen (Aufschlag für besondere Netznutzung und Offshore-Umlage). Was als Kosten anerkannt wird, welche Verzinsung die Verteilnetzbetreiber erhalten (Renditen) und wie die Kosten in Form von Netzentgelten auf die verschiedenen Verbrauchergruppen umgelegt werden, wird von der Bundesnetzagentur in einem regulatorischen Rahmen festgelegt. Vereinfacht gesagt stabilisieren sich die Netzentgelte dann, wenn der Anstieg der transportierten Energiemengen mit dem Anstieg der Netzkosten Schritt hält: Mehr Kilowattstunden verteilen die Kosten auf mehr Schultern. Netzentgelte und netzfinanzierende Umlagen machen heute rund 30 Prozent des Haushaltskundenstrompreises aus und haben damit wesentlichen Einfluss auf die Höhe des Strompreises für Verbraucher (Agora Energiewende 2026). Im Verhältnis zu fossilen Energieträgern günstige Strompreise sind ein zentrales Element, um die Elektrifizierung und damit die Energiewende voranzubringen.

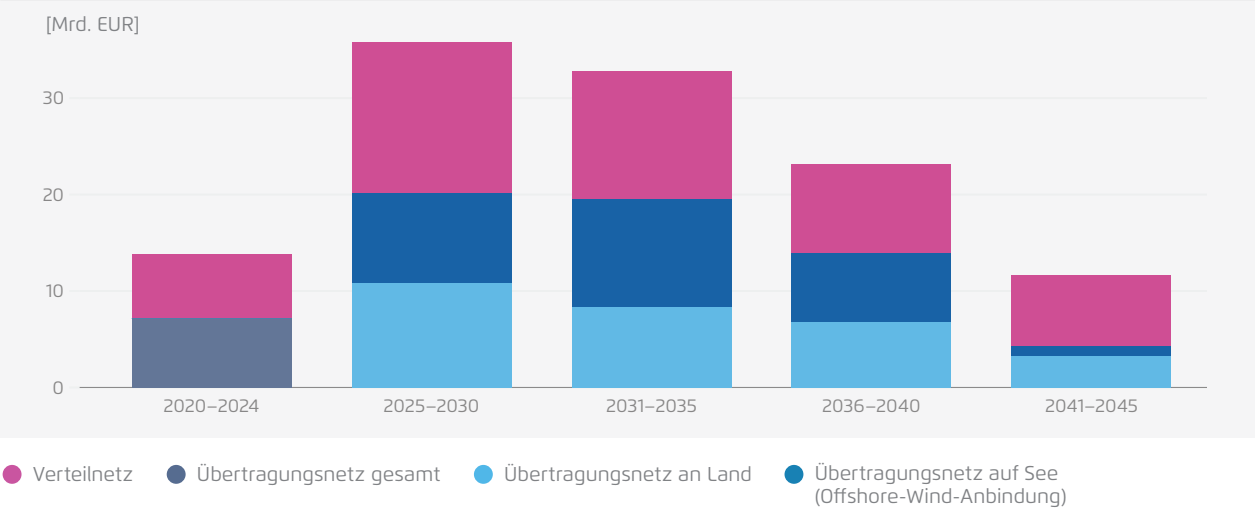
Wenn nicht wirksam gegengesteuert wird, drohen die Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen zu schwer steuerbaren Strompreistreibern zu werden. Das liegt zum einen daran, dass die jährlichen Investitionen in die Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) bis 2045 voraussichtlich auf das 2- bis 2,5-fache des Niveaus von 2023 steigen (vergleiche Abbildung 2) (Agora Energiewende 2026). Damit würden die Investitionen etwas stärker wachsen als die Stromnachfrage, auf die die Netzkosten umgelegt wird. Hinzu kommt, dass viele der neu hinzukommenden Netznutzer von den Netzentgelten befreit sind beziehungsweise waren (Elektrolyseure, Speicher) oder Rabatte bekommen (Industrie, steuerbare Verbrauchseinrichtung wie Wärmepumpen, Heimspeicher und Elektrofahrzeuge).

Gegenwärtig werden die Ausbaukosten des Übertragungsnetzes gemäß dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber auf 380 bis 390 Mrd. Euro bis 2045 beziffert (Übertragungsnetzbetreiber 2025). Die geschätzten Ausbaukosten für die Verteilnetze sind hingegen nicht so genau bestimmbar. So wiesen die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber aus dem Jahr 2024 insgesamt ein Investitionsvolumen von 237 Mrd. Euro bis 2045 aus, jedoch sind nicht alle Verteilnetzbetreiber zur Abgabe eines Netzausbauplanes verpflichtet, sodass insgesamt von höheren Investitionen ausgegangen werden muss (BNetzA 2025). Die Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze bis 2045 werden insgesamt auf Beträge von 323 Mrd. Euro bis zu 430 Mrd. Euro geschätzt (BET, EWI 2025).

Studien prognostizieren einen Netzentgeltanstieg im Schnitt um 30 Prozent über alle Kundengruppen bis 2045 (Agora Energiewende 2026). Oder sogar eine Verdopplung der Netzentgelte (Consentec 2024). Auch deshalb werden im aktuellen AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur Verteilungsfragen neu diskutiert und angepasst.

Der wirksamste Hebel ist jedoch ein kosteneffizienter Netzausbau. Soll die Energiewende sozial verträglich gestaltet werden, mit weiterhin bestehenden Sondertatbeständen für systemdienliche Netznutzer, Industrieunternehmen und weitere Netznutzergruppen auf

Mittlere jährliche Investitionskosten in den Netzausbau → Abb. 2



Agora Energiewende (2025) basierend auf Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen der Netzbetreiber sowie Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur.

der einen Seite und einem stabilen Netzentgeltniveau auf der anderen, dann führt kein Weg daran vorbei, die Ausbaukosten im Netzausbau signifikant zu senken. Reformen in der Kostenverteilung stoßen strukturell an politische und soziale Grenzen, wogegen Effizienzgewinne im Netzausbau Spielraum schaffen, ohne Verteilungskonflikte zu verschärfen.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie, welche Potenziale ein kosteneffizienterer Ausbau im Verteilnetz bietet. Dabei steht nicht die Optimierung der Finanzierungskosten oder die Veränderung der Renditen im Vordergrund, sondern Kostenreduktionen, die direkt durch einen schlankeren Verteilnetzausbau erzielt werden können.

Metastudien zeigen beim Netzausbau im Verteilnetz ein Einsparpotenzial von rund 30 Prozent, welches aber bislang nicht systematisch quantifiziert ist. Wie groß diese Effizienzgewinne tatsächlich ausfallen können, hängt von vielen Faktoren ab: von der Qualität der Planungsprozesse, von den regulatorischen Anreizen, dem Einsatz digitaler und flexibilitätsorientierter Lösungsansätze sowie den strukturellen Unterschieden zwischen den Netzebenen.

Ein Blick auf die Übertragungsnetzebene zeigt, wieviel Transparenz und öffentlicher Diskurs zu den Netzausbaukosten bereits möglich ist: Die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiberdurchlaufen einen etablierten mehrstufigen Prozess und sind seit Jahren die Grundlage für intensive fachliche wie öffentliche Debatten. Gesetzlich verankert wurde dieser Prozess erstmals Ende 2012; seit dem 1. Januar 2016 wird alle zwei Jahre ein Netzentwicklungsplan vorgelegt. Die im Prozess vorgesehene öffentliche Konsultation, an der sich jeder beteiligen kann, sowie die anschließende Prüfung und Bestätigung durch die Bundesnetzagentur gewährleisten eine breite gesellschaftliche Einbindung und eine unabhängige fachliche Kontrolle und bilden damit zentrale Bausteine der Qualitätssicherung. Im Ergebnis schaffen die Netzentwicklungspläne Klarheit über die notwendigen Investitionen in die Übertragungsnetze bis 2045.

Im Verteilnetz hingegen steht dieser Prozess noch am Anfang. Die größten Verteilnetzbetreiber mit über 100.000 angeschlossenen Kunden sind seit 2024 verpflichtet, Netzausbaupläne vorzulegen. Diese rund 80 Verteilnetzbetreiber machen zahlenmäßig etwa zehn Prozent der über 850 deutschen Verteilnetzbetreiber aus und bündeln ihre Netzausbauplanung in sechs gemeinsamen Planungsregionen. Die vorliegenden

Netzausbaupläne decken zwar nahezu vollständig die Hochspannungsebene, aber nur rund 80 Prozent der Mittelspannungs- und etwa 30 Prozent der Niederspannungsebene ab. Zudem unterscheiden sich Methodik und Detailtiefe zwischen den Verteilnetzbetreibern erheblich. Anders als beim Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber ist keine öffentliche Konsultation oder eine Bestätigung der Pläne durch die Bundesnetzagentur vorgesehen. Auch der zugrunde liegende Szenariorahmen, der die Planungsgrundlage darstellt und auf Verteilnetzebene „Regionalszenario" heißt, wird nicht aktiv von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Bundesnetzagentur kann jedoch bei den Regionalszenarien und den darauf aufbauenden Netzausbauplänen Anpassungen verlangen.

1.3 Netzausbauplanung und Instrumente sind aktuell noch nicht ausreichend, um Kostenpotenzial zu heben

Für das Netz wie andere Elemente des Energieversorgungssystems gilt das Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit/Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit (Nachhaltigkeit und Klimaschutz), welches inhärente Spannungsverhältnisse erzeugt.

Die Anforderungen an das Stromnetz und seine Planung haben sich grundlegend gewandelt. Früher prägten vorhersehbare „träge" Lastflüsse das System: Große, zentrale Kraftwerke – Kohle, Kernkraft, Gas – speisten kontinuierlich in der Nähe der Lastzentren ein und die Netzauslastung folgte relativ stabilen Tages- und Jahreslastkurven. Die Energiewende hat dieses Bild verändert. Erzeugung wird zunehmend volatil und dezentral, und die Stromnachfrage im Verteilnetz steigt. Hohe Photovoltaik-Einspeisespitzen oder das zeitgleiche Laden vieler Elektroautos führen dazu, dass Netze verstärkt kurzzeitige Leistungsspitzen abfangen müssen – und damit größer dimensioniert werden müssen. Da diese Dimensionierung jedoch nur zu bestimmten Zeiten benötigt wird, sinkt die durchschnittliche Netzauslastung, womit die Kosten pro transportierte Kilowattstunde steigen.

Netzplanung muss daher die richtige Balance finden zwischen:

- → ausreichender Dimensionierung für mögliche Leistungsspitzen und
- → möglichst hoher Netzauslastung, die einen kostengünstigen Ausbau ermöglicht.

Als Leitprinzip gilt heute der NOVA-Ansatz (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau): Bevor in teure Netzverstärkung oder Netzausbau investiert wird, sollen zunächst vorhandene Optimierungspotenziale im bestehenden Netz ausgeschöpft werden. Ein typisches Beispiel hierfür ist das Freileitungsmonitoring, auch als witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb bezeichnet. Freileitungen werden klassisch auf Basis konservativer statischer Grenzwerte betrieben – etwa unter der Annahme von Windstille und hoher Umgebungstemperatur. Tatsächlich sorgt Wind jedoch für eine deutlich bessere Kühle der Leiterseile, wodurch höhere Stromstärken ohne Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur möglich sind. Der statische Grenzwert kann damit deutlich erhöht und eine Leitungsverstärkung vermieden werden. Auch weitere Ansätze wie Betriebsmittelmonitoring oder eine reaktive, auslastungsoptimierte Betriebsführung zählen zu diesem Optimierungsschritt vor Verstärkung und Ausbau.

Vom NOVA- zum NOXVA-Ansatz: Von wachsender Bedeutung ist es, über die Optimierung des bestehenden Netzbetriebs hinaus Flexibilitäten – also Erzeugungs- oder Lastverschiebung zur gezielten Entlastung des Netzes – bereits in der Planungsphase systematisch zu berücksichtigen. Anders als Betriebsmittelmonitoring oder reaktive Betriebsführung, die die Kapazität vorhandener Betriebsmittel besser ausschöpfen, zielt Flexibilität im Sinne von NOXVA auf eine aktive Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch. Diese Erweiterung meint die Weiterentwicklung des NOVA- zum NOXVA-Ansatz, bei dem das „X" für die explizite Einbeziehung von netzentlastender Flexibilität steht.

Studien zeigen: Netzfreundliche Lastverschiebung kann den Ausbaubedarf erheblich reduzieren. Die Übertragungsnetzbetreiber kommen diesem Umstand nach, indem sie in ihren Netzentwicklungsplänen auch mit Szenarien rechnen, in denen Flexibilitätseinsatz mehr oder weniger netzentlastend angenommen wird. Wird dieses Potenzial von Anfang an in die Planung integriert – und wird dabei auch der marktliche Wert von Flexibilität ganzheitlich berücksichtigt –, lässt sich eine Netzdimensionierung erreichen, die ein bestmögliches Kosten-Nutzen-Verhältnis anstrebt. Die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen können dann als *No-Regret*-Maßnahmen gelten: Investitionen, die unabhängig von der weiteren Entwicklung sinnvoll bleiben und weder zu Über- noch zu Unterdimensionierung führen.

Da viele Flexibilitätsinstrumente – etwa dynamische Netzentgelte oder Flexible Netzanschlussbedingungen (FCA) – noch im Aufbau begriffen sind, fehlt es bislang an einer verlässlichen, langfristigen Planungsgrundlage für ihre Wirkung. NOXVA ist deshalb explizit als sich kontinuierlich weiterentwickelnder Ansatz konzipiert, der neue Erkenntnisse und Marktentwicklungen fortlaufend integriert.

Da Netzausbau ein langfristiges Projekt ist – Investitionen sind auf Jahrzehnte angelegt –, sollten frühzeitig neue Planungsgrundsätze entwickelt werden. Nur so lässt ich verhindern, dass Netze auf Basis veralteter Annahmen überdimensioniert – oder im schlechteren Fall unterdimensioniert – werden.

Damit der NOXVA-Ansatz im Verteilnetz seine Wirkung entfalten kann, sind mehrere Weichenstellungen erforderlich:

- → Regulatorische Anreize für Verteilnetzbetreiber: Verteilnetzbetreiber benötigen klare regulatorische Rahmenbedingungen, die den Einsatz von Flexibilität nicht nur erlauben, sondern aktiv anreizen – etwa durch spezifische Flexibilitätsvergütungen, die sich an der Netzauslastung orientieren.
- → Flexibilitätsinstrumente, die Netzentlastung regeln und absichern: Notwendig sind rechtssichere Regelungen – wie § 14 a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen –, die Netzbetreibern einen abgesicherten Zugriff auf Flexibilität ermöglichen, ohne die Wirtschaftlichkeit für Anlagenbetreiber übermäßig einzuschränken.
- → Standardisierte Prognosemodelle: Um Flexibilitätspotenziale verlässlich in Netzausbauplänen abzubilden, sind einheitliche Methoden zur Quantifizierung und Prognose von Leistungsverschiebungspotenzialen – inklusive Unsicherheitsmargen – erforderlich.
- → Digitale Infrastruktur: Smart Meter, Echtzeit-Netzzustandsdaten und intelligente Steuerungssysteme sind die technische Voraussetzung, um Flexibilität operativ nutzbar zu machen.
- → Sektorenkopplung mitdenken: Wärmepumpen und E-Mobilität in Verbindung mit zunehmender Batterienutzung im Stromsystem verändern die Lastprofile weiter – im NOXVA-Ansatz wird diese Wechselwirkungen von Anfang an systemisch mitgedacht, statt isoliert je Technologie zu planen.

Der Übergang von NOVA zu NOXVA markiert einen Paradigmenwechsel: weg von einer rein kapazitätsorientierten Planung hin zu einer intelligenten, systematischen Netzplanung, die technische, ökonomische und verhaltensbezogene Dimensionen integriert.

1.4 Ziel der Studie

Der Kostenanstieg im Verteilnetz sowie die Grenzen der bisherigen Kostentransparenz in den Netzausbauplänen (siehe Kapitel 1.2 Kostendruck und Finanzierungsfrage) und die noch unzureichend untersuchten Einsparpotenziale unterstreichen die Notwendigkeit, Kostensenkungspotenziale systematisch und belastbar zu quantifizieren.

Vorliegende Metastudien deuten darauf hin, dass durch innovative Planungs- und Betriebsansätze erhebliche Einsparungen beim Netzausbau möglich sind (siehe Kapitel 1.2 Kostendruck und Finanzierungsfrage). Dabei ist jedoch nicht allein die Frage relevant, welche Investitionen sich vollständig vermeiden lassen. Ebenso bedeutsam ist, in welchem Umfang und mit welcher Wirkung sich Ausbaumaßnahmen zeitlich strecken lassen.

Eine solche Streckung reduziert den kurzfristigen Investitionsdruck auf die Netzbetreiber, entzerrt die Kostenentwicklung über die Zeit und wirkt so ebenfalls dämpfend auf die Entwicklung der Netzentgelte – auch wenn die Gesamtinvestition langfristig in ähnlicher Höhe anfällt.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die vorliegende Studie das Ziel, eine granulare Modellierung des deutschen Verteilnetzes über alle Spannungsebenen hinweg vorzunehmen. Auf dieser Grundlage werden die Wirkungen innovativer Planungs- und Betriebsansätze im Vergleich zu einem konventionellen, rein kapazitätsorientierten Ausbau (Szenario konventioneller Netzausbau, im Folgenden: *konvAusbau*) quantifiziert und eingeordnet.

Die Studie adressiert dabei folgende Leitfragen:

- → Wie hoch sind die zu erwartenden Verteilnetzausbaukosten bis 2045 bei konventionellem Netzausbau, und wie verteilen sie sich auf die Spannungsebenen? Was sind die Ausbautreiber?
- → Welche Kosteneinsparungen und welches Streckungspotenzial lassen sich durch Flexibilität, Betriebsoptimierung und innovative Infrastrukturmaßnahmen realisieren?
- → Wo entfalten welche Instrumente die größte Wirkung, und wie robust?
- → Welche regulatorischen und planerischen Instrumente sind notwendig, um diese Potenziale in der Praxis zu heben?

Damit soll die Studie eine belastbare, transparente und deutschlandweit konsistente Entscheidungsgrundlage zur Verfügung stellen – für Netzbetreiber, Regulierung und Politik gleichermaßen –, um den Verteilnetzausbau kosteneffizient zu gestalten und den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen. Dabei soll sie Orientierung geben, wie einzelne Instrumente wirken, wie stark sie sind und wo sie sich überlappen. Nicht Gegenstand der Studie ist die Analyse regulatorischer Fragestellungen im Rahmen der Anreizregulierung (ARegV), etwa der Kapitalverzinsung oder möglicher Synergieeffekte zwischen Verteilnetzbetreibern.

2 Methodik und Szenariorahmen

Die Studie übersetzt langfristige Szenarioannahmen in zeitlich aufgelöste Netzbelastungen. Dafür werden Lasten, Erzeugung und Flexibilitäten für die betrachteten Stützjahre über ein vollständiges Jahr modelliert und bottom-up mit typisierten Netzmodellen der Nieder-, Mittel- und Hochspannung verknüpft, woraus diverse lokal differenzierte „Energiesysteme" resultieren (vergleiche Abbildung 3). Der anschließenden netztechnischen Berechnung liegt zugrunde, dass nicht nur installierte Leistungen, sondern auch zeitliche Nutzungsmuster und optimierte Betriebsweisen flexibler Anlagen abgebildet werden. Dazu zählen insbesondere Speicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie direktvermarktete Erzeugungsanlagen. Die resultierenden Zeitreihen werden in einer Lastflussberechnung analysiert, um Netzengpässe und Grenzwertverletzungen zu identifizieren. Darauf aufbauend werden sowohl der konventionelle Netzausbaubedarf als auch die Wirkung ausgewählter netz- und flexibilitätsseitiger Maßnahmen auf die erforderlichen Ausbaumaßnahmen bewertet. Das bottom-up aufgebaute Simulationssetup ermöglicht dabei die Berücksichtigung[6] des resultierenden Lastgangs und damit des Flexibilitätsverhaltens in den unterlagerten Netzebenen. Die Hochrechnung der Typnetze über spannungsebenenspezifische Strukturmerkmale ermöglicht plausible Aussagen zur Netzsituation und den Ausbaubedarfen in Deutschland.

Insgesamt entsteht so eine konsistente Modellbasis über alle Netzebenen im Verteilnetz. Die darauf aufsetzende Analyse macht sichtbar, wo genau Ausbaubedarf entsteht und wie die ausgewählten Maßnahmen wirken. Damit schafft der Ansatz die Grundlage für eine regional differenzierte und deutschlandweit vergleichbare Bewertung von Netzausbaukosten und Effizienzpotenzialen.

6 Die Kopplung erfolgt bottom-up statisch in einfacher Ausführung. Es gibt keine direkte dynamische Rückkopplung über die Transformator-/Umspannwerk-Ebenen.

Dabei bildet das Szenario *konvAusbau* den Referenzfall für die Bewertung der untersuchten Maßnahmen. Es zeigt, welcher Netzausbau erforderlich wird, wenn alle Netzengpässe ausschließlich durch konventionelle Leitungs- und Stationsmaßnahmen behoben werden. Im Anschluss werden gezielt ausgewählte Flexibilitäts- und Innovationsmaßnahmen – wie *Co-Location*, dynamische Netzentgelte, Überbauung sowie Lastdimmen nach § 14a EnWG – betrachtet und daraufhin untersucht, inwieweit sie den konventionellen Netzausbaubedarf gegenüber dem Referenzszenario senken können.

2.1 Grundansatz der Modellierung

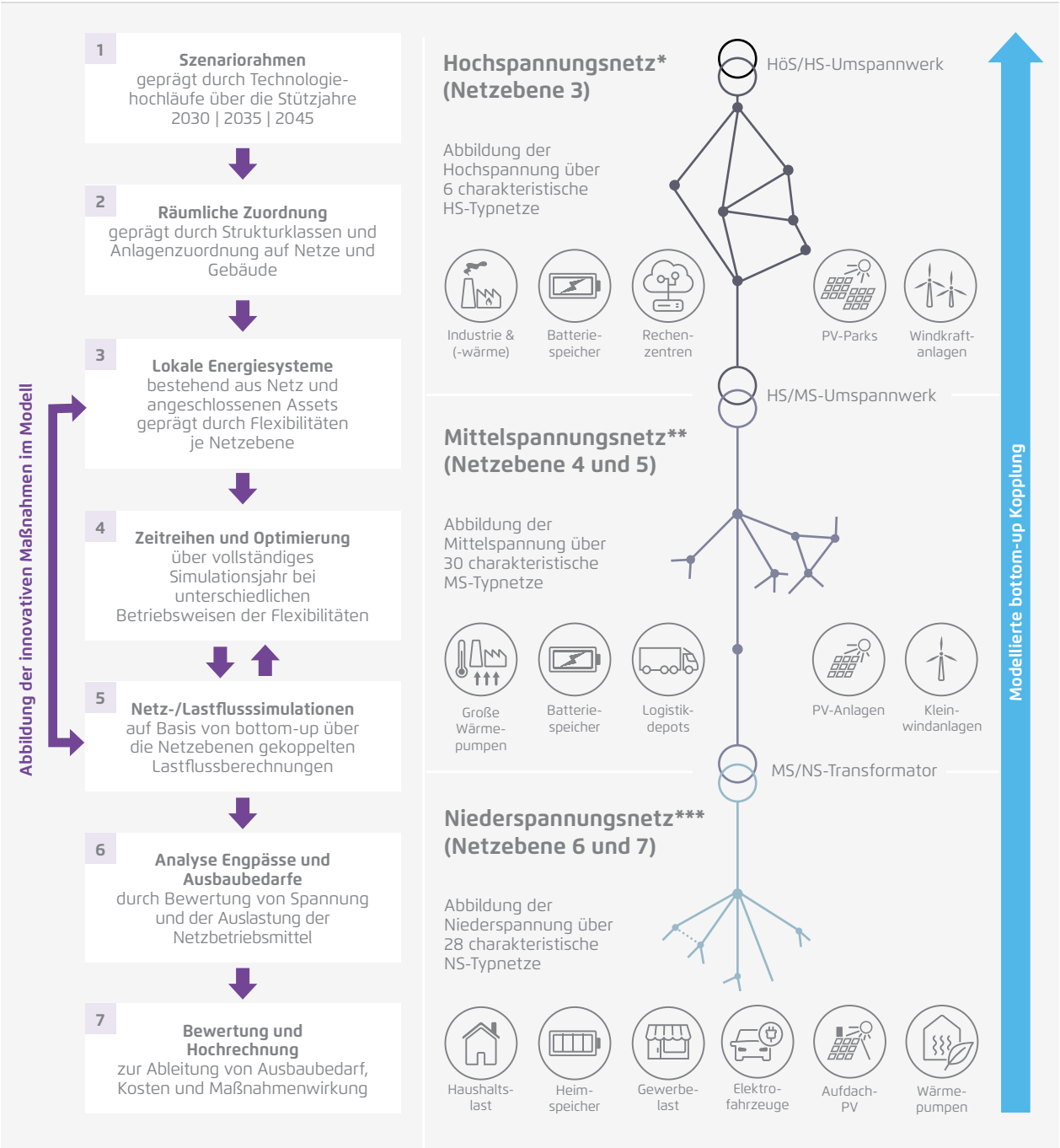
Die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze unterscheidet sich je nach Region und Spannungsebene erheblich. Ländliche Netze sind anders strukturiert als urbane Netzgebiete; Niederspannungsnetze werden durch andere Entwicklungen belastet als Mittel- oder Hochspannungsnetze. Entsprechend entsteht Netzausbaubedarf aus dem Zusammenspiel regionaler Last- und Einspeisestrukturen, unterschiedlicher Netztopologien und spannungsebenenspezifischer Engpässe.

Eine deutschlandweite Modellierung muss diese Unterschiede abbilden, ohne jedes reale Netz einzeln zu simulieren. Aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit realer Netzdaten und der Vielzahl von über 800 Verteilnetzbetreibern ist eine vollständige Abbildung aller Verteilnetze nicht praktikabel. Hier kommt ein Typnetzansatz zum Tragen, welcher einen Kompromiss zwischen technischer Detailtiefe und modellseitiger Handhabbarkeit schafft.

Typnetze ersetzen keine konkrete Netzplanung einzelner Netzbetreiber und erlauben keine belastbare Aussage über individuelle Ortsnetze. Für die Hochrechnung auf Regionen und Deutschland sind

Methodischer Ansatz zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs: von der Szenarienbildung bis zur Maßnahmenbewertung

→ Abb. 3

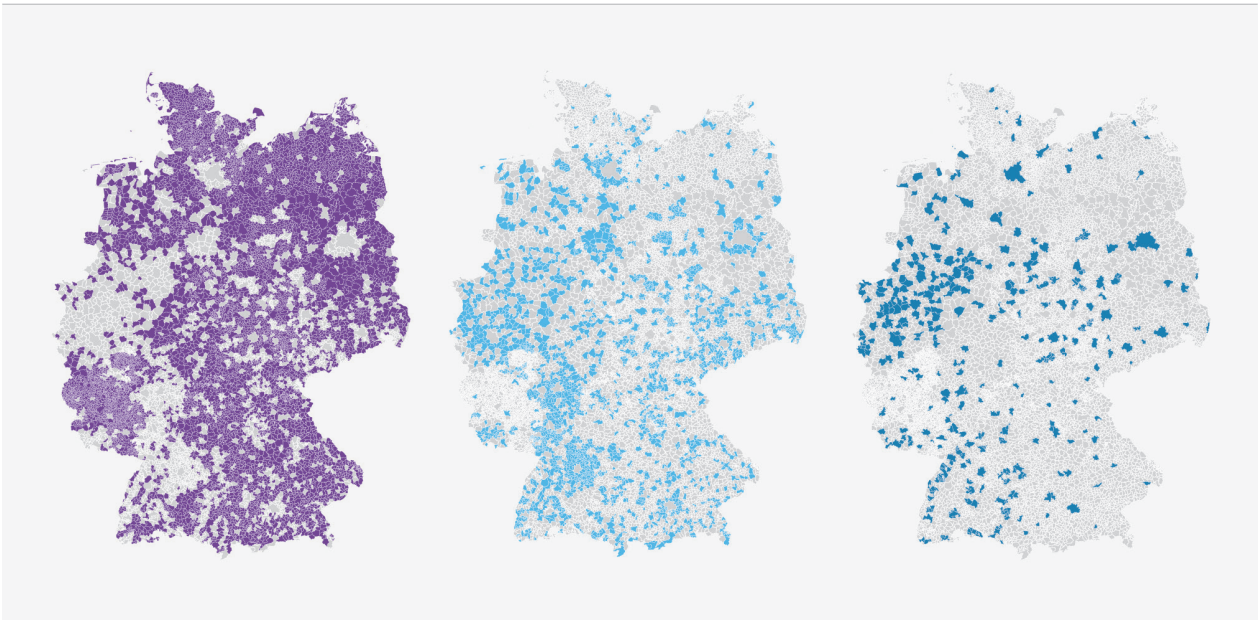


FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: *Nicht berücksichtigt: Kleine konv. Kraftwerke, Biomasse/-gas, Bahnstrom, Wasserkraftanlagen, große Elektrofahrzeug-Ladeparks, Elektrolyseure **Nicht berücksichtigt: Kleinindustrie, Laufwasserkraftwerke, Biomasse/-gas, Blockheizkraftwerke, kleine Elektrofahrzeug-Ladeparks ***Nicht berücksichtigt: kleinst-EE-Anlagen, öffentliche Ladesäulen

sie jedoch geeignet: Sie zeigen, in welchen Spannungsebenen und Netzstrukturen Ausbaubedarf entsteht und wie stark verschiedene Maßnahmen wirken (FfE 2024).

In der Studie werden regionale Unterschiede über die Strukturklassen ländlich, vorstädtisch und städtisch berücksichtigt (vergleiche Abbildung 4). Diese Einteilung bildet Unterschiede in

Untergliederung Deutschlands in regionale Strukturtypen → Abb. 4



FfE/Consentec (2026)

Siedlungsdichte, Gebäudestruktur, Anschlussdichte sowie typischen Last- und Einspeisemustern ab.

Die Modellierung folgt einer Bottom-up-Logik. Lasten, Einspeisungen und Flexibilitäten werden zunächst in den unteren Netzebenen abgebildet und anschließend über die Umspannebenen in die vorgelagerten Netzebenen überführt. Dadurch lassen sich Ausbaubedarfe und Maßnahmenwirkungen nicht nur je Spannungsebene, sondern entlang der gesamten Verteilnetzkaskade bewerten.

Niederspannung und Umspannebene Mittel-/Niederspannung: Netzebenen 6 und 7

Die Modellierung beginnt mit der Niederspannung und der Umspannebene Mittel-/Niederspannung. Dafür wird auf ein bestehendes Set von 28 Niederspannungstypnetzen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zurückgegriffen, die aus einer etablierten Modellierungslogik für charakteristische Ortsnetzstrukturen abgeleitet wurden. Diese Topologien repräsentieren typische Ortsnetzstrukturen in ländlichen, vorstädtischen und städtischen Räumen und bilden die strukturelle Bandbreite der Niederspannung ab (FfE 2024) (Weiß 2025).

Für die Studie werden Gebäude deutschlandweit geeigneten Niederspannungstypnetzen zugeordnet[7] und mit unflexiblen Lasten, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt (vergleiche Anhang). Auf dieser Grundlage werden Netzbelastungen in Niederspannungsleitungen und Ortsnetztransformatoren simuliert und daraus notwendige Ausbaumaßnahmen abgeleitet.

Die Ergebnisse der Niederspannungssimulation werden auf Ebene der resultierenden Ortsnetzstationen aggregiert und als zeitlich aufgelöste Lastprofile an die Mittelspannung übergeben. Damit fließen sowohl regionale Entwicklungen in den Niederspannungsnetzen als auch die Wirkung dort angesetzter Maßnahmen – etwa

7 Datengrundlage: OpenStreetMap, eine gemeinschaftlich gepflegte offene Geodatenbank (Qualität und Vollständigkeit der Daten können regional variieren).

Steuerung oder Lastverschiebung – in die Belastung der vorgelagerten Mittelspannungsnetze ein.

Mittelspannung und Umspannebene Hoch-/Mittelspannung: Netzebenen 4 und 5

Die Mittelspannung verbindet lokale Niederspannungsnetze mit der übergeordneten Hochspannung und bündelt regionale Last- und Einspeisestrukturen. Für die Netzebenen 4 und 5 werden 30 charakteristische Mittelspannungstypnetze genutzt, die aus rund 3.600 synthetischen Netzen abgeleitet wurden (vergleiche Anhang).

Die Auswahl berücksichtigt regionale Strukturklassen sowie zentrale topologische und funktionale Merkmale, etwa Netzlänge, Grundtopologie, nachgelagerte Mittel-/Niederspannungstransformatoren sowie Last- und Einspeiseprägung. Jedes Mittelspannungstypnetz ist Repräsentant für eine Gruppe ähnlicher Mittelspannungsnetze.

Die Mittelspannungsnetze übernehmen die aggregierten Last- und Einspeisezeitreihen aus der Niederspannung und ergänzen diese um direkt angeschlossene Anlagen und Verbraucher der Mittelspannung. Dazu zählen insbesondere Windkraftanlagen, Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Speicher sowie größere flexible Lasten wie elektrifizierte Logistikdepots und Großwärmepumpen. Damit werden sowohl die Rückwirkungen der nachgelagerten Ortsnetze als auch die eigenständigen Last- und Einspeisestrukturen der Mittelspannung in der Netzberechnung berücksichtigt.

Die Hochrechnung der Mittelspannungstypnetze erfolgt anhand der jeweils repräsentierten Menge aus dem Cluster-Prozess. Dabei wird vorrangig darauf geachtet, dass nachgelagerte NS-Netze dazu passen und in Summe das Szenario (siehe Kapitel 2.2 Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP B)) eingehalten wird. Als Schnittstelle zu den Hochspannungstypnetzen fungieren die Landkreise, welche anteilig entsprechend Versorgungsfläche durch ein oder mehrere Mittelspannungstypnetze repräsentiert werden.

Hochspannung: Netzebene 3

Die Hochspannungsebene bündelt die aus den unterlagerten Verteilnetzen resultierenden Last- und Einspeiseleistungen über größere räumliche Bereiche und stellt die Verbindung zum Übertragungsnetz her. Ausbaubedarfe entstehen hier insbesondere durch großräumigere Leistungsflüsse, regionale Einspeiseschwerpunkte Erneuerbarer Energien, größere Verbraucher sowie durch die aggregierten Rückwirkungen aus den unterlagerten Mittelspannungsnetzen.

Für die Netzebenen 3 werden sechs charakteristische Hochspannungstypnetze genutzt, die unterschiedliche Versorgungsräume und Netzstrukturen abbilden. Der Typnetzsansatz umfasst städtisch geprägte, ländlich geprägte sowie übergangsartige Netzstrukturen und wird zusätzlich nach der Prägung durch erneuerbare Erzeugung differenziert. Dadurch werden sowohl Photovoltaik-dominierte und windgeprägte als auch gemischte Versorgungsaufgaben berücksichtigt (vergleiche Anhang).

Die Hochspannungstypnetze werden gemäß Szenariorahmen (siehe Kapitel 2.2 Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP B)) mit direkt angeschlossenen Lasten, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt, insbesondere Industrieanschlüssen, Wind- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Großbatteriespeichern. Zusätzlich werden die aus den Mittelspannungsnetzen resultierenden Last- und Einspeisestrukturen flächenbezogen in die Hochspannungsmodellierung überführt. Die Simulationsergebnisse werden anschließend über geeignete Skalierungsfaktoren auf Deutschland hochgerechnet, sodass hochspannungsseitige Ausbaubedarfe und Maßnahmenwirkungen konsistent in die Gesamtbewertung eingehen.

2.2 Netzentwicklungsplan Szenario B (NEP B)

Die Bewertung des zukünftigen Netzausbaubedarfs erfolgt auf Basis eines deutschlandweiten Transformationsszenarios, das die wesentlichen Entwicklungen der Energiewende bis 2045 abbildet. Die zugrunde gelegten Mengengerüste entsprechen

dem Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025, Endfassung) (Übertragungsnetzbetreiber 2025). Um die aktuelle Marktentwicklungen angemessen zu berücksichtigen, werden einzelne Annahmen für Großbatteriespeicher auf Basis des Szenariorahmens zum NEP 2040/2045 (2027) aktualisiert. Die Betrachtung erfolgt für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 (Zwischenjahre werden durch lineare Interpolation der Ausbaupfade abgebildet). Zur Berechnung herangezogen werden jene Technologien, die der ihren zugeordneten Spannungsebene den größten Einfluss auf die Belastung der Stromverteilnetze haben:

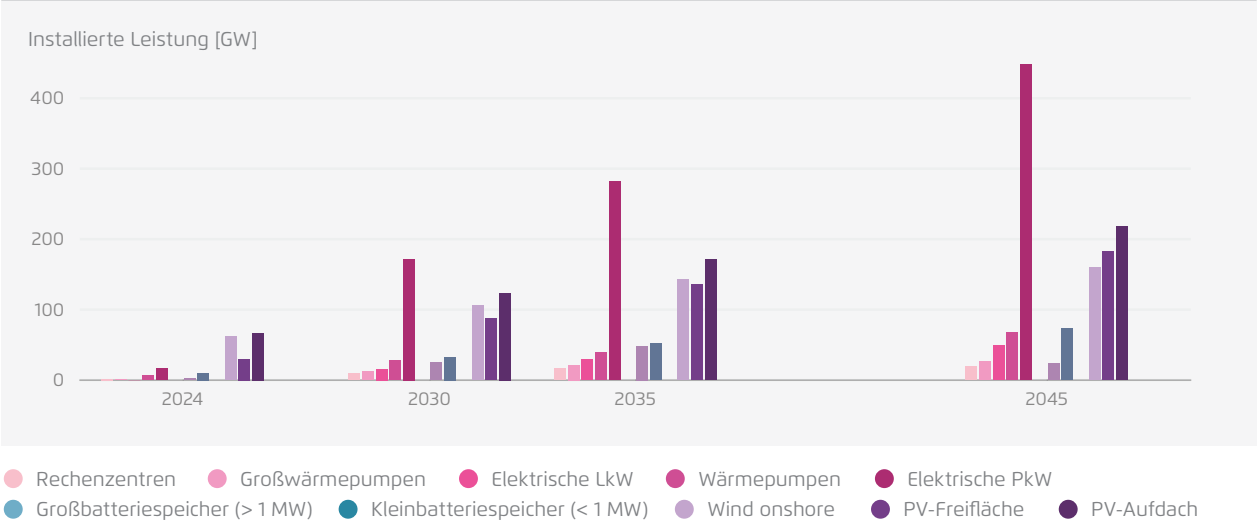
- In der Niederspannungsebene (Netzebene 6 und 7) werden Photovoltaik-Aufdachanlagen, gebäudeintegrierte Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeichersysteme je nach regionaler Strukturklasse den Gebäuden zugeordnet.
- In der Mittelspannungsebene (Netzebene 4 und 5) werden Photovoltaik-Freiflächenanlagen, kleine Windenergieanlagen an Land, Großwärmepumpen, Großbatteriespeicher und elektrifizierte Logistikdepots berücksichtigt.
- In der Hochspannungsebene (Netzebene 3) werden große Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen an Land, Rechenzentren, Großbatteriespeicher, elektrifizierte Industrieprozesse und Großwärmepumpen zur Bereitstellung von Prozesswärme berücksichtigt.

Biomasse/-gas und Wasserkraftanlagen werden nicht gesondert modelliert. Ihr zukünftiger Ausbau und der daraus resultierende Netzausbau fällt im Vergleich zu den dominierenden Erzeugungstechnologien deutlich geringer aus. Ebenso wird angenommen, dass primär Elektrolyseure großer Leistungsklassen errichtet werden, die überwiegend im Übertragungsnetz angeschlossen werden. Diese Konzentration auf die wesentlichen Ausbautreiber ermöglicht eine zielgerichtete und gleichzeitig beherrschbare Modellierung.

Entwicklung der angeschlossenen Anlagen

Die installierte Leistung der betrachteten Technologien steigt bis 2045 deutlich an. Besonders ausgeprägt ist der Ausbau bei Photovoltaik, Elektromobilität, Wärmepumpen sowie Batteriespeichern. Die installierte Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen wächst von rund 67 GW im Jahr 2024 auf etwa 217 GW im Jahr 2045. Gleichzeitig steigt die installierte Leistung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen von rund 30 GW auf über

Entwicklung installierter Leistung je Technologie im Verteilnetz bis 2045 → Abb. 5



FfE/Consentec (2026)

180 GW. Die Leistung von Windenergieanlagen an Land erhöht sich von rund 62 GW auf knapp 160 GW.

Auch auf der Verbrauchsseite wird ein erheblicher Hochlauf erwartet. Die Zahl elektrischer Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor nimmt deutlich zu, wodurch Wärmepumpen und Elektromobilität zu zentralen Treibern des zukünftigen Netzausbaubedarfs werden. Parallel dazu steigt die installierte Leistung von Kleinbatteriespeichern auf rund 74 GW und von Großbatteriespeichern auf etwa 72 GW. Es resultieren die in nachfolgender Abbildung 5 dargestellten „Hochlaufpfade".

Die installierten Leistungen sind nicht mit der gleichzeitig auftretenden Netzbelastung gleichzusetzen. Für Elektrofahrzeuge werden 11 kW Ladeleistung je Fahrzeug angenommen; unterschiedliche Ladezeitpunkte und das Lastmanagement bei größeren Fahrzeugzahlen begrenzen jedoch den gleichzeitigen Leistungsbezug. Wärmepumpen werden zudem vorrangig sanierten und neueren Gebäuden zugeordnet.

Verteilung auf die Spannungsebenen

Die Zuordnung der Anlagen zu den Spannungsebenen orientiert sich an typischen Anschlussleistungen und heutigen Anschlusspraktiken. Photovoltaik-Aufdachanlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge sowie Heimspeicher werden vollständig in der Niederspannung berücksichtigt. Großwärmepumpen und elektrifizierte Logistikdepots werden vollständig der Mittelspannung zugeordnet.

Bei den Erzeugungsanlagen wird zwischen Mittel- und Hochspannung differenziert. Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird angenommen, dass jeweils etwa die Hälfte der installierten Leistung an die Mittel- beziehungsweise Hochspannung angeschlossen wird. Windenergieanlagen werden überwiegend an die Hochspannung angeschlossen; lediglich etwa 20 Prozent der Leistung verbleiben in der Mittelspannung. Gleiches gilt für Großbatteriespeicher, die aufgrund ihrer Anschlussleistungen überwiegend in der Hochspannung verortet werden. Rechenzentren werden vollständig in der Hochspannung modelliert.

Durch diese Annahmen ergibt sich bis 2045 eine signifikante Zunahme direkt an der Hochspannung angeschlossener Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Gleichzeitig verbleibt ein Großteil der Elektrifizierung von Wärme und Mobilität in der Niederspannung, wodurch die Ausbautreiber in den einzelnen Netzebenen differenziert bewertet werden können.

Annahmen zur Betriebsweise von Wind- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird eine Veränderung der Anlagenausrichtung über die Zeit angenommen. Hintergrund sind die zunehmenden Einspeisemengen zur Mittagszeit sowie die damit verbundenen sinkenden und teilweise negativen Börsenstrompreise. Während heute noch überwiegend südorientierte Anlagen errichtet werden, gewinnen Ost-West-Systeme zunehmend an Bedeutung, da sie höhere Strommengen in die Morgen- und Abendstunden verlagern und dadurch höhere Marktwerte erzielen können.

Auf Basis aktueller Auswertungen des Marktstammdatenregisters wird für Bestandsanlagen ein Ost-West-Anteil von etwa fünf Prozent angenommen. Für zukünftige Neubauten steigt dieser Anteil schrittweise an und erreicht im Jahr 2045 rund 20 Prozent des jährlichen Zubaus.[8] Die Entwicklung spiegelt die zunehmende Marktintegration Erneuerbarer Energien und die wachsende Bedeutung der Erlösoptimierung wider.

Für Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird darüber hinaus angenommen, dass Bestandsanlagen nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderung sukzessive aus dem Marktprämiensystem ausscheiden. Unabhängig von der Finanzierungsform wird für neue Anlagen ein zunehmend marktorientierter Betrieb angenommen und die Anlagen

8 Ob diese Profilanpassung technisch primär über eine Ost-West-Ausrichtung mit kleineren Speichern oder über südorientierte Anlagen in Kombination mit größeren Batteriespeichern und gezielter Spitzenabregelung realisiert wird, bleibt dabei offen – entscheidend ist die energiewirtschaftliche Wirkung einer marktgerechten Einspeisung in den Morgen-, Abend- und Übergangsstunden.

reagieren stärker auf Preissignale des Strommarktes. Damit gewinnt insbesondere die Kopplung mit Speichern, *Power-Purchase-Agreements* (PPA) oder eine optimierte Anlagenauslegung an Bedeutung.

Annahmen zu Photovoltaik-Aufdachanlagen

Für Photovoltaik-Aufdachanlagen wird ein schrittweiser Übergang von einer überwiegend EEG-geprägten Betriebsweise hin zu einer marktbasierten Vermarktung angenommen. Im Jahr 2030 befinden sich große Teile des Bestandes weiterhin innerhalb der EEG-Förderung. Bis 2035 wird berücksichtigt, dass negative Strompreise zunehmend Auswirkungen auf die Vergütung haben und die Marktintegration an Bedeutung gewinnt. Für das Jahr 2045 wird vereinfachend angenommen, dass Photovoltaik-Aufdachanlagen grundsätzlich marktorientiert betrieben werden und damit verstärkt auf Preis- und Flexibilitätssignale reagieren.

Annahmen zur Betriebsweise von Flexibilitäten

Für lastseitige Flexibilitäten wird eine zunehmend preisorientierte Betriebsweise angenommen. In der Niederspannung steigt der Anteil der Haushalte mit dynamischen Stromtarifen von rund 15 Prozent 2030 über 30 Prozent 2035 auf 55 Prozent 2045. Zusätzlich wird für rund vier Prozent der Elektrofahrzeuge 2035 und 17 Prozent 2045 eine marktorientierte Nutzung von *Vehicle-to-Grid* (V2G) angenommen. Die übrigen haushaltsnahen Flexibilitäten werden bei vorhandener Photovoltaikanlage eigenverbrauchsoptimiert, andernfalls bedarfsgeführt betrieben. Flexibilitäten in höheren Spannungsebenen werden zusätzlich unter Berücksichtigung von Kapazitätspreisen optimiert. Die detaillierten Betriebsannahmen sind im Anhang dokumentiert.

Annahmen zum Strompreis

Die Großhandelsstrompreise basieren auf der Strompreisprognose der Forschungsstelle Energiewirtschaft (FfE) und werden mit dem europäischen Energiesystemmodell ISAaR ermittelt. Das Modell bildet den Wandel des Stromsystems bis 2045 ab. Berücksichtigt werden der Hochlauf neuer Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher, Elektrolyseure und weiterer sektorkoppelnder Technologien, die Entwicklung des konventionellen Erzeugungsparks sowie der marktorientierte Einsatz der modellierten Anlagen und Flexibilitäten. Unter Einbeziehung des grenzüberschreitenden Stromhandels werden daraus viertelstündliche *Day-Ahead*-Preise für die betrachteten Stützjahre abgeleitet. Diese bilden eine gesamtsystemisch konsistente Grundlage für die marktbasierte Optimierung von Speichern, steuerbaren Lasten und Erzeugungsanlagen. Über die resultierenden Preisspreads beeinflussen sie deren Einsatz und Gleichzeitigkeiten. Rückwirkungen des in der Verteilnetzsimulation abgebildeten Flexibilitätseinsatzes auf die Großhandelspreise werden nicht berücksichtigt (FfE 2026, FfE 2026A).

3 Wirkmechanismen, Modellierung und qualitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen

3.1 Systematisierung der Maßnahmen

Die im Rahmen der Studie betrachteten Maßnahmen verfolgen unterschiedliche Ansätze zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beziehungsweise der Netzausbaukosten. Gemeinsam ist ihnen das Ziel, die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter zu nutzen oder den erforderlichen Ausbau auf das technisch und wirtschaftlich notwendige Maß zu begrenzen. Die Maßnahmen unterscheiden sich jedoch sowohl hinsichtlich ihres Wirkmechanismus als auch hinsichtlich der Netzebenen, auf denen sie ihre größte Wirkung entfalten.

Für die weitere Untersuchung werden die Maßnahmen daher zunächst systematisiert. Dabei erfolgt die Einordnung nicht nach regulatorischen Instrumenten, sondern nach der primären technischen Wirkungsweise. Es werden drei Maßnahmenkategorien unterschieden:

Flexibilitätsmaßnahmen verändern zeitlich den Leistungsbezug oder die Einspeisung und reduzieren dadurch die gleichzeitig auftretenden Last- oder Einspeisespitzen. Hierzu zählen sowohl netzorientierte Eingriffe (zum Beispiel § 14a EnWG) als auch netzorientierte Preisanreize (dynamische Netzentgelte) sowie verschiedene Speicherkonzepte und Einspeisemanagementmaßnahmen.

Betriebsmaßnahmen verändern nicht die Last- oder Einspeiseprofile selbst, sondern ermöglichen eine effizientere Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Hierzu zählt insbesondere die Nutzung zusätzlicher thermischer Reserven vorhandener Betriebsmittel.

Infrastruktur- und Kostenmaßnahmen beeinflussen nicht unmittelbar die Netzbelastung, sondern die Wirtschaftlichkeit oder Umsetzbarkeit des Netzausbaus. Hierzu gehören insbesondere organisatorische und infrastrukturelle Maßnahmen wie eine verbesserte Beobachtbarkeit der Netze oder die Standardisierung von Betriebsmitteln.

Neben dieser Einordnung wurden die Maßnahmen hinsichtlich ihrer räumlichen Wirkung, ihrer Strukturabhängigkeit sowie ihrer Einsatzgrenzen bewertet. Diese Kriterien bilden die Grundlage für die spätere Bewertung der Maßnahmen hinsichtlich ihres Beitrags zu einem kosteneffizienten Verteilnetzausbau.

Ein Teil der Maßnahmen wird im Rahmen der Studie quantitativ in den durchgeführten Netzberechnungen berücksichtigt. Voraussetzung hierfür ist, dass sich sowohl eine belastbare Modellierungslogik als auch geeignete Parametrierungen für die Netzberechnungen ableiten lassen. Daneben werden mehrere Maßnahmen ausschließlich qualitativ bewertet. Hierzu zählen insbesondere eine verbesserte Beobachtbarkeit der unteren Netzebenen, eine stärkere Standardisierung von Betriebsmitteln sowie eine mögliche Abkehr von der Erdverkabelung in der Hochspannungsebene. Diese Maßnahmen können zwar die Planung, den Betrieb oder die Kosten der Verteilnetze beeinflussen, wirken jedoch nicht unmittelbar auf die Netzbelastungen oder lassen sich aufgrund ihrer eher organisatorischen beziehungsweise infrastrukturellen Wirkung nicht sinnvoll in den verwendeten Netzmodellen abbilden. Sie werden deshalb ausschließlich hinsichtlich ihres potenziellen Beitrags zu einem kosteneffizienten Netzausbau diskutiert.

3.2 Quantitativ untersuchte Maßnahmen

Im Folgenden werden zunächst die quantitativ untersuchten Maßnahmen beschrieben. Für jede Maßnahme werden der Wirkmechanismus, der

Systematisierung der in dieser Untersuchung betrachteten Maßnahmen → Tabelle 1

Kategorie	Maßnahme	Primärer Wirkmechanismus	Hauptwirkung
Flexibilität	Gezielte Laststeuerung	Begrenzung der Lastspitzen (Peak Shaving)	Reduktion der Netzbelastung
Flexibilität	Dynamische Netzentgelte	Anpassung des Einsatzes (Last, Erzeugung)	Reduktion der Engpassstunden
Flexibilität	Co-Location-Speicher	Glättung der Einspeise-/ Lastspitzen	Reduktion der Anschlussleistung
Flexibilität	Netzdienlicher Speicher (VINK)	Pufferung lokaler Spitzen	Entlastung der Betriebsmittel
Flexibilität	Überbauung	Begrenzung der Einspeisespitzen	Bessere Ausnutzung der Anschlusskapazität
Flexibilität	Dynamische Spitzenkappung	Begrenzung seltener PV-Spitzen	Reduktion der Rückspeisungen
Betrieb	Höherauslastung von Betriebsmitteln	Erhöhung nutzbarer Netzkapazität	Bessere Ausnutzung der Betriebsmittel
Infrastruktur	Erhöhung der Beobachtbarkeit	Transparenz erhöhen	Effizientere Planung/ effizienterer Betrieb
Infrastruktur	Standardisierung der Betriebsmittel	Vereinfachung der Prozesse, Absenkung der Material- und Lagerkosten	Reduktion der Ausbaukosten
Infrastruktur	Abkehr von Erdverkabelung	Günstigere Infrastruktur	Reduktion der Investitionskosten

FfE / Consentec (2026)

Modellierungsansatz sowie die erwartete Wirkung auf die verschiedenen Netzebenen erläutert. Abschließend erfolgt eine qualitative Einordnung hinsichtlich der Strukturabhängigkeit und möglicher Einsatzgrenzen.

3.2.1 Co-Location-Speicher

Co-Location-Speicher sind Batteriespeicher, die unmittelbar gemeinsam mit Erzeugungsanlagen oder größeren Verbrauchern betrieben werden. *Co-Location* beschreibt dabei zunächst die räumliche beziehungsweise anschlussseitige Kombination und ist nicht an einen bestimmten Einsatzzweck des Speichers gebunden. Je nach Anwendungsfall können *Co-Location*-Speicher beispielsweise zur Eigenverbrauchsoptimierung, zur marktlichen Optimierung von Erzeugung und Verbrauch oder zur Begrenzung von Einspeise- beziehungsweise Lastspitzen eingesetzt werden. Auch eine Kombination mehrerer Nutzungszwecke ist möglich. So kann ein Speicher beispielsweise Einspeisespitzen einer Erneuerbare-Energien-Anlage begrenzen und innerhalb der verbleibenden Freiheitsgrade marktlich optimiert betrieben werden.

In dieser Untersuchung wird gezielt die netzentlastende Wirkung marktlich betriebener *Co-Location*-Speicher betrachtet. Hierzu werden bereits im Szenario *konvAusbau* vorhandene Großspeicher, soweit möglich, an denselben Netzknoten wie Erneuerbare-Energien-Anlagen verortet. Der Speicher wird dabei nicht mit dem Ziel eingesetzt, die bereits für die Erneuerbare-Energien-Anlage verfügbare Netzanschlusskapazität zu reduzieren. Vielmehr teilen sich Erneuerbare-Energien-Anlage und Speicher eine gemeinsame Netzanschlusskapazität in Höhe der Anschlusskapazität der Erneuerbare-Energien-Anlage. Beispielsweise bleibt bei einer Erneuerbare-Energien-Anlage mit 20 MW und einem zusätzlich am selben Netzanschlusspunkt betriebenen Speicher mit 10 MW die gemeinsame Netzanschlusskapazität auf 20 MW begrenzt. Innerhalb dieser Restriktion werden Erzeugungsanlage und Speicher gemeinsam mit dem Ziel der Erlösmaximierung optimiert. Ziel

der Optimierung ist die Maximierung der Erlöse unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen des Speichers und der am gemeinsamen Netzanschlusspunkt verfügbaren Anschlusskapazität. Die daraus resultierenden Einspeise- und Bezugszeitreihen werden anschließend als Eingangsdaten für die Netzsimulation verwendet.

Die Maßnahme ist damit von einer Überbauung des Netzanschlusses abzugrenzen. In der Praxis werden *Co-Location*-Speicher häufig mit einer gegenüber der Summe der installierten Erzeugungs- und Speicherleistung begrenzten Netzanschlusskapazität kombiniert. Dadurch können zusätzliche netzentlastende Effekte entstehen. Um die Wirkungen beider Ansätze in dieser Untersuchung getrennt bewerten zu können, wird die gezielte Begrenzung von Einspeisespitzen jedoch der separat untersuchten Maßnahme Überbauung zugerechnet. Die Ergebnisse zur *Co-Location* zeigen somit, welche netzentlastende Wirkung bereits aus der räumlichen Zusammenführung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und marktlich betriebenen Speichern resultiert.

Die Maßnahme ist insbesondere für Netzebenen relevant, in denen größere Erneuerbare-Energien-Anlagen und Batteriespeicher angeschlossen sind. Ihre netzentlastende Wirkung hängt davon ab, inwieweit die marktlich optimierte Lade- und Entladefahrweise des Speichers zeitlich mit den für die Netzdimensionierung relevanten Einspeise- und Lastsituationen zusammenfällt. Anders als bei einer explizit netzdienlichen Speichersteuerung ist eine Entlastung bestehender Netzengpässe daher nicht unmittelbar Bestandteil des Optimierungsziels, sondern ergibt sich als Folge der veränderten Einspeise- und Bezugsprofile. Der Umfang dieser Wirkung wird durch die Lastflussanalysen quantifiziert. Rückwirkungen der veränderten Einspeisemuster auf die Strompreise werden nicht berücksichtigt, da hierfür eine vollständige Marktsimulation erforderlich wäre. Die Maßnahme entfaltet ihre größte Wirkung in der Hochspannungsebene, insbesondere an großen Wind- und Solarparks oder industriellen Netzanschlüssen mit hohen Leistungsflüssen. In der Mittelspannung können lokale Rückspeisungen reduziert werden, gleichzeitig kann sich durch das Ladeverhalten des Speichers die Belastung in einzelnen Zeiträumen erhöhen. In der Niederspannung ist aufgrund der vergleichsweise kleinen Anlagenleistungen lediglich ein begrenzter Beitrag zu erwarten. Daher wird die Maßnahme in dieser Studie primär in der Hochspannungsebene angewendet.

Insgesamt wird mit der Maßnahme untersucht, inwieweit die räumliche Zusammenführung von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und marktlich betriebenen Speichern bereits ohne eine gezielt netzdienliche Speichersteuerung zur Reduktion des Netzausbaubedarfs beitragen kann. Die netzentlastende Wirkung hängt dabei davon ab, inwieweit die marktlich optimierte Lade- und Entladefahrweise zeitlich mit den für die Netzdimensionierung relevanten Einspeise- und Lastsituationen zusammenfällt. Die resultierende Wirkung auf den Ausbaubedarf in den verschiedenen Netzebenen wird anhand der Lastflussanalysen quantifiziert.

3.2.2 Überbauung

Bei der Überbauung wird bewusst eine größere Erzeugungsleistung an einen Netzanschluss angeschlossen, als dauerhaft über das Netz abgeführt werden kann oder aus Anlagenbetreibersicht darf. Die Netzanschlusskapazität wird im Teillastbetrieb der Erzeugungsanlagen besser ausgenutzt, während Leistungsspitzen durch Abregelung der Erzeugungsanlagen begrenzt werden. Ziel ist es, den Netzausbau, der für eine vollständige Aufnahme der nur in wenigen Stunden auftretenden Einspeisungsspitzen benötigt würde, zu vermeiden und dadurch Investitionskosten einzusparen.

Im Modell wird die Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt auf einen vorgegebenen Maximalwert begrenzt. Würde die gemäß Erzeugungsganglinie erwartete Einspeisung diesen Grenzwert überschreiten, so würde sie auf die zulässige Anschlussleistung reduziert. Die so angepassten Einspeisezeitreihen werden anschließend erneut in der Lastfluss- und Netzausbausimulation betrachtet.

Die Maßnahme eignet sich insbesondere für Wind- und Solarparks in der Mittel- und Hochspannung, da dort hohe installierte Leistungen auf wenige Netzanschlusspunkte konzentriert sind. Die Wirksamkeit hängt unmittelbar vom gewählten Überbauungsgrad sowie vom Erzeugungsprofil der angeschlossenen Anlagen ab. Mit zunehmender Überbauung steigen zwar die Einsparpotenziale beim Netzausbau, gleichzeitig nehmen jedoch auch die abgeregelten Energiemengen zu. Allerdings ist damit zu rechnen, dass auch die Anlagenbetreiber auf die Überbauungsnotwendigkeit reagieren und die Auslegung ihrer Anlagen entsprechend verändern, um der Energieeinbuße entgegenzuwirken. So dürften Betreiber von Windenergieanlagen bei gleichem Rotordurchmesser leistungsschwächere Generatoren verwenden („Schwachwindanlagen") und Betreiber von Photovoltaik-Freiflächenanlagen die Modulausrichtung stärker in Ost-West-Richtung verschieben. Dieser Kompensationseffekt wie auch der eventuell erforderliche Zubau von zusätzlichen Erzeugungsanlagen zum Ausgleich von Erzeugungseinbußen, um zum Beispiel gesetzgeberisch vorgegebene Zielwerte für Erneuerbare Energien einzuhalten, wird im Rahmen der Untersuchung nicht betrachtet und quantifiziert. Gleiches gilt analog auch für die Rückwirkung des veränderten Erzeugungsprofils auf die verwendete Strompreiszeitreihe.

3.2.3 Dynamische Spitzenkappung

Die Spitzenkappung reduziert gezielt selten auftretende Einspeisespitzen erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Da insbesondere Photovoltaikanlagen ihre maximale Leistung nur in wenigen Stunden des Jahres erreichen, kann eine begrenzte Reduzierung dieser Spitzen den erforderlichen Netzausbau deutlich verringern, während der Verlust an eingespeister Energie vergleichsweise gering bleibt.

Bei der Modellierung wird die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen in denjenigen Stunden begrenzt, in denen andernfalls Netzengpässe auftreten würden. Die zulässige Einspeiseleistung wird dabei so gewählt, dass lediglich ein geringer Anteil der jährlichen Energieerzeugung abgeregelt wird. Die resultierenden Einspeisezeitreihen werden anschließend erneut in der Lastfluss- und Netzausbausimulation betrachtet.

Die stärkste Wirkung ergibt sich in Photovoltaik-dominierten Netzen, in denen Rückspeisungen den wesentlichen Auslöser des Netzausbaus darstellen. Über die reduzierte Summeneinspeisung aus unterlagerten Netzen werden auch vorgelagerte Netzebenen entlastet. Die Maßnahme weist Ähnlichkeiten mit der zuvor dargestellten Maßnahme der Überbauung auf, da in beiden Fällen hohe Einspeisespitzen begrenzt werden. Der wesentliche Unterschied liegt im Auslöser der Abregelung: Bei der Überbauung ist die Einspeisung unabhängig von der aktuellen Netzsituation auf die vereinbarte Netzanschlusskapazität begrenzt. Die dynamische Spitzenkappung hingegen greift nur dann ein, wenn die Einspeisung tatsächlich zu einem Netzengpass beiträgt, und entspricht damit eher einem gezielten engpassbezogenen Eingriff, etwa im Rahmen von Redispatch. Während die Begrenzung im Rahmen der Überbauung Bestandteil der vereinbarten Anschlussbedingungen ist, kann eine engpassbedingte Abregelung im Rahmen der Spitzenkappung mit einer fallbezogenen Entschädigung des Anlagenbetreibers verbunden sein.

3.2.4 Höherauslastung von Betriebsmitteln

Die Höherauslastung von Betriebsmitteln verfolgt das Ziel, vorhandene Leitungen und Transformatoren stärker auszunutzen, indem zusätzliche thermische Reserven genutzt oder die zulässigen Belastungsgrenzen angepasst werden, zum Beispiel beim Temperaturmonitoring von Leitungen und Transformatoren, beim reaktiven Netzengpassmanagement oder Ähnlichem. Dadurch kann der erforderliche Netzausbau insbesondere bei selten auftretenden Spitzenbelastungen reduziert oder zeitlich verschoben werden. Im Rahmen dieser Studie fokussieren wir uns bei der Maßnahme „Höherauslastung von Betriebsmitteln" auf das reaktive Netzengpassmanagement: Klassisch werden zwei parallele 110-kV-Stromleitungen je nach Vermaschungsgrad des Netzes auch im Normalbetrieb jeweils maximal mit

circa 50 bis 70 Prozent Auslastung betrieben, um bei einem vergleichsweise selten auftretenden Ausfall die Übertragungsleistung des ausgefallenen Stromkreises sicher durch die dann noch vorhandenen Leitungen übernehmen zu können. Damit wird im Normalbetrieb deutlich weniger Übertragungsfähigkeit tatsächlich genutzt als technisch zur Verfügung stünde. Beim hier betrachteten Betriebsprinzip der Höherauslastung wird auch im Normalbetrieb die gesamte Transportkapazität genutzt und im Fehlerfall eine temporär zulässige Höherauslastung dann in Millisekunden, zum Beispiel durch automatisch gesteuerten Abwurf von Erzeugungsanlagen im Nahbereich des Fehlerorts, reduziert.

Im Rahmen der Modellierung werden die zulässigen Belastungsgrenzen ausgewählter Betriebsmittel gegenüber dem Referenzfall erhöht, indem im Regelbetrieb (N-0-Betrieb) auf Leitungen die technisch zur Verfügung stehende Transportkapazität vollständig genutzt wird, ohne Reserven für den Eintritt eines Ausfalls zu reservieren. Anschließend werden die Netzberechnungen mit den angepassten Grenzwerten wiederholt.

Die Maßnahme zeigt ihre größte Wirkung in der Hochspannungsebene, da diese Netze unterbrechungsfrei n-1-sicher geplant werden, sodass Auslastungsreserven auf Leitungen und Transformatoren vorgehalten werden, damit Ausfälle in der Regel nicht zu unzulässigen Grenzwertverletzungen und Versorgungsunterbrechungen führen. In Mittel- und Niederspannungsnetzen ist die Maßnahme wegen der in der Regel nicht unterbrechungsfrei n-1-sicher geplanten Netzen nicht wirksam, sodass die Maßnahme in dieser Studie ausschließlich auf Hochspannungsnetze angewendet wird. Die Maßnahme setzt auch eine automatisierte Abschaltung von Netznutzern in Schnellzeit voraus. Grundsätzlich ist eine solche Abschaltung sowohl bei Lasten als auch bei Erzeugungsanlagen denkbar, allerdings ist eine Abschaltung sowohl praktisch als auch rechtlich-regulatorisch eher bei Erzeugungsanlagen anwendbar, sodass im Rahmen der Studie die Maßnahme ausschließlich in Netzen angewendet wird, bei denen Einspeisungen netzausbautreibend sind.

Weiter setzt die Maßnahme geeignete Überwachungs- und Betriebsführungssysteme voraus und eignet sich vor allem für Engpässe, die durch thermische Betriebsmittelbelastung bedingt sind. Bei dauerhaft hohen Belastungen oder spannungsbedingten Netzengpässen kann sie einen erforderlichen Netzausbau dagegen in der Regel nicht ersetzen.

3.2.5 Netzdienliche Speicher (VINK)

Im Gegensatz zu *Co-Location*-Speichern werden netzdienliche Speicher, die als „vollständig integrierte Netzkomponenten" (VINK) betrieben werden, gezielt durch den Netzbetreiber zur Engpassbewirtschaftung eingesetzt. Sie dienen dazu, kurzzeitige Last- oder Einspeisespitzen lokal zu puffern und dadurch einzelne Betriebsmittel vor einer Überlastung zu schützen. Ziel ist insbesondere, kostenintensive Ausbauschritte an Transformatoren, Umspannwerken oder vorgelagerten Netzebenen zu vermeiden oder zeitlich hinauszuschieben.

Für die Modellierung werden zunächst diejenigen Betriebsmittel identifiziert, an denen im Referenzfall Grenzwertverletzungen auftreten. Anschließend wird für diese Standorte jeweils ein Batteriespeicher dimensioniert, dessen Leistung sich an der Höhe der Überlastung orientiert. Der Speicherbetrieb wird rein netzdienlich optimiert und die Netzberechnung mit den angepassten Last- und Einspeiseprofilen wiederholt.

Netzdienliche Speicher entfalten ihre größte Wirkung in der Mittel- und Hochspannung, wo einzelne Betriebsmittel häufig den Netzausbaubedarf bestimmen. In der Niederspannung ist ihr Einsatz dagegen nur eingeschränkt sinnvoll, da Engpässe dort typischerweise an vielen verschiedenen Stellen im Netz auftreten und neben einer hohen Auslastung der Leitungen häufig auch die Einhaltung zulässiger Spannungen den Ausbaubedarf bestimmt. Primär werden netzdienliche Speicher in dieser Untersuchung daher in der Hoch- und Mittelspannungsebene eingesetzt, da sie Wirkung auf diese Ebene wie auch auf die überlagerte Hochspannungsnetzebene entfalten und kostenintensive Ausbauten vermeiden können.

Die Maßnahme eignet sich insbesondere für Netze mit wenigen klar lokalisierten Engpässen. Ihre Wirtschaftlichkeit sinkt dagegen, wenn zahlreiche Speicherstandorte erforderlich wären oder Überlastungen über längere Zeiträume auftreten.

3.2.6 Netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG

Die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG stellt eine Flexibilitätsmaßnahme zur Begrenzung lokaler Lastspitzen dar. Durch eine temporäre Reduzierung der Leistungsaufnahme von insbesondere Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen können kurzfristige Überlastungen in Ortsnetzen vermieden werden. Die Maßnahme wirkt damit unmittelbar auf die gleichzeitig auftretende Spitzenlast *(Peak Shaving)* und reduziert die Auslastung der verwendeten Betriebsmittel.

Für die Modellierung wird angenommen, dass bei Auftreten einer Überlastung die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen innerhalb des jeweils betroffenen Ortsnetzes diskriminierungsfrei und stufenweise auf die nach § 14a EnWG zulässige Mindestleistung begrenzt werden. Sobald die Überlastung beseitigt ist, wird die Leistungsbegrenzung schrittweise zurückgenommen. Die resultierenden Lastprofile bilden anschließend die Grundlage für die Netzberechnungen in den überlagerten Netzebenen, sodass auch indirekte Auswirkungen auf Mittel- und Hochspannungsnetze berücksichtigt werden können.

Zeitvariable Netzentgelte nach Modul 3 des § 14a EnWG setzen über vorab festgelegte Hoch-, Standard- und Niedertarifzeiten Anreize zur zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs. Vorab durchgeführte Analysen zeigen, dass diese starren, für größere Netzgebiete einheitlichen Zeitfenster die tatsächliche lokale Netzbelastung nur unzureichend abbilden und somit in Summe zu keiner Netzentlastung führen. Bei hoher Teilnahme können durch gleichgerichtete Reaktionen flexibler Verbraucher auf die starren Preissignale sogar neue Lastspitzen und zusätzlicher Netzausbaubedarf resultieren (Jooß 2025).

Die höchste Wirksamkeit ist in der Niederspannung zu erwarten, da dort die Steuerung unmittelbar an den verursachenden Verbrauchseinrichtungen ansetzt. In der Mittelspannung ergibt sich eine passive Entlastung durch geringere Summenlasten der nachgelagerten Ortsnetze. In der Hochspannung ist dieser Effekt aufgrund der Aggregation vieler Netzgebiete und der damit verbundenen Durchmischung der Lastprofile deutlich geringer.

Die Wirksamkeit hängt wesentlich von der Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen sowie deren zeitlicher Flexibilität ab. Besonders große Potenziale bestehen daher in Wohngebieten mit hoher Durchdringung mit Wärmepumpen und Elektromobilität. Gleichzeitig ist die Maßnahme regulatorisch als Ultima-Ratio-Instrument ausgestaltet: Werden Steuerungsmaßnahmen in einem Netzbereich erforderlich und ist davon auszugehen, dass der Engpass dauerhaft besteht, ist grundsätzlich der erforderliche Netzausbau anzustoßen. Vor diesem Hintergrund untersucht die Studie, welchen Nutzen eine weitergehende planerische Berücksichtigung der nach § 14a EnWG verfügbaren Flexibilität haben könnte. Anders als in der heutigen regulatorischen Logik wird Netzausbau im Modell nicht bereits bei einem absehbar wiederkehrenden Steuerungsbedarf ausgelöst, sondern erst dann, wenn der zur Engpassbehebung erforderliche Umfang der Steuerung einen vorgegebenen Schwellenwert überschreitet. Durch die Variation dieses Schwellenwerts wird untersucht, wie sich eine zunehmende planerische Nutzung der steuerbaren Lasten auf den erforderlichen Netzausbau auswirkt. Damit lässt sich zugleich bewerten, welcher zusätzliche Nutzen bereits bei einer gegenüber der heutigen Ausgestaltung moderat erweiterten Nutzung der Steuerungsmöglichkeiten erschlossen werden kann.

3.2.7 Dynamische Netzentgelte mit Ursprung in der Hochspannungsebene

Dynamische Netzentgelte stellen eine auf Preissignalen basierende netzorientierte Maßnahme dar, mit der flexible Verbraucher, Speicher und perspektivisch auch dezentrale Erzeugungsanlagen zu einem netzdienlichen Verhalten angereizt werden sollen. Im

Gegensatz zur netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG erfolgt dabei keine direkte Vorgabe des Netzbetreibers. Stattdessen werden räumlich differenzierte zeitvariable Preissignale genutzt, um eine Verlagerung von Verbrauch und Erzeugung aus Netzengpasszeiten in weniger kritische Zeiträume anzureizen. Die Maßnahme zielt damit auf eine Reduzierung der gleichzeitig auftretenden Lastspitzen sowie auf eine bessere zeitliche Verteilung der Netzauslastung ab.

Für die Modellierung werden zunächst auf Basis des Szenarios *konvAusbau* diejenigen Stunden identifiziert, in denen Engpässe im Hochspannungsnetz auftreten. Für diese Stunden wird eine dynamische Netzentgelt-Zeitreihe abgeleitet. Anschließend werden sämtliche Flexibilitäten, die an das Hochspannungsnetz oder eine unterlagerte Netzebene angeschlossen sind, mit den modifizierten Preiszeitreihen erneut optimiert und die daraus resultierenden Lastprofile in einer weiteren Bottom-up-Netzsimulation berücksichtigt. Da die Bundenetzagentur zwar bestimmte Vorstellungen geäußert hat (BNetzA 2026), die konkrete regulatorische Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte aber derzeit noch nicht festgelegt ist, wird hierfür eine plausible Parametrierung gewählt, die eine ausreichende Preiswirkung auf die flexiblen Verbraucher sicherstellt.

Da der Ausbau der Hochspannungsnetze derzeit herausfordernd ist und lange dauert, wird der Fokus der Maßnahme in dieser Untersuchung auf die Entlastung von dort auftretenden Engpässen gelegt und werden die Preissignale entsprechend parametriert. Da der Anreiz durch das dynamische Netzentgelt Flexibilitäten in allen Verteilungsnetzebenen erreicht, verändert der angepasste Flexibilitätseinsatz auch die Belastung der Mittel- und Niederspannungsnetze, sodass dort sowohl entlastende als auch belastende Effekte auftreten können, die in der Untersuchung mittels Lastflussanalysen quantifiziert werden.

3.3 Qualitativ untersuchte Maßnahmen

Neben den quantitativ untersuchten Maßnahmen werden weitere Ansätze betrachtet, die grundsätzlich zu einem kosteneffizienteren Ausbau und Betrieb der Verteilnetze beitragen können, deren Wirkung sich jedoch nicht unmittelbar durch eine Anpassung der Lastflüsse oder Betriebsmittelauslastungen abbilden lässt. Diese Maßnahmen wirken überwiegend auf die Planungs- und Betriebsprozesse oder auf die Investitionskosten der Infrastruktur und lassen sich daher nur eingeschränkt in einer netztechnischen Simulation berücksichtigen. Aus diesem Grund werden diese Maßnahmen im Rahmen einer qualitativen Bewertung hinsichtlich ihres potenziellen Beitrags zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beziehungsweise der Netzausbaukosten eingeordnet.

3.3.1 Verbesserte Beobachtbarkeit der unteren Netzebenen

Eine verbesserte Beobachtbarkeit der Mittel- und insbesondere der Niederspannungsnetze kann dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten effizienter auszunutzen. Heute erfolgt die Netzplanung häufig auf Basis konservativer Annahmen zu Gleichzeitigkeiten sowie Verteilungen von Last und Erzeugung, da detaillierte Informationen über den aktuellen Netzzustand vieler Ortsnetze nicht oder nur eingeschränkt verfügbar sind. Durch zusätzliche Mess- und Kommunikationstechnik sowie eine stärkere Digitalisierung der Netzführung könnten vorhandene Reserven besser erkannt und Betriebsmittel näher an ihren tatsächlichen Belastungsgrenzen betrieben werden.

Die Maßnahme entfaltet ihre Wirkung daher nicht unmittelbar durch eine Verringerung der Netzbelastung, sondern durch eine verbesserte Transparenz über den tatsächlichen Netzzustand. Dies kann sowohl die operative Betriebsführung als auch die langfristige Netzplanung unterstützen und dazu beitragen, Netzausbaumaßnahmen zielgerichteter und gegebenenfalls später umzusetzen. Der Umfang dieser Effekte hängt jedoch stark von den verfügbaren Messsystemen, den eingesetzten Betriebsführungskonzepten sowie den jeweiligen Netzstrukturen wie auch den bisher von den Netzplanern eingeplanten Reserven zur Begegnung von Unsicherheiten ab. Eine belastbare Quantifizierung ist im Rahmen der vorliegenden Studie daher nicht möglich.

3.3.2 Standardisierung von Betriebsmitteln

Eine stärkere Standardisierung von Betriebsmitteln kann die Kosten und die Dauer von Netzausbaumaßnahmen reduzieren. Durch die Konzentration auf wenige standardisierte Betriebsmitteltypen können Planungs-, Beschaffungs- und Lagerhaltungsprozesse vereinfacht sowie Skaleneffekte bei der Beschaffung genutzt werden. Darüber hinaus kann eine Standardisierung den Bau und die Inbetriebnahme neuer Anlagen beschleunigen und damit den steigenden Ausbauanforderungen infolge der Energiewende entgegenwirken.

Im Gegensatz zu den übrigen Maßnahmen verändert die Standardisierung jedoch weder Lastflüsse noch Betriebsmittelauslastungen. Sie beeinflusst vielmehr die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit des Netzausbaus. Die erreichbaren Kostenvorteile hängen dabei wesentlich von der bestehenden Betriebsmittelvielfalt, den Beschaffungsstrategien sowie den technischen Randbedingungen der Netzbetreiber ab. Da diese Aspekte unternehmensspezifisch sind und nicht unmittelbar in den Netzmodellen abgebildet werden können, erfolgt lediglich eine qualitative Einordnung. Studien gehen allerdings von Einsparungen von mindestens zehn Prozent aus (Consentec, PWC 2025).

3.3.3 Abkehr von der Erdverkabelung in der Hochspannungsebene

Eine weitere diskutierte Maßnahme besteht darin, den Einsatz von Freileitungen in der Hochspannungsebene gegenüber einer konsequenten Erdverkabelung stärker zu berücksichtigen. Freileitungen weisen gegenüber Erdkabeln in vielen Anwendungsfällen geringere Investitionskosten auf und ermöglichen darüber hinaus eine höhere thermische Belastbarkeit sowie die Nutzung temperaturabhängiger Übertragungskapazitäten. Dadurch können sowohl die Investitionskosten als auch der zukünftige Netzausbaubedarf reduziert werden.

Dem stehen jedoch andere Randbedingungen gegenüber, beispielsweise höhere Anforderungen an Raumordnung und Genehmigung, eine geringere gesellschaftliche Akzeptanz sowie standortabhängige ökologische Auswirkungen. Die tatsächliche Vorteilhaftigkeit hängt daher wesentlich von den jeweiligen regionalen Rahmenbedingungen sowie den gesetzlichen Vorgaben ab. Da diese Maßnahme primär die Kosten und Ausgestaltung des Netzausbaus beeinflusst, nicht jedoch die physikalischen Lastflüsse im Netz wesentlich verändert, wird sie im Rahmen der Studie ausschließlich qualitativ betrachtet. Vereinfachend kann eine Quantifizierung näherungsweise über die Anpassung des zur Monetarisierung der ermittelten Ausbaumaßnahmen genutzten Kostenansatzes erfolgen.

3.3.4 Abschließende Einordnung

Die qualitativ bewerteten Maßnahmen unterscheiden sich von den zuvor beschriebenen Flexibilitäts- und Betriebsmaßnahmen dadurch, dass sie nicht unmittelbar auf die Reduzierung von Last- oder Einspeisespitzen abzielen. Stattdessen verbessern sie die Rahmenbedingungen für Planung, Bau und Betrieb der Verteilnetze oder senken die Kosten einzelner Ausbaumaßnahmen. Ihr Beitrag zu einem kosteneffizienten Verteilnetzausbau kann daher erheblich sein, lässt sich jedoch nicht anhand der im Rahmen dieser Studie verwendeten Netzsimulationen quantifizieren. Vielmehr stellen sie ergänzende Handlungsoptionen dar, die insbesondere in Kombination mit den quantitativ untersuchten Maßnahmen zusätzliche Effizienzpotenziale erschließen können.

3.4 Vergleichende Einordnung der Maßnahmen

Die betrachteten Maßnahmen adressieren unterschiedliche Ursachen des Netzausbaubedarfs und sind daher nicht als konkurrierende, sondern als komplementäre Ansätze zu verstehen. Während Flexibilitätsmaßnahmen die gleichzeitig auftretenden Last- oder Einspeisespitzen reduzieren und dadurch unmittelbar auf die Netzauslastung wirken, erhöhen Betriebsmaßnahmen die Ausnutzung vorhandener Betriebsmittel. Infrastrukturmaßnahmen beeinflussen dagegen vor allem die

Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit des Netzausbaus, ohne die physikalischen Leistungsflüsse unmittelbar zu verändern.

Die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen hängt dabei wesentlich von der jeweiligen Netzstruktur ab. Lastorientierte Maßnahmen entfalten ihre größte Wirkung insbesondere in verbrauchsdominierten Netzgebieten mit hoher Durchdringung steuerbarer Verbraucher, während einspeiseorientierte Maßnahmen vor allem in Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung wirksam sind. Andere Maßnahmen, wie beispielsweise Netzspeicher oder die Höherbelastung von Betriebsmitteln, setzen dagegen lokal begrenzte thermische Engpässe voraus und eignen sich insbesondere zur Vermeidung einzelner kostenintensiver Ausbauschritte.

Darüber hinaus unterscheiden sich die Maßnahmen hinsichtlich ihrer Reife, ihrer technischen Voraussetzungen sowie ihrer Einsatzgrenzen. Keine der betrachteten Maßnahmen stellt für sich genommen einen vollständigen Ersatz des konventionellen Netzausbaus dar. Vielmehr kann durch eine geeignete Kombination verschiedener Maßnahmen der erforderliche Netzausbau reduziert und zeitlich optimiert werden.

Die nachfolgenden Kapitel untersuchen für jede Maßnahme sowohl den Einfluss auf den verbleibenden Netzausbaubedarf als auch auf die Gesamtkosten des Verteilnetzausbaus.

Strukturabhängigkeit und Einsatzgrenze der untersuchten Maßnahmen → Tabelle 2

Maßnahme	NS	MS	HS	Strukturabhängigkeit	Einsatzgrenze
Co-Location	○	●●	●●●	hoher Anteil gr. EE-Anlagen, hoher Anteil gr. flexibler Verbraucher	Speichergröße
Überbauung	○	●●●	●●●	EE-dominierte Netze	Erzeugungsverluste
Spitzenkappung	○	●●	●	PV-dominierte Netze	nur seltene Spitzen
Höherbelastung	○	●●	●●●	thermische Engpässe	Dauerbelastung
Speicher als VINK	○	●●	●●●	lokale Engpässe	Wirtschaftlichkeit
§ 14a	●●●	●●	●	hoher SteuVe-Anteil	regulatorisch begrenzt
Dyn. Netzentgelte	●	●●	●●●	flexible Verbraucher	Preisreaktion
Beobachtbarkeit	●●	●●	○	alle	Digitalisierung
Standardisierung	●●	●●	●●	alle	unternehmensspezifisch
Abkehr von Erdverkabelung	○	●	●●●	Neubau HS	Genehmigung

●●● = hohe Wirkung ●● = mittlere Wirkung ● = geringe Wirkung ○ = kaum relevant

FfE / Consentec (2026)

4 Ergebnisse

4.1 Referenz: konventioneller Netzausbau

Das Szenario *konvAusbau* bildet den Referenzfall für die Bewertung der untersuchten Maßnahmen. Es zeigt, welcher Ausbau erforderlich wird, wenn alle auftretenden Netzengpässe mit konventionellen Leitungs- und Stationsmaßnahmen behoben werden.

Netzausbau wird dann erforderlich, wenn in den zeitreihenbasierten Lastflussrechnungen thermische Überlastungen von Leitungen oder Transformatoren beziehungsweise Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen auftreten. Die für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 ermittelten Grenzwertverletzungen werden nach Netzebene sowie nach last- und einspeisebedingter Verursachung differenziert und bilden die Grundlage für die Ableitung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen.

Der Netzausbau erfolgt bedarfsgerecht, bis die jeweils festgestellten Grenzwertverletzungen im analysierten Stützjahr behoben sind (kein antizipierender Zielnetzausbau in den frühen Stützjahren). Hierzu werden je nach Netzebene Leitungen verstärkt oder neu verlegt sowie Transformatoren und Stationen aus-, um- oder neu gebaut. Die resultierenden Last- und Einspeiseprofile werden anschließend an die jeweils vorgelagerte Netzebene übergeben, sodass die Wechselwirkungen entlang der gesamten Verteilnetzkaskade berücksichtigt werden.

In den Analysen werden die kumulierten Kosten der bis zum jeweiligen Stützjahr erforderlichen netzdimensionierenden Ausbaumaßnahmen ausgewiesen. Nicht berücksichtigt sind reine Ersatzinvestitionen, Rückbau und Altlastenentsorgung sowie sonstige Investitionen, die nicht unmittelbar durch zusätzliche Netzbelastungen ausgelöst werden. Die Ergebnisse bilden somit keine konkrete Investitionsplanung einzelner Netzbetreiber ab, sondern quantifizieren den deutschlandweiten netzdimensionierenden Ausbaubedarf unter einheitlichen Szenario-, Netz- und Kostenannahmen. Der Typnetzansatz ermöglicht belastbare Aussagen über Größenordnungen, Strukturen und zeitliche Entwicklungen, nicht jedoch über den Ausbaubedarf einzelner realer Netze.

Niederspannung und Umspannebene Mittel-/Niederspannung (Netzebenen 6 und 7)

Die Niederspannung steht im analysierten Szenario zunehmend unter Anpassungsdruck. Werden die heutigen Netzstrukturen unverändert mit dem erwarteten Hochlauf von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Heimspeichern konfrontiert, zeigt sich in einem wachsenden Anteil der Netze ein netzplanerischer Anpassungsbedarf. Abbildung 6 zeigt, welche Art der Grenzwertüberschreitungen in den Niederspannungsnetzen auftreten würden.[9]

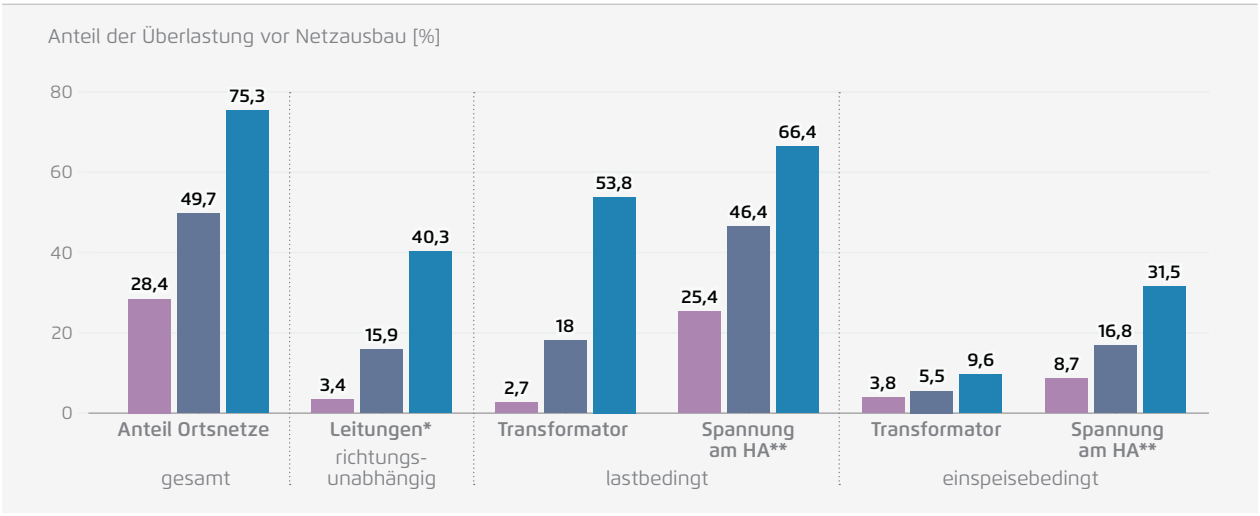
Bereits 2030 weist rund ein Viertel der betrachteten unverstärkten Niederspannungsnetze mindestens eine rechnerische Grenzwertverletzung auf. Bis 2035 steigt dieser Anteil auf etwa die Hälfte der Netze, bis 2045 auf rund drei Viertel. Der Handlungsbedarf besteht dabei sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Lastseite, wobei letztere stark dominiert: Besonders häufig treten Verletzungen der unteren Spannungsgrenze sowie lastbedingte Engpässe an Ortsnetztransformatoren auf.

Der Ausbaubedarf in der Niederspannung wird langfristig zunehmend durch Lasten und nicht mehr durch Einspeisung bestimmt. Dies zeigt sich insbesondere bei den Überlastungen von Ortsnetztransformatoren (vergleiche Abbildung 7). Während ländliche Netze im Jahr 2030 noch überwiegend

9 Die dargestellten Grenzwertverletzungen sind nicht als real auftretende Überlastungen im Netzbetrieb zu verstehen, sondern als Indikator dafür, in welchen Netzen unter den Szenarioannahmen welche Engpässe auftreten und somit Ausbau-/Entlastungsmaßnahmen erforderlich würden.

Anteil überlasteter Betriebsmittel in Niederspannungsnetzen im konventionellen Ausbau-Szenario

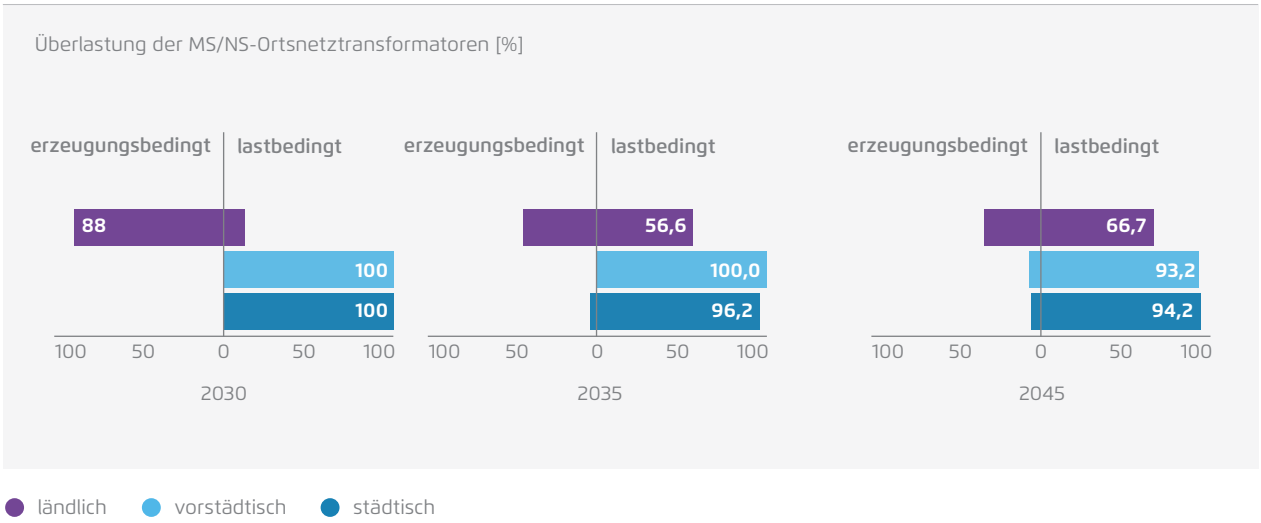
→ Abb. 6



FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: *thermische Überlastung bezogen auf die Länge aller modellierten Leitungen. **Hausanschlüsse (HA) mit einspeisebedingter oder lastbedingter Spannungsbandverletzung

Anteil der Ausbautreiber in der Niederspannung im konventionellen Ausbau-Szenario

→ Abb. 7



FfE/Consentec (2026)

durch hohe Einspeisungen geprägt sind, verschiebt sich der Schwerpunkt bis 2045 deutlich zur Lastseite. In vorstädtischen und städtischen Netzen ist der Ausbaubedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum überwiegend lastgetrieben. Zwar steigt dort mit dem weiteren Zubau von Photovoltaik ab 2035 auch der Anteil einspeisebedingter Transformatorüberlastungen leicht an, die Lastseite bleibt jedoch klar dominierend.

Diese starke lastseitige Prägung der Überlastungen in der Niederspannungsebene hat mehrere Ursachen. Grundlegend erhöht sich die Anzahl neuer Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen,

Elektrofahrzeuge und Heimspeicher in der Niederspannungsebene um ein Vielfaches. Darüber hinaus entstehen neue Zeitpunkte mit hohen Gleichzeitigkeiten.[10] Wärmepumpen weisen in kalten Winterphasen eine natürliche, temperaturbedingte Gleichzeitigkeit auf und flexible Verbraucher orientieren sich zunehmend an exogenen Preissignalen, die zunehmend durch erneuerbare Erzeugung geprägt sind. Dadurch treten Verbrauchsspitzen zeitlich stärker gebündelt auf als im heutigen Lastprofil.

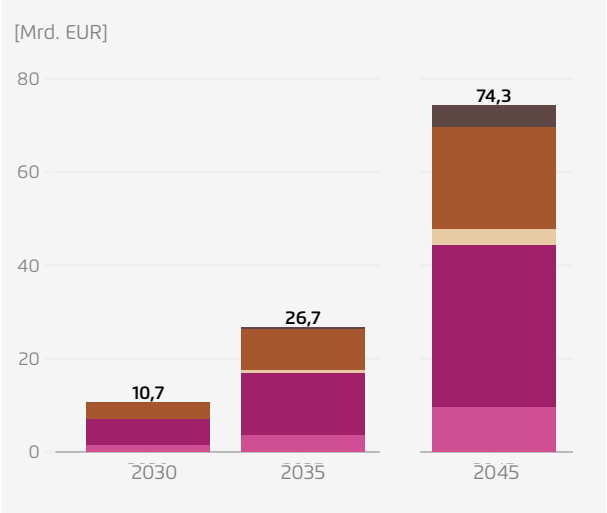
Einspeisespitzen aus Photovoltaikanlagen bleiben relevant, werden in dieser Spannungsebene jedoch durch haushaltsnahe Flexibilitäten abgefedert. Eigenverbrauchsoptimierung wird mit steigenden Strompreisen und sinkendem Ertrag von Photovoltaik-Netzeinspeisung zunehmend zum Standardfall. Niedrige Strompreise treten häufig in Stunden mit hoher lokaler Photovoltaik-Erzeugung auf und fördern damit zusätzlichen Verbrauch in diesen Zeiträumen. Flexible Verbraucher und Speicher wirken damit als lokales Gegengewicht zur Erzeugungsseite, während die lastseitigen Spitzen im Szenario stärker netzausbaurelevant werden.

Insgesamt zeigt sich ein hoher Handlungsdruck, der im Szenario *konvAusbau* durch klassischen Netzausbau gelöst wird. Abbildung 8 verdeutlicht die resultierenden Ausbaukosten im deutschen Niederspannungsnetz (Netzebenen 6 und 7) differenziert nach den notwendigen Ausbaumaßnahmen. Diese steigen über die Jahre erwartungsgemäß deutlich an: Bis 2030 werden Investitionen von 10,7 Mrd. Euro erforderlich. Gleichzeitig steigt das jährliche Ausbauvolumen von rund 2,1 Mrd. Euro bis 2030 über 3,2 Mrd. Euro bis 2035 auf 4,8 Mrd. Euro zwischen 2035 und 2045 an. Insgesamt summieren sich die Investitionen bis 2045 auf 74,3 Mrd. Euro. Damit nimmt nicht nur der Ausbaubedarf zu, sondern auch die Dringlichkeit, mit der neue Infrastruktur bereitgestellt werden muss.

10 Gleichzeitigkeit bezieht sich in diesem Kontext auf die zeitgleiche und richtungsgleiche Wirkung von Flexibilitäten.

Kumulierte Ausbaukosten in der Niederspannung nach Betriebsmitteln im konventionellen Ausbau-Szenario*

→ Abb. 8



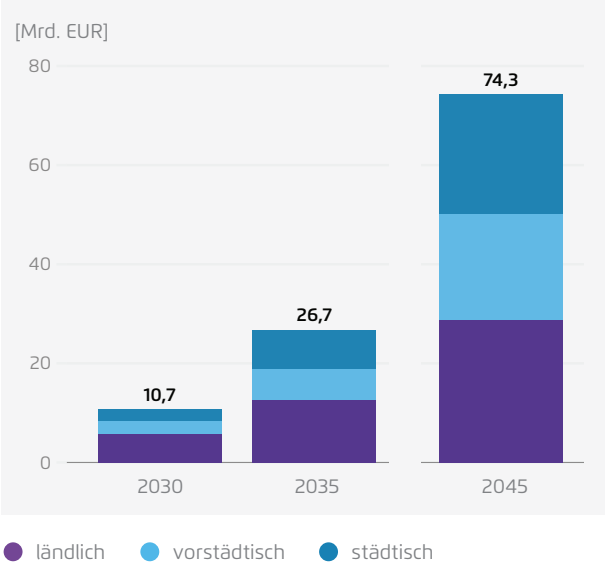
FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

In den von der Bundesnetzagentur plausibilisierten Netzausbauplänen der 82 größten Verteilnetzbetreiber wird für den netzdimensionierenden Ausbau des Niederspannungsnetzes ein Investitionsbedarf von rund 62 Mrd. Euro bis 2045 antizipiert.[11] Unter Berücksichtigung der im Monitoringbericht ausgewiesenen Abdeckungsgrade resultiert bis 2045 ein Bedarf von 82 Mrd. Euro Ausbaukosten in der Niederspannungsebene[12], welcher sich unterteilen lässt in 20 Mrd. Euro für Netzebene 6 und 52 Mrd. Euro für Netzebene 7.

11 Ausbaukosten nach (BNetzA 2025). Reine Ersatzinvestitionen sowie Rückbau und Altlastentsorgung sind darin nicht enthalten und werden zusätzlich mit rund 30 Mrd. Euro bis 2045 angegeben.

12 Eigene Hochrechnung der von der BNetzA plausibilisierten Netzausbaukosten der 82 nach § 14d EnWG NAP-pflichtigen Verteilnetzbetreiber auf das gesamte deutsche Verteilnetz (BNetzA 2025). Die in der Auswertung ausgewiesenen Kosten wurden anhand der im Monitoringbericht (BET/EWI 2025) genannten Abdeckungsgrade (Hochspannung = 100 Prozent; Mittelspannung ≈ 80 Prozent; Niederspannung ≈ 76 Prozent) der erfassten Verteilnetzbetreiber skaliert. Aufgrund struktureller Unterschiede zwischen großen und kleinen Verteilnetzbetreibern sowie zwischen den Spannungsebenen dient die Hochrechnung der Einordnung der Größenordnung und stellt keine Vollerhebung dar.

Kumulierte Ausbaukosten in der Niederspannung über die Strukturtypen im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 9



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Die aus den Simulationen resultierenden Ausbaukosten für die Niederspannung fallen insgesamt geringer aus als die Kosten aus den Netzausbauplänen 2024 (inklusive Hochrechnung der in den Netzausbauplänen fehlenden Netze). Angesichts der insgesamt ähnlichen Größenordnung lassen sich die Ergebnisse als plausibel bewerten. Die nachfolgende differenzierte Analyse der resultierenden Ausbaukosten nach regionalen Strukturtypen zeigt erwartbare Tendenzen (vergleiche Abbildung 9). In den frühen Stützjahren entfällt der größte Anteil auf ländliche Netze, die durch längere Leitungswege, geringere Anschlussdichten und aufgrund der dominierenden Einfamilienhäuser durch eine hohe Eignung für Photovoltaikanlagen sowie haushaltsnahe Flexibilitäten geprägt sind. Bis 2045 nimmt der Ausbaubedarf jedoch in allen regionalen Strukturtypen deutlich zu.

In den Stützjahren 2030 und 2035 dominieren die Ausbaukosten für die ländlichen Verteilnetze, wobei sich die Kosten für vorstädtische und städtische Netze bis 2045 auf einem ähnlichen Niveau angleichen. Dies lässt sich zum einen damit erklären, dass der Hochlauf von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Ladepunkten oder Heimspeichern an den in ländlichen Strukturen dominierenden Einfamilienhäusern früher erfolgt, wohingegen dieser im verdichteten Raum mit komplexeren Gebäude- und Eigentümerstrukturen erst verzögert einsetzt. Zum anderen gewinnen neue netzdimensionierende Zeitschritte an Bedeutung: In kalten Winterphasen führen Wärmepumpen zu hohen temperaturbedingten Gleichzeitigkeiten und dynamische Strompreissignale lassen flexible Verbraucher zunehmend dieselben günstigen Zeitfenster nutzen. Diese hohen Gleichzeitigkeiten treten unabhängig von der konkreten Netztopologie auf und können daher auch in verdichteten Räumen ausbaurelevant werden.

Insgesamt zeigt sich in der Niederspannung bis 2030 ein von 10,7 Mrd. Euro auf bis 2045 kumuliert auf 74,3 Mrd. Euro steigender, überwiegend lastseitig getriebener Ausbaubedarf. Gleichzeitig verdoppelt sich das jährliche Ausbauvolumen von heute rund 2,1 Mrd. Euro auf 4,8 Mrd. Euro im Zeitraum 2035 bis 2045. Die regionale Auswertung verdeutlicht, dass der Anpassungsbedarf zunächst besonders in ländlichen Niederspannungsnetzen sichtbar und notwendig wird, sich langfristig aber zur breiten Herausforderung über alle Regionen hinweg entwickelt.

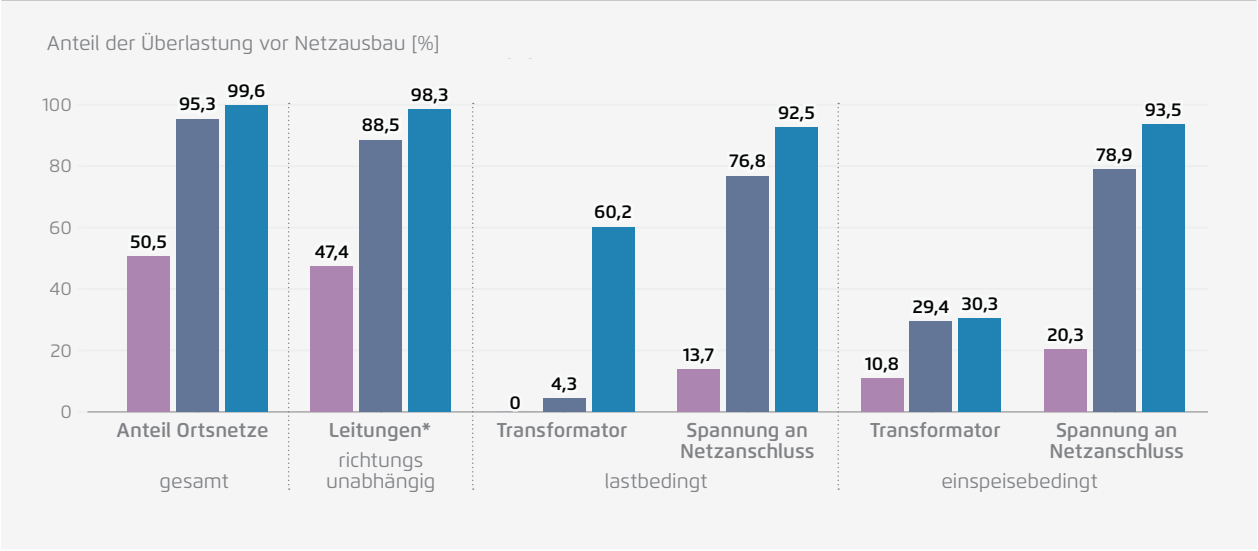
Mittelspannung und Umspannebene Hoch-/Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5)

Die Modellierung wird in der Mittelspannung und der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung fortgeführt. Dafür werden 30 charakteristische Mittelspannungstypnetze genutzt, welche unterschiedliche Netzstrukturen repräsentieren. Den Mittelspannungsnetzen werden die aggregierten Last- und Einspeisezeitreihen der nachgelagerten Niederspannungsnetze sowie direkt angeschlossene Anlagen und Verbraucher der Mittelspannung zugeordnet. Dadurch werden sowohl Rückwirkungen aus den Ortsnetzen als auch eigenständige mittelspannungsseitige Entwicklungen in der Netzberechnung berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Szenarios *konvAusbau* (vergleiche Abbildung 10) in der Mittelspannung verdeutlichen den bereits bestehenden und weiter zunehmenden

Anteil überlasteter Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen im konventionellen Ausbau-Szenario

→ Abb. 10

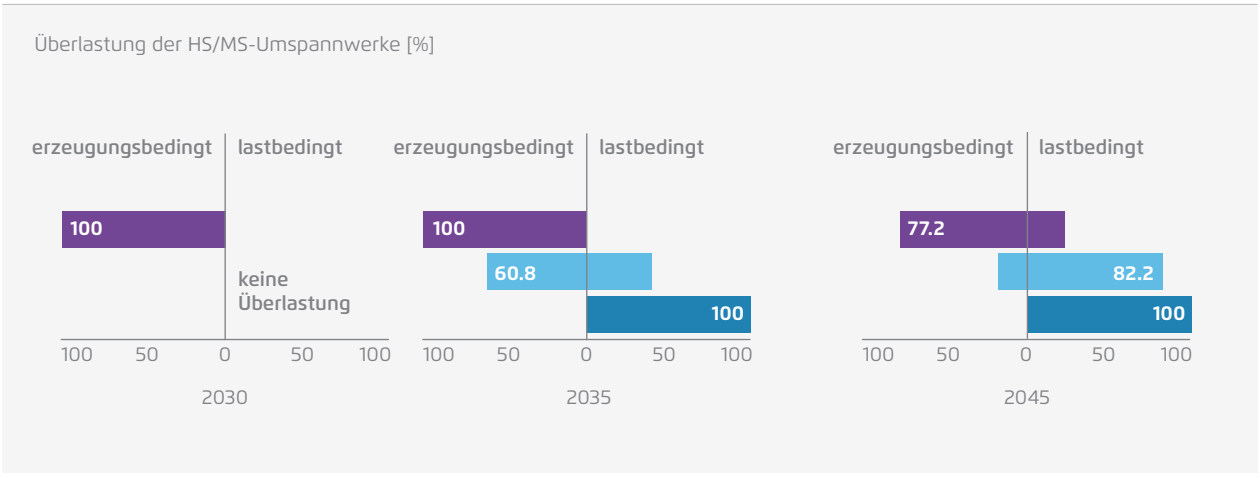


FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *thermische Überlastung

Handlungsdruck in dieser Spannungsebene. Anders als in der Niederspannung, in der haushaltsnahe Flexibilitäten in großer Anzahl, aber großflächig verteilt und mit verhältnismäßig geringer Leistung in den Gebäuden installiert werden, konzentriert sich die Leistung in der Mittelspannung auf deutlich weniger leistungsstärkere Anschlussobjekte. Dies hat zur Folge, dass die Installation einer jeden Flexibilität in der Mittelspannungsebene im Regelfall mit Netzausbaumaßnahmen verbunden ist. Der konkrete Umfang dieser Maßnahmen lässt sich jedoch erst auf Basis der Netzsimulation bestimmen. Netze werden daher

Anteil der Ausbautreiber in der Mittelspannung im konventionellen Ausbau-Szenario

→ Abb. 11



FfE/Consentec (2026)

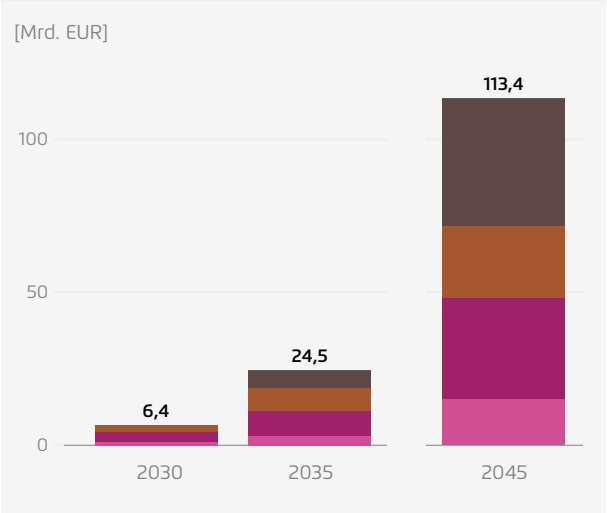
im Szenario bereits dann als überlastet ausgewiesen, wenn durch zusätzliche Anschlussobjekte Ausbaubedarf entsteht. Dies hat zur Folge, dass sich in Kombination mit der Last aus der unterlagerten Niederspannungsebene statistisch bis 2045 in nahezu jedem Mittelspannungsnetz Ausbaubedarf ergibt.

Der Ausbaubedarf der Mittelspannung ist zunächst durch den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen geprägt, verschiebt sich langfristig jedoch zunehmend zur Lastseite (vergleiche Abbildung 11). Während Überlastungen der Hoch-/Mittelspannungsumspannwerke in ländlichen Netzgebieten bis 2035 ausschließlich auf zusätzliche Einspeisung zurückzuführen sind, treten bis 2045 auch dort vermehrt lastbedingte Überlastungen auf. Besonders deutlich zeigt sich dieser Wandel in vorstädtischen Netzgebieten: Nach einer zunächst einspeisegeprägten Belastungssituation bis ins Jahr 2035 werden bis 2045 mehr als 80 Prozent der Überlastungen durch Lasten verursacht. Städtische Netze weisen über den gesamten Betrachtungszeitraum ausschließlich lastbedingte Überlastungen auf. Die Ergebnisse verdeutlichen damit, dass sich der Ausbau der Mittelspannung mit fortschreitender Elektrifizierung von einer primär durch erneuerbare Erzeugung geprägten hin zu einer zunehmend lastgetriebenen Aufgabe entwickelt.

Diesen resultierenden Ausbaubedarf zeigt Abbildung 12, in welcher die modellierten Netzausbaukosten der Netzebenen 4 und 5 im Szenario *konvAusbau* dargestellt sind. Die Ausbaukosten steigen von 6,4 Mrd. Euro bis 2030 über 24,5 Mrd. Euro bis 2035 auf 113,4 Mrd. Euro bis 2045 an. Das jährlich notwendige Investitionsvolumen für Netzausbau nimmt deutlich zu: Während bis 2030 durchschnittlich rund 1,3 Mrd. Euro pro Jahr investiert werden müssen, steigt das jährliche Ausbauvolumen auf 3,6 Mrd. Euro zwischen 2030 und 2035 auf 8,9 Mrd. Euro zwischen 2035 und 2045. Der starke Anstieg in den späten Stützjahren ist insbesondere auf kostenintensive Stationsneubauten zurückzuführen, die aus zunehmenden lastbedingten Engpässen resultieren.

In den von der Bundesnetzagentur plausibilisierten Netzausbauplänen der 82 größten Verteilnetzbetreiber wird für den netzdimensionieren

Kumulierte Ausbaukosten in der Mittelspannungsebene nach Betriebsmitteln im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 12



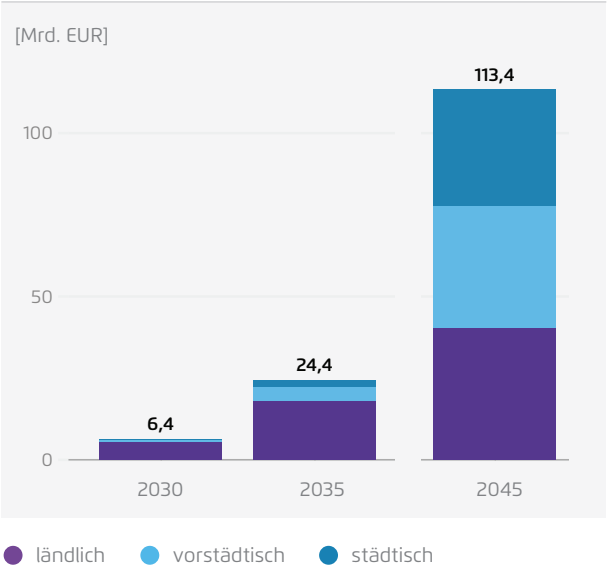
FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Ausbau des Mittelspannungsnetzes ein Investitionsbedarf von rund 81 Mrd. Euro bis 2045 antizipiert.[13] Unter Berücksichtigung der im Monitoringbericht ausgewiesenen Abdeckungsgrade resultiert bis 2045 ein Bedarf von 101 Mrd. Euro Ausbaukosten in der Mittelspannungsebene,[14] welcher sich unterteilen lässt in 45 Mrd. Euro in Netzebene 4 und 56 Mrd. Euro in Netzebene 5. Insgesamt liegen die berechneten Ausbaukosten somit leicht über diesen Werten und damit

13 Ausbaukosten nach (BNetzA 2025). Reine Ersatzinvestitionen sowie Rückbau und Altlastentsorgung sind darin nicht enthalten und werden zusätzlich mit rund 30 Mrd. Euro bis 2045 angegeben.

14 Eigene Hochrechnung der von der BNetzA plausibilisierten Netzausbaukosten der 82 nach § 14d EnWG NAP-pflichtigen Verteilnetzbetreiber auf das gesamte deutsche Verteilnetz (BNetzA 2025). Die in der Auswertung ausgewiesenen Kosten wurden anhand der im Monitoringbericht (BET/EWI 2025) genannten Abdeckungsgrade (Hochspannung = 100 Prozent; Mittelspannung ≈ 80 Prozent; Niederspannung ≈ 76 Prozent) der erfassten Verteilnetzbetreiber skaliert. Aufgrund struktureller Unterschiede zwischen großen und kleinen Verteilnetzbetreibern sowie zwischen den Spannungsebenen dient die Hochrechnung der Einordnung der Größenordnung und stellt keine Vollerhebung dar.

Kumulierte Ausbaukosten in der Mittelspannung über die Strukturtypen im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 13



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

in einer Größenordnung, die die grundsätzliche Plausibilität der Modellierung auch für die Netzebenen 4 und 5 stützt.

Die in den Simulationen resultierenden Ausbaukosten für die Mittelspannung fallen insgesamt höher aus als die Kosten in den Netzausbauplänen 2024 (inklusive Hochrechnung der in den NAPs fehlenden Netze). Angesichts der insgesamt ähnlichen Größenordnung lassen sich die Ergebnisse dennoch als plausibel bewerten.

Die regionale Auswertung der Ausbaukosten für die Mittelspannung zeigt ein ähnliches Bild wie bei der Niederspannung mit einer zunächst deutlichen Konzentration des Anpassungsbedarfs in ländlichen Netzstrukturen und einer dann langfristig breiteren Verteilung über alle Strukturtypen. Bis 2030 entfallen von insgesamt rund 5,6 Mrd. Euro nahezu alle Ausbaukosten auf ländliche Mittelspannungsnetze. Auch bis 2035 bleibt dieser Befund prägend: Von rund 24,4 Mrd. Euro entfallen etwa 18,2 Mrd. Euro auf ländliche Netze. Bis 2045 steigt der Investitionsbedarf im Szenario *konvAusbau* deutlich auf rund 113,4 Mrd. Euro an und verteilt sich dann deutlich gleichmäßiger auf ländliche, vorstädtische und städtische Netze.

Diese Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass mittelspannungsseitige Engpässe nicht nur durch einzelne lokale Anschlussentwicklungen entstehen, sondern durch die Bündelung vieler nachgelagerter Niederspannungsnetze sowie zusätzlicher direkt angeschlossener Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. In den frühen Stützjahren treten Ausbaukosten vor allem dort auf, wo Netze aufgrund längerer Leitungswege und hoher punktueller Leistung besonders empfindlich auf zusätzliche Netzbelastungen reagieren. Mit dem zunehmenden Hochlauf lastseitiger Flexibilitäten, auch in höher verdichteten Strukturräumen, entwickelt sich der Anpassungsbedarf zu einer flächendeckenden Herausforderung in der Mittelspannung.

Insgesamt steigt der Ausbaubedarf in der Mittelspannung von 6,4 Mrd. Euro bis 2030 auf kumulierte 113,4 Mrd. Euro bis 2045. Das erforderliche jährliche Ausbauvolumen erhöht sich nahezu um den Faktor sieben von 1,3 Mrd. Euro bis 2030 auf 8,9 Mrd. Euro zwischen 2035 und 2045. Treiber dieser Entwicklung sind zunehmend lastbedingte Stationsneubauten. Die regionale Auswertung der Mittelspannungsebene bestätigt das Bild aus der Niederspannungsebene, dass Anpassungsbedarf zunächst besonders in ländlichen Strukturen entsteht, sich langfristig jedoch ebenso zur breiten Herausforderung über alle Regionen hinweg entwickelt.

Hochspannung (Netzebene 3)

Die Modellierung der Hochspannungsnetze baut unmittelbar auf den Ergebnissen der unterlagerten Spannungsebenen auf. Die aus der Mittelspannungsanalyse resultierenden Zeitreihen werden an den jeweiligen Schnittstellen in die Hochspannungsnetze übernommen und gehen damit unmittelbar in die Berechnung der Hochspannungsnetze ein. Veränderungen sowohl der Höhe als auch der Richtung der Leistungsflüsse in den unterlagerten Netzen – beispielsweise infolge einer zunehmenden Stromnachfrage oder einer steigenden Einspeisung

aus Erneuerbaren Energien – wirken sich somit direkt auf die Belastung der Hochspannungsnetze aus. Die Modellierung der Spannungsebenen bildet damit eine konsistente Berechnungskette von der Niederspannung über die Mittelspannung bis in die Hochspannung.

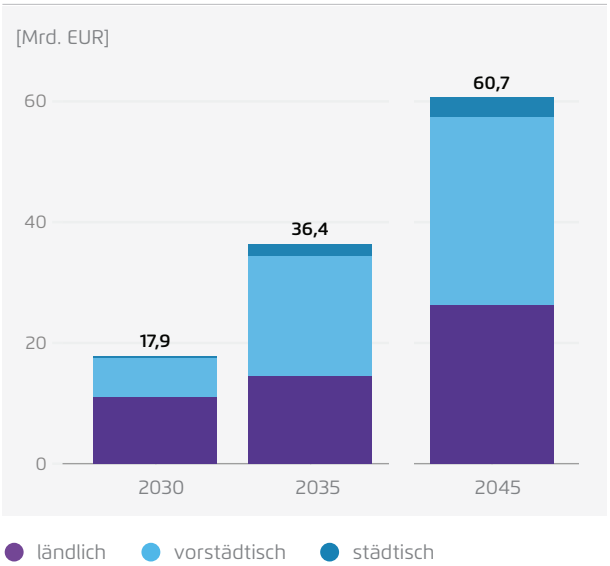
Die für die Hochspannungsanalyse verwendeten Typnetze decken eine Bandbreite real existierender Netzstrukturen ab und ermöglichen über die verwendeten Repräsentativitätsfaktoren eine Hochrechnung der Modellergebnisse auf Deutschland. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Typnetzmodellierung notwendigerweise eine Durchschnittsbetrachtung darstellt. Die ausgewählten Netze bilden charakteristische Netzsituationen ab, nicht jedoch sämtliche in der Realität auftretende Extremfälle. Insbesondere können einzelne Hochspannungsnetze aufgrund einer besonders hohen regionalen Konzentration erneuerbarer Erzeugung auch langfristig deutlich stärker einspeisegeprägt sein, als dies aus den hochgerechneten Ergebnissen hervorgeht. Die Ergebnisse sind daher vor allem als Aussage über die deutschlandweite Entwicklung des Netzausbaubedarfs und seiner wesentlichen Treiber zu verstehen.

Die Ergebnisse des Szenarios *konvAusbau* zeigen einen über den Betrachtungszeitraum deutlich zunehmenden Ausbaubedarf in der Hochspannung. Die kumulierten Netzausbaukosten steigen von rund 18 Mrd. Euro bis 2030 über rund 36 Mrd. Euro bis 2035 auf rund 61 Mrd. Euro bis 2045. Damit liegt der für die Hochspannung modellierte Investitionsbedarf bis 2045 in einer ähnlichen Größenordnung wie die in den Netzausbauplänen ausgewiesenen Investitionen von rund 60 Mrd. Euro. Auch die im Modell bis 2045 insgesamt auszubauende Leitungslänge von rund 36.500 km liegt nahe an der in den Netzausbauplänen ausgewiesenen Größenordnung von rund 38.500 km. Die gute Übereinstimmung beider Kenngrößen stützt sowohl die Größenordnung des ermittelten Ausbaubedarfs als auch den verwendeten Ansatz zur Hochrechnung der Typnetzergebnisse auf Deutschland.

Bei der Verteilung der Ausbaukosten auf die Strukturtypen zeigen sich Unterschiede im Zeitverlauf, wenngleich diese nicht so deutlich sind wie in den zuvor dargestellten unterlagerten Netzebenen. In den frühen Stützjahren konzentriert sich der Ausbaubedarf insbesondere auf ländliche und vorstädtische Netze. Bis 2030 entfallen von insgesamt rund 18 Mrd. Euro etwa 11,0 Mrd. Euro auf ländliche und 6,6 Mrd. Euro auf vorstädtische Netze, während die Ausbaukosten in städtischen Netzen mit rund 0,3 Mrd. Euro noch gering sind. Bis 2035 steigen die Kosten insbesondere in den vorstädtischen Netzen deutlich an. Bis 2045 erhöht sich der Investitionsbedarf auf insgesamt rund 61 Mrd. Euro, wovon etwa 26,3 Mrd. Euro auf ländliche, 31,2 Mrd. Euro auf vorstädtische und 3,2 Mrd. Euro auf städtische Netze entfallen.

Neben der Höhe des Ausbaubedarfs verändert sich im Zeitverlauf insbesondere die Gewichtung von dessen Ursachen. Zur Einordnung der Ausbautreiber wird für jedes Typnetz und jedes Analysejahr anhand der einzelnen Leitungen bestimmt, ob Einspeisung oder Last für den erforderlichen Netzausbau maßgeblich ist. Ein Typnetz wird als einspeisedominiert klassifiziert, wenn bei mehr als 55 Prozent seiner Leitungen die Einspeisung ausbautreibend

Kumulierte Ausbaukosten in der Hochspannung über die Strukturtypen im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 14



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

ist. Entsprechend lassen sich Veränderungen der dominierenden Belastungsrichtung zwischen den Analysejahren abbilden.

Die Ergebnisse zeigen hierbei eine deutliche zeitliche Verschiebung. Während die städtischen Hochspannungsnetze bereits früh überwiegend lastseitig geprägt sind, sind die betrachteten vorstädtischen und insbesondere ländlichen Netze in den frühen Analysejahren noch wesentlich stärker durch die Aufnahme Erneuerbarer Energien geprägt. Dies ist auch Ausdruck der unterschiedlichen zeitlichen Dynamik der im Szenario hinterlegten Entwicklungen: Der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik schreitet bereits in den frühen Analysejahren deutlich voran, während der zusätzliche Strombedarf insbesondere aus Industrie, Rechenzentren, Elektromobilität und Wärmeversorgung zeitlich verzögert ansteigt.

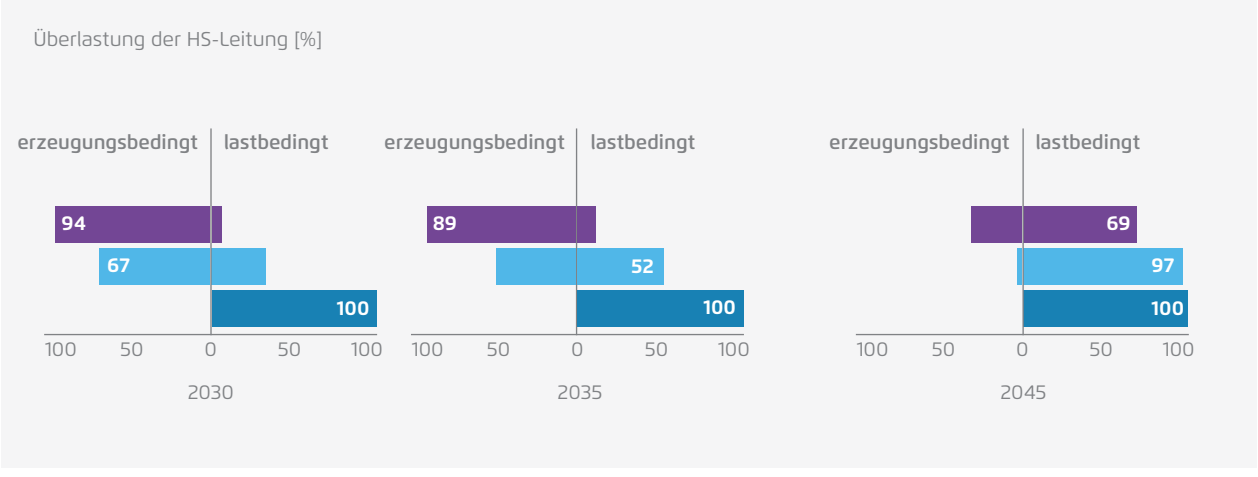
Mit dem weiteren Hochlauf dieser Stromnachfrage verändert sich die Belastungssituation bis 2045 deutlich. In der Durchschnittsbetrachtung der hochgerechneten Typnetze gewinnen lastseitige Ausbautreiber dadurch stark an Bedeutung. Dies bedeutet jedoch nicht, dass im Jahr 2045 keine einspeisedominierten Hochspannungsnetze mehr bestehen. Gerade in Regionen mit hoher installierter Wind- oder Photovoltaikleistung können auch langfristig einspeiseseitige Belastungssituationen netzdimensionierend bleiben. Vielmehr zeigen die Ergebnisse, dass deren Anteil gegenüber den früheren Analysejahren in der deutschlandweiten Durchschnittsbetrachtung deutlich zurückgeht.

Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse damit eine zeitliche Verschiebung der Ausbautreiber: Während der Ausbau der Hochspannungsnetze zunächst insbesondere in ländlichen und vorstädtischen Regionen stark durch den schnellen Zubau Erneuerbarer Energien geprägt ist, gewinnt mit zeitlicher Verzögerung der Hochlauf neuer und elektrifizierter Verbraucher zunehmend an Bedeutung. Bis 2045 wird der Hochspannungsnetzausbau in der hier vorgenommenen Durchschnittsbetrachtung daher weitgehend lastseitig geprägt, ohne dass einspeisebedingte Engpässe auf Ebene einzelner Netze ihre Relevanz verlieren.

Insgesamt zeigt sich in der Hochspannung damit ein bis 2030 von rund 18 Mrd. Euro auf kumuliert bis 2045 auf rund 61 Mrd. Euro ansteigender Ausbaubedarf, der sich gut mit den Netzausbauplänen

Anteil der Ausbautreiber in der Hochspannung im konventionellen Ausbau-Szenario

→ Abb. 15



FfE/Consentec (2026)

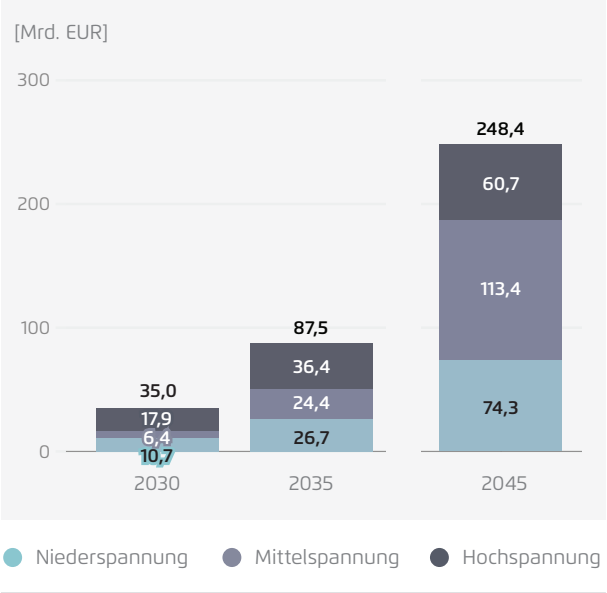
deckt. Das jährliche in der Hochspannung erforderliche Ausbauvolumen bleibt mit 3,6 Mrd. Euro bis 2030 und 3,7 Mrd. Euro zwischen 2030 und 2035 dabei zunächst konstant und sinkt langfristig auf 2,4 Mrd. Euro zwischen 2035 und 2045 ab. Regional konzentriert sich der Ausbaubedarf zunächst auf ländliche und vorstädtische Netze, wobei sich die Ausbautreiber im Zeitverlauf von einspeise- zu zunehmend lastdominierten Engpässen verschieben.

Resultierende Gesamtkosten im Verteilnetz und Einordnung des Ergebnisses innerhalb der Studienlandschaft

Während die vorangegangenen Abschnitte die unterschiedlichen Engpassursachen und Ausbaumaßnahmen der einzelnen Spannungsebenen darstellen, führt die folgende Synthese die Ergebnisse zu einem deutschlandweiten Gesamtbild zusammen. Im Mittelpunkt stehen die Höhe und die zeitliche Entwicklung der Ausbaukosten sowie die Frage, welche Spannungsebenen und regionalen Strukturen den Investitionsbedarf prägen. Die Ergebnisse beschreiben die Größenordnung des netzdimensionierenden Ausbaus unter den zugrunde gelegten Szenario-, Netz- und Kostenannahmen. Ersatzinvestitionen sowie weitere, nicht unmittelbar durch zusätzliche Netzbelastung ausgelöste Investitionen sind darin nicht enthalten.

Im Szenario *konvAusbau* entstehen bis 2045 modellierte Ausbaukosten von rund 248 Mrd. Euro (vergleiche Abbildung 16). Die Mittelspannung einschließlich der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung bildet langfristig den größten Kostenblock, gefolgt von der Niederspannung und der Hochspannung. In den frühen Stützjahren konzentriert sich der Netzausbaubedarf vor allem auf ländliche Netze. Bis 2045 weitet er sich jedoch auf alle Strukturtypen aus: Vorstädtische Räume erreichen dann eine ähnliche Größenordnung wie ländliche Räume, und auch in städtischen Netzen nimmt der Ausbaubedarf deutlich zu. Mit fortschreitender Elektrifizierung verändert sich das Muster des Netzausbaus: Der Ausbaubedarf nimmt insbesondere in der Mittelspannungsebene stärker als in den anderen Ebenen zu. Darüber hinaus

Kumulierte Ausbaukosten über alle Spannungsebenen im konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 16



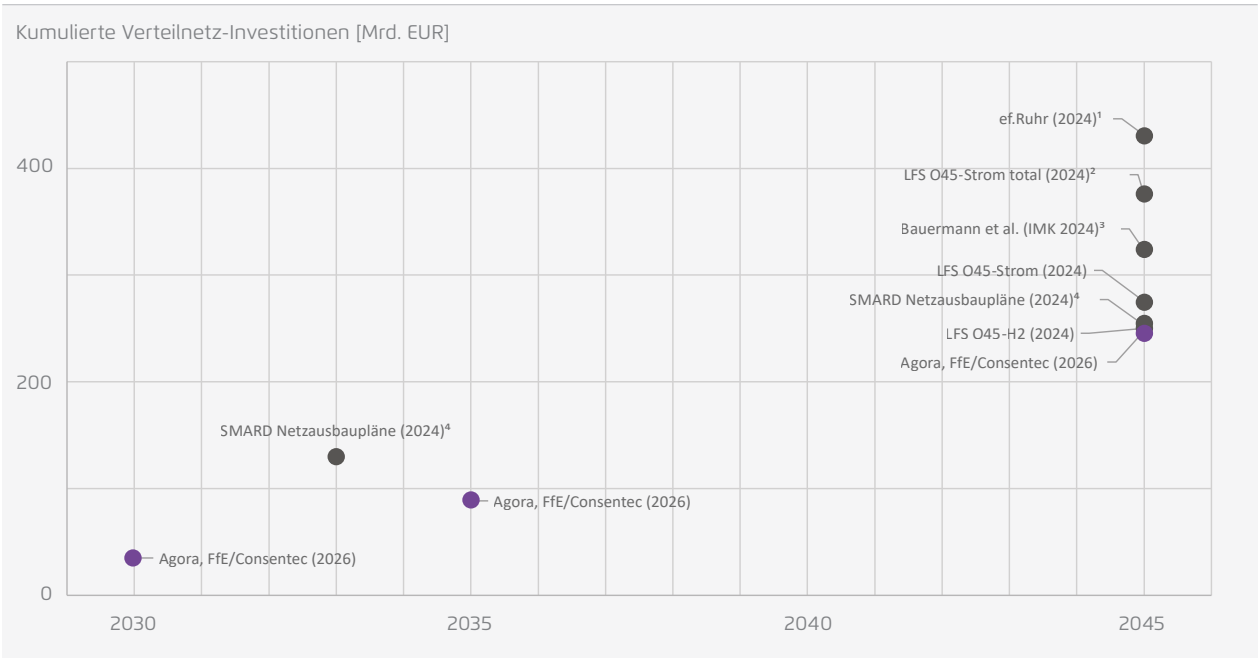
FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

erfasst er zunehmend auch urbane Räume. Ursache hierfür ist, dass der Ausbau zunächst vor allem durch die Integration Erneuerbarer Energien in den höheren Netzebenen geprägt ist, während langfristig lastbedingte Engpässe an Bedeutung gewinnen.

Der Investitionsbedarf steigt über den Betrachtungszeitraum nichtlinear an. Bis 2035 fällt erst rund ein Drittel der bis 2045 erwarteten Ausbaukosten an, knapp zwei Drittel werden dagegen im darauffolgenden Jahrzehnt erforderlich. Die größte Ausbau- und Investitionswelle steht erst nach 2035 bevor und erhöht den Umsetzungsdruck auf Netzbetreiber, Planung und Regulierung erheblich. Die Ausbaukosten werden vor allem durch Leitungsverstärkungen sowie den Aus- und Neubau von Stationen bestimmt. Ausschlaggebend ist das Zusammenspiel wachsender Lasten und Einspeisungen mit hohen Gleichzeitigkeiten, durch das bestehende Netzkapazitäten überschritten und umfangreiche Ausbaumaßnahmen erforderlich werden. Besonders ins Gewicht fallen langfristig kostenintensive Stationsneubauten. Die Treiber des Ausbaubedarfs ändern sich dabei über die Zeit. Die Einzelauswertungen der

Kumulierte Ausbaukosten über alle Spannungsebenen im Vergleich zur aktuellen Szenarien- und Studienlage

→ Abb. 17



FfE/Consentec (2026). [1] Bilanzieller Ansatz auf Strukturdatenbasis ohne Lastflussrechnung, mit pauschalem Ausbaufaktor ≈ 2 für Redundanz/Reserve [2] Entspricht LFS O45 Strom (275 Mrd €) zzgl. Bestandserneuerung (≈ 100 Mrd €). [3] Umfasst „Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung, Erneuerung und Erweiterung des Netze" und somit Erneuerungsanteil. [4] Hochrechnung der BNetzA/SMARD D-Auswertung nach § 14d EnWG anhand der NAP-Abdeckungsraten aus BET/EWI (MS ≈ 80 %, NS ≈ 76 %); nur netzdimensionierende Investitionen; Anmerkung: Bei der Interpretation der Abbildung ist zu berücksichtigen, dass sich Preisstände, Betrachtungszeiträume und Kostenabgrenzungen unterscheiden. Die Grafik dient daher der Einordnung der Größenordnung, nicht einem unmittelbaren Vergleich gleich abgegrenzter Kostenwerte.

Ausbautreiber je Spannungsebene zeigen ein kohärentes Bild (vergleiche Abbildungen 7, 9, 13). Der in den frühen Jahren stark durch Erneuerbare Energien geprägte Ausbau wandelt sich bis 2045 zunehmend zu einem lastgeprägten Ausbau, was insgesamt vor allem in den vorstädtischen Regionen deutlich wird.

Die modellierten Ausbaukosten von rund 248 Mrd. Euro bis 2045 liegen am unteren Rand der in aktuellen Studien ausgewiesenen Bandbreite (vergleiche Abbildung 17). Sie stimmen mit der vorgenommenen Hochrechnung[15] der von der Bundesnetzagentur plausibilisierten Netzausbaupläne auf das gesamte Verteilnetz nahezu überein und liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ausbaukosten gemäß der BMWE-Langfristszenarien *O45-Strom* und *O45-H2* (LFS 2024). Damit wird die Größenordnung des Modellergebnisses durch zwei methodisch unterschiedliche Referenzen gestützt.

Die höheren Werte für das Jahr 2045 in der Abbildung sind nur eingeschränkt vergleichbar. Der Wert aus der Studie des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung der Hans-Böckler-Stiftung (IMK) umfasst neben netzdimensionierenden Maßnahmen auch generelle Erneuerungsbedarfe, ohne beide Bestandteile getrennt auszuweisen (IMK 2024). Die Abschätzung von ef.Ruhr/EWI beruht dagegen auf einem bilanziellen Ansatz, dessen Ergebnis mit einem pauschalen Ausbaufaktor von etwa zwei auf den erwarteten realen Ausbaubedarf hochgerechnet wird. Beide Werte bilden daher weder dieselbe Kostenabgrenzung noch dieselbe Detailtiefe wie die vorliegende Modellierung ab.

15 Eigene Hochrechnung der von der BNetzA plausibilisierten Netzausbaukosten der 82 nach § 14d EnWG NAP-pflichtigen Verteilnetzbetreiber auf das gesamte deutsche Verteilnetz (BNetzA 2025). Die in der Auswertung ausgewiesenen Kosten wurden anhand der im Monitoringbericht (BET/EWI 2025) genannten Abdeckungsgrade (Hochspannung = 100 Prozent; Mittelspannung ≈ 80 Prozent; Niederspannung ≈ 76 Prozent) der erfassten Verteilnetzbetreiber skaliert. Aufgrund struktureller Unterschiede zwischen großen und kleinen Verteilnetzbetreibern sowie zwischen den Spannungsebenen dient die Hochrechnung der Einordnung der Größenordnung und stellt keine Vollerhebung dar.

Die vorliegende Studie grenzt sich methodisch durch eine zeitreihenbasierte Bottom-up-Modellierung aller Verteilnetzebenen ab. Der Ausbau wird aus konkret ermittelten Verletzungen von Spannungs- und Belastungsgrenzen in repräsentativen Typnetzen abgeleitet. Dadurch können nicht nur die Gesamtkosten, sondern auch ihre zeitliche, räumliche und spannungsebenenspezifische Entstehung untersucht werden. Die Nähe zu den in den Netzausbauplänen und BMWK-Langfristszenarien definierten Zahlen zeigt: Trotz unterschiedlicher Modellansätze liegt das Ergebnis in einem belastbaren Größenkorridor.[16]

Zusammenfassend zeigt sich im Szenario konv-Ausbau ein deutschlandweiter Ausbaubedarf, der bis 2030 rund 35 Mrd. Euro und bis 2045 rund 248 Mrd. Euro Investitionsvolumen erfordert. Das erforderliche jährliche Ausbauvolumen über alle Spannungsebenen steigt um mehr als das Doppelte von 7,0 Mrd. Euro bis 2030 auf 16,1 Mrd. Euro zwischen 2035 und 2045. Dies spiegelt den beschriebenen Übergang von einer zunächst einspeisegeprägten Ausbaulogik in den oberen Netzebenen zu einem langfristig lastdominierten, stationsintensiven Ausbaubedarf wider, der vor allem in der Mittelspannungsebene deutlich wird. Insgesamt verlagert sich der Ausbaubedarf damit von den oberen in die unteren Netzebenen und von ländlichen in zunehmend alle Strukturtypen – ein Befund, der durch andere Szenarien und Studien gestützt wird.

4.2 Wirkung ausgewählter Maßnahmen

Die folgenden Abschnitte zeigen quantitativ auf, wie stark einzelne Maßnahmen den in Abschnitt 4.1 ermittelten Ausbaubedarf verändern. Jede Maßnahme wird einzeln gegenüber dem Szenario *konv-Ausbau* bewertet, um Wirkungsrichtung, Netzebene und Kostenwirkung getrennt sichtbar zu machen.

16 Die für die Modellierung verwendeten Kostensätze (vergleiche Tabelle 4) spiegeln ein um Extremwerte bereinigtes Marktniveau wider. Aktuell sind die Kosten für Komponenten und Tiefbau auf ihrem bisherigen Höchststand (Krieg, Trafo-Knappheit), weswegen aktuelle Hochrechnungen mit diesen gesteigerten Kostensätzen durchaus zu höheren Ausbaukosten führen können.

4.2.1 Co-Location-Speicher

Co-Location-Speicher begrenzen die maximal abzuführende Leistung großer Erzeugungsanlagen und entlasten damit gezielt deren Netzanschluss. Der Mechanismus adressiert erzeugungsseitige Engpässe an leistungsstarken Netzanschlusspunkten in der Hoch- und Mittelspannungsebene.

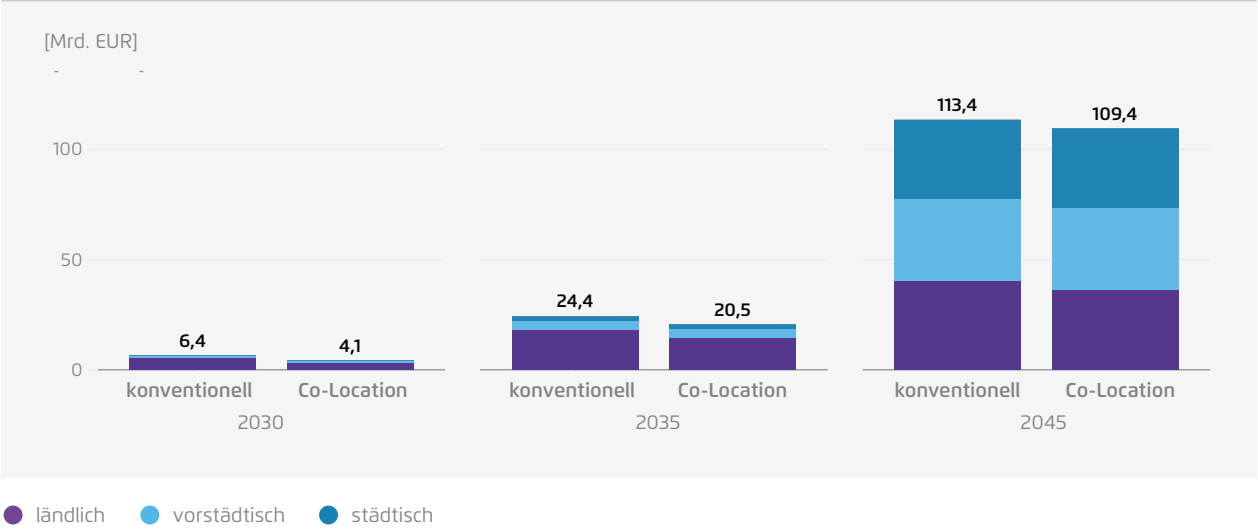
Für die *Co-Location*-Variante werden die bereits im Szenario *konvAusbau* vorhandenen Großspeicher, soweit möglich, an die Anschlusspunkte von Erneuerbare-Energien-Anlagen verlagert. Sind mehr Speicher als geeignete Erneuerbare-Energien-Standorte vorhanden, verbleibt die darüber hinausgehende Speicherverteilung wie im Szenario *konvAusbau*. Erneuerbare-Energien-Anlage und Speicher teilen sich am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt eine Netzanschlusskapazität in Höhe der installierten Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlage. In der Hochspannungsebene beträgt beispielsweise bei einem Erneuerbare-Energien-Park mit 20 MW und einem zusätzlich angeschlossenen Speicher mit 10 MW die maximal zulässige gemeinsame Einspeisung somit weiterhin 20 MW. Die Fahrweise von Erneuerbare-Energien-Anlage und Speicher wird gemeinsam optimiert (ef.Ruhr 2024). Dabei müssen die gemeinsame Netzanschlusskapazität eingehalten und zugleich die Markterlöse maximiert werden. Um zu vermeiden, dass die gemeinsame Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlage und Speicher die im Szenario *konvAusbau* tatsächlich nutzbare Netzkapazität übersteigt, wird die zulässige Gesamteinspeisung in jeder Viertelstunde um den im Szenario *konvAusbau* bereits abgeregelten Anteil Erneuerbarer Energien reduziert. So kann der Speicher nicht diejenige Netzkapazität nutzen, die im Referenzszenario aufgrund der Abregelung von Erneu barer Energie ungenutzt geblieben wäre. Die Maßnahme bildet damit eine Neuverortung und gemeinsame Nutzung bestehender Speicher- und Erneuerbare-Energien-Kapazitäten ab, nicht den zusätzlichen Zubau von Speichern.

Abbildung 18 stellt die Mittelspannungsausbaukosten bei flächendeckendem *Co-Location*-Einsatz den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen

und städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konvAusbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die Wirkung verteilt sich dabei ungleich über die Strukturklassen. Es wird deutlich, dass der Mechanismus nahezu ausschließlich in ländlichen Mittelspannungsnetzen wirkt. Auch sinkt das relative Reduktionspotenzial über die Stützjahre hinweg deutlich (2030: -36 Prozent; 2035: -16 Prozent; 2045: -4 Prozent).

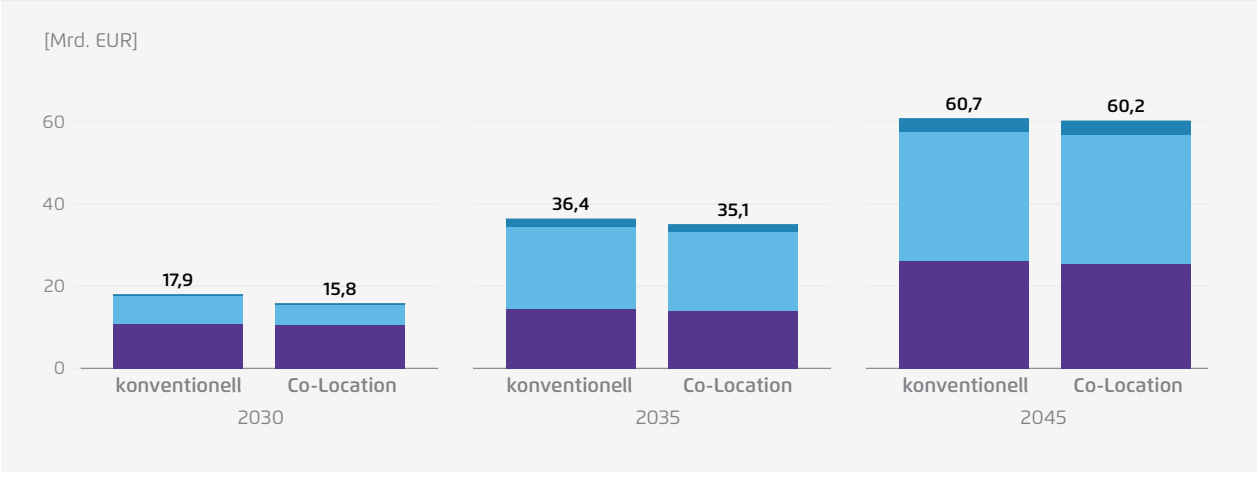
Abbildung 19 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei flächendeckendem *Co-Location*-Einsatz den Kosten gemäß dem Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Mittelspannung beim Einsatz von Co-Location gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 18



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Hochspannung beim Einsatz von Co-Location gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 19



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konv-Ausbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die Wirkung verteilt sich auch hier ungleich über die Strukturklassen und konzentriert sich insbesondere auf ländliche und vorstädtische Hochspannungsnetze. In städtischen Netzen ist aufgrund der bereits überwiegend lastseitig geprägten Belastungssituation nahezu keine Wirkung zu beobachten.

Auch sinkt das relative Reduktionspotenzial über die Stützjahre deutlich. Die Netzausbaukosten reduzieren sich gegenüber *konvAusbau* von 17,9 auf 15,8 Mrd. Euro im Jahr 2030 (-12 Prozent) und von 36,4 auf 35,1 Mrd. Euro im Jahr 2035 (-4 Prozent). Bis 2045 gleichen sich die Netzausbaukosten mit 60,2 gegenüber 60,7 Mrd. Euro nahezu vollständig an (-1 Prozent). Ursache hierfür ist die im Zeitverlauf zunehmende Bedeutung lastseitiger Ausbautreiber. Während *Co-Location*-Speicher in den frühen Stützjahren einspeisebedingte Belastungsspitzen reduzieren und damit Netzausbau vermeiden oder zeitlich verschiebbar machen, adressieren sie die bis 2045 zunehmend lastseitig verursachten Engpässe nicht.

Über alle Spannungsebenen hinweg reduziert der flächendeckende Einsatz von *Co-Location*-Speichern den Netzausbaubedarf vor allem in den frühen Transformationsjahren. Die Maßnahme adressiert primär einspeisebedingte Engpässe großer Erneuerbare-Energien-Anlagen und entfaltet ihre größte Wirkung in ländlichen Mittel- und Hochspannungsnetzen, verliert jedoch mit der zunehmenden Bedeutung lastbedingter Engpässe bis 2045 deutlich an Wirksamkeit.

Ausschlaggebend für die Entlastung ist die Begrenzung der am Netzverknüpfungspunkt abzuführenden Einspeiseleistung. Die Konzentration der Wirkung auf ländliche Netze ist darauf zurückzuführen, dass dort der Großteil der angeschlossenen Photovoltaik-Freiflächen- und Windenergieanlagen verortet ist, während in städtischen Netzen überwiegend lastbedingte Engpässe dominieren.

***Co-Location*-Speicher wirken damit vor allem als zeitlicher Hebel. Sie reduzieren den von Erneuerbaren Energien getriebenen Ausbaubedarf in den kommenden Jahren deutlich, verlieren mit der Verschiebung der Ausbautreiber hin zu lastbedingten Engpässen jedoch an Wirkung. Ihr wesentlicher Nutzen liegt daher in der zeitlichen Verlagerung des Ausbaubedarfs und nicht in dessen dauerhafter Vermeidung.**

4.2.2 Überbauung

Bei Überbauung wird Netzausbau für wenige Stunden maximaler Einspeisung durch begrenzte Abregelung ersetzt. Der Mechanismus zielt auf erzeugungsseitige Engpässe ab und ist vorrangig in der Mittel- und Hochspannung vorgesehen, da dort hohe installierte Leistungen auf wenige Netzverknüpfungspunkte konzentriert sind.

In der verwendeten Modellierung werden die Leistungsgrenzen so gewählt, dass gegenüber einer unbeschränkten Einspeisung jeweils höchstens zehn Prozent der potenziellen Jahreserzeugung verloren gehen. Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ergibt sich daraus eine Begrenzung auf 45 Prozent der Peakleistung, für Windenergieanlagen auf 70 Prozent der Peakleistung. Diese Grenzwerte werden aus den für die Modellierung verwendeten Erzeugungszeitreihen abgeleitet. Die Windenergiegrenze wird dabei über die in den jeweiligen Spannungsebenen verwendeten Windenergieanlagentypen gemittelt. Durch die Begrenzung werden insbesondere selten auftretende hohe Einspeisespitzen reduziert und wird die für die Netzdimensionierung maßgebliche maximale Einspeiseleistung deutlich abgesenkt.

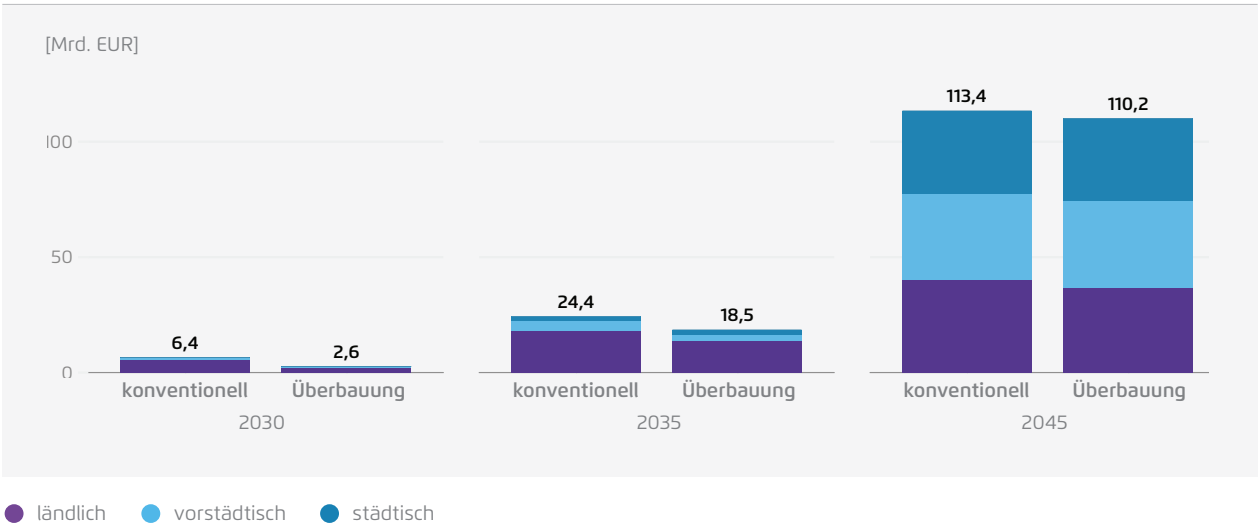
Abbildung 20 stellt die Mittelspannungsausbaukosten bei flächendeckender Überbauung den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konvAusbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die Wirkung im Gesamtmittelspannungsnetz ist nahezu deckungsgleich mit der Wirkung von *Co-Location*: Die Entlastungswirkung konzentriert sich auf ländliche Netze und hat somit vor allem in den frühen Ausbaujahren eine starke Hebelwirkung bezogen auf

die relativen Ausbaukosten, mit deutlich stärkerer Wirkung in den frühen Jahren (2030: -59 Prozent; 2035: -24 Prozent; 2045: -3 Prozent).

Abbildung 21 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei flächendeckender Überbauung den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. In den frühen Stützjahren resultieren gegenüber dem Szenario *konvAusbau* deutlich reduzierte Netzausbaukosten. Die Wirkung konzentriert sich auf die vorstädtischen und ländlichen Netze, in denen in diesen Jahren Einspeisungen vielfach ausbautreibend wirken. Die Netzausbaukosten reduzieren sich

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Mittelspannung beim Einsatz von Überbauung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario*

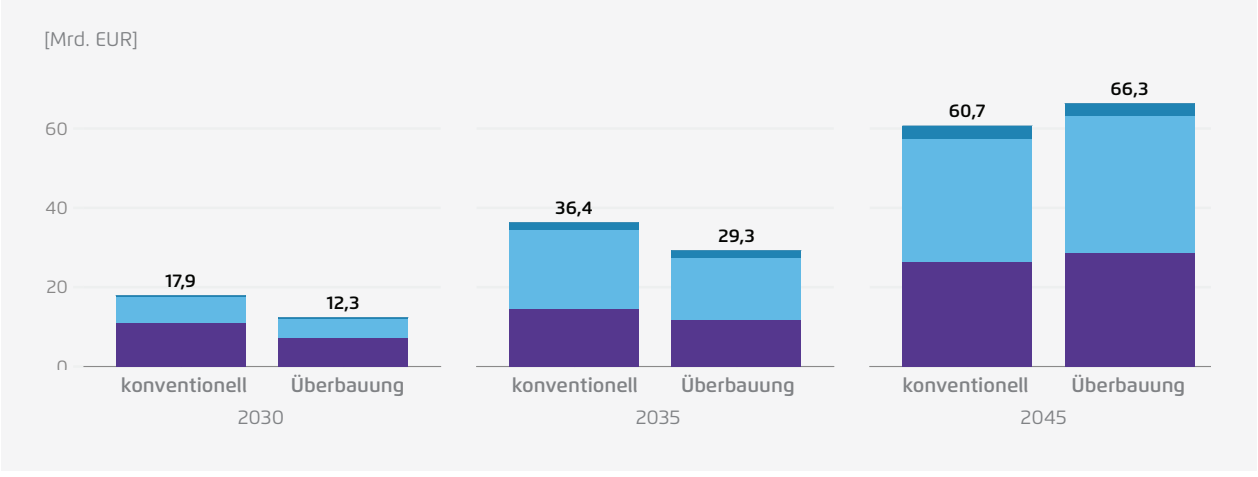
→ Abb. 20



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Hochspannung beim Einsatz von Überbauung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario*

→ Abb. 21



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

gegenüber *konvAusbau* von 17,9 auf 12,3 Mrd. Euro im Jahr 2030 (-31 Prozent) und von 36,4 auf 29,3 Mrd. Euro im Jahr 2035 (-20 Prozent).

Bis 2045 kehrt sich dieser Effekt um. Mit dem zunehmenden Hochlauf der Lasten werden die zunächst durch Überbauung vermiedenen Netzausbaumaßnahmen nachgeholt und teilweise überkompensiert. Die resultierenden Ausbaukosten liegen mit 66,3 Mrd. Euro dann um rund neun Prozent über den 60,7 Mrd. Euro im Szenario *konvAusbau*. Ursache hierfür ist, dass Überbauung ausschließlich einspeiseseitige Belastungsspitzen adressiert und damit den zunehmend lastgetriebenen Netzausbaubedarf nicht reduziert. Die gegenüber *konvAusbau* höheren langfristigen Ausbaukosten dürften darüber hinaus auf Wechselwirkungen zwischen den in früheren Stützjahren vermiedenen Ausbaumaßnahmen, der später fehlenden ausgleichenden Wirkung von Einspeisung auf die Lastflüsse sowie den Anforderungen an die (N-1)-Sicherheit zurückzuführen sein.

Überbauung erweist sich als wirksamer Hebel zur Entlastung von kurzfristigem Investitionsdruck. Die Maßnahme kann den durch Erneuerbare Energien getriebenen Ausbaubedarf in den kommenden Jahren deutlich reduzieren, ersetzt den langfristig erforderlichen Netzausbau jedoch nicht. Ihr Nutzen ist daher weniger an einer dauerhaften Reduktion der Gesamtinvestitionen bis 2045 als an der kurzfristigen Entlastungswirkung und dem damit gewonnenen zeitlichen Spielraum für die Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus zu messen.

Ausschlaggebend ist die Begrenzung der am Netzverknüpfungspunkt einspeisbaren Leistung. Anders als beim *Co-Location*-Speicher, dessen Wirkung durch die verfügbare Speicherkapazität begrenzt ist, greift die Überbauung in jeder Stunde hoher Einspeisung und erzielt dadurch insbesondere in den frühen Stützjahren eine stärkere Entlastungswirkung. Mit zunehmender Elektrifizierung verschiebt sich der maßgebliche Ausbautreiber jedoch zur Lastseite, auf die die Maßnahme keinen direkten Einfluss hat. Dann wirkt die durch Überbauung erzielte Kappung der Einspeiseleistung kontraproduktiv, weil die hohe Einspeiseleistungen je nach zeitlicher Korrelation zur Absenkung von Lastspitzen beitragen können.

Überbauung wirkt damit, ähnlich wie *Co-Location*, vor allem als zeitlicher Hebel. Sie senkt den einspeisebedingten Ausbaubedarf in den kommenden Jahren deutlich, ersetzt ihn langfristig jedoch nicht. Ihr Beitrag ist daher weniger an der Gesamtinvestition bis 2045 als an der Entlastung von kurzfristigem Investitionsdruck zu messen. Mit der zunehmenden Verschiebung des Ausbaubedarfs von der Einspeise- zur Lastseite nimmt ihre netzentlastende Wirkung im Zeitverlauf ab und kann sich langfristig sogar umkehren.

4.2.3 Dynamische Spitzenkappung

Die dynamische Spitzenkappung reduziert selten auftretende Photovoltaik-Einspeisespitzen und verringert dadurch einspeisebedingten Ausbaubedarf. Der Mechanismus adressiert erzeugungsseitige Engpässe in Photovoltaik-geprägten Netzen in allen Spannungsebenen.

Der Einsatz der dynamischen Spitzenkappung wird je Netzebene separat modelliert und über die resultierenden Last- und Einspeisezeitreihen an die jeweils überlagerten Spannungsebenen übergeben, sodass die überlagerten Netzebenen jeweils den Einsatz der dynamischen Spitzenkappung bei der Bestimmung des erforderlichen Umfangs der Kappung berücksichtigen können.

In der Niederspannung wird die Einspeisung an den betroffenen Netzverknüpfungspunkten stufenweise begrenzt, sobald eine einspeisebedingte Grenzwertverletzung festgestellt wird. Die zulässige Einspeiseleistung wird nur so weit abgesenkt, wie es zur Beseitigung des Engpasses erforderlich ist, bei Bedarf jedoch bis auf 25 Prozent der installierten Photovoltaik-Leistung. Einspeisungen aus Speichern oder bidirektionalen Elektrofahrzeugen werden nicht gesondert von der Photovoltaik-Einspeisung behandelt und bei einspeisebedingten Engpässen daher ebenfalls begrenzt. Es wird angenommen, dass

die Energiemanagementsysteme auf die Eingriffe reagieren und die verfügbaren Flexibilitäten hinter dem Netzverknüpfungspunkt koordinieren. Dadurch wird die Abregelung von Photovoltaik-Erzeugung minimiert und der Eigenverbrauch möglichst erhöht.

In der Mittelspannung zielt die dynamische Spitzenkappung vorrangig auf die Entlastung der Umspannwerke zwischen Hoch- und Mittelspannung. Hierzu wird die Einspeisung der angeschlossenen Photovoltaik-Freiflächenanlagen über das gesamte Jahr so weit reduziert, wie es zur Entlastung des jeweiligen Umspannwerks erforderlich ist. Das Kappungsbudget ist für jede Anlage auf höchstens fünf Prozent ihrer jährlichen Photovoltaik-Einspeiseenergie begrenzt. Engpässe in einzelnen Mittelspannungssträngen werden bei der Bestimmung der Kappungsmengen nicht gesondert adressiert. Der Berechnung liegt damit vereinfachend die Annahme zugrunde, dass die Netzanschlüsse der Photovoltaik-Freiflächenanlagen einschließlich der betroffenen Stränge im Zuge des Anlagenanschlusses ausreichend dimensioniert werden.

Die Auswahl geeigneter Kappungszeitpunkte und -standorte erfolgt engpassbezogen. In der Hochspannungsebene gilt bei Leitungen eine Auslastung ab 80 Prozent ihrer jeweiligen (n-1)-Belastungsgrenze als kritisch; eine Abregelung wird jedoch erst zur Vermeidung einer tatsächlichen Überschreitung der 100-Prozent-Grenze eingesetzt. Über Sensitivitätsfaktoren wird für jeden Photovoltaik-Anschlusspunkt bestimmt, wie stark eine Veränderung der dortigen Einspeisung die Belastung einer kritischen Leitung beeinflusst.[17] Eine Abregelung erfolgt nur, wenn die entlastende Wirkung der reduzierten Photovoltaik-Einspeisung eindeutig überwiegt. Hierzu muss die einspeiseseitige Belastungswirkung mindestens das 1,5-Fache möglicher gegenläufiger Wirkungen auf andere kritische Leitungen betragen. Für jeden Knoten und jeden Zeitpunkt wird anschließend diejenige Kappungsmenge bestimmt, die rechnerisch erforderlich wäre, um die höchste relevante (n-1)-Überlastung vollständig zu beseitigen. Bei mehreren gleichzeitig betroffenen Leitungen ist hierfür die größte der jeweils erforderlichen Kappungsmengen maßgeblich; die Abregelung ist zugleich auf die tatsächlich vorhandene Photovoltaik-Einspeisung begrenzt. Das insgesamt verfügbare Kappungsbudget beträgt für jeden einzelnen Photovoltaik-Anschlusspunkt maximal fünf Prozent der dortigen jährlichen Photovoltaik-Einspeiseenergie. Dadurch wird insbesondere die Betroffenheit einzelner Anlagen beziehungsweise Standorte begrenzt. Reicht dieses Jahresbudget nicht aus, um sämtliche rechnerisch erforderlichen Kappungen umzusetzen, wird es gezielt auf die höchsten Einspeisespitzen verteilt. Hierzu werden nach einem Wasserfüllungsprinzip zunächst die größten Kappungsbedarfe auf das Niveau der jeweils nächstkleineren reduziert und anschließend gemeinsam weiter abgesenkt, bis das verfügbare Budget ausgeschöpft ist. Die Maßnahme konzentriert die begrenzte Abregelungsenergie damit auf diejenigen Zeitpunkte, an denen sie die höchsten Einspeisespitzen und damit die auslegungsrelevanten Netzbelastungen reduziert.

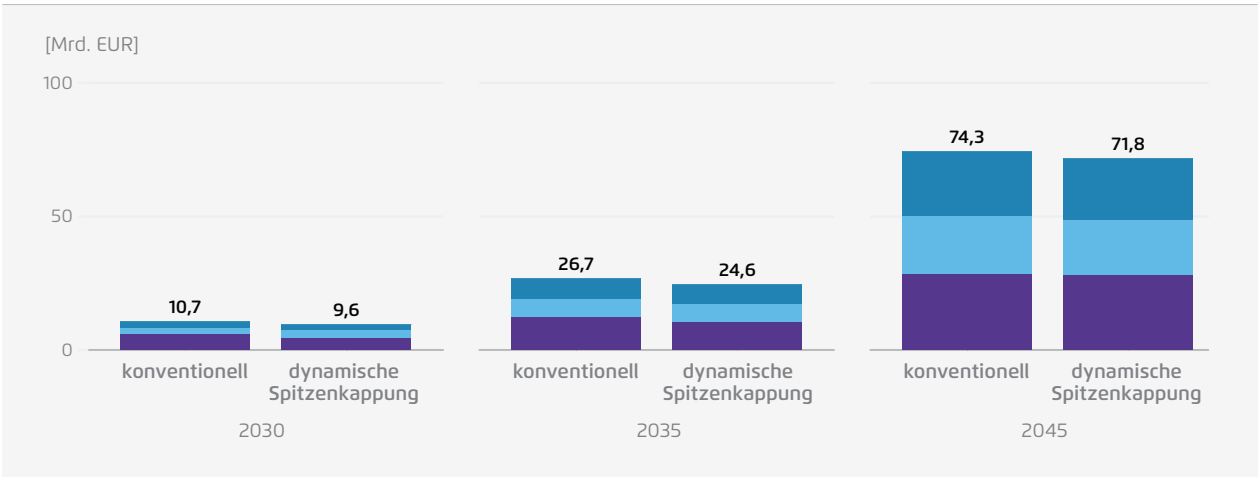
Abbildung 22 stellt die Niederspannungsausbaukosten bei flächendeckender dynamischer Erneuerbare-Energien-Spitzenkappung den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konvAusbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die Wirkung fällt im Vergleich zu den zuvor betrachteten Maßnahmen zunächst moderat aus, bleibt jedoch über den gesamten Betrachtungszeitraum erhalten. Die Ausbaukosten reduzieren sich über alle Stützjahre hinweg (2030: -10 Prozent; 2035: -8 Prozent; 2045: -3 Prozent). Die Entlastung verteilt sich über alle Strukturklassen, wobei die größten absoluten Einsparungen in den ländlichen Netzen auftreten. Gleichzeitig zeigt sich bereits im Zieljahr 2045 eine relevante Wirkung auch in urbaneren Netzen, da die Maßnahme unmittelbar an den dort auftretenden Photovoltaik-bedingten Einspeisespitzen ansetzt.

Abbildung 23 stellt die Mittelspannungsausbaukosten bei flächendeckender dynamischer

17 Hierfür wird analog zu den dynamischen Netzentgelten (im weiteren Verlauf des Kapitels dargestellt) eine PTDF-basierte Methodik verwendet, die über die LODF-Matrix zusätzlich den jeweils kritischen Leitungsausfall berücksichtigt.

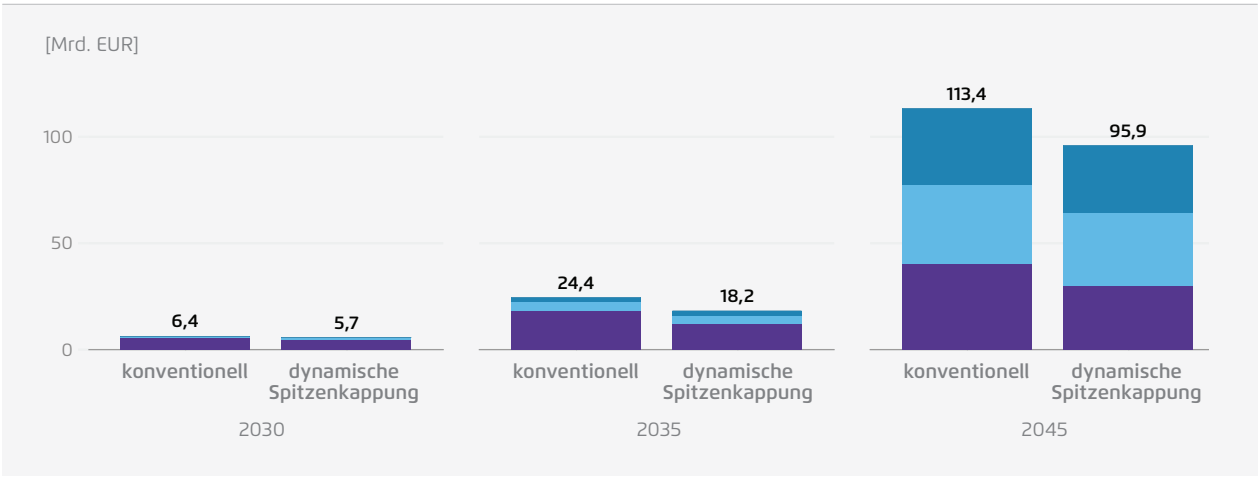
Erneuerbare-Energien-Spitzenkappung den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konvAusbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die Entlastung fällt in den frühen Stützjahren geringer aus als bei *Co-Location* und Überbauung, bleibt dafür bis 2045 nahezu vollständig erhalten (2030: -11 Prozent; 2035: -25 Prozent; 2045: -15 Prozent). Zudem

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Niederspannung beim Einsatz der dynamischen Spitzenkappung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 22



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Mittelspannung beim Einsatz der dynamischen Spitzenkappung von Erneuerbaren Energien gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 23



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

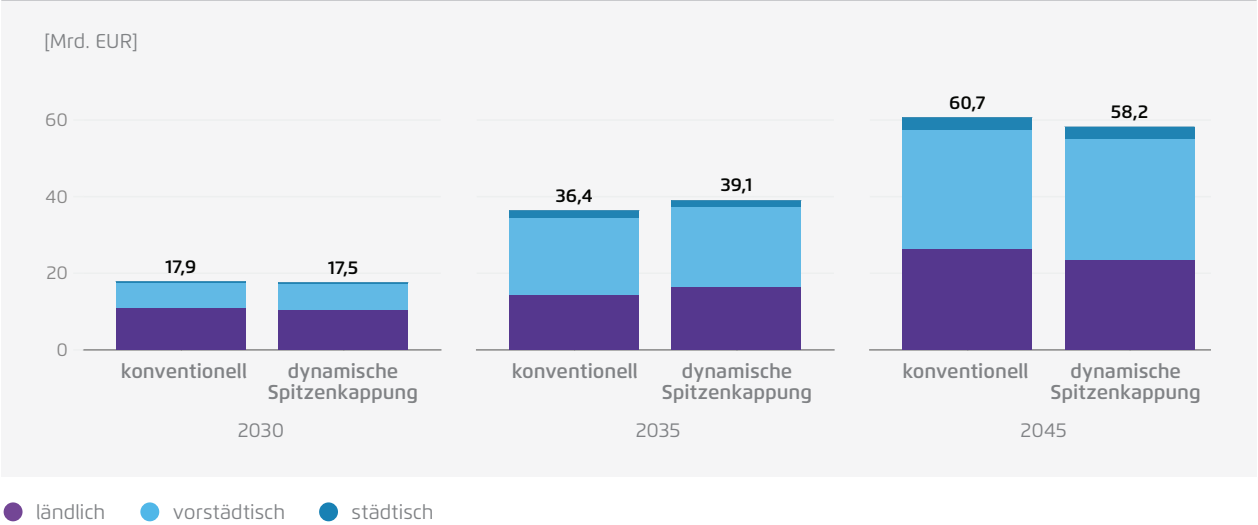
wirkt der Mechanismus im Zieljahr nicht nur in ländlichen, sondern auch in vorstädtischen und städtischen Mittelspannungsnetzen.

Abbildung 24 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei flächendeckender dynamischer Erneuerbare-Energien-Spitzenkappung den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Die Wirkung fällt insgesamt vergleichsweise gering aus und ist über die Stützjahre nicht monoton. Bis 2030 reduzieren sich die Ausbaukosten gegenüber *konvAusbau* geringfügig von 17,9 auf 17,5 Mrd. Euro (-2 Prozent). Bis 2035 liegen die kumulierten Ausbaukosten mit 39,1 Mrd. Euro hingegen rund sieben Prozent über den 36,4 Mrd. Euro des Szenarios *konvAusbau*. Bis 2045 kehrt sich dieser Effekt wieder um; die Ausbaukosten liegen mit 58,2 Mrd. Euro rund vier Prozent unter den 60,7 Mrd. Euro des Szenarios *konvAusbau*.

Die zwischenzeitlich höheren Ausbaukosten im Jahr 2035 sind wesentlich auf einen zusätzlichen Leitungsausbau in einem der betrachteten Typnetze zurückzuführen. Dieser wird durch die aus der Mittelspannung übernommenen Belastungszeitreihen ausgelöst und schlägt aufgrund der Länge der betroffenen Leitung sowie der Hochrechnung des Typnetzes über die Repräsentativitätsfaktoren vergleichsweise stark auf das Gesamtergebnis durch. Das Ergebnis verdeutlicht insofern auch, dass einzelne diskrete Ausbaumaßnahmen bei einer typnetzbasierten Modellierung zu sichtbaren Sprüngen in den hochgerechneten Ausbaukosten führen können. Die bis 2045 gegenüber *konvAusbau* geringeren kumulierten Ausbaukosten zeigen zugleich, dass hieraus kein grundsätzlich erhöhender Effekt der dynamischen Spitzenkappung auf den langfristigen Netzausbaubedarf abgeleitet werden kann.

Die dynamische Spitzenkappung erweist sich als die robusteste der untersuchten einspeiseseitigen Maßnahmen. Während *Co-Location*-Speicher und Überbauung vor allem den kurzfristigen Investitionsdruck reduzieren, erzielt die Spitzenkappung auch langfristig eine messbare Reduktion des Netzausbaubedarfs und wirkt in allen Strukturklassen. Ausschlaggebend dafür ist der engpassabhängige Eingriff: Die Einspeisung wird nur in den Stunden begrenzt, in denen andernfalls eine Grenzwertverletzung auftreten

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Hochspannung beim Einsatz der dynamischen Spitzenkappung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 24



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

würde. In den frühen Stützjahren wirkt die Maßnahme deshalb schwächer als eine pauschale Leistungsbegrenzung, erfasst mit dem weiteren Zubau erneuerbarer Energieerzeugung jedoch auch neu entstehende Engpässe und damit zunehmend auch verdichtete Strukturräume.

Die dynamische Spitzenkappung ist die einzige der drei einspeiseseitigen Maßnahmen, deren Wirkung bis 2045 erhalten bleibt. Sie wirkt weniger als zeitlicher Hebel, sondern reduziert den Ausbaubedarf dauerhaft und über alle Strukturklassen hinweg. Gleichzeitig zeigt sich, dass die Maßnahme je Eingriffseinheit eine besonders hohe Wirksamkeit entfaltet: Obwohl deutlich geringere Eingriffe in die Einspeisung erfolgen als bei Überbauung oder Co-Location, bleibt die Netzentlastung langfristig erhalten.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die dynamische Spitzenkappung langfristig die höchste Wirksamkeit der untersuchten einspeiseseitigen Maßnahmen aufweist. Während Co-Location und Überbauung aufgrund der pauschaleren Begrenzung in den frühen Stützjahren stärkere Effekte erzielen, beschränkt die Spitzenkappung die Einspeisung nur in wenigen netzkritischen Stunden und erzielt dadurch eine dauerhafte Reduktion. Die Bewertung der Wirksamkeit berücksichtigt dabei ausschließlich die netzseitigen Kostenwirkungen. In einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung wäre zusätzlich der Wert der abgeregelten Energie einzubeziehen, der bei der gezielten und auf das zur Engpassbehebung erforderliche Maß begrenzten Spitzenkappung tendenziell geringer ausfällt als bei pauschaleren Begrenzungen wie der Überbauung.

4.2.4 Höherauslastung von Betriebsmitteln

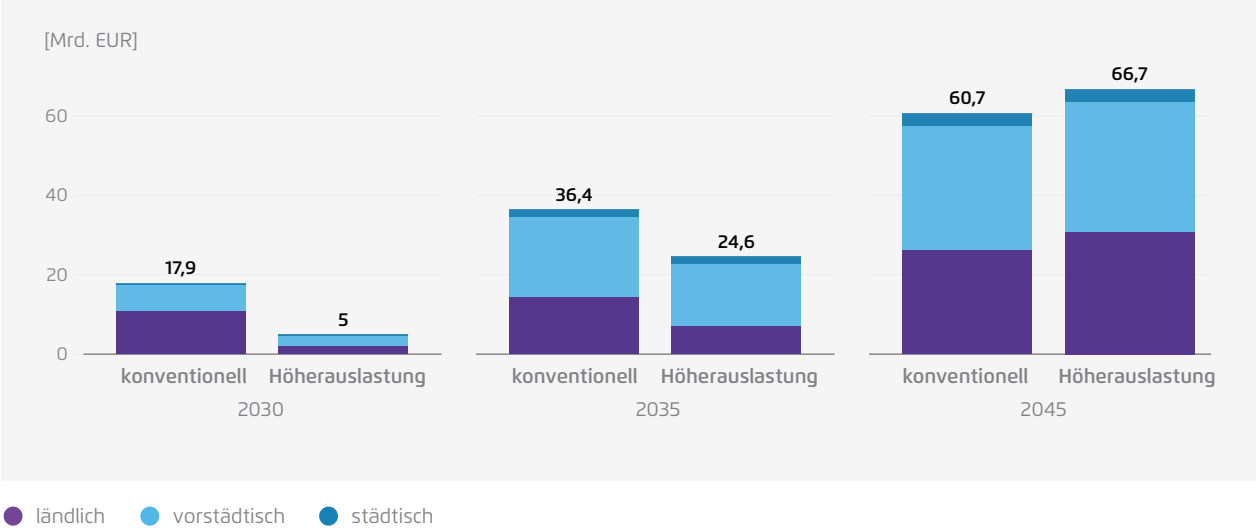
Im konventionellen Netzbetrieb werden insbesondere bei parallel geführten 110-kV-Leitungen Reserven vorgehalten, um auch bei Ausfall eines Stromkreises die zu transportierende Leistung über den verbleibenden Leitungsstromkreis ohne unzulässige Überlastungen übertragen zu können. Bei der Höherauslastung wird ein Teil dieser Reserve bereits im Normalbetrieb genutzt. Dadurch werden vorhandene Transportkapazitäten besser ausgeschöpft. Im Fehlerfall auftretende Überlastungen werden durch kurative Maßnahmen, insbesondere durch die Abschaltung geeigneter Erzeugungsanlagen in Schnellzeit, beherrscht.

In der Modellierung wird die Maßnahme „Höherauslastung von Betriebsmitteln" auf einspeisedominierte Hochspannungsnetze beschränkt. Hierzu wird für jedes Typnetz und jedes Analysejahr neu bestimmt, ob Einspeisungen oder Lasten überwiegend ausbautreibend wirken. Ein Typnetz wird als einspeisedominiert klassifiziert, wenn bei mehr als 55 Prozent der Leitungen die Einspeisung den maßgeblichen Ausbautreiber darstellt. Für diese Netze wird bei Anwendung der Maßnahme „Höherauslastung von Betriebsmitteln" ein n-0-sicherer Betrieb zugelassen, während lastdominierte Typnetze weiterhin entsprechend dem Szenario *konvAusbau* n-1-sicher ausgebaut werden.

Die Modellierung bildet damit den grundsätzlichen Effekt einer kurativen Betriebsweise vereinfacht ab. In der betrieblichen Praxis würde die Nutzung zusätzlicher Übertragungskapazität nicht mit einem generellen Verzicht auf die N-1-Sicherheit einhergehen. Vielmehr muss sichergestellt sein, dass nach Eintritt eines Fehlers heilende Maßnahmen, beispielsweise die automatisierte Durchführung von engpassentlastenden Schaltmaßnahmen oder der Abwurf geeigneter Erzeugungsanlagen in Schnellzeit, rechtzeitig und zuverlässig zur Verfügung stehen, um unzulässige Betriebsmittelbelastungen zu vermeiden. Die modellierte N-0-Betrachtung ist insofern als vereinfachte Abbildung des durch solche Maßnahmen erschließbaren zusätzlichen Übertragungsvermögens zu verstehen.

Abbildung 25 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei Höherauslastung von Betriebsmitteln den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. In den frühen Stützjahren ergibt sich eine erhebliche Reduktion des Netzausbaubedarfs. Die kumulierten Ausbaukosten reduzieren sich gegenüber *konvAusbau* von 17,9 auf 5,0 Mrd. Euro bis 2030

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Hochspannung bei Höherauslastung von Betriebsmitteln gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 25



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

(-72 Prozent) und von 36,4 auf 24,6 Mrd. Euro bis 2035 (-32 Prozent). Die Wirkung konzentriert sich auf ländliche und vorstädtische Hochspannungsnetze, die in diesen Stützjahren noch vielfach einspeisedominiert sind.

Die Höherauslastung ermöglicht damit insbesondere, bereits bestehende Leitungen kurzfristig stärker zu nutzen und erforderliche Ausbaumaßnahmen zeitlich nach hinten zu verschieben. Bis 2045 verändert sich das Bild jedoch grundlegend. Mit dem zunehmenden Hochlauf der Last wird der überwiegende Teil der betrachteten Typnetze als lastdominiert klassifiziert und fällt damit gemäß der hier gewählten Modellierung nicht mehr in den Anwendungsbereich der Maßnahme. Die zuvor vermiedenen oder präziser formuliert zeitlich verschobenen Ausbaumaßnahmen werden entsprechend nachgeholt. Die kumulierten Ausbaukosten liegen mit 66,6 Mrd. Euro bis 2045 schließlich sogar oberhalb der 60,7 Mrd. Euro des Szenarios *konv-Ausbau*. Die höheren Kosten sind ein Nebeneffekt der zeitlichen Verschiebung und der Unteilbarkeit von Ausbaumaßnahmen (diskrete Stufen). Sie sind kein Beleg dafür, dass Höherauslastung als Maßnahme grundsätzlich zu mehr Netzausbau führt.

Die Ergebnisse zeigen den besonderen Nutzen der Höherauslastung vor allem in einer Phase sehr hoher und kurzfristig auftretender Netzausbaubedarfe. Anders als Maßnahmen, die primär auf eine dauerhafte Vermeidung von zukünftigem Netzausbau abzielen, erschließt die Höherauslastung unmittelbar zusätzliche Kapazität im bestehenden Netz und schafft damit Zeit, den erforderlichen physischen Netzausbau umzusetzen. Gerade vor dem Hintergrund begrenzter Planungs-, Genehmigungs- und Baukapazitäten kann dies von erheblichem Wert sein: Die Maßnahme dient weniger dazu, Netzausbau dauerhaft zu reduzieren, sondern dazu, mit dem hohen Anschlusshochlauf Schritt halten zu können.

Dabei kann die zusätzliche Kapazität im Normalbetrieb zunächst genutzt werden, ohne die Nutzungsmöglichkeiten der angeschlossenen Netznutzer einzuschränken. Eingriffe werden erst im relevanten Fehlerfall erforderlich. Das Potenzial der Höherauslastung ist deshalb grundsätzlich additiv zu den übrigen betrachteten Maßnahmen zu sehen, die über eine Veränderung des Einspeisungs- oder Verbrauchsverhaltens unmittelbar auf die Netznutzer einwirken.

Die bis 2045 stark abnehmende Wirkung ist zudem wesentlich durch die für die Modellierung gewählte Beschränkung auf einspeisedominierte Netze bestimmt. Grundsätzlich ist auch eine Anwendung entsprechender kurativer Betriebskonzepte in lastdominierten Netzen denkbar. Hierfür müsste jedoch sichergestellt sein, dass im Fehlerfall ausreichend schnelle, zuverlässige und rechtssicher einsetzbare lastseitige Flexibilitäten zur Verfügung stehen. Während für die Abregelung von Erzeugungsanlagen bereits weitgehend etablierte regulatorische und operative Rahmenbedingungen bestehen, wäre für entsprechende Eingriffe auf der Lastseite eine weitergehende regulatorische Ausgestaltung erforderlich, die den Netzbetreibern ausreichende Sicherheit hinsichtlich der verfügbaren Eingriffsmöglichkeiten gibt. Eine solche Erweiterung könnte das langfristige Potenzial der Höherauslastung über die in der Modellierung ermittelten Werte hinaus erhöhen.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Höherauslastung bestehender Betriebsmittel insbesondere kurz- und mittelfristig ein erhebliches Potenzial zur Reduktion des Netzausbaubedarfs aufweist. Anders als Maßnahmen, die unmittelbar in das Einspeise- oder Verbrauchsverhalten der Netznutzer eingreifen, erschließt sie zusätzliche Übertragungskapazität im bestehenden Netz und kann dadurch einzelne Ausbaumaßnahmen vermeiden oder zeitlich verlagern. Ihr besonderer Nutzen liegt damit in der Entlastung von Phasen mit sehr hohem Investitions- und Umsetzungsbedarf und dem daraus gewonnenen zeitlichen Spielraum für den erforderlichen physischen Netzausbau.

Die bis 2045 deutlich abnehmende Wirkung ist dabei wesentlich durch die gewählte Modellierung bedingt, nach der die Höherauslastung nur in einspeisedominierten Typnetzen eingesetzt wird. Mit der zunehmenden Lastdominanz entfällt die Maßnahme daher in einem wachsenden Teil der betrachteten Netze und zuvor vermiedene Ausbaumaßnahmen werden teilweise nachgeholt. Dies ist nicht dahingehend zu interpretieren, dass kurative Betriebskonzepte grundsätzlich auf einspeisedominierte Netze beschränkt sind. Eine Anwendung auch in zunehmend lastgeprägten Netzen wäre grundsätzlich denkbar, würde jedoch voraussetzen, dass für den Fehlerfall ausreichend schnelle und zuverlässig verfügbare kurative Maßnahmen zur Verfügung stehen. Mit der zunehmenden Bedeutung lastbedingter Engpässe wächst auch der Bedarf an entsprechenden kurativen Betriebskonzepten. Einschränkend ist, dass nicht alle Lasten aufgrund ihrer Lastcharakteristik, des erforderlichen zeitlichen Vorlaufs für Lastanpassungen und ihres Flexibilitätspotenzials gleichermaßen für kurative Eingriffe geeignet sind. Zugleich entfällt ein wachsender Anteil des zukünftigen Lastzuwachses auf neue, grundsätzlich flexible Verbraucher wie Speicher, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen. Damit können sich künftig zusätzliche Potenziale für eine Höherauslastung auch in lastgeprägten Netzen ergeben. Deren Größenordnung wurde im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht quantifiziert.

4.2.5 Netzdienlicher Speicher (VINK)

Netzdienlich eingesetzte Speicher können lokale Netzengpässe durch eine gezielte Beeinflussung der Leistungsflüsse reduzieren und dadurch konventionellen Leitungsausbau vermeiden oder zeitlich verschieben. Im Unterschied zu den zuvor betrachteten Maßnahmen wird dabei ein zusätzliches Betriebsmittel gezielt in der Hoch-/Mittelspannungsebene eingesetzt, um einzelne Engpassstellen in der Hoch-/Mittelspannungsebene und im Hochspannungsleitungsnetz zu entlasten. Untersucht wird, inwieweit ein solcher Speicher im Eigentum der Verteilnetzbetreiber (VINK) als den Verteilnetzausbau verhindernde oder verzögernde netzorientierte Maßnahme gegenüber dem konventionellen Leitungsausbau wirtschaftlich vorteilhaft sein kann.

In der Modellierung wird für jede aufgrund der Einhaltung der N-1-Sicherheit identifizierte Netzausbaukante zusätzlich geprüft, ob die betreffende Überlastung durch einen gezielt dimensionierten Speicher vollständig behoben werden kann und dieser gegenüber dem ansonsten erforderlichen Netzausbau die wirtschaftlich günstigere Alternative darstellt. Der Vergleich erfolgt auf Basis der annuisierten Investitionskosten, um insbesondere die unterschiedlichen

Nutzungsdauern von Leitungen und Speichern zu berücksichtigen. Für Leitungen wird eine Nutzungsdauer von 50 Jahren, für Speicher von 20 Jahren und ein einheitlicher, volkswirtschaftlich orientierter Zinssatz von zwei Prozent angesetzt.

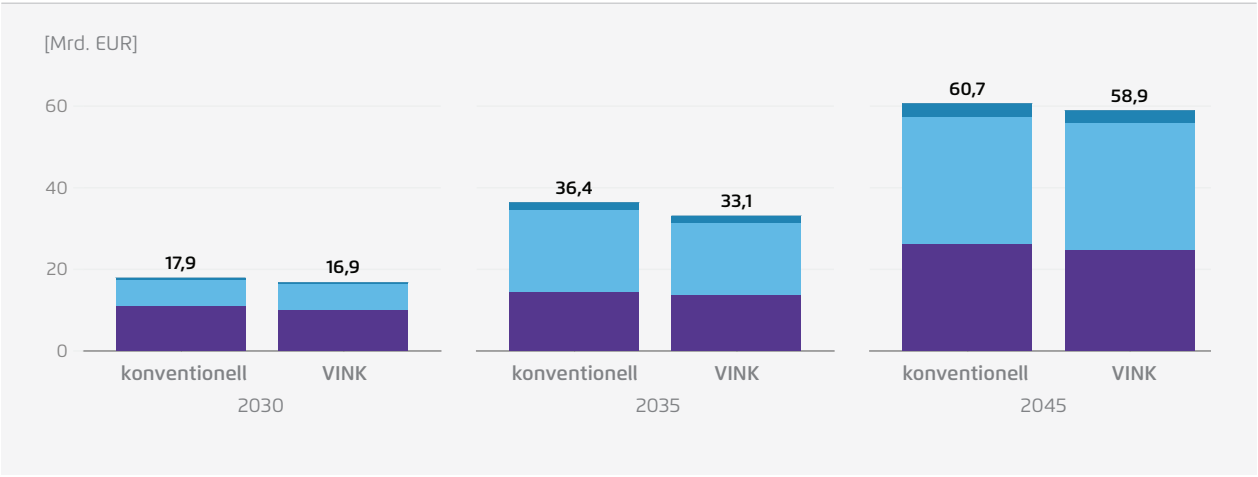
Leistung, Kapazität und Fahrweise des Speichers werden für jede potenzielle Einbaustelle gemeinsam über die Last- und Einspeisesituation eines vollständigen Jahres optimiert. Dabei werden ein Lade- und Entladewirkungsgrad von jeweils 95 Prozent, ein Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung zwischen 0,1 und 10 MWh/MW sowie eine maximale Speicherleistung von 100 MW zugrunde gelegt. Für beide Netzknoten am Anfang und Ende der betroffenen Leitung wird jeweils eine mögliche Speicherlösung ermittelt und die günstigere zulässige Variante ausgewählt. Voraussetzung für die Auswahl eines Speichers ist, dass dieser die maßgeblichen n-1-bedingten Überlastungen vollständig beseitigt. Ist dies innerhalb der vorgegebenen Dimensionierungsgrenzen nicht möglich oder ist die Speicherlösung teurer, wird der konventionelle Leitungsausbau durchgeführt. Mischlösungen aus Speicher und reduziertem Leitungsausbau werden nicht betrachtet.

Ein einmal errichteter Speicher wird mit unveränderter Leistung und Kapazität in die folgenden Stützjahre übernommen; seine Fahrweise wird jedoch anhand der jeweils veränderten Belastungszeitreihen neu optimiert. Dadurch kann ein bestehender Speicher auch später auftretenden Ausbaubedarf vermeiden. Reicht seine Dimensionierung hierfür nicht aus, wird eine zusätzliche Speicherinvestition geprüft. Jede Speicherentscheidung wird abschließend im jeweils resultierenden Gesamtnetz verifiziert, um sicherzustellen, dass der adressierte Engpass tatsächlich beseitigt wird und keine neuen beziehungsweise relevant verschärften Netzverletzungen entstehen.

Abbildung 26 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei Einsatz netzdienlicher Speicher als VINK den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Gegenüber *konvAusbau* ergeben sich in allen Stützjahren geringere kumulierte Netzausbaukosten. Diese reduzieren sich von 17,9 auf 16,9 Mrd. Euro bis 2030 (-6 Prozent), von 36,4 auf 33,1 Mrd. Euro bis 2035 (-9 Prozent) und von 60,7 auf 58,9 Mrd. Euro bis 2045 (-3 Prozent). Die Einsparungen fallen damit

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten in der Hochspannung beim Einsatz netzdienlicher Speicher als VINK gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario*

→ Abb. 26



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

gemessen am gesamten Netzausbaubedarf moderat aus, zeigen jedoch, dass Speicher an einzelnen geeigneten Netzengpässen konventionellen Leitungsausbau wirtschaftlich sinnvoll ersetzen können.

Für die wirtschaftliche Bewertung sind neben den vermiedenen Leitungskosten auch die Investitionen in die hierfür erforderlichen Speicher sowie die Speicherverluste, die beim Betrieb entstehen und durch den Verteilnetzbetreiber zu decken sind, zu berücksichtigen. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen Nutzungsdauern erfolgt der Vergleich der Investitionskosten auf Basis von Annuitäten. Kumuliert über die betrachteten Analysejahre stehen annuisierte Investitionskosten der vermiedenen Leitungen von rund 260 Mio. Euro pro Jahr entsprechenden Kosten der eingesetzten Speicher von rund 77 Mio. Euro pro Jahr gegenüber. Der deutliche Abstand zeigt, dass die Speicher in den als geeignet identifizierten Anwendungsfällen nicht nur geringfügig, sondern deutlich geringere annuisierte Investitionskosten aufweisen als der jeweils vermiedene konventionelle Leitungsausbau.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser Vergleich nicht die Wirtschaftlichkeit von Speichern gegenüber Netzausbau im Allgemeinen beschreibt. Aufgrund der im Modell verwendeten Entscheidungsregel werden Speicher nur dann eingesetzt, wenn sie einen Engpass vollständig beheben können und zugleich geringere annuisierte Investitionskosten als der ansonsten erforderliche Netzsausbau aufweisen. Die Ergebnisse zeigen vielmehr, dass sich innerhalb des Hochspannungsnetzes einzelne Anwendungsfälle identifizieren lassen, in denen Speicher einen deutlichen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber dem konventionellen Ausbau aufweisen.

Netzdienliche Speicher stellen in der Mittelspannung dagegen keine wirtschaftlich attraktive Alternative zum konventionellen Netzausbau dar. Insbesondere für die Entlastung von Hoch-/Niederspannungsumspannwerken erweisen sich Speichersysteme in der Modellierung nicht als kostengünstiger als ein Ausbau der Umspannkapazität. Auch ihr Beitrag zur Vermeidung von Leitungsausbau bleibt begrenzt. Ursache hierfür ist, dass neue leistungsstarke Erzeuger und Verbraucher in der Mittelspannung häufig unmittelbar am Umspannwerk angeschlossen und über neu zu errichtende Leitungen angebunden werden. Der ausbaubestimmende Investitionsbedarf entsteht damit vielfach unabhängig von den durch Speicher beeinflussbaren Leistungsflüssen im bestehenden Netz.

Die Ergebnisse zeigen, dass netzdienliche Speicher keine flächendeckende Alternative zum konventionellen Hochspannungsnetzausbau darstellen, an geeigneten Einzelengpässen jedoch einen wirtschaftlich attraktiven Baustein zur Vermeidung oder zeitlichen Verschiebung von Ausbaumaßnahmen bilden können. Ihr Nutzen ist insbesondere dort hoch, wo ein lokal und zeitlich begrenzter Engpass mit einer vergleichsweise kleinen Speicherleistung beherrscht werden kann, während der konventionelle Lösungsansatz den Ausbau einer kostenintensiven Leitung oder eines Transformators erfordern würde. Die Maßnahme ergänzt damit den weiterhin notwendigen konventionellen Netzausbau um eine gezielt einsetzbare Alternative.

Ein zusätzlicher Vorteil gegenüber klassischen Leitungs- oder Transformatorinvestitionen besteht in der grundsätzlich höheren örtlichen Flexibilität von Speichern. Wird ein Speicher zunächst eingesetzt, um an einer bestimmten Stelle Zeit für den Netzausbau zu gewinnen, kann er nach Realisierung der langfristig erforderlichen Netzverstärkung grundsätzlich an einen anderen Netzstandort versetzt und dort zur Behebung eines neuen Engpasses eingesetzt werden, sofern dies unter Berücksichtigung der Transportkosten wirtschaftlich ist. Eine solche Weiterverwendung wird in der Modellierung nicht berücksichtigt und könnte die Wirtschaftlichkeit gegenüber der hier vorgenommenen Betrachtung weiter erhöhen.

Auch darüber hinaus sind die Ergebnisse eher als konservative Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials zu verstehen. In der Modellierung wird der Speicher als eigenständiges, ausschließlich für den Netzzweck eingesetztes Betriebsmittel betrachtet und seine Investition vollständig der netzdienlichen Anwendung zugerechnet. Denkbar sind jedoch auch

Modelle, bei denen Speicher durch Dritte errichtet und primär für Arbitrage oder andere Marktanwendungen genutzt werden, während sich der Netzbetreiber lediglich die für bestimmte Netzsituationen erforderliche Leistung beziehungsweise Kapazität vertraglich sichert. Sofern sich Markt- und Netznutzung technisch und regulatorisch miteinander vereinbaren lassen, könnten die dem Netzzweck zuzurechnenden Kosten dadurch deutlich geringer ausfallen. Das wirtschaftliche Potenzial netzdienlicher Speicher, die dann aber nicht mehr als VINK betrieben werden, kann daher über die hier unmittelbar ermittelten Einsparungen hinausgehen.

Netzdienliche Speicher sind damit keine flächendeckende Alternative zum konventionellen Netzausbau, können an geeigneten lokal und zeitlich begrenzten Engpässen jedoch eine wirtschaftlich attraktive Alternative darstellen und einzelne Ausbaumaßnahmen vermeiden oder zeitlich verlagern. Ihr besonderer Wert liegt in der gezielten Einsetzbarkeit und der grundsätzlich möglichen Weiterverwendung an anderen Netzstandorten. Das wirtschaftliche Potenzial kann zudem über die hier ermittelten Werte hinausgehen, wenn Speicher nicht ausschließlich für den Netzzweck vorgehalten werden, sondern ihre netzdienliche Verfügbarkeit mit weiteren Nutzungszwecken kombiniert und im relevanten Engpassfall verlässlich abgesichert werden kann.

4.2.6 Gezielte Lastspitzensteuerung in der Niederspannung

In der gezielten Nutzung haushaltsnaher Flexibilitäten liegt ein erhebliches Potenzial zur Begrenzung lastbedingter Spitzen in der Niederspannung, was bereits in der Agora-Studie „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen" gezeigt wurde (Agora Energiewende 2023). Die analysierten Mechanismen werden nachfolgend aufgegriffen und spannungsebenenübergreifend im Kontext des neuen Szenarios eingeordnet.

Die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG bildet den Ausgangspunkt für die untersuchte Lastspitzensteuerung in der Niederspannung. Sie erlaubt Netzbetreibern, die Leistungsaufnahme steuerbarer Verbrauchseinrichtungen bei einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzes vorübergehend bis auf eine definierte Mindestleistung zu begrenzen. Das Instrument ist als Ultima-Ratio für kritische Netzsituationen ausgestaltet, entbindet den Netzbetreiber jedoch nicht von der Verpflichtung, dauerhaft bestehende Engpässe durch Netzausbau zu beheben. Es eignet sich daher nicht als dauerhaft ausbauvermeidendes Planungsinstrument, sondern dient als Instrument zur Verzögerung und Priorisierung von Netzausbaumaßnahmen.[18] Zur Bestimmung des grundsätzlich verfügbaren Steuerungspotenzials wird die technisch wirksame Ausgestaltung der Steuerungslogik des § 14a EnWG modelliert. Bei einer Überlastung wird die Leistungsaufnahme steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im betroffenen Niederspannungsnetz engpassbezogen bis auf die zulässige Mindestleistung reduziert. Die Eingriffe wirken damit unmittelbar auf lokale Lastspitzen und über die geringere Summenlast auch auf vorgelagerte Netzebenen. Die detaillierte Umsetzung der Modellierung ist im Anhang beschrieben.

Die Ergebnisse der Simulationen verdeutlichen, dass die Anwendung des § 14a 2030 und 2035 ein deutliches Potenzial zur Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen in der Niederspannung haben (siehe Anhang). Für das Stützjahr 2045 wird ergänzend untersucht, welches technische Entlastungspotenzial der Steuerungseinsatz nach § 14a EnWG theoretisch maximal erschließen könnte.[19] Die Analysen verdeutlichen, dass durch Abregelung lastseitiger Engpässe in der Niederspannung hohes Einsparpotenzial besteht, dass sich über die Grenze der Niederspannungsebene bis in die Hochspannung erstreckt (siehe Anhang). Da die Steuerungsmöglichkeiten bis an die nach heutiger Ausgestaltung zulässigen

18 Vorausgehende Analysen zeigen, dass die konsequente und flächendeckende Anwendung des § 14a EnWG den Ausbaubedarf im Mittel bis zu fünf Jahre verzögern kann (Weiß 2025).

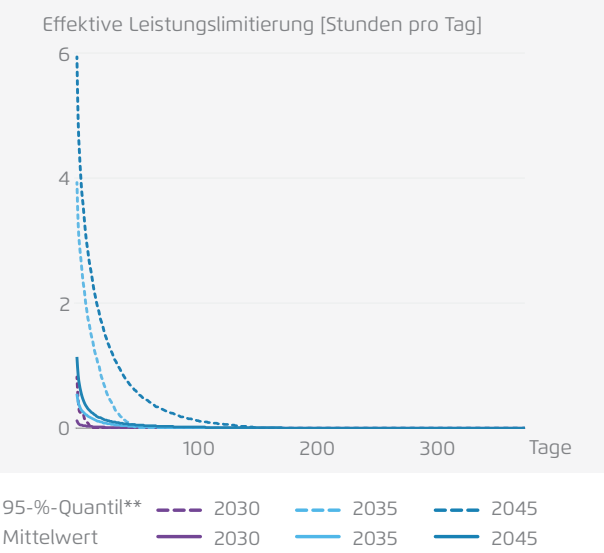
19 Diese Variante entspricht **nicht der heutigen regulatorischen Ausgestaltung** und wird ausdrücklich nicht als Alternative zur bestehenden Ausbauverpflichtung verstanden. Sie dient ausschließlich dazu, die Notwendigkeit, Häufigkeit und Intensität der zur Engpassbehebung erforderlichen Eingriffe zu bestimmen.

Eingriffsgrenzen ausgeschöpft werden, bildet die Auswertung somit näherungsweise den „minimal-erforderlichen Netzausbau bei maximal zumutbaren Restriktionen" für haushaltsnahe Flexibilitäten ab. Angesichts der Größenordnung der erzielbaren Netzentlastung erscheint es sinnvoll, neben dem § 14a EnWG als Ultima-Ratio ein dauerhaft nutzbares, jedoch weniger eingriffsintensives Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber zu prüfen.

Beschränkter Netzbetreibereingriff zur Lastspitzensteuerung in der Niederspannung

Für die Ausgestaltung eines solchen Mechanismus sind die erforderliche Häufigkeit, Dauer und Intensität der Eingriffe entscheidend. Einen geeigneten Anhaltspunkt liefert die Auswertung des §-14a-Steuerungseinsatzes im Jahr 2045 inklusive der Durchführung der mindestens notwendigen Netzausbaumaßnahmen (siehe Anhang)[20]. Die Auswertung zeigt, dass ein Netzbetreibereingriff Lastspitzen wirksam absichern kann, seine Häufigkeit mit fortschreitender Elektrifizierung jedoch zunimmt. Abbildung 27 stellt hierzu die Jahresdauerlinien der aus Anwendung von § 14a resultierenden effektiven täglichen Eingriffsdauer[21] dar. Mittelwert und 95-Prozent-Quantil[22] zeigen, dass die Eingriffe von 2030 bis 2045 erwartungsgemäß häufiger und intensiver werden. Damit bestätigt sich insgesamt der Nutzen des § 14a EnWG als Ultima-Ratio-Instrument, das in einzelnen kritischen Situationen Netzausbaumaßnahmen zeitlich überbrücken kann. Langfristig wären jedoch selbst nach Durchführung des mindestens erforderlichen Netzausbaus teils erhebliche Eingriffe notwendig.

Vergleich der Dauer effektiver Leistungslimitierung der Hausanschlüsse beim Einsatz des Dimmens* → Abb. 27



FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: *nach § 14a EnWG in der Niederspannung **Das 95-Prozent-Quantil gibt den Wert an, der von 95 Prozent der Hausanschlüsse nicht überschritten wird. So bestimmen einzelne Extremwerte nicht die dargestellte Bandbreite.

Für einen dauerhaft nutzbaren Mechanismus ist daher eine klare Begrenzung erforderlich: Seltene Belastungsspitzen können durch Steuerung abgesichert werden, während Netze mit regelmäßigem oder besonders hohem Eingriffsbedarf weiterhin ausgebaut werden müssen. Die Auswertung der Anwendung von § 14a EnWG deutet darauf hin, dass eine auf zwei bis vier effektive Stunden begrenzte Eingriffsmöglichkeit einen geeigneten Korridor darstellen könnte.[23]

Die modellseitige Umsetzung eines solchen Mechanismus knüpft ebenso an die implementierte Steuerungslogik nach § 14a EnWG an (vergleiche Anhang). Bei einem Netzengpass wird die Leistungsaufnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen schrittweise bis auf die gesicherte Mindestleistung reduziert. Bei Leitungsengpässen wird die Steuerung auf den jeweils betroffenen Netzstrang begrenzt,

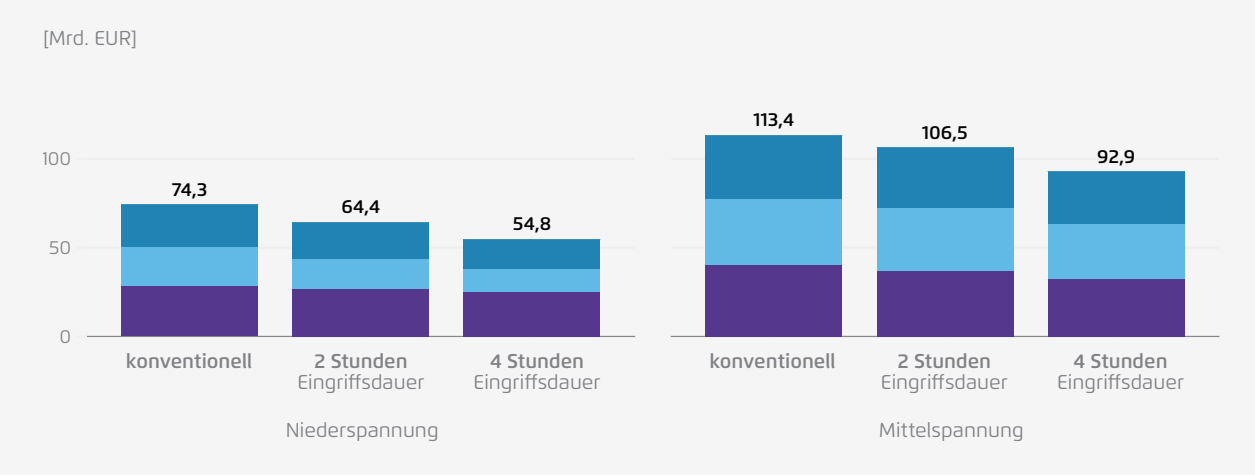
20 Dies entspricht einer Simulation der Netze mit §-14a-Anwendung im Jahr 2045 inklusive alle Netzausbaumaßnahmen, die ein uneingeschränkter § 14a EnWG nicht beheben kann.

21 Die effektive tägliche Eingriffsdauer berücksichtigt sowohl die Dauer als auch die Stärke der Leistungsbegrenzung. Zwei effektive Stunden können beispielsweise einer vollständigen Ausschöpfung der verfügbaren Steuerungswirkung über zwei Stunden oder einer halb so starken Begrenzung über vier Stunden entsprechen.

22 Das 95-Prozent-Quantil gibt den Wert an, der in 95 Prozent der betrachteten Hausanschlüsse und damit Endnutzer nicht überschritten wird. Nur fünf Prozent der Hausanschlüsse weisen höhere Eingriffsbedarf auf. Dadurch wird verhindert, dass einzelne Extremwerte die dargestellte Bandbreite bestimmen.

23 Die Zwei-Stunden-Variante knüpft an die bis Ende 2028 zulässige präventive Steuerung nach § 14a EnWG an, deren Anwendung ebenfalls auf zwei Stunden täglich begrenzt ist.

Vergleich der kumulierten Ausbaukosten bis 2045 in der Nieder- und Mittelspannung bei gezielter Lastspitzensteuerung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario* → Abb. 28



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

sodass nur die dort angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen einbezogen werden. Ergänzend wird der Steuerungsumfang auf eine effektive Eingriffsdauer von maximal zwei beziehungsweise vier Stunden pro Tag begrenzt. Reicht dieser begrenzte Eingriff nicht aus, um den Engpass zu beheben, greift der Steuerungseingriff nach § 14a EnWG, was aufgrund der damit verbunden Ausbauverpflichtung dann zum konventionellen Ausbau des betroffenen Netzes führt.

Abbildung 28 zeigt die Ausbaukosten der Nieder- und Mittelspannung im Jahr 2045 bei einer auf zwei beziehungsweise vier effektive Stunden pro Tag begrenzten Lastspitzensteuerung.[24] Bereits die Zwei-Stunden-Variante reduziert die Ausbaukosten gegenüber dem Szenario *konvAusbau* in der Niederspannung von 74,3 auf 64,4 Mrd. Euro und in der Mittelspannung von 113,4 auf 106,5 Mrd. Euro. Insgesamt entspricht dies einer Reduktion um 16,8 Mrd. Euro beziehungsweise rund neun Prozent.

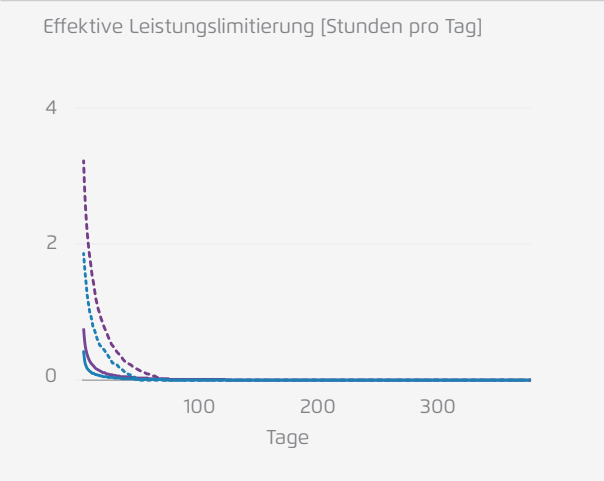
Bei einer Ausweitung auf vier effektive Stunden sinken die Ausbaukosten auf 54,8 Mrd. Euro in der Niederspannung und 92,9 Mrd. Euro in der Mittelspannung. Über beide Spannungsebenen ergibt sich damit eine Reduktion um 40,0 Mrd. Euro beziehungsweise rund 21 Prozent. Die Abbildung verdeutlicht somit, dass bereits ein zeitlich begrenzter Mechanismus einen signifikanten Teil des lastbedingten Ausbaubedarfs vermeiden kann.

Die Bewertung des Mechanismus erfordert neben den vermiedenen Ausbaukosten auch einen Blick auf die damit verbundenen Einschränkungen der Netznutzer. Abbildung 29 zeigt die Jahresdauerlinien der effektiven täglichen Leistungslimitierung an den Hausanschlüssen für die Zwei- und die Vier-Stunden-Variante. In beiden Varianten konzentrieren sich die Eingriffe auf einen begrenzten Teil der Tage und gehen innerhalb der Jahresdauerlinie rasch zurück. Im Mittel bleiben die effektiven Eingriffsdauern deutlich unterhalb der jeweils zulässigen Obergrenze. Auch beim 95-Prozent-Quantil werden die maximal zulässigen Eingriffsdauern nur an wenigen besonders kritischen Tagen annähernd erreicht. Die Vier-Stunden-Variante inkludiert dabei erwartungsgemäß häufigere und intensivere Eingriffe als die Zwei-Stunden-Variante.

24 Auf eine Darstellung der Hochspannung wird verzichtet, da selbst bei einer hypothetisch ganztägig zulässigen Steuerung in der Niederspannung nahezu keine Reduktion des hochspannungsseitigen Ausbaubedarfs festzustellen ist (siehe Anhang). Für die auf zwei beziehungsweise vier effektive Stunden begrenzten Varianten ist daher keine relevante Wirkung zu erwarten.

Vergleich der Dauer effektiver Leistungslimitierung der Hausanschlüsse bei gezielter Lastspitzensteuerung* 2045

→ Abb. 29



FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: Die Fläche unter den Graphen entspricht der Summe der effektiven Eingriffsdauer über das gesamte Jahr. *in der Niederspannung

Im Zusammenspiel mit den Ausbaukosten zeigt sich damit eine klare Abwägung: Eine Ausweitung der zulässigen Eingriffsdauer von zwei auf vier Stunden erhöht die Reduktion der Ausbaukosten in der Nieder- und Mittelspannung von insgesamt 16,8 auf 40,0 Mrd. Euro. Dieser zusätzliche netzseitige Nutzen geht jedoch mit einer höheren und breiter über das Jahr verteilten Einschränkung der betroffenen Hausanschlüsse einher. Diese Auswertung der Eingriffe zeigt sowohl hinsichtlich ihrer Häufigkeit als auch ihrer Intensität in beiden Varianten eine moderate Einschränkung[25] der Hausanschlüsse. Im 95-Prozent-Quantil konzentriert sich die Leistungslimitierung bei hoher Intensität auf wenige Tage und im Mittel ist die Betroffenheit wesentlich geringer. Zugleich setzt ein solcher Mechanismus bei den flexiblen Verbrauchseinrichtungen an, deren zunehmende Gleichzeitigkeit den lokalen Netzausbaubedarf mitverursacht. In Verbindung mit den erheblichen Reduktionen der Ausbaukosten sprechen diese Ergebnisse für die Prüfung eines begrenzten und stärker verursachungsorientierten Steuerungsmechanismus.

Um die einzelnen Netznutzer dabei vor „extremer" Inanspruchnahme zu schützen, könnte die tägliche Eingriffsgrenze durch ein monatliches oder jährliches Kontingent ergänzt werden, welches die maximale Eingriffshäufigkeit nach oben begrenzt. Wird diese festgelegte Grenze überschritten, sollte für den betroffenen Netzbereich eine Ausbauverpflichtung ausgelöst werden. Damit könnten seltene Belastungsspitzen durch Steuerung abgesichert werden, während ein regelmäßiger Eingriffsbedarf weiterhin durch Netzausbau behoben werden müsste. Die Auswertung zeigt, dass dafür bereits ein vergleichsweise geringes Jahreskontingent ausreichen kann: Im Mittel liegt die effektiven Eingriffsdauer bei 3,2 Stunden pro Jahr in der Zwei-Stunden- und 7,3 Stunden in der Vier-Stunden-Variante. Für 95 Prozent der Hausanschlüsse bleibt sie unter 20,6 beziehungsweise 39,6 Stunden pro Jahr. Insgesamt zeigt sich, dass bereits ein vergleichsweise geringes jährliches Eingriffskontingent ausreicht, um die über das Jahr verteilten kurzfristigen Lastspitzen zu kompensieren, während gleichzeitig signifikante Einsparungen beim Netzausbau erzielt werden.

Dynamische Netzentgelte mit Bezug auf Engpässe in der Niederspannung

Neben den effektiven direkten Eingriffen durch den Netzbetreiber könnte das Zielsystem der Leistungslimitierung auch auf einem auf Preisanreizen basierenden Ansatz beruhen. Wie die Agora-Studie *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen* bereits zeigte, könnten dynamische Netzentgelte mit Bezug und Wirkung auf Engpässe in der Niederspannungseben einen effektiven Mechanismus darstellen, durch welchen flexibilitätsbedingter Netzausbaubedarf reduziert wird (Agora Energiewende 2023).

Die Studie zeigte für das Jahr 2035, dass die Anwendung eines auf Ortsnetzebene differenzierten dynamisches Netzentgelts haushaltsnahe flexible Verbraucher dazu bewegt, einen Teil ihres Strombezugs

25 In Relation zu den üblichen Sperrzeiten für steuerbare Verbraucher im heutigen Bestand ohne Smart Meter stellt das gewählte Eingriffskontingent eine deutliche Verbesserung dar. Üblich sind dabei **insgesamt bis zu zwei Stunden Sperrzeit am Stück,** verteilt auf in der Regel **maximal zwei bis drei Sperrzeiten pro Tag.**

aus netzkritischen Zeiten zu verlagern.[26] In der untersuchten Ausgestaltung wurden die durch die marktgetriebene Flexibilitätsnutzung zusätzlich ausgelösten Netzausbaukosten in der Niederspannungsebene dadurch um bis zu 45 Prozent reduziert, was den Effekt des entwickelten Mechanismus „Beschränkter Netzbetreibereingriff zur Lastspitzensteuerung in der Niederspannung" mit 26 Prozent Reduktion deutlich übersteigt.

Die Ergebnisse der Studie zeigten das Potenzial dynamischer Netzentgelte zur Entlastung der Niederspannung, sind aber nur eingeschränkt auf die vorliegende Untersuchung übertragbar. Die Vorstudie betrachtet das Jahr 2035 in einem anderen Szenariorahmen und unterstellt lokal differenzierte, iterativ an die Fahrpläne der Flexibilitäten angepasste Preissignale. Zudem adressiert das am Ortsnetztransformator gebildete Signal Leitungsengpässe und Spannungsprobleme nur mittelbar, anders als der beschriebene Mechanismus „Beschränkter Netzbetreibereingriff zur Lastspitzensteuerung in der Niederspannung". Da dynamische Netzentgelte auf freiwilligen Preisreaktionen beruhen, ist ihre entlastende Wirkung im konkreten Engpassfall zudem nicht garantiert, was bei einem Netzbetreibereingriff gewährleistet wäre.

Insgesamt sprechen die Ergebnisse zur gezielten Lastspitzensteuerung in der Niederspannung für ein abgestuftes Zusammenspiel der Instrumente. Dynamische Netzentgelte können marktbedingte Gleichzeitigkeiten präventiv begrenzen, gewährleisten aber keine garantierte Entlastung im konkreten Engpassfall. Eine zeitlich begrenzte Lastspitzensteuerung kann diese Lücke schließen: Bereits bei einer Begrenzung auf einen zusammenhängenden Eingriff von maximal zwei effektiven Stunden pro Tag sinken die Ausbaukosten der Nieder- und Mittelspannung bis 2045 um insgesamt 16,8 Mrd. Euro beziehungsweise rund neun Prozent. Dabei wird die maximal zulässige Eingriffsdauer nur an wenigen besonders kritischen Tagen annähernd erreicht. Bei einer Begrenzung auf einen zusammenhängenden Eingriff von maximal vier effektiven Stunden erhöht sich die Reduktion auf 40,0 Mrd. Euro beziehungsweise rund 21 Prozent. Zusätzlich zeigen die Auswertungen, dass sich die gesamte effektive Eingriffsdauer mit unter 40 Stunden verteilt über das Jahr in einem moderaten Rahmen bewegt. Eine zusätzliches jährliches Stundenkontingent könnte diesen Mechanismus komplettieren und so die übermäßige Beanspruchung einzelner Netznutzer vermeiden. Bei Überschreitung der festgelegten täglichen oder jährlichen Eingriffskontingente bleibt als Ultima Ratio nur der § 14a EnWG, welcher dann zu einer Ausbauverpflichtung der betroffenen Netzbereiche führt.

4.2.7 Dynamische Netzentgelte mit Bezug auf Engpässe in der Hochspannungsebene

Dynamische Netzentgelte stellen einen monetären Anreiz für Flexibilitäten dar, der preisbasiert Engpässe vermindern soll. Anders als Maßnahmen, die ausschließlich last- oder einspeiseseitige Engpässe adressieren, kann ein Preissignal grundsätzlich in beide Richtungen wirken: Je nach vorliegender Netzsituation kann ein höherer oder niedrigerer Leistungsbezug netzdienlich sein, der sowohl durch Veränderungen von Leistungsbezügen von Lasten als auch der Höhe von Einspeisungen bewirkt werden kann. Der aktuelle Diskussionsstand im AgNes-Prozess sieht vor, dass ein solches Preissignal zur Schaffung engpassbezogener Anreize als ein zeitlich und räumlich differenziertes Arbeitsentgelt ausgestaltet wird und damit von den primär auf die Refinanzierung der Netzkosten abstellenden Entgeltbestandteilen getrennt bleibt. Der Festlegungsentwurf der BNetzA sieht dabei eine gestufte Einführung vor und adressiert im ersten Schritt Engpässe in der Hochspannungsebene als Bezugspunkt für die Ausgestaltung des Preissignals. Für Speicher soll dieses Preissignal spätestens ab 2033 und für Erzeugungsanlagen spätestens ab 2035 eingeführt werden. Für Letztverbraucher sind dynamische Netzentgelte

26 Als **netzkritisch** galt eine Situation, sobald die prognostizierte Auslastung des jeweiligen Ortsnetztransformators 70 Prozent überschritt, worauf das Netzentgelt dann in einer ersten Stufe erhöht wurde. Bei einer prognostizierten Überlastung von mehr als 100 Prozent stieg es ein weiteres Mal, um dem Engpass entgegenzuwirken. Das dynamische Netzentgelt war symmetrisch designt und konnte so auf last- und einspeisebedingte Engpässe wirken, wobei nur flexible Lasten reagierten. Die gewählten Preisstufen wurden in der Studie iterativ an die gemeldeten Fahrpläne der Flexibilitäten angepasst.

hingegen zunächst nicht vorgesehen. Im Rahmen dieser Studie werden die betrachteten dynamischen Netzentgelte so parametriert, dass sie ausschließlich Netzengpässe im Hochspannungsnetz adressieren. In Analogie zum Festlegungsentwurf der BNetzA wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass von den direkt an die Hochspannungsebene angeschlossenen Netznutzern ausschließlich Großspeicher auf dieses Signal reagieren, auch wenn Letztverbraucher wie Industrie und Rechenzentren durchaus Flexibilitäten aufweisen und einen Beitrag zur Engpassentlastung leisten könnten (Agora Energiewende, RAP, Fim 2025), (Agora Energiewende 2026).

Für die Parametrierung der dynamischen Netzentgelte wird zunächst festgelegt, **wann** ein Engpasssignal überhaupt ausgelöst und **wo** es wirksam wird:

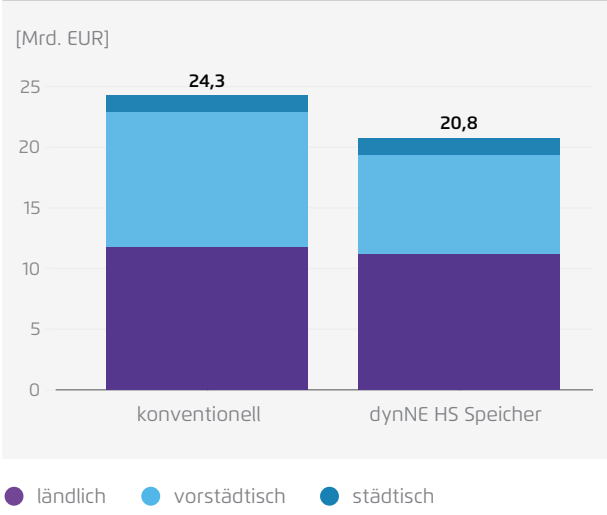
- Ausgangspunkt sind alle Leitungen und Zeitpunkte, in denen im Szenario *konvAusbau* eine N-1-Auslastung von mindestens 80 Prozent erreicht wird. Die 80-Prozent-Schwelle ermöglicht einen kontinuierlichen Anstieg des Preissignals bei Annäherung an die Belastungsgrenze und vermeidet einen abrupten Eingriff erst bei tatsächlicher Überlastung.
- Zur Bestimmung der räumlichen Wirkung einer Laständerung werden für alle Netzknoten Knoten-Leitungs-Sensitivitäten (PTDF) berechnet, die angeben, wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung verändert, wenn Einspeisung oder Entnahme an einem bestimmten Knoten angepasst wird. Für N-1-Situationen wird zusätzlich die durch einen Betriebsmittelausfall verursachte Lastflussverlagerung berücksichtigt.
- Auf dieser Basis kann für jede kritische Leitung bestimmt werden, an welchen Knoten eine Erhöhung beziehungsweise Verringerung der Leistungsentnahme entlastend wirkt. Treten gleichzeitig mehrere kritische Leitungen mit gegenläufigen Anforderungen auf, wird ein Preissignal nur dann gesetzt, wenn eine entlastende Handlungsrichtung eindeutig dominiert.

In der durchgeführten Simulation erhalten direkt an die Hochspannung angeschlossene Großspeicher ein knotenscharfes Signal, dessen Höhe die Intensität des Engpasses und die Sensitivität des jeweiligen Knotens auf diesen Engpass berücksichtigt. Das dynamische Netzentgelt ist dabei auf ±5 ct/kWh begrenzt.

Die Fahrweise der direkt an die Hochspannung angeschlossenen Speicher wird unter Berücksichtigung des *Day-Ahead*-Marktpreises und des zusätzlich wirkenden dynamischen Netzentgelts optimiert. Das Netzentgelt kann das Laden beziehungsweise Entladen somit abhängig von der jeweiligen Netzsituation verteuern oder vergünstigen und die marktgetriebene Fahrweise in eine netzdienliche Richtung verschieben.

Abbildung 30 stellt die Hochspannungsausbaukosten bei Anwendung dynamischer Netzentgelte den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber. Betrachtet wird der zwischen 2035 und 2045 zusätzlich auftretende Ausbaubedarf. Dieser reduziert sich von insgesamt rund 24,3 Mrd. Euro in Szenario *konvAusbau* auf rund 22,9 Mrd. Euro bei Anwendung dynamischer Netzentgelte in der Hochspannungsebene. Ländliche und vorstädtische Typnetze weisen absolut

Ausbaukosten 2035 bis 2045 in der Hochspannung bei Einsatz dynamischer Netzentgelte* gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario** → Abb. 30



FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: *für die direkt an die Hochspannung angeschlossene Speicher. **reale Werte

nahezu die gleichen Reduktionen der Ausbaukosten in Höhe von 0,6 Mrd. € beziehungsweise 0,5 Mrd. € auf. Für die städtischen Netze ergibt sich eine absolut betrachtet mit 0,3 Mrd. € zwar schwächere, aber relativ betrachtet stärkere Kostenreduktion (circa 23 Prozent) als in den beiden anderen Typnetzen (je circa fünf Prozent).

Die Ergebnisse zeigen damit, dass dynamische Netzentgelte trotz der bewusst begrenzten Höhe der Preissignale den erforderlichen Hochspannungsnetzausbau reduzieren können. Ein wesentlicher Unterschied zu mehreren zuvor betrachteten Maßnahmen besteht darin, dass dynamische Netzentgelte nicht auf eine bestimmte Belastungsrichtung beschränkt sind. Das Preissignal kann sowohl bei last- als auch bei einspeiseseitig kritischen Netzsituationen eine entlastende Reaktion anreizen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der im Zeitverlauf beobachteten Verschiebung der Ausbautreiber von der Einspeise- zur Lastseite relevant.

Die Wirkung dynamischer Netzentgelte hängt wesentlich davon ab, welcher Netzengpass das Preissignal bestimmt, welche Netznutzer dieses Signal erhalten und mit welcher räumlichen Granularität es weitergegeben wird. In der hier zunächst betrachteten Ausgestaltung werden ausschließlich die direkt an die Hochspannung angeschlossenen Großspeicher mit einem aus der dortigen Netzbelastung abgeleiteten dynamischen Netzentgelt konfrontiert. Dadurch kann deren marktgetriebene Fahrweise gezielt so verändert werden, dass hochspannungsseitige Engpässe reduziert werden. Das hierbei erschließbare Flexibilitätspotenzial bleibt allerdings auf die vergleichsweise geringe Zahl unmittelbar an die Hochspannung angeschlossener Speicher begrenzt.

Ein deutlich größeres Flexibilitätspotenzial ließe sich erschließen, wenn das hochspannungsseitige Engpasssignal auch an Netznutzer in den unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen weitergegeben würde. Dies entspricht grundsätzlich auch den Überlegungen des im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten Gutachtens zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik (Consentec 2026). Dort wird argumentiert, dass ein dynamisches Entgelt nicht auf die Netznutzer derjenigen Spannungsebene beschränkt werden sollte, in der der Engpass auftritt. Vielmehr sollten perspektivisch auch Netznutzer in elektrisch nachgelagerten Netzebenen einbezogen werden, sofern deren Verhalten die Belastung des betreffenden Engpasses beeinflussen kann. Andernfalls bliebe gerade bei Engpässen in höheren Verteilnetzebenen ein erheblicher Teil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials ungenutzt.

Die Ausweitung des Adressatenkreises erzeugt jedoch ein Koordinationserfordernis zwischen den Netzebenen. Eine aus Sicht der Hochspannung erwünschte gleichgerichtete Reaktion vieler Speicher und flexibler Verbraucher kann die Belastung des hochspannungsseitigen Engpasses reduzieren, gleichzeitig aber neue Last- oder Einspeisespitzen in den unterlagerten Netzen hervorrufen. Genau dieser Effekt ließ sich in der vorliegenden Untersuchung exemplarisch aufzeigen, indem das dynamische Netzentgelt der Hochspannungsebene an die jeweils unterlagerten Netzebenen – ohne Berücksichtigung von deren aktueller Auslastungssituation – weitergereicht wurde. Die Einbeziehung der Flexibilitäten aus den nachgelagerten Netzebenen erhöhte dabei zwar die Entlastungswirkung in der Hochspannung von rund 1,4 Mrd. € auf circa 3,5 Mrd. € deutlich, führte in der untersuchten Ausgestaltung jedoch zugleich zu zusätzlichem Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene, der die Einsparung in der Hochspannungsebene deutlich überkompensieren würde. Eine isolierte Optimierung auf den Engpass der überlagerten Netzebene ist damit nicht notwendigerweise auch aus Sicht der gesamten Verteilnetzkaskade netzdienlich.

Auch das oben genannte Gutachten für die Bundesnetzagentur adressiert diese Problematik ausdrücklich. Danach sollte die räumliche Granularität eines dynamischen Netzentgelts aus Lage und Art des jeweiligen Netzengpasses abgeleitet werden: Ein Preissignal sollte nur diejenigen Netznutzer erreichen, deren Verhaltensänderung tatsächlich zur Entlastung des betreffenden Engpasses beitragen kann. Für die Weitergabe über mehrere Netzebenen wird ein Top-down-Kaskadierungsansatz vorgeschlagen. Dabei werden Beiträge zum dynamischen Entgelt aus vorgelagerten Ebenen an die nachgelagerten Netze

weitergegeben. Die nachgelagerten Netzbetreiber sollen jedoch prüfen können, welche Auswirkungen die dadurch ausgelösten Reaktionen auf ihre eigenen Netze haben. Drohen dort Folgeengpässe, sollen sie ihrerseits zusätzliche Preissignale setzen können, die den vorgelagerten Anreiz abschwächen oder gegebenenfalls neutralisieren. Eine solche feingranulare und abgestufte Weitergabe von dynamischen Netzentgelten aus der Hochspannungsebene an unterlagerte Netzebenen und deren dortige Anpassung zur Vermeidung von Folgeengpässen war jedoch im Rahmen dieser Studie aus simulationstechnischen und Aufwandsgründen nicht möglich.

Damit kann festgehalten werden, dass ein grundlegender Zielkonflikt zwischen Reichweite und Zielgenauigkeit des Instruments besteht. Eine breite Kaskadierung erschließt mehr Flexibilität und kann den ursprünglich adressierten Engpass stärker entlasten. Je größer jedoch das einbezogene Netzgebiet und je geringer die räumliche Differenzierung, desto größer ist das Risiko, dass viele Flexibilitäten gleichzeitig und gleichgerichtet reagieren und dadurch kritische Belastungen in anderen Netzebenen oder Netzbereichen hervorrufen. Umgekehrt erhöht eine stärker engpassbezogene räumliche Differenzierung die Zielgenauigkeit, stellt aber höhere Anforderungen an Beobachtbarkeit, Engpassprognosen, Datenverarbeitung und die Koordination zwischen Netzbetreibern. Für eine erforderliche Kaskadierung ist damit ein Mechanismus erforderlich, der mehrere, gegebenenfalls gegenläufige Engpasssignale zusammenführen kann.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse zunächst, dass dynamische Netzentgelte bereits bei einer Beschränkung auf unmittelbar an die Hochspannung angeschlossene flexible Netznutzer einen nennenswerten Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs leisten können. Durch die Einbeziehung von Flexibilitäten in unterlagerten Netzebenen lässt sich grundsätzlich ein deutlich größeres Flexibilitätspotenzial erschließen und die Entlastungswirkung in der Hochspannung weiter erhöhen. Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung sprechen daher weder gegen eine Weitergabe dynamischer Netzentgelte an unterlagerte Netzebenen noch für eine Beschränkung auf unmittelbar an die Hochspannung angeschlossene flexible Netznutzer. Sie zeigen vielmehr, dass das zusätzliche Flexibilitätspotenzial nachgelagerter Netzebenen nur dann effizient genutzt werden kann, wenn deren jeweilige Netzzustände bei der Ausgestaltung und Kaskadierung des Preissignals berücksichtigt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Entlastung eines Engpasses in einer überlagerten Netzebene durch zusätzliche Engpässe und Netzausbaukosten in unterlagerten Ebenen teilweise oder vollständig kompensiert wird.

Es besteht damit ein Zielkonflikt zwischen der möglichst breiten Erschließung von Flexibilität und ihrer netzseitig zielgerichteten Nutzung. Mit zunehmender Reichweite des Preissignals wächst das verfügbare Flexibilitätspotenzial, zugleich steigen jedoch die Anforderungen an eine räumlich und netzzustandsabhängig koordinierte Kaskadierung, damit Engpässe nicht lediglich zwischen den Spannungsebenen verlagert werden.

Die vorliegende Untersuchung betrachtet mit einer idealtypischen Ausgestaltung den netzseitigen Nutzen dynamischer Netzentgelte durch vermiedenen Netzausbau. Für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung ist zu beachten, dass die durch dynamische Netzentgelte beeinflusste Einsatzweise von Flexibilität – hier von Stromspeichern – zu Nutzeneinbußen bei der marktorientierten Nutzung führen kann. Inzwischen liegen Untersuchungen vor, die sich mit der Abwägung zwischen netz- und marktorientiertem Nutzen befassen und zeigen, dass der resultierende gesamtwirtschaftliche Nutzen unter realitätsnäheren Annahmen deutlich geringer als der rein netzorientierte Nutzen ausfallen und bei bestimmten Ausgestaltungen auch negativ sein kann (Neon 2026). Dies steht nicht grundsätzlich im Widerspruch zu den hier ermittelten Netzentlastungswirkungen, verdeutlicht jedoch, dass diese allein keine hinreichende Grundlage für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung des Instruments darstellen. Weiter zu untersuchen ist daher, für welche Anwendungsfälle und Ausgestaltungen dynamische Netzentgelte unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Netz einen ausreichend hohen gesamtwirtschaftlichen Mehrwert erzielen können.

4.3 Systemweite Effekte

Die Einzelanalysen zeigen, dass die Wirksamkeit der Maßnahmen vom Stützjahr, vom dominierenden Ausbautreiber und von der Spannungsebene abhängt. Abbildung 31 führt die Ergebnisse spannungsebenenspezifisch zusammen. Dargestellt ist für jedes Stützjahr und jede Spannungsebene die Maßnahme, bei der in der jeweiligen Einzelanalyse die geringsten Ausbaukosten verbleiben.[27]

Für 2030 und 2035 werden ausschließlich einspeiseseitige Maßnahmen berücksichtigt, da der Ausbaubedarf in diesen Jahren insbesondere in der Mittel- und Hochspannung stark durch die Integration Erneuerbarer Energien geprägt ist. Zwischen 2035 und 2045 verschiebt sich der dominierende Ausbautreiber zunehmend von der Einspeise- zur Lastseite und in die unteren Spannungsebenen. Lastseitige Maßnahmen gewinnen dadurch an Bedeutung und werden für das Stützjahr 2045 zusätzlich ausgewertet.

In den frühen Stützjahren reduzieren die jeweils wirksamsten einspeiseseitigen Maßnahmen die zusammengeführten Ausbaukosten bis 2030 von 35,0 auf 24,5 Mrd. Euro und damit um 10,5 Mrd. Euro beziehungsweise 30 Prozent. Bis 2035 sinken die Ausbaukosten bei Anwendung der Maßnahmen von 87,5 auf 72,1 Mrd. Euro, was einer Reduktion um 15,4 Mrd. Euro beziehungsweise rund 18 Prozent entspricht. Bis 2045 reduzieren die jeweils wirksamsten einspeiseseitigen Maßnahmen die Ausbaukosten um 22,5 Mrd. Euro. Aufgrund der langfristigen Verschiebung der Ausbautreiber zur Lastseite kommt ein größerer zusätzlicher Hebel durch lastseitige Maßnahmen hinzu. Insgesamt sinken die Ausbaukosten dadurch von 248,4 auf 182,4 Mrd. Euro, entsprechend einer Reduktion um 66,0 Mrd. Euro beziehungsweise rund 27 Prozent. Diese für 2045 ausgewiesene Gesamtreduktion ergibt sich aus der rechnerischen Zusammenführung der jeweils wirksamsten einspeise- und lastseitigen Maßnahmen in den von ihnen adressierten Spannungsebenen. Sie bildet kein gemeinsam simuliertes oder optimiertes Maßnahmenportfolio ab.

Bereits diese rechnerische Verknüpfung der jeweils wirksamsten Einzelmaßnahmen weist auf ein erhebliches Einsparpotenzial hin. Die dargestellten Ergebnisse sind jedoch nicht als Ergebnis eines gemeinsam optimierten Maßnahmenportfolios zu verstehen. Eine Addition der Einzelpotenziale wäre nicht sachgerecht, da unterschiedliche Maßnahmen häufig dieselben Engpässe und Betriebsmittel adressieren. Für den Ausbau ist letztlich die resultierende Maximalbelastung maßgeblich. Wird ein Engpass bereits durch eine innovative Maßnahme beseitigt, kann die vermiedene Ausbaumaßnahme nicht einer weiteren innovativen Maßnahme zugerechnet werden. Dies schließt jedoch nicht aus, dass Maßnahmen mit unterschiedlichen Wirkungsrichtungen oder an unterschiedlichen Engpässen zusätzliche, weitgehend unabhängige Entlastungswirkungen erzielen können. Ebenso können sich durch Kombination verschiedener Maßnahmen zusätzliche Entlastungswirkungen ergeben, die in den Einzelanalysen nicht erfasst werden. Die Zusammenführung der jeweils wirksamsten Einzelmaßnahmen ist daher als orientierende untere Abschätzung des insgesamt erschließbaren Kostensenkungspotenzials zu verstehen. Die Wirkung eines kombinierten und optimierten Maßnahmenportfolios lässt sich nur durch eine integrierte Modellierung bestimmen, dürfte jedoch zusätzliche Einsparpotenziale erschließen.[28]

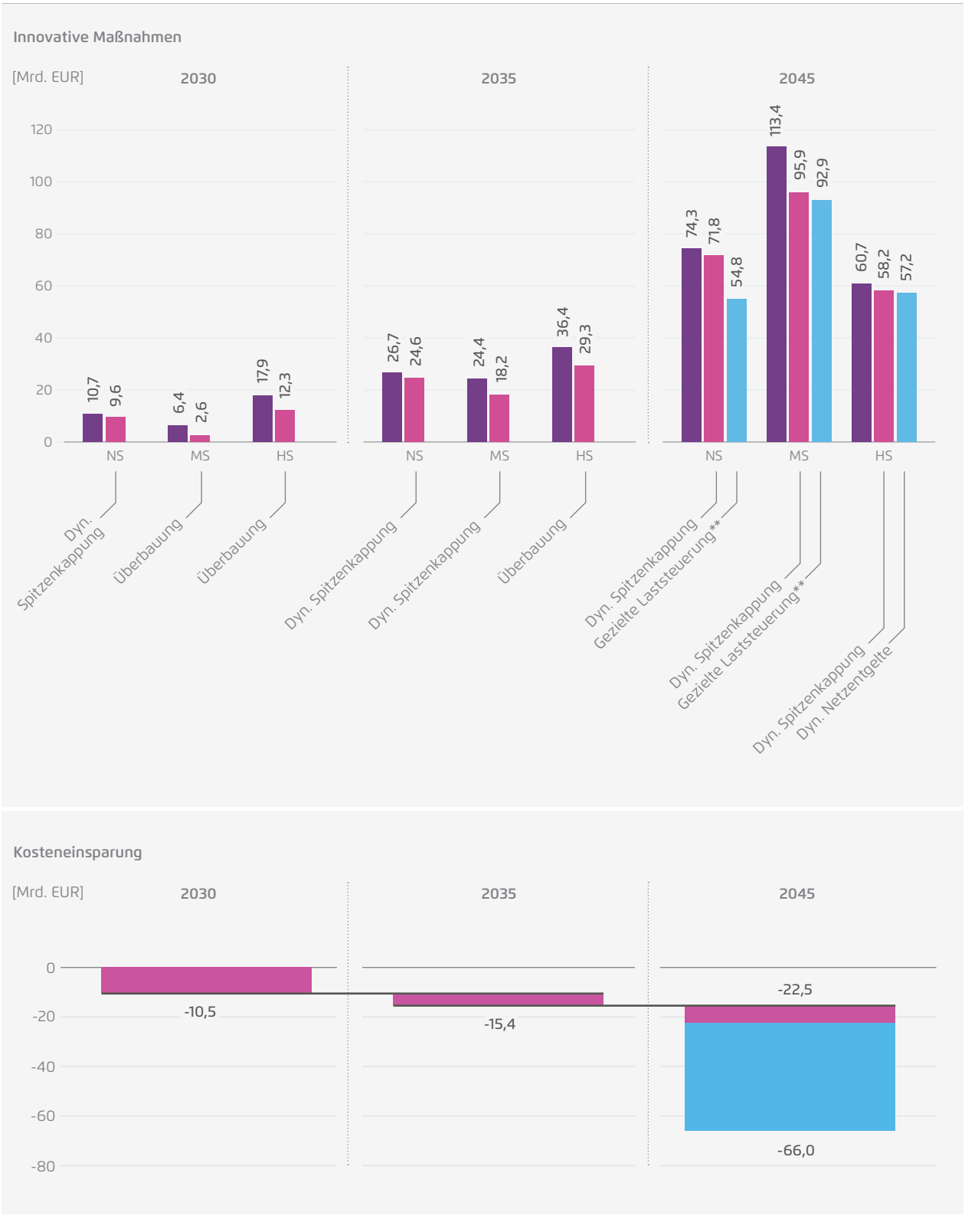
Zusätzliche Potenziale können sich zudem daraus ergeben, dass einzelne Maßnahmen in der Untersuchung bewusst in abgegrenzten Ausgestaltungen betrachtet wurden. So wurde die Höherauslastung nur in einspeisegeprägten Hochspannungsnetzen untersucht; bei verlässlich verfügbarer kurativer Flexibilität sind entsprechende Betriebskonzepte grundsätzlich auch in zunehmend lastgeprägten Netzen

27 Die dargestellten Kostenniveaus sind als orientierende Synthese der Einzelanalysen zu verstehen. Sie zeigen, welche Größenordnung erreichbar erscheint, wenn je Spannungsebene ein besonders wirksamer Mechanismus eingesetzt wird. Ob die dargestellten Kombinationen in gleicher Höhe realisierbar sind, kann nur durch eine integrierte, spannungsebenenübergreifende Simulation des gesamten Maßnahmenportfolios bestimmt werden.

28 Die Darstellung wurde gewählt, da sich die Wirkungen mehrerer innovativer Maßnahmen mit gleicher Wirkrichtung überlagern und deshalb bestenfalls subadditiv wirken.

Kosteneinsparung durch die jeweils wirksamste Maßnahme im Vergleich zum konventionellen Ausbau-Szenario*

→ Abb. 31



FfE/Consentec (2026). Anmerkungen: *reale Werte **4 Stunden effektiv zulässiger Eingriff in der Niederspannung.

denkbar. Netzdienliche Speicher wurden als eigenständige, vom Netzbetreiber finanzierte Betriebsmittel betrachtet; ihre Wirtschaftlichkeit kann sich verbessern, wenn anderweitig genutzte Speicher dem Netzbetreiber im Engpassfall verlässlich zur Verfügung stehen und die Kosten entsprechend nicht vollständig dem Netzzweck zuzurechnen sind. Auch eine aufeinander abgestimmte Kombination verschiedener Flexibilitätsinstrumente kann zusätzliche Potenziale erschließen, sofern sie unterschiedliche Belastungssituationen oder Engpässe adressieren. Umgekehrt setzt die Realisierung der ausgewiesenen Einsparpotenziale voraus, dass die jeweils unterstellten Flexibilitäten technisch, regulatorisch und vertraglich hinreichend verlässlich verfügbar sind. Zusätzliche Kosten für deren Erschließung sowie mögliche Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen können den wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der hier ausgewiesenen netzseitigen Betrachtung reduzieren.

Die Kombination verschiedener Maßnahmen kann zugleich die Last- und Einspeiseprofile entlang der Verteilnetzkaskade verändern. Maßnahmen in der Niederspannung wirken über die aggregierten Leistungsflüsse auch auf die Mittel- und Hochspannung. Dabei können neben zusätzlichen Entlastungen auch gegenläufige Effekte auftreten, etwa wenn eine Lastreduktion mit hoher Einspeisung in den überlagerten Netzebenen zusammenfällt. Umgekehrt können Maßnahmen zur Entlastung einer vorgelagerten Netzebene neue Belastungen in unterlagerten Netzen auslösen, wie das Beispiel der dynamischen Netzentgelte zeigt. Für die Gesamtwirkung ist daher nicht allein die isolierte Entlastung einzelner Spannungsebenen maßgeblich. Vielmehr sind Rück- und Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen geeignet zu berücksichtigen und die Maßnahmen so auszugestalten, dass Entlastungen in einer Netzebene nicht zu zusätzlichen Belastungen in anderen Netzebenen führen. Bei spannungsebenen-übergreifend wirkenden Instrumenten wie dynamischen Netzentgelten erfordert dies einen geeigneten Koordinierungsmechanismus zwischen den Netzebenen.

Die qualitativ untersuchten Maßnahmen können zusätzliche Kostensenkungen beim verbleibenden Netzausbau ermöglichen. Allein für eine stärkere Standardisierung wird in der Literatur ein Kostensenkungspotenzial in einer Größenordnung von zehn bis 15 Prozent ausgewiesen (Abschnitt 3). Weitere untersuchte Ansätze, etwa kostengünstigere Ausbauvarianten, können zusätzliche Einsparungen ermöglichen, wurden im Rahmen dieser Untersuchung jedoch nicht umfassend quantifiziert. Das insgesamt erschließbare Potenzial kann daher deutlich über den dargestellten Werten liegen, lässt sich im Rahmen der Untersuchung jedoch nicht abschließend quantifizieren. Gleichzeitig sind die Umsetzungs- und Nutzungskosten der quantitativ untersuchten Maßnahmen nicht durchgängig berücksichtigt. Aus der ausgewiesenen Ausbaukosteneinsparung lässt sich keine abschließende Aussage über die volkswirtschaftliche Gesamtwirkung eines optimierten Maßnahmenportfolios ableiten.

Auch marktseitige Rückwirkungen können die Ergebnisse positiv beeinflussen. Die Modellierung berücksichtigt nicht, dass eine breite Reaktion auf dynamische Tarife die zugrunde liegenden Großhandelspreise verändern würde. Zusätzlicher Verbrauch in günstigen Stunden würde die Preisunterschiede tendenziell verringern und weitere gleichgerichtete Reaktionen abdämpfen. Eine vollständig modellierte Marktrückkopplung könnte die Gleichzeitigkeiten und die daraus resultierenden Netzbelastungen und -ausbaubedarfe tendenziell abschwächen.

Die rechnerische Addition der jeweils wirksamsten Einzelmaßnahmen zeigt ein Reduktionspotenzial der Ausbaukosten von rund 27 Prozent bis 2045. Da ausschließlich eindeutig nachgewiesene und zuordenbare Maßnahmenwirkungen berücksichtigt werden, stellt dieser Wert eine konservative Untergrenze des ausschöpfbaren Potenzials dar. Welche Maßnahme den größten Beitrag leistet, verändert sich dabei mit dem Ausbautreiber: Während in den frühen Stützjahren vor allem einspeiseseitige Maßnahmen wirken, gewinnen bis 2045 lastseitige und dynamisch engpassbezogene Instrumente stark an Bedeutung. Die Ergebnisse belegen damit ein erhebliches Potenzial für den Einsatz innovativer Maßnahmen für einen kosteneffizienteren Verteilnetzausbau und zeigen zugleich, welche Maßnahmen abhängig von Spannungsebene, Ausbautreiber und Betrachtungszeitpunkt besonders wirksam sind.

5 Synthese: kosteneffizienter Verteilnetzausbau

5.1 Übergreifende Einordnung der untersuchten Maßnahmen

Die Untersuchung zeigt, dass Flexibilität und eine höhere Ausnutzung bestehender Netzinfrastruktur den erforderlichen Ausbau teilweise reduzieren oder zeitlich verlagern können. Dabei unterscheiden sich die untersuchten Maßnahmen deutlich hinsichtlich ihres Wirkmechanismus, ihres zeitlichen Nutzens und der Robustheit ihrer netzentlastenden Wirkung. Für ihre Bewertung ist deshalb nicht allein maßgeblich, wie stark sie die bis 2045 kumulierten Ausbaukosten gegenüber dem Szenario *konvAusbau* verändern. Ebenso relevant ist, ob sie kurzfristig zusätzliche Netzkapazität verfügbar machen, Investitionen zeitlich verschieben oder in einzelnen Anwendungsfällen eine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau darstellen.

Ein wesentlicher Befund ist dabei die zunehmende Bedeutung lastbedingter Engpässe. Während insbesondere in ländlichen und suburbanen Netzen zunächst hohe Einspeiseleistungen aus Erneuerbaren Energien den Ausbaubedarf prägen, gewinnen mit dem Hochlauf neuer elektrischer Verbraucher lastbedingte Engpässe zunehmend an Bedeutung. Maßnahmen, die ausschließlich an Einspeisespitzen ansetzen, können daher vor allem kurz- und mittelfristig eine hohe Wirkung entfalten, verlieren langfristig aber teilweise an Bedeutung. Dies zeigt sich insbesondere bei der Überbauung und der *Co-Location* von Speichern und Erneuerbare-Energien-Anlagen. Ihr Nutzen liegt damit nicht ausschließlich in dauerhaft vermiedenem Netzausbau, sondern auch darin, den kurzfristigen Ausbaudruck zu reduzieren und Investitionen zeitlich zu verlagern.

Demgegenüber weisen engpassbezogene und gezielt einsetzbare Flexibilitätsmaßnahmen ein größeres Potenzial auf, den Netzausbau auch langfristig zu reduzieren. Dies gilt insbesondere für die dynamische Spitzenkappung sowie – vor allem in der Niederspannung – für die gezielte Lastspitzensteuerung. Gemeinsam ist diesen Ansätzen, dass Flexibilität nicht pauschal, sondern in Abhängigkeit von der tatsächlichen Netzbelastung eingesetzt wird. Für eine Berücksichtigung solcher Flexibilität in der Netzplanung ist allerdings entscheidend, dass ihre Verfügbarkeit und netzentlastende Wirkung im relevanten Engpassfall hinreichend verlässlich und dauerhaft gewährleistet werden können.

Eine weitere Gruppe von Maßnahmen setzt bei einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und einem gezielten Umgang mit einzelnen Netzengpässen an. Dadurch können konventionelle Verstärkungsmaßnahmen je nach Netzsituation dauerhaft vermieden oder zeitlich verschoben werden. Besonders deutlich wird dies bei der Höherauslastung bestehender Betriebsmittel. Sie kann kurzfristig erhebliche zusätzliche Netzkapazität erschließen und damit sowohl einzelne Ausbaumaßnahmen vermeiden als auch Zeit für die Umsetzung eines weiterhin erforderlichen physischen Netzausbaus schaffen. Ihr Nutzen sollte daher nicht allein anhand des verbleibenden Ausbaubedarfs im Zieljahr 2045 bewertet werden. Auch netzdienlich eingesetzte Speicher können in einzelnen Netzsituationen eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Verstärkungsmaßnahmen darstellen. Sie sind nach den Ergebnissen jedoch eher als gezielte Lösung für geeignete Engpässe denn als flächendeckender Ersatz für Netzausbau einzuordnen.

Die Untersuchung der dynamischen Netzentgelte verdeutlicht schließlich, dass preisbasierte Anreize Flexibilität wirksam zur Reduktion des Netzausbaubedarfs aktivieren können. Bereits bei einer Beschränkung des dynamischen Preissignals auf unmittelbar an die Hochspannung angeschlossene flexible Netznutzer ergibt sich eine nennenswerte Reduktion des dortigen Ausbaubedarfs. Gleichzeitig zeigt die Untersuchung, dass ein großes verfügbares Flexibilitätspotenzial nicht automatisch mit

einer netzdienlichen Wirkung gleichzusetzen ist. Durch eine Weitergabe des Preissignals an unterlagerte Netzebenen kann die Entlastungswirkung in der Hochspannung grundsätzlich weiter erhöht werden; durch die gleichgerichtete Reaktion von Speichern und flexiblen Lasten können in unterlagerten Netzebenen jedoch zusätzliche Engpässe und damit zusätzlicher Ausbaubedarf hervorgerufen werden. Eine solche Weitergabe erfordert daher eine räumlich und netzzustandsabhängig koordinierte Kaskadierung der Preissignale, die aber wiederum die Entlastungswirkung in den höheren Netzebenen abschwächen kann. Rück- und Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen müssen deshalb bei der Ausgestaltung und Bewertung von Flexibilitätsmaßnahmen berücksichtigt werden. Entscheidend ist nicht allein, ob eine Maßnahme eine einzelne Netzebene entlastet, sondern ob sie den Netzausbaubedarf insgesamt reduziert oder zumindest zeitlich sinnvoll verschiebt.

Darüber hinaus ist die netzseitige Wirkung allein noch nicht mit einem gesamtwirtschaftlichen Nutzen gleichzusetzen. Andere Untersuchungen zeigen, dass dieser unter Berücksichtigung der marktseitigen Auswirkungen und unter realitätsnahen Annahmen für die Ausgestaltung deutlich geringer ausfallen und bei bestimmten Ausgestaltungen auch negativ sein kann (Neon 2026). Entscheidend ist daher, diejenigen Anwendungsfälle und Ausgestaltungen zu identifizieren, bei denen die netzseitige Entlastungswirkung auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Strommarkt zu einem ausreichend hohen gesamtwirtschaftlichen Mehrwert führt.

Insgesamt sprechen die Ergebnisse damit für ein Portfolio unterschiedlicher Maßnahmen anstelle eines einzelnen Instruments zur Erzielung von Einsparungen beim Netzausbau. Engpassbezogene und hinreichend abgesicherte Flexibilität kann den langfristigen Ausbaubedarf reduzieren. Maßnahmen wie Überbauung, *Co-Location* oder Höherauslastung können insbesondere den kurzfristigen Investitions- und Umsetzungsdruck mindern und damit Zeit für den erforderlichen Netzausbau schaffen. Andere Ansätze, etwa netzdienliche Speicher, eignen sich vor allem für ausgewählte Engpasssituationen. Voraussetzung für einen kosteneffizienten Einsatz ist jeweils, dass nicht nur die lokale Wirkung einer Maßnahme, sondern auch ihre zeitliche Wirkung und ihre Rückwirkungen auf andere Spannungsebenen berücksichtigt werden.

Tabelle 3 fasst die unterschiedlichen Wirkmechanismen und ihre Bedeutung für einen kosteneffizienten Netzausbau zusammen. Die Einordnung stellt dabei bewusst kein Ranking der Maßnahmen dar, da deren Nutzen unterschiedliche zeitliche und netzplanerische Funktionen umfasst.

Auch quantitativ zeigt sich eine deutliche Verschiebung der Wirksamkeit der Maßnahmen im Zeitverlauf. Bis 2035 können insbesondere Maßnahmen, die einspeisebedingte Engpässe begrenzen oder zusätzliche Kapazität aus der bestehenden Netzinfrastruktur erschließen, den Ausbaubedarf deutlich reduzieren oder zeitlich verlagern. Dies gilt insbesondere für die Überbauung, die *Co-Location* von Speichern und Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die Höherauslastung bestehender Betriebsmittel. Im Zeitraum von 2035 bis 2045 nimmt die zusätzliche Wirkung dieser Maßnahmen mit dem Übergang zu zunehmend lastgeprägten Bemessungssituationen deutlich ab; teilweise wird zuvor vermiedener Ausbau nachgeholt. Demgegenüber gewinnen Maßnahmen an Bedeutung, die lastseitige Flexibilität erschließen oder gezielt an den tatsächlich netzdimensionierenden Engpasssituationen ansetzen. Hierzu zählen insbesondere die gezielte Lastspitzensteuerung in der Niederspannung sowie – bei geeigneter Ausgestaltung – dynamische Netzentgelte. Die dynamische Spitzenkappung nimmt eine Zwischenstellung ein: Als einspeiseseitige Maßnahme wird ihre Wirkung durch die zunehmende Lastdominanz begrenzt, aufgrund ihrer gezielten Engpassorientierung kann sie jedoch auch langfristig Ausbaumaßnahmen vermeiden. Damit ergibt sich keine allgemeingültige Rangfolge einzelner Maßnahmen, sondern vielmehr ein Portfolio komplementärer Instrumente, deren Bedeutung sich mit dem im Zeitverlauf veränderten Netzausbautreiber verschiebt. Die Instrumente können Netzausbau dauerhaft reduzieren, zeitlich verlagern oder in geeigneten Einzelfällen substituieren.

Zusammenfassung der Wirkmechanismen der betrachteten Maßnahmen und deren Bedeutung für einen kosteneffizienten Netzausbau → Tabelle 3

Maßnahme	Wirkmechanismus	Wirkung im Zeitverlauf	Gesamtcharakter
Co-Location-Speicher	Reduktion von EE-Einspeisespitzen	Wirkung nimmt langfristig wegen Lastdominanz ab	**Brückenmaßnahme** zur Verlagerung von einspeisebedingtem Netzausbau
Überbauung	Begrenzung von EE-Einspeisespitzen	Hohe anfängliche, aber langfristig wegen Lastdominanz abnehmende Wirkung	**Brückenmaßnahme** mit hoher anfänglicher, aber langfristig abnehmender Wirkung
Dynamische Spitzenkappung	Engpassbezogene Abregelung von EE-Einspeisung	Wirkung bleibt langfristig bestehen, wird aber wegen zunehmender Lastdominanz gedämpft	**Einspeiseseitige engpassbezogene Flexibilitätsmaßnahme** mit langfristiger Wirkung
Gezielte Laststeuerung	Engpassbezogene Steuerung flexibler Lasten	Mit zunehmender Lastdominanz besonders relevant	**Lastseitige, engpassbezogene Flexibilitätsmaßnahme** mit langfristiger Wirkung
Höherauslastung von Betriebsmitteln	Höhere Nutzung bestehender Netzkapazität durch kurative Engpassmanagement	Besonders hohe kurzfristige Wirkung	**Beschleunigungsmaßnahme,** die Zeit für physischen Netzausbau schafft
Netzdienliche Speicher (VINK)	Vermeidung von Engpässen durch gezielten Speichereinsatz	Stark vom jeweiligen Engpass abhängig	**Punktuelle Substitutionsmaßnahme** bei wirtschaftlich geeigneten Engpässen
Dynamische Netzentgelte	Preisbasierte Aktivierung von Flexibilität	Wirkung kann sich zwischen Netzebenen unterscheiden je nach Ausgestaltung	**Weiterzuentwickelnder Ansatz;** effiziente Anwendung erfordert Koordination zwischen den Netzebenen

FfE / Consentec (2026)

5.2 Strukturabhängige Wirksamkeit

Keine der untersuchten Maßnahmen wirkt gleichmäßig über das gesamte Verteilnetz. Wie stark eine Maßnahme den Ausbaubedarf senkt, hängt vielmehr davon ab, wann sie greift und in welcher Umgebung sie eingesetzt wird. Die folgenden Abschnitte ordnen die Ergebnisse entlang relevanter Dimensionen ein.

5.2.1 Abhängigkeit vom Urbanisierungsgrad – ländliche versus städtische Versorgungsaufgabe

In den frühen Stützjahren entsteht Ausbaubedarf vor allem dort, wo lange Leitungswege, geringe Anschlussdichten und eine hohe Eignung für Erneuerbare-Energien-Anlagen zusammentreffen – also in ländlichen Netzen. Im Korridor zwischen den Jahren 2035 und dem Zielzustand 2045 nimmt diese Prägung durch Erneuerbare Energien ab und der Ausbaubedarf wird zunehmend durch lastbedingte Engpässe dominiert, wodurch er sich auch in vorstädtische und städtische Netze überträgt. Dies ist zurückzuführen auf die fortschreitende Elektrifizierung und witterungs- und preisgetriebene Gleichzeitigkeiten. Wärmepumpen in kalten Winterphasen und flexible Verbraucher, die dynamischen Tarifsignalen folgen, erzeugen Lastspitzen unabhängig von der Netztopologie. Dies hat zur Folge, dass im Zieljahr 2045 alle drei Regionstypen hinsichtlich des Ausbaubedarfs ein vergleichbares Kostenniveau erreichen.

Für die Wirksamkeit der Maßnahmen ergibt sich daraus eine Zweiteilung:

- **Erneuerbare Energien adressierende Maßnahmen mit fester Leistungsgrenze wirken vorrangig im ländlichen Raum:** *Co-Location*-Speicher und Überbauung setzen an großen Erzeugungsanlagen an und entfalten ihre Wirkung nahezu ausschließlich in ländlichen Netzen.

→ **Engpassabhängige und lastseitige Maßnahmen erreichen auch verdichtete Räume:** Dynamischere Mechanismen wie die Spitzenkappung bei Erneuerbaren Energien und die Steuerung nach § 14a EnWG greifen regionsunabhängig dort, wo Grenzwertverletzungen auftreten, und folgen damit dem Ausbaubedarf vorstädtischer und städtischer Netze. Beide erreichen ihre stärkste Wirkung entsprechend erst im Zieljahr, bei entsprechend hoher Leistung der Erneuerbaren Energien und hoher Ausbauzahlen flexibler Lasten.

Der Urbanisierungsgrad entscheidet damit weniger darüber, ob eine Maßnahme wirkt, als darüber, wann sie wirkt. Einspeiseseitige Maßnahmen entlasten dort, wo der Ausbaubedarf heute entsteht, verlieren mit dessen Verlagerung zur Lastseite und damit auch in verdichteten Räumen an Bedeutung. Eine spürbare Senkung der Ausbaukosten bis 2045 setzt deshalb dynamische Maßnahmen voraus, die auch in vorstädtischen und städtischen Netzen greifen.

5.2.2 Der Wert des „zeitlichen Hebels"

Eine zeitliche Verlagerung von Netzausbau ist nicht mit einer dauerhaften Vermeidung gleichzusetzen. Mehrere der untersuchten Maßnahmen senken den Ausbaubedarf maßgeblich in den frühen Stützjahren, ohne aber den Gesamtinvestitionsbedarf bis ins Zieljahr 2045 wesentlich abzusenken. Auch eine solche zeitliche Verlagerung kann wirtschaftlich vorteilhaft sein, da später anfallende Investitionen aus heutiger Sicht einen geringeren Barwert aufweisen. Für eine umfassende Bewertung sind darüber hinaus weitere Kriterien wie Umsetzbarkeit, Verursachungsgerechtigkeit, Innovationsoffenheit und Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Ein wesentliches Risiko einer zeitlichen Verlagerung des Netzausbaus besteht darin, dass mit dem zunächst geringeren Ausbaubedarf auch der Handlungsdruck für die Vorbereitung später erforderlicher Maßnahmen abnimmt. Dies ist insbesondere deshalb relevant, weil ein sukzessiver Netzausbau zur Integration zusätzlicher Einspeisung häufig zugleich Kapazitäten für den späteren Anstieg der Last schafft. Wird dieser Ausbau zunächst vermieden oder zeitlich verlagert, kann der zunehmend lastbedingte Ausbaubedarf zu einem späteren Zeitpunkt entsprechend konzentrierter auftreten. Der durch innovative Maßnahmen gewonnene zeitliche Spielraum sollte daher gezielt genutzt werden, um absehbar erforderliche Ausbaumaßnahmen frühzeitig zu planen und zu genehmigen sowie insbesondere die Voraussetzungen für eine wirksame Nutzung lastseitiger Flexibilität zu schaffen. Hinzu kommt das Risiko einer Unterdimensionierung, falls die in der Netzplanung unterstellte Flexibilität langfristig nicht im antizipierten Umfang verfügbar ist.

Dem stehen mehrere Vorteile gegenüber:

→ **Priorisierung:** Der Handlungsdruck der Verteilnetzbetreiber übersteigt bereits heute die verfügbaren Bau-, Personal- und Beschaffungskapazitäten deutlich. Jede Maßnahme, die den kurzfristigen Bedarf in Richtung der realistisch umsetzbaren Ausbaugeschwindigkeit verschiebt, schafft Spielraum für eine Priorisierung der Ausbaumaßnahmen.
→ **Innovationsoffenheit:** Investitionen, die erst in zehn bis fünfzehn Jahren getätigt werden, werden von Technologien beeinflusst, die heute nicht verfügbar sind. Innovationen im Netzbetrieb wie zum Beispiel aktive Lastflusssteuerung, eine breitere Sensorik und Netzbeobachtbarkeit oder neue Betriebsmittel könnten einen Teil des heute aufgeschobenen Ausbaubedarfs langfristig tatsächlich entfallen lassen.
→ **Verursachungsgerechte Kostenanlastung:** Wird eine Ausbaumaßnahme zeitlich nah an ihrer tatsächlichen Notwendigkeit umgesetzt, tragen über die Netzentgelte jene Netznutzer die Kosten, die den Bedarf auslösen. Eine deutlich vorlaufende Investition belastet dagegen zunächst den heutigen Kundenstamm. Hinzu kommt, dass die Kostenbelastung dann in eine Periode mit deutlich größerer Verteilungsbasis fällt: Mit fortschreitender Elektrifizierung verteilen sich die Kapitalkosten einer Ausbaumaßnahme auf mehr Netznutzer und höhere transportierte Mengen (vergleiche Abschnitt 1.2).

→ **Entzerrung der Netzentgeltentwicklung:** Eine gleichmäßigere Verteilung der Investitionen über die Zeit dämpft sprunghafte Anstiege der Kapitalkosten und damit der Netzentgelte (vergleiche Kapitel 1.2). Verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass die Kapitalkostenbelastung eines Betriebsmittels nach heutiger Kalkulationssystematik unmittelbar nach Inbetriebnahme am höchsten ist und über die Nutzungsdauer abnimmt. Ein vorlaufender Ausbau erzeugt die höchste Entgeltwirkung damit zu einem Zeitpunkt, zu dem die Anlage noch gering ausgelastet ist.

Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der beschriebenen Vorteile auch über die Ausgestaltung der Entgeltsystematik adressiert werden könnte.

Insgesamt schafft die Verschiebung von Ausbaumaßnahmen insbesondere dann einen Mehrwert, wenn der gewonnene Zeitraum aktiv genutzt und die zugrunde gelegte Entlastungswirkung der Maßnahmen verlässlich abgesichert wird. Erforderliche Planungs- und Genehmigungsprozesse sollten vorausschauend auf unterschiedliche Entwicklungen des Ausbaubedarfs ausgerichtet und erforderliche Maßnahmen so weit vorbereitet werden, dass auf einen später stark ansteigenden Ausbaubedarf flexibel reagiert werden kann. Gleichzeitig müssen die Maßnahmen, aufgrund derer Netzausbau zunächst vermieden oder zeitlich verlagert wird, konsequent umgesetzt und regulatorisch so abgesichert werden, sodass ihre Wirkung im Bedarfsfall verlässlich zur Verfügung steht. Besonders wichtig sind dabei lastseitige Maßnahmen, da die Last im Zeitverlauf zum wesentlichen ausbaubestimmenden Faktor wird. Werden diese Potenziale nicht erschlossen und zugleich erforderliche Ausbaumaßnahmen nicht vorausschauend vorbereitet, besteht das Risiko, dass Investitionen lediglich in die ohnehin ausbauintensive Phase nach 2035 verlagert werden und dort ein entsprechend konzentrierter Ausbaubedarf entsteht. Der durch innovative Maßnahmen gewonnene zeitliche Spielraum sollte daher sowohl für die Vorbereitung des später erforderlichen Netzausbaus als auch für die Weiterentwicklung und Umsetzung von Maßnahmen zur Begrenzung dieses Ausbaubedarfs genutzt werden.

5.2.3 Flexibilität zur langfristigen Vermeidung von Ausbaumaßnahmen

In der Gesamtschau reduzieren die in dieser Studie untersuchten Maßnahmen die Ausbaukosten um bis zu 66 Mrd. Euro beziehungsweise 27 Prozent. Während netzkritische Situationen heute vielfach durch hohe Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien geprägt werden, gewinnen mit der zunehmenden Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Industrie lastseitige Belastungsspitzen bis 2045 deutlich an Bedeutung. Die Auswertungen zeigen, dass der Netzausbau langfristig im Wesentlichen durch wenige netzkritische Stunden bestimmt wird. Während anfänglich pauschal wirkende statische Maßnahmen eine deutliche Verschiebungswirkung aufweisen, steigt langfristig der Bedarf und der Hebel von Maßnahmen, die dynamisch netzkritische Situationen gezielt adressieren.

Entsprechend liegt der Wert von Flexibilität langfristig weniger in der dauerhaft bereitgestellten Energiemenge als in ihrer gezielten Verfügbarkeit in diesen Situationen. Bereits zeitlich gering adaptiertes Betriebsverhalten der Flexibilitäten kann erhebliche Teile des Ausbaubedarfs vermeiden. Gleichzeitig zeigen die Analysen, dass marktliche und netzorientierte Instrumente unterschiedliche, sich ergänzende Funktionen erfüllen: **Während marktliche Mechanismen kritische Gleichzeitigkeiten präventiv reduzieren können, ermöglichen netzorientierte Eingriffe die gezielte Absicherung verbleibender Engpasssituationen. Ein effizienter Transformationspfad empfiehlt daher die Kombination beider Ansätze und den nicht vermeidbaren konventionellen Netzausbau.**

5.3 Grenzen und Robustheit

Die Ergebnisse der Untersuchung beruhen auf einem konsistenten Szenario-, Netz- und Kostenrahmen, sind jedoch mit Unsicherheiten verbunden. Die maßnahmenspezifischen Annahmen und Einschränkungen werden in den jeweiligen Einzelkapiteln erläutert. Im Folgenden werden die übergreifenden Unsicherheiten und ihre Bedeutung für die Interpretation der Ergebnisse zusammengeführt.

Eine wesentliche Unsicherheit betrifft den Hochlauf und die räumliche Verteilung der betrachteten Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher. Für den lokalen Netzausbaubedarf sind nicht nur die deutschlandweit installierten Leistungen, sondern insbesondere ihre Konzentration in einzelnen Netzgebieten und ihre zeitgleiche Betriebsweise maßgeblich. Dies gilt vor allem für flexible Verbraucher, deren Lastprofile künftig durch Wetter, Großhandelspreise, Netzentgelte, Kundenanforderungen und die Optimierungsstrategien von Energiemanagementsystemen geprägt werden. Abweichende Teilnahmequoten, Tarife oder Betriebsstrategien können resultierende Gleichzeitigkeiten und Netzausbaubedarfe verändern.

Auch der Typnetzansatz ist bei der Interpretation zu berücksichtigen. Die verwendeten Netze haben charakteristische Versorgungsaufgaben und ermöglichen eine deutschlandweit konsistente Bewertung. Sie repräsentieren jedoch keine konkreten realen Netze und erfassen lokale Besonderheiten oder Extremfälle nur sehr eingeschränkt. Ziel des Typnetzansatzes ist daher nicht, die räumliche Verteilung des zukünftigen Netzausbaus auf konkrete Netzgebiete abzubilden, sondern die Wirkprinzipien der untersuchten Maßnahmen für unterschiedlich strukturierte Versorgungsaufgaben zu erfassen und auf Deutschland hochzurechnen. Eine gegenüber den Szenarioannahmen abweichende regionale Entwicklung von Erzeugung und Last kann deshalb zu deutlichen Abweichungen des Ausbaubedarfs in einzelnen Regionen führen. Auf die deutschlandweit aggregierten Ergebnisse wirkt sie sich dagegen insbesondere über eine veränderte Verteilung auf unterschiedlich strukturierte Versorgungsaufgaben aus, sodass hier geringere relative Abweichungen zu erwarten sind als auf regionaler Ebene. Zudem erfolgt der Ausbau in diskreten Betriebsmittelstufen. Einzelne Leitungs- oder Stationsmaßnahmen können dadurch insbesondere bei der Hochrechnung weniger Typnetze sichtbare Sprünge in den Ergebnissen verursachen. Die Ergebnisse erlauben daher Aussagen über deutschlandweite Größenordnungen sowie über strukturelle Unterschiede und Wirkungsrichtungen der Maßnahmen, nicht jedoch über den konkreten Ausbaubedarf oder die Ausbaukosten einzelner Netzgebiete.

Die Simulationen bilden den Ausbaubedarf für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 ab. Ein kontinuierlicher Planungsprozess mit Vorlaufzeiten, vorausschauender Zielnetzplanung und der Bündelung mehrerer Maßnahmen wird nicht vollständig erfasst. Insbesondere zeitlich verschobene Ausbaumaßnahmen müssen in der Praxis bereits weit vor ihrem tatsächlichen Bedarf geplant und genehmigt werden. Die ausgewiesene Verlagerung des Ausbaus ist deshalb nicht mit einem entsprechenden Aufschub aller Planungsaktivitäten gleichzusetzen.

Die untersuchten Maßnahmen werden grundsätzlich einzeln gegenüber dem Szenario *konvAusbau* bewertet. Wechselwirkungen zwischen mehreren gleichzeitig eingesetzten Instrumenten sind nur insoweit enthalten, wie sie über die Modellierungskette der Spannungsebenen berücksichtigt werden. Die einzelnen Einsparpotenziale können daher nicht addiert werden. Ebenso ergibt sich aus der Auswahl der jeweils wirksamsten Maßnahme je Spannungsebene nicht automatisch ein optimales Gesamtportfolio.

Die absoluten Ausbaukosten hängen zudem von den zugrunde gelegten Betriebsmittel-, Tiefbau- und Kostenentwicklungsannahmen ab. Nicht berücksichtigt werden Ersatzinvestitionen sowie weitere Kosten, die nicht unmittelbar durch zusätzliche Netzbelastungen ausgelöst werden. Auch zusätzliche Kosten und Nutzen des Flexibilitätseinsatzes, etwa für Digitalisierung, Steuerung, Entschädigung, abgeregelte Energie oder Komforteinbußen, werden nicht für alle Maßnahmen vollständig monetarisiert.

Die dargestellten Einsparpotenziale beziehen sich damit primär auf die netzseitigen Ausbaukosten. Für eine volkswirtschaftliche Gesamtbewertung sind darüber hinaus die Wirkungen der Maßnahmen außerhalb des Netzes zu berücksichtigen. Diese unterscheiden sich zwischen den Maßnahmen erheblich. So gehen Begrenzungen der Einspeisung Erneuerbarer Energien mit Erzeugungsverlusten einher, deren Umfang bei einer pauschalen Begrenzung wie der Überbauung deutlich höher

ausfallen kann als bei einer gezielten, engpassabhängigen Spitzenkappung. Auch die Verschiebung von Verbrauch oder Einspeisung durch Flexibilität ist nicht kostenneutral: Eine netzdienliche Verlagerung kann beispielsweise dazu führen, dass Strom zu einem ungünstigeren Marktpreis bezogen oder eingespeist wird oder dass bei dargebotsabhängiger Erzeugung Energie nicht genutzt werden kann. Den vermiedenen Netzausbaukosten können somit je nach Maßnahme unterschiedlich hohe Kosten beziehungsweise entgangene Erlöse außerhalb des Netzes gegenüberstehen. Eine vollständige volkswirtschaftliche Bewertung dieser Effekte ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Trotz der Unsicherheiten sind die zentralen strukturellen Ergebnisse robust und knüpfen an Erkenntnisse vergleichbarer Studien an. Der Netzausbaubedarf nimmt bis 2045 deutlich zu und wird langfristig stärker durch lastbedingte Engpässe geprägt. Maßnahmen wirken abhängig von Ausbautreiber, Zeitpunkt, Netzstruktur und Spannungsebene unterschiedlich. Engpassbezogene und verlässlich verfügbare Flexibilität kann den Ausbau reduzieren, während andere Maßnahmen vor allem Investitionen zeitlich verschieben oder einzelne kostenintensive Ausbauschritte ersetzen. Die Ergebnisse sind deshalb als belastbare Größenordnung und vergleichende Einordnung der Maßnahmen zu verstehen.

6 Handlungsempfehlungen und Umsetzung

6.1 Netzplanung

Kosteneffizienter Verteilnetzausbau erfordert die Kombination aus Netzausbau, netzdienlichem Flexibilitätseinsatz, höherer Ausnutzung bestehender Infrastruktur und gezielten Eingriffen in netzdimensionierende Belastungssituationen. Keine der untersuchten Maßnahmen ersetzt den Ausbau bis 2045 vollständig, mehrere reduzieren oder strecken ihn jedoch deutlich. Daraus ergeben sich für die Netzplanung fünf Ansatzpunkte.

3. **Netzdienliche Flexibilität sollte bei verlässlicher Wirkung bereits in der Netzplanung berücksichtigt werden.** Engpassabhängige Eingriffe können den Ausbaubedarf dauerhaft senken. Für ihre Berücksichtigung in der Netzplanung ist jedoch nicht das grundsätzlich vorhandene Flexibilitätspotenzial entscheidend, sondern der Anteil, dessen Verfügbarkeit und netzentlastende Wirkung im relevanten Engpassfall hinreichend sicher prognostiziert oder durch geeignete Mechanismen abgesichert werden kann. Ist diese Wirkung ausreichend verlässlich, sollte die Flexibilität künftig systematisch in den Planungsgrundsätzen berücksichtigt werden. Bei rein auf Freiwilligkeit beruhenden Reaktionen ist dagegen größere Zurückhaltung geboten: Sie sollten nur dann als Alternative zu Netzausbau berücksichtigt werden, wenn ihre Verfügbarkeit und netzentlastende Wirkung belastbar prognostiziert werden können oder abgesichert sind.
4. **Planungsgrundsätze müssen den Übergang von einspeise- zu zunehmend lastgeprägten Bemessungssituationen abbilden.** Bis 2045 weisen rund drei Viertel der unverstärkten Niederspannungsnetze mindestens eine Grenzwertverletzung auf, überwiegend lastbedingt. Ursächlich sind witterungs- und preisgetriebene Gleichzeitigkeiten, die unabhängig von der Netztopologie auftreten. Netzbetreiber und Regelsetzer sollten deshalb nicht nur bestehende Gleichzeitigkeitsannahmen überprüfen, sondern Planungsgrundsätze so weiterentwickeln, dass witterungs-, markt- und steuerungsbedingte Gleichzeitigkeiten flexibler Lasten angemessen berücksichtigt werden. Mit dem Übergang zu zunehmend lastgeprägten Engpässen sollte zugleich regelmäßig überprüft werden, ob erzeugungsseitige Maßnahmen zur Vermeidung von Netzausbau weiterhin volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Ihr zusätzlicher Nutzen für die Begrenzung des Netzausbaus nimmt ab, wenn die Netzauslegung zunehmend durch lastseitige Bemessungssituationen bestimmt wird, während ihre Nachteile in Form der mit einer Begrenzung oder Abregelung der Erzeugung verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten fortbestehen.
5. **Rück- und Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen sind bei der Ausgestaltung von Flexibilitätsmaßnahmen zu berücksichtigen.** Die Ergebnisse zu dynamischen Netzentgelten mit Bezug auf Engpässe in der Hochspannungsebene zeigen exemplarisch, dass eine Maßnahme eine Netzebene entlasten und gleichzeitig in einer anderen zusätzlichen Ausbaubedarf verursachen kann. Netzplanerische Bewertungen von Flexibilitätsmaßnahmen dürfen deshalb nicht isoliert je Spannungsebene erfolgen, sondern müssen Rückwirkungen auf über- und unterlagerte Netze berücksichtigen. Die Maßnahmen sind dabei so auszugestalten, dass negative Rückwirkungen auf andere Netzebenen möglichst vermieden beziehungsweise begrenzt werden. Bei spannungsebenenübergreifend wirkenden Instrumenten wie dynamischen Netzentgelten sind hierfür geeignete Koordinierungsmechanismen erforderlich. Maßgeblich sollte die Wirkung auf den gesamten erforderlichen Netzausbau sein, nicht allein die lokale Entlastung einer einzelnen Netzebene.
6. **Eine zeitliche Verlagerung des Netzausbaus kann kurzfristig entlasten, erfordert aber eine vorausschauende Ausbauplanung.** Maßnahmen, die kurzfristig zusätzliche Netzkapazität erschließen, können einen erheblichen planerischen Nutzen schaffen, auch wenn der physische Ausbau langfristig teilweise nachgeholt werden muss.

Sie können den kurzfristigen Investitions- und Umsetzungsdruck reduzieren und zugleich die Möglichkeit eröffnen, später erforderliche Verstärkungen zu größeren und effizienter umsetzbaren Maßnahmen zu bündeln. Eine zeitliche Verschiebung ist jedoch nicht grundsätzlich in jeder Hinsicht vorteilhaft. Die Ergebnisse für 2045 zeigen, dass ein Teil der zunächst vermiedenen Maßnahmen bei zunehmender Lastentwicklung später nachgeholt werden muss. Ein solcher zeitlicher Aufschub mag zwar bei Betrachtung nur der Kostenwirkung vorteilhaft erscheinen, kann aber zur Verlagerung des Ausbaubedarfs in Zeiträume führen, in denen ohnehin ein hoher Investitions- und Umsetzungsbedarf besteht. Netzbetreiber sollten daher zwischen dauerhaft vermiedenem und lediglich zeitlich verschobenem Ausbau unterscheiden und bei letzterem frühzeitig prüfen, wann und in welcher Bündelung der verbleibende Ausbau sinnvoll umgesetzt werden kann und sollte. Notwendige Planungs- und Genehmigungsprozesse sollten trotz der kurzfristigen Entlastung rechtzeitig angestoßen werden.

7. **Die untersuchten Maßnahmen setzen eine hinreichende Beobachtbarkeit der Netze und Steuerbarkeit von Flexibilitäten voraus.** Je stärker Flexibilitätsmaßnahmen an tatsächlichen Engpässen und lokalen Netzzuständen ausgerichtet werden, desto wichtiger werden belastbare Informationen über den Netzzustand und Möglichkeiten zur gezielten Steuerung. Der weitere Ausbau von Messtechnik, Netzzustandsermittlung sowie Steuerungs- und Betriebsführungssystemen insbesondere in den unteren Netzebenen ist daher eine grundlegende Voraussetzung für die praktische Umsetzung der untersuchten dynamisch engpassbezogenen Ansätze.

6.2 Regulierung

Die Regulierung hat nicht nur die Aufgabe, wirksame und effiziente Maßnahmen wie einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz, eine höhere Ausnutzung bestehender Infrastruktur und gezielte Eingriffe in netzdimensionierende Belastungssituationen zu ermöglichen, sondern auch neue wie bestehende Instrumente so auszugestalten, dass diese Maßnahmen langfristig wirksam eingesetzt werden können. Eine Berücksichtigung solcher Maßnahmen in der Netzplanung setzt voraus, dass die hierfür erforderlichen Instrumente regulatorisch verankert und die Voraussetzungen für ihre verlässliche praktische Nutzung geschaffen sind. Je nach Instrument kann dies beispielsweise Anpassungen der Rahmenbedingungen für netzseitige Steuerungseingriffe oder der Netzentgeltsystematik erfordern. Erst wenn die hierdurch erschlossene Flexibilität mit hinreichender Verlässlichkeit zur Verfügung steht, kann ihre Wirkung auch bei der Netzdimensionierung berücksichtigt werden.

Die folgenden fünf Reformimpulse beziehen sich auf die jeweils untersuchte Ausgestaltung, nicht auf das Instrument als solches. Insbesondere ist die Analyse regulatorischer Fragestellungen im Rahmen der Anreizregulierung (ARegV), etwa der Kapitalverzinsung oder möglicher Synergieeffekte zwischen den Verteilnetzbetreibern, nicht Gegenstand der Studie und damit nicht Bestandteil der nachfolgenden Reformimpulse.

1. **Regulatorische Instrumente müssen den langfristigen Übergang zu lastgeprägten Engpässen antizipieren.** Der maßgebliche Ausbautreiber verschiebt sich langfristig zunehmend von der Einspeise- zur Lastseite. Einspeiseseitige Instrumente bleiben dabei relevant, können den zunehmend durch hohe Lasten bestimmten Ausbaubedarf jedoch nur begrenzt reduzieren. Regulatorische Ansätze zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs sollten daher nicht allein auf die derzeit vielfach im Fokus stehenden einspeiseseitigen Engpässe ausgerichtet werden, sondern verstärkt auch die netzdienliche Nutzung lastseitiger Flexibilität ermöglichen. Hierfür sollten bestehende Instrumente weiterentwickelt und dort geeignete Mechanismen etabliert werden, wo entsprechende Möglichkeiten bislang fehlen. Da die hierfür erforderlichen Instrumente zunächst regulatorisch weiterentwickelt und anschließend in den Planungs- und Betriebsprozessen der Netzbetreiber umgesetzt werden müssen, besteht ein erheblicher zeitlicher Vorlauf. Die

notwendigen Rahmenbedingungen sollten daher frühzeitig geschaffen werden, damit insbesondere die mit zunehmend lastbedingtem Ausbaubedarf an Bedeutung gewinnenden lastseitigen Flexibilitäten rechtzeitig und verlässlich in der Netzplanung berücksichtigt werden können.

2. **Auch zeitlich verlagerter Netzausbau sollte als Nutzen einspeiseseitiger Maßnahmen berücksichtigt werden.** Die untersuchten einspeiseseitigen Maßnahmen können den Netzausbaubedarf deutlich reduzieren, unterscheiden sich jedoch in ihrer zeitlichen Wirkung. Bei *Co-Location*-Speichern und Überbauung liegt ein wesentlicher Nutzen darin, einspeisebedingten Ausbaubedarf insbesondere kurz- und mittelfristig zu reduzieren und erforderliche Investitionen zeitlich zu verlagern. Die dynamische Spitzenkappung setzt demgegenüber gezielt an tatsächlich engpasswirksamen Einspeisespitzen an und kann dadurch auch langfristig Ausbaumaßnahmen vermeiden. Mit der zunehmenden Verschiebung des Ausbaubedarfs auf die Lastseite nimmt die Bedeutung rein einspeiseseitiger Maßnahmen insgesamt jedoch ab. Die Regulierung sollte deshalb neben dauerhaft vermiedenen Investitionen auch den Wert zeitlich verschobener Investitionen berücksichtigen, sofern notwendige spätere Ausbaumaßnahmen planerisch abgesichert bleiben.
3. **Zielgenau auf die tatsächliche Engpasssituation ausgerichtete Instrumente können die Flexibilität effizienter nutzen als pauschale Vorgaben.** Die Ergebnisse zur dynamischen Spitzenkappung zeigen, dass engpassabhängige Eingriffe den Netzausbaubedarf deutlich reduzieren können. Entscheidend ist, dass Flexibilität gezielt in den Situationen und an den Orten eingesetzt wird, in denen sie tatsächlich zur Entlastung eines Engpasses beiträgt. Räumlich oder zeitlich pauschale Vorgaben können diese lokalen Netzsituationen dagegen nur eingeschränkt abbilden und dadurch vorhandene Flexibilität weniger zielgerichtet aktivieren. Mit einer stärkeren Ausrichtung auf die tatsächliche Engpasssituation steigen zugleich die Anforderungen an die Beobachtbarkeit der Netze sowie an die Verfügbarkeit der für eine zielgerichtete Aktivierung erforderlichen Informationen. Der weitere Ausbau der hierfür erforderlichen technischen und digitalen Infrastruktur ist daher eine wesentliche Voraussetzung für die praktische Umsetzung solcher Instrumente. Flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements, FCA) ermöglichen es, die am Netzanschlusspunkt zulässige Einspeise- oder Entnahmeleistung statisch oder zeitpunktabhängig zu begrenzen, und sind im EEG und EnWG regulatorisch verankert. FCA stellen dabei keine eigenständige netztechnische Maßnahme dar, sondern können als regulatorisch-vertragliches Instrument zur Umsetzung unterschiedlicher Flexibilitäts- und Anschlusskonzepte dienen. So können sie insbesondere einen Rahmen für Maßnahmen wie die Überbauung oder die gemeinsame Nutzung begrenzter Anschlusskapazitäten schaffen. Die Ergebnisse der Untersuchung liefern damit zugleich Hinweise für die Ausgestaltung solcher Vereinbarungen. Während bereits eine statische Begrenzung der Anschlussleistung, wie bei der untersuchten Überbauung, erhebliche Netzausbaupotenziale erschließen kann, zeigt die dynamische Spitzenkappung, dass eine stärkere Ausrichtung auf die tatsächliche Engpasssituation die erforderlichen Eingriffe in die Einspeisung reduzieren kann.
4. **Eine begrenzte, aber dauerhaft zulässige netzorientierte Steuerung kann Netzausbau wirksam reduzieren.** Die heutige netzorientierte Steuerung im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG ist als Ultima-Ratio-Instrument ausgestaltet und entbindet Netzbetreiber bei dauerhaft bestehenden Engpässen **nicht** von der Verpflichtung zum Netzausbau. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Weiterentwicklung zu einem dauerhaft nutzbaren, aber hinsichtlich Eingriffshäufigkeit und intensität begrenzten Steuerungsmechanismus einen erheblichen Teil des lastbedingten Netzausbaus vermeiden kann. Bereits bei einer Begrenzung der maximalen Dauer eines zusammenhängenden Eingriffs auf zwei bis vier Stunden erschließt die Steuerungsmöglichkeit ein erhebliches Einsparpotenzial. Dabei wird der Leistungsbezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Eingriffsfall lediglich reduziert und nicht vollständig unterbrochen, sodass eine Mindestleistung weiterhin verfügbar bleibt. Die tatsächlich erforderlichen Eingriffe fallen dabei in vielen kritischen Situationen

deutlich kürzer aus. Der regulatorische Rahmen sollte einen begrenzten Netzbetreibereingriff dauerhaft als Planungsinstrument zulassen. Seltene Lastspitzen, die innerhalb verbindlicher Grenzen für Häufigkeit, Dauer und Intensität von Eingriffen zuverlässig beherrscht werden können, sollten keinen automatischen Netzausbau auslösen. Damit könnte durch den Mechanismus nicht nur Zeit für den Ausbau gewonnen, sondern ein Teil des allein für wenige Belastungsspitzen erforderlichen Netzausbaus dauerhaft vermieden werden. Bei regelmäßigem Steuerungsbedarf, einer Überschreitung des zulässigen Eingriffskontingents oder einer nicht gesicherten Engpassbehebung müsste dagegen weiterhin eine Ausbauverpflichtung greifen. Eine ähnliche Grundlogik auf der Einspeiseseite verfolgt die im aktuellen Entwurf des Netzanschlusspakets aufgegriffene systemdienliche Anschlussleistung (SAL). Während die zuvor betrachtete Weiterentwicklung des § 14a EnWG auf steuerbare Lasten in der Niederspannung abzielt, betrifft die SAL die Netzanschlussleistung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Dabei soll nicht jede selten auftretende Einspeisespitze uneingeschränkt netzdimensionierend wirken; Leistung oberhalb der maßgeblichen Anschlussleistung kann beispielsweise durch eine Kombination mit Speichern anderweitig genutzt werden. Trotz des unterschiedlichen Anwendungsbereichs besteht damit eine Parallele zu dem zuvor untersuchten Steuerungsmechanismus: In beiden Fällen muss eine selten auftretende, netzdimensionierende Leistungsspitze nicht vollständig durch Netzausbau abgebildet werden, wenn ihre Begrenzung im Engpassfall verlässlich sichergestellt werden kann. Die Ergebnisse der Untersuchung geben daher auch Hinweise auf die mögliche netzseitige Wirkung einer SAL, ohne dass deren konkrete Ausgestaltung im Rahmen der Untersuchung betrachtet wurde.

5. **Dynamische Netzentgelte müssen ausreichend differenziert ausgestaltet werden, um ein nennenswertes Einsparpotenzial zu erschließen. Sie sollten gezielt für die Anwendungsfälle weiterentwickelt werden, in denen sowohl netzseitige als auch gesamtwirtschaftliche Vorteile zu erwarten sind.** Das untersuchte, aus der Hochspannung abgeleitete Preissignal bewirkt im Fall einer uniformen Weiterreichung an unterlagerte Netzebenen zwar einen reduzierten hochspannungsseitigen Ausbaubedarf, verursacht zugleich jedoch erheblichen zusätzlichen Ausbaubedarf in der Mittelspannung. Dynamische Netzentgelte sollten deshalb nicht allein anhand ihrer Wirkung auf die signalgebende Netzebene bewertet werden. Bei einer spannungsebenenübergreifenden Anwendung ist sicherzustellen, dass die ausgelöste Flexibilitätsreaktion Engpässe in unterlagerten Netzen nicht verschärft. Hierfür wird neben einer hinreichend starken räumlichen Differenzierung ein Koordinationsmechanismus zwischen den Netzebenen etwa in Form der bereits an anderer Stelle vorgeschlagenen Top-down-Kaskadierung benötigt. Soweit dies nicht wirksam umsetzbar ist, kommt alternativ eine Begrenzung des Kreises adressierter Flexibilitäten in Betracht, mit Auswirkungen auf das nutzbare Einsparpotenzial. Darüber hinaus ist eine netzseitige Entlastungswirkung nicht automatisch mit einem positiven gesamtwirtschaftlichen Nutzen gleichzusetzen. Andere Untersuchungen zeigen, dass dieser je nach Ausgestaltung und Rahmenbedingungen gering ausfallen oder auch negativ sein kann. Vor einer breiten Einführung sollte daher vertieft untersucht werden, für welche Anwendungsfälle und Ausgestaltungen dynamische Netzentgelte unter Berücksichtigung sowohl der Netzwirkungen als auch der Rückwirkungen auf den marktpreisbasierten Flexibilitätseinsatz einen ausreichend hohen gesamtwirtschaftlichen Mehrwert erzielen können.

7 Fazit

Die Untersuchung zeigt, dass ein kosteneffizienter Verteilnetzausbau weder durch konventionellen Netzausbau allein noch durch einzelne innovative Maßnahmen erreicht werden kann. Vielmehr können die Nutzung von Flexibilität, eine höhere Ausnutzung bestehender Infrastruktur und gezielte Eingriffe in netzdimensionierende Belastungssituationen in Kombination miteinander den erforderlichen Ausbau deutlich reduzieren oder zeitlich verlagern. Besondere Potenziale zeigen sich dabei sowohl bei der Weiterentwicklung bestehender Instrumente – etwa einer dauerhaft planerisch nutzbaren, begrenzten netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG – als auch bei neuen Ansätzen wie räumlich und netzzustandsabhängig ausgestalteten dynamischen Netzentgelten. Die orientierende Zusammenführung der jeweils wirksamsten untersuchten Maßnahmen verdeutlicht die Größenordnung dieses Potenzials: Gegenüber Ausbaukosten von rund 248 Mrd. Euro bis zum Jahr 2045 im Szenario *konvAusbau* reduzieren sich die Kosten in dieser orientierenden Zusammenführung auf rund 182 Mrd. Euro. Dies entspricht einer Reduktion um rund 66 Mrd. Euro beziehungsweise 27 Prozent. In den davorliegenden Stützjahren reduzieren die jeweils wirksamsten einspeiseseitigen Maßnahmen die zusammengeführten Ausbaukosten bis 2030 von 35,0 auf 24,5 Mrd. Euro und damit um 10,5 Mrd. Euro beziehungsweise 30 Prozent. Bis 2035 sinken die Ausbaukosten bei Anwendung der Maßnahmen von 87,5 auf 72,1 Mrd. Euro, was einer Reduktion um 15,4 Mrd. Euro beziehungsweise rund 18 Prozent entspricht. Dabei handelt es sich nicht um das Ergebnis eines gemeinsam optimierten Maßnahmenportfolios. Vielmehr werden für die orientierende Zusammenführung jeweils die Einsparungen der wirksamsten untersuchten Einzelmaßnahme angesetzt, da sich die Wirkungen verschiedener Maßnahmen auf dieselben Engpässe überlagern können und daher nicht ohne Weiteres addierbar sind. Zusätzliche Einsparpotenziale aus der Kombination von Maßnahmen mit unterschiedlichen Wirkungsrichtungen oder an unterschiedlichen Engpässen sind nicht berücksichtigt, sodass die ausgewiesenen Einsparungen als orientierende untere Abschätzung des insgesamt erschließbaren Kostensenkungspotenzials zu verstehen sind. Weiter beziehen sich die ausgewiesenen Einsparungen dabei auf die netzseitigen Ausbaukosten; zusätzliche volkswirtschaftliche Wirkungen der Maßnahmen, etwa durch abgeregelte Erzeugung oder eine gegenüber dem Marktoptimum veränderte Nutzung von Flexibilität, sind darin nicht enthalten und können sich zwischen den Maßnahmen deutlich unterscheiden. Aus den Untersuchungen lassen sich sieben übergreifende Kernbotschaften ableiten:

1. **Netzausbau bleibt erforderlich – und der Ausbaubedarf nimmt bis 2045 weiter deutlich zu.** Keine der untersuchten Maßnahmen ersetzt den physischen Netzausbau vollständig. Flexibilitäts- und Betriebsmaßnahmen können dessen Umfang reduzieren oder notwendige Investitionen zeitlich verlagern, ändern aber nichts an der grundsätzlichen Notwendigkeit eines erheblichen Netzausbaus.
2. **Gezielt netzorientiert eingesetzte Flexibilität kann den notwendigen Netzausbau erheblich reduzieren oder zeitlich verlagern, wenn ihre Verfügbarkeit im relevanten Engpassfall hinreichend verlässlich ist.** Entscheidend ist nicht das grundsätzlich vorhandene Flexibilitätspotenzial, sondern der Anteil, dessen Verfügbarkeit und netzentlastende Wirkung hinreichend sicher prognostiziert oder durch geeignete Mechanismen abgesichert werden kann. Erst dann kann Flexibilität auch bei der Netzdimensionierung belastbar berücksichtigt werden.
3. **Eine zeitliche Verlagerung des Netzausbaus kann kurzfristig erheblich entlasten, erfordert aber eine vorausschauende Ausbauplanung.** Maßnahmen, die kurzfristig zusätzliche Netzkapazität erschließen oder den Ausbaudruck reduzieren, können Investitions- und Umsetzungsbedarf in spätere Jahre verlagern und zugleich Möglichkeiten eröffnen, erforderliche Verstärkungen zu größeren und effizienter umsetzbaren Maßnahmen zu bündeln. Eine solche Verlagerung muss jedoch nicht in jeder Hinsicht vorteilhaft sein: Werden zunächst vermiedene Ausbaumaßnahmen später erforderlich, können

sie in Zeiträume fallen, in denen ohnehin ein hoher Investitions- und Umsetzungsbedarf besteht. Zeitlich verlagerter und dauerhaft vermiedener Netzausbau sind daher klar zu unterscheiden.

4. **Mit dem Fortschreiten der Energiewende verschiebt sich der Ausbaubedarf zunehmend von der Einspeise- auf die Lastseite – und damit verändert sich auch die Wirksamkeit der untersuchten Maßnahmen im Zeitverlauf.** Während zunächst insbesondere die Integration Erneuerbarer Energien den Netzausbau prägt, gewinnen mit dem Hochlauf von Wärmepumpen, Elektromobilität sowie (Groß-) Speichern und Rechenzentren lastbedingte Belastungssituationen zunehmend an Bedeutung. Bis 2035 können daher insbesondere einspeiseseitige Maßnahmen wie Überbauung und *Co-Location* sowie eine höhere Ausnutzung bestehender Infrastruktur den Ausbaubedarf deutlich reduzieren oder zeitlich verlagern. Im Zeitraum von 2035 bis 2045 nimmt ihre zusätzliche Wirkung mit der zunehmenden Lastdominanz ab und zuvor vermiedener Ausbau muss teilweise nachgeholt werden. Demgegenüber gewinnen lastseitige und gezielt engpassabhängige Maßnahmen, insbesondere eine dauerhaft planerisch nutzbare netzorientierte Steuerung sowie entsprechend ausgestaltete dynamische Netzentgelte, im Zeitverlauf an Bedeutung. Die dynamische Spitzenkappung nimmt dabei eine Zwischenstellung ein: Als einspeiseseitige Maßnahme adressiert sie zwar nicht den zunehmend lastgetriebenen Ausbaubedarf, kann aufgrund ihrer gezielten Ausrichtung auf tatsächlich netzdimensionierende Einspeisespitzen jedoch auch langfristig Ausbaumaßnahmen vermeiden.
5. **Kosteneffizienter Netzausbau erfordert ein Portfolio komplementärer Maßnahmen statt eines einzelnen Instruments.** Die untersuchten Ansätze erfüllen unterschiedliche Funktionen: Sie können Netzausbau dauerhaft reduzieren, zeitlich verlagern, zusätzliche Kapazität aus der bestehenden Infrastruktur erschließen oder in geeigneten Einzelfällen konventionelle Ausbaumaßnahmen substituieren. Welche Maßnahmen besonders geeignet sind, hängt von Spannungsebene, Engpassursache, Netzsituation und betrachtetem Zeithorizont ab. Ergänzend können Maßnahmen wie eine verbesserte Beobachtbarkeit der Netze, eine stärkere Standardisierung von Betriebsmitteln oder kostengünstigere Ausbauvarianten dazu beitragen, die vorhandene Infrastruktur effizienter zu nutzen, Ausbauprozesse zu beschleunigen oder die Kosten des verbleibenden Netzausbaus zu senken. Aktuell diskutierte Instrumente wie flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) oder eine systemdienliche Anschlussleistung (SAL) können dabei einen regulatorischen beziehungsweise vertraglichen Rahmen bilden, um einzelne der untersuchten Wirkmechanismen – insbesondere eine Begrenzung oder Flexibilisierung der netzdimensionierenden Anschlussleistung – praktisch umzusetzen.
6. **Je stärker Flexibilität in die Netzplanung eingeht, desto wichtiger werden eine zielgenaue Ausrichtung auf die tatsächliche Engpasssituation, Verlässlichkeit und die Koordination zwischen den Spannungsebenen.** Die Entlastung einer einzelnen Netzebene ist nicht automatisch mit einer Reduktion des gesamten Netzausbaubedarfs und diese wiederum nicht automatisch mit einem gesamtwirtschaftlichen Vorteil gleichzusetzen. Rück- und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Spannungsebenen als auch mit dem preisorientierten Einsatz der Flexibilitäten müssen deshalb bei der Ausgestaltung und Bewertung von Flexibilitätsmaßnahmen berücksichtigt werden. Ziel sollte sein, Flexibilität dort und zu den Zeitpunkten einzusetzen, an denen sie tatsächlich netzentlastend wirkt, ohne dadurch zusätzliche engpasstreibende Belastungen in anderen Netzebenen oder unverhältnismäßige gesamtwirtschaftliche Nachteile hervorzurufen.
7. **Die zusätzlichen Anforderungen an Planung und Betrieb lohnen sich: Ein kosteneffizienterer Netzausbau kann erhebliche Investitionen vermeiden oder zeitlich verlagern.** Die Ergebnisse zeigen, dass innovative Planungs-, Betriebs- und Flexibilitätsansätze den erforderlichen Netzausbau in relevantem Umfang reduzieren können. Das erschließbare Potenzial ist groß genug, um ihre systematische Weiterentwicklung und praktische Umsetzung zu rechtfertigen. Entscheidend ist, die Maßnahmen nicht als Ersatz für Netzausbau zu verstehen, sondern als Instrumente, mit denen der verbleibende Ausbau gezielter, effizienter und besser über die Zeit verteilt werden kann.

8 Anhang

8.1 Netz- und Energiesystem-modellierung

Dieses Kapitel ergänzt den Methodikteil (vergleiche Kapitel 2) der Studie um die Beschreibung der detaillierten Umsetzung der Netz- und Energiesystemmodellierung. Beschrieben wird, wie die Verteilnetze der Netzebenen 3 bis 7 über charakteristische Typnetze abgebildet, mit szenarioabhängigen Lasten, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt und anschließend auf Regionen beziehungsweise Deutschland hochgerechnet werden. Die Modellierung folgt einer Bottom-up-Logik: Die Ergebnisse nachgelagerter Netzebenen werden in die vorgelagerten Netzebenen überführt und dort um direkt angeschlossene Anlagen und Verbraucher ergänzt.

Niederspannung und Umspannebene Mittel-/Niederspannung: Netzebenen 6 und 7

Die Abbildung der Niederspannung folgt der in der Vorstudien entwickelten Methodik zur Modellierung, Belegung und Hochrechnung charakteristischer Niederspannungsnetze (Agora Energiewende 2023), (Weiß 2025). Die grundsätzliche Methodik wird auch in dieser Studie beibehalten, aktualisiert werden die zugrunde liegende Gebäudedatenbasis sowie die Szenario-Annahmen zu Lasten, Erzeugung und Flexibilitäten (Übertragungsnetzbetreiber 2025). Das übergeordnete Ziel der Modellierung der Niederspannung ist auch in dieser Studie, die heterogene Struktur des deutschen Niederspannungsnetzes in einer handhabbaren Zahl charakteristischer Topologien abzubilden und diese mit regionalisierten Annahmen zum Hochlauf von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Heimspeichern zu verknüpfen.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden charakteristische Niederspannungsnetze mit Gebäuden, Verbrauchern, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt und über den Gebäudebestand auf Deutschland hochgerechnet. Die Methodik verbindet damit eine netztechnische Abbildung der Niederspannung mit einer szenariobasierten Fortschreibung der lokalen Energiesysteme.

Die verwendeten Niederspannungstopologien basieren auf einem Typisierungsansatz, der typische Unterschiede der Ortsnetze anhand weniger zentraler Strukturmerkmale beschreibt. Für die Typisierung wurden drei zentrale Merkmale herangezogen:

- der mittlere Abstand der Netzanschlusspunkte als Metrik für die Versorgungsfläche,
- die Zahl der Wohn-/Gewerbeeinheiten je Netzanschlusspunkt als Metrik für die Charakteristik der Kubatur (Urbanisierungsgrad) und
- die Trafoleistung je Netzanschlusspunkt als Metrik für die Versorgungsaufgabe.

Eine detaillierte Beschreibung des Clusterprozesses, der Validierung und der Modellierung der charakteristischen Netze erfolgt in (FfE 2024) und (Weiß 2025).

Für jedes charakteristische Niederspannungsnetz wird in jedem betrachteten Stützjahr ein lokales Energiesystem modelliert. Dieses umfasst die in den jeweiligen Netzanschlusspunkten verorteten Gebäude sowie die dort zugeordneten unflexiblen Lasten, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten. Grundlage ist ein georeferenzierter Gebäudebestand, aus dem relevante Gebäudeeigenschaften wie Gebäudetyp, Nutzung, Anzahl der Wohn- und Gewerbeeinheiten sowie Eignung für einzelne Technologien abgeleitet werden.[29] Die Zuordnung berücksichtigt sowohl Wohngebäude als auch Gebäude mit gewerblicher Nutzung. Die Gebäude werden szenarioabhängig mit Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt. Dazu zählen insbesondere

29 Datengrundlage: Datengrundlage und methodische Aufbereitung des georeferenzierten Gebäudebestands (Weiß 2025) sowie Agora Energiewende und FfE (2023) (Agora Energiewende 2023). Die Gebäudegeometrien basieren auf Daten von OpenStreetMap-Mitwirkenden, veröffentlicht unter der Open Data Commons Open Database License (ODbL).

Photovoltaik-Dachanlagen, Wärmepumpen, stationäre Heimspeicher sowie private und gewerblich genutzte Elektrofahrzeuge. Dadurch entsteht für jedes betrachtete Stützjahr ein im Szenario konsistenter Bestand aus Gebäuden, Verbrauchern, Erzeugern und Flexibilitäten, der als Grundlage der Lastflussberechnung dient.

Die Last- und Einspeiseprofile der einzelnen Gebäude ergeben sich aus der Kombination klassischer Haushalts- beziehungsweise Gewerbelasten, Photovoltaik-Erzeugung und dem Betrieb der zugeordneten Flexibilitäten. Dabei werden unterschiedliche Betriebsweisen berücksichtigt, etwa Eigenverbrauchsoptimierung, dynamische Stromtarife, Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen oder der temperaturoptimierte Betrieb von Wärmepumpen. Für Flexibilitäten, deren Betrieb von mehreren Einflussgrößen abhängt, wird auf Ebene der Hausanschlüsse jeweils eine rollierende Optimierung vorgenommen, vergleichbar mit einem Home-Energie-Management-System (HEMS). Somit gehen nicht nur installierte Leistungen, sondern auch zeitliche Nutzungsmuster optimiert in die Netzsimulation ein.

Die Zuordnung der Flexibilitäten zu Gebäuden erfolgt probabilistisch, auf Basis eines deterministischen Punktesystems, das die Eignung eines jeden Gebäudes in einem Netzgebiet und Stützjahr für einzelne Flexibilität bewertet. Kleine Wohngebäude, insbesondere Ein- und Zweifamilienhäuser, weisen typischerweise eine hohe Eignung für Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Heimspeicher und private Ladepunkte auf. Größere Mehrfamilienhäuser oder gemischt genutzte Gebäude erhalten aufgrund komplexerer Eigentums-, Anschluss- und Messstrukturen je nach Technologie niedrigere Eignungswerte. Das System berücksichtigt neben dem Gebäudetyp auch bereits zugeordnete Assets. Ein vorhandenes Photovoltaiksystem erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass zusätzlich ein Heimspeicher, eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug mit Eigenverbrauchsoptimierung zugeordnet wird. Umgekehrt kann eine vorhandene Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug die Eignung für eine Photovoltaikanlage erhöhen, da zusätzlicher Stromverbrauch den Eigenverbrauch attraktiver macht. Dadurch wird im Modell abgebildet, dass sich die Technologien in der Realität gegenseitig begünstigen können. Dieses Vorgehen ermöglicht eine realitätsnahe Streuung der Flexibilitäten innerhalb der Niederspannungsnetze.

Die Zuordnung der Flexibilitäten erfolgt über die betrachteten Stützjahre hinweg konsistent. Ausgangspunkt ist der Gebäudebestand im Basisszenario; anschließend werden entsprechend der Szenarioannahmen zusätzliche Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Speicher verteilt. Bereits installierte Assets bleiben in den folgenden Stützjahren erhalten und beeinflussen die Wahrscheinlichkeit weiterer Installationen. Dadurch entwickeln sich Gebäude und Netze über die Zeit nachvollziehbar weiter. Zudem werden technologische und gebäudeseitige Entwicklungen berücksichtigt. Dazu zählen unter anderem die energetische Sanierung von Gebäuden, Veränderungen im Heizwärmebedarf, technologische Fortschritte bei Elektrofahrzeugen sowie die zunehmende Bedeutung von Eigenverbrauchsoptimierung und dynamischen Stromtarifen. Auf dieser Grundlage werden für jedes Stützjahr zeitlich aufgelöste Last- und Einspeiseprofile erzeugt, die anschließend in der Netzsimulation verwendet werden.

Da die reale zukünftige Verteilung von Flexibilitäten innerhalb einzelner Niederspannungsnetze nicht bestimmbar ist, wird für die charakteristischen Netze ein *Monte-Carlo*-Ansatz verwendet. Dabei werden mehrere Belegungen derselben Netztopologie erzeugt, indem Gebäude und Assets entsprechend der beschriebenen Punktelogik wiederholt zufallsbasiert verteilt werden. Jede Ziehung bildet eine mögliche Ausprägung desselben Netzes im gleichen Szenario ab. Dieser Ansatz ist insbesondere für charakteristische Typnetze relevant, weil sie nicht ein konkretes reales Ortsnetz, sondern eine Gruppe ähnlicher Netze repräsentieren. Durch die wiederholte zufallsbasierte Belegung wird die Streuung möglicher Gebäudekonfigurationen, Flexibilitäten-Verteilungen und daraus resultierender Lastflüsse abgebildet. Die Ergebnisse der Simulationen werden statistisch bewertet, damit nicht einzelne Zufallskonfigurationen, sondern robuste Muster typischer Netzbelastungen und Ausbaubedarfe in die Hochrechnung eingehen (FfE 2021).

Die erzeugten Gebäudebelegungen und Zeitreihen werden in der Netzsimulation verwendet. Für jedes charakteristische Niederspannungsnetz werden Lastflüsse über den betrachteten Zeitraum berechnet. Dabei werden Spannungsgrenzen, Leitungsauslastungen und Transformatorauslastungen ausgewertet. Werden Grenzwerte in den unverstärkten Netzen überschritten, wird daraus ein Ausbau- beziehungsweise Anpassungsbedarf abgeleitet. Die Simulation unterscheidet zwischen Engpässen in Niederspannungsleitungen und Engpässen am Ortsnetztransformator. Zusätzlich wird zwischen lastseitigen und einspeiseseitigen Situationen differenziert. Dadurch kann bewertet werden, ob Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene durch neue Verbrauchsanlagen, durch Photovoltaik-Einspeisung oder durch das flexible Zusammenspiel beider Effekte entsteht. Die resultierenden Lastgänge an den Ortsnetzstationen bilden die Schnittstelle zur vorgelagerten Mittelspannungsebene.

Die Hochrechnung der Niederspannungsergebnisse erfolgt über den Gebäudebestand. Dazu werden Gebäude anhand ihrer Eigenschaften und regionalen Einordnung geeigneten charakteristischen Niederspannungsnetzen zugeordnet. Der Netzanschlusspunkt wird dabei näherungsweise über das angeschlossene Gebäude repräsentiert. Deutschland wird hierfür in regionale Strukturklassen unterteilt (vergleiche Abbildung 3), etwa ländliche, vorstädtische und städtische Räume. Diese Einteilung trägt der Tatsache Rechnung, dass Gebäudestruktur, Anschlussdichte, Photovoltaik-Potenziale und Flexibilitätsdurchdringung regional stark variieren. Ländliche Räume weisen typischerweise größere Gebäude- und Dachflächen, geringere Anschlussdichten und längere Netzstrukturen auf, wohingegen städtische Räume stärker verdichtet sind und eine größere Kubatur aufweisen. Für jedes charakteristische Niederspannungsnetz wird bestimmt, welche Anzahl und Struktur von Gebäuden es repräsentiert. Die Simulationsergebnisse der Typnetze werden anschließend über diese Gewichtung auf Deutschland hochgerechnet.

Die gewählte Methodik ist darauf ausgelegt, typische Belastungsmuster und Ausbaubedarfe der Niederspannung regional differenziert zu bewerten. Sie ist nicht dafür vorgesehen, die konkrete Situation eines einzelnen realen Ortsnetzes abzubilden. Aussagen zu einzelnen Ortsnetzen lassen sich daraus nicht ableiten. Die Stärke des Ansatzes liegt in der konsistenten Hochrechnung. Durch die Verbindung typischer Niederspannungsnetze mit einem holistischen Gebäudebestand, regionalisierten Szenarioannahmen und zeitreihenbasierter Netzsimulation entsteht ein belastbares Bild typischer Netzausbaubedarfe in der Niederspannung.

Mittelspannung und Umspannebene Hoch-/Mittelspannung: Netzebenen 4 und 5

Die Mittelspannung ist die Verbindungsebene zwischen lokalen Niederspannungsnetzen und der übergeordneten Hochspannung. Sie nimmt Einspeisung aus dezentralen Anlagen auf, verteilt Lasten aus den Ortsnetzen und bündelt regionale Versorgungsaufgaben. Damit ist sie besonders relevant für die Frage, ob Entlastungen auch in vorgelagerten Netzebenen wirken.

Für die Abbildung der Mittelspannungsebene (Netzebenen 4 und 5) wird über einen mehrstufigen Clusterprozess eine Auswahl von 30 charakteristischen Mittelspannungsnetzen getroffen. Grundlage sind circa 3.600 synthetische Mittelspannungsnetze aus dem open-source ding0-Datensatzes des Rainer-Lemoine-Institutes (RLI 2017, RLI 2018). Die Auswahl erfolgte mehrstufig, wobei die Netze zunächst nach regionalen Strukturklassen (ländlich, vorstädtisch, städtisch) sowie grundtopologischen Merkmalen geclustert wurden. Anschließend wurde die Netzauswahl anhand weiterer Strukturmerkmale verdichtet und wurden 30 repräsentative Mittelspannungstypnetze abgeleitet, jeweils zehn je regionaler Strukturklasse. Erwartete charakteristische Unterschiede dieser typischen Mittelspannungsstrukturen werden aus dem Vergleich der räumlichen Dimensionen einer ländlichen gegenüber einer städtischen Topologie deutlich: Große ländliche Versorgungsgebiete werden typischerweise über weit verzweigte Mittelspannungsnetze mit langen Leitungsstrecken und geringerer Anschlussdichte erschlossen, während (inner-) städtische Netze deutlich kompakter ausfallen

und höhere Lasten auf kleinerer Fläche bündeln. Damit unterscheiden sich nicht nur die räumlichen Dimensionen, sondern auch die netztechnischen Herausforderungen: In ländlichen Netzen prägen häufig Leitungslängen und Einspeisung die Engpässe, während in städtischen Strukturen die hochverdichtete Last-Bündelung vieler Verbraucher an wenigen Netzabschnitten relevant wird.

Die Auswahl der Typnetze ist auf den Anwendungsfall der Studie ausgerichtet: Entscheidend ist, dass die Typnetze die für die Hochrechnung relevanten Kenngrößen wie Netzlängen, Abgänge und nachgelagerte Transformatoren plausibel repräsentieren. Einzelne Extremnetze werden herausgefiltert und die Masse der Mittelspannungsnetze stabil abgebildet. Insgesamt stellen sie einen handhabbaren Kompromiss aus regionaler Differenzierung, struktureller Vielfalt und rechnerischer Skalierbarkeit dar.

Die Netzbelastung in der Mittelspannung wird primär durch zwei Faktoren geprägt: Den Lastgang der unterlagerten Niederspannungsortsnetze und den in der Mittelspannung angeschlossenen Lasten und Erzeugern. Den Mittelspannungsnetzen werden je nach Region (ländlich, städtisch und vorstädtisch) jeweils die zugehörigen modellierten Niederspannungsnetze zugeordnet. Die Anzahl an Mittel-/Niederspannungsabgängen aus der Ableitung der charakteristischen Mittelspannungstypnetze und die auf Deutschland hochgerechneten Niederspannungstypnetze müssen sinnvoll gematcht werden, wobei sich aus der Modellierung ein übersättigtes System ergab. Es gibt mehr modellierte Niederspannungstypnetze als Mittel-/Niederspannungsabgänge in den Mittelspannungstopologien. Zu diesem Zweck werden die Mittel-/Niederspannungsabgänge je Mittelspannungstypnetz einem Benchmarking unterzogen und hinsichtlich der Anzahl an zugeordneten Niederspannungsanschlussobjekten aus dem Originaldatensatz bewertet. Auf Basis dieser Bewertung wird dann ein Matching vollzogen und werden die Niederspannungstypnetze den Mittel-/Niederspannungsabgängen zugeordnet. Diese Methode gewährleistet einerseits Konsistenz zwischen den Spannungsebenen, andererseits auch eine priorisierte Zuordnung der Niederspannungslast entsprechend der Aufnahmefähigkeit des oberlagerten Mittelspannungsnetzes. Die anteilige Verteilung der Niederspannungstypnetze bleibt über die Mittelspannungstypnetze entsprechend der zugeordneten Regionen gleich. Die unterschiedlichen Mittelspannungstypnetze werden abschließend zufällig den unterschiedlich dafür geeigneten Mittel-/Niederspannungsabgängen zugeordnet.

Die daraus resultierenden 30 Basis-Topologien für die Mittelspannung inklusive der Belegung mit Niederspannungsnetzen dient als Grundlage für die Verteilung der Flexibilitäten in der Mittelspannung. Um die innerhalb einer Strukturklasse bestehenden Unterschiede in der Einspeiseprägung abzubilden, werden für jede der 30 Basis-Topologien drei Belegungsvarianten mit niedriger, mittlerer und hoher Photovoltaik-Freiflächenleistung gebildet. Hierzu werden jeweils alle durch ein Typnetz repräsentierten Netze anhand ihrer für 2045 regionalisierten Photovoltaik-Freiflächenleistung in drei Gruppen unterteilt: Netze bis zum 20-Prozent-Quantil bilden die Variante mit niedriger Photovoltaik-Prägung, Netze zwischen dem 20-Prozent- und dem 80-Prozent-Quantil die mittlere Variante und Netze oberhalb des 80-Prozent-Quantils die Variante mit hoher Photovoltaik-Prägung. Die Asset-Belegung der jeweiligen Typnetzvariante wird anschließend aus den Mittelwerten der repräsentierten Netze abgeleitet. Die drei Varianten unterscheiden sich dabei nicht nur hinsichtlich der Photovoltaik-Freiflächenleistung, sondern bilden jeweils die mittlere Belegung aller betrachteten Assets innerhalb der entsprechenden Netzgruppe ab.

Die Regionalisierung von Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen basiert auf den im Projekt TransHyDE entwickelten Verteilungen auf NUTS-3 Ebene (FfE 2024a). Großwärmepumpen werden entsprechend der für den Netzentwicklungsplan entwickelten Methode verteilt (FfE 2025). Die Verteilung elektrifizierter Logistikdepots stützt sich auf Auswertungen der Lkw-Bestände je Landkreis aus dem FfE-Tool Detect (FfE 2025a). Großbatteriespeicher werden in Abhängigkeit von der regional installierten Leistung Erneuerbarer Energien auf die Mittelspannungsnetze verteilt. Auf diese Weise entstehen für jedes Mittelspannungstypnetz

drei konsistente Belegungsvarianten, die sowohl die strukturellen Eigenschaften der repräsentierten Netze als auch deren unterschiedliche Prägung durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen und weitere direkt angeschlossene Assets berücksichtigen.

Nach Belegung mit allen Assets wurde für den Status quo (2025) eine Simulation durchgeführt und wurden anschließend die im geringen Umfang auftretenden Engpässe durch konventionellen Netzausbau gelöst. Die anschließenden Simulationen basieren auf den im Status quo ausgebauten Topologien und verlaufen vergleichbar denen in der Niederspannungsebene. Für jedes Stützjahr werden für jedes Asset die Lastgänge in Abhängigkeit aller relevanten Rahmenbedingungen erzeugt und bottom-up den Knoten zugeordnet, woraus sich durch Kopplung mit der Netztopologie jeweils ein lokales Energiesystem ergibt, welches dann mittels Lastflussberechnungen in viertelstundenscharfer Auflösung gelöst wird. Die resultierenden Netzzustände werden im Anschluss bewertet und der notwendige Netzausbaubedarf kalkuliert. Die Mittelspannungstopologien werden zwar mit den Lastgängen aus der Niederspannungsebene belegt, aber die Berechnung der Lastflüsse in der Mittelspannung (Netzebene 4 und 5) findet entkoppelt von den anderen Spannungsebenen statt – dynamische Rückkopplungseffekte über die Spannungsebenen hinweg werden nicht berücksichtigt. Für jedes analysierte Szenario, Stützjahr und jede Sensitivität in Form der innovativen Maßnahmen resultieren somit 90 Jahreslastgänge (oberspannungsseitig am Umspannwerk), welche nach entsprechender Repräsentanz der 30 Mittelspannungstypnetze auf Deutschland hochgerechnet und den Mittel-/Niederspannungsabgängen der Hochspannungsnetze zugeordnet werden.

Hochspannung: Netzebene 3

Die Hochspannungsebene übernimmt im Verteilnetz die regionale Bündelung von Last- und Einspeiseleistungen sowie die Anbindung an das Übertragungsnetz. Im Vergleich zur Mittel- und insbesondere zur Niederspannung gibt es signifikant weniger Hochspannungsnetze. Diese haben je nach Eigenschaften des Versorgungsgebiet aber charakteristische Strukturen und Eigenschaften. Unterschiede ergeben sich insbesondere hinsichtlich der Versorgungsaufgabe, der Netzgröße, der Topologie sowie der regionalen Prägung durch Verbrauch oder erneuerbare Erzeugung. Eine belastbare deutschlandweite Abbildung erfordert daher eine Auswahl repräsentativer Hochspannungsnetze, welche die wesentlichen Strukturmerkmale der deutschen 110-kV-Netze möglichst vollständig abdeckt.

Hierzu wurden insgesamt sechs Hochspannungstypnetze aufgebaut. Vier davon basieren auf realitätsnahen Netzstrukturen unterschiedlicher Größe und regionaler Ausprägung aus verschiedenen Teilen Deutschlands, die charakteristische Strukturen und deren typische Bandbreite bereits gut abdecken. Ergänzend wurden zwei synthetische Netze aus dem *SimBench*-Projekt verwendet, um die in der Praxis existierende Bandbreite der Netze noch besser abdecken zu können. Insgesamt umfasst der Typnetzsatz damit zwei überwiegend städtische, zwei ländliche sowie zwei Netze mit Übergangscharakter zwischen urbanen und ländlichen Versorgungsräumen.

Neben der Siedlungsstruktur unterscheiden sich die Netze in der Praxis hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe und der Einspeisestruktur. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden die sechs betrachteten Typnetze, die sich hinsichtlich ihrer Grundstruktur unterscheiden, weiter nach Versorgungsaufgabe mit Blick auf die Erzeugung Erneuerbarer Energien subdifferenziert. Es werden sowohl Photovoltaik-dominierte Netze, wie sie typischerweise in süddeutschen Regionen auftreten, als auch windgeprägte Netze norddeutscher Prägung sowie Netze mit einer ausgewogenen Mischung verschiedener Erzeugungstechnologien betrachtet, in dem die Durchdringung der sechs Grundtypen mit Technologien zur Erzeugung Erneuerbarer Energien variiert werden. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass die Durchdringung mit Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien sich insbesondere zwischen städtischen und den weiteren Netzen stark unterscheidet. Dadurch werden insgesamt die wesentlichen netzausbautreibenden Strukturmerkmale der Hochspannungsebene hinsichtlich Last- und Einspeiseverhalten abgebildet.

Die Typnetze werden anschließend entsprechend der jeweiligen Szenarioannahmen mit den originär an der Hochspannung angeschlossenen Lasten, Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten belegt. Hierzu zählen insbesondere Wind- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Industrieanschlüsse sowie Großbatteriespeicher. Zusätzlich werden die aus den unterlagerten Mittelspannungsnetzen aggregierten Last- und Einspeisezeitreihen über die Hoch-/Mittelspannungsumspannwerke in die Hochspannungsmodelle eingebunden. Dadurch werden sowohl die originären Entwicklungen der Hochspannungsebene als auch die Rückwirkungen der unterlagerten Netzebenen konsistent in den zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen, die zur Ermittlung der Netzauslastungen und des daraus abgeleiteten Ausbaubedarfs genutzt werden, berücksichtigt.

Die Typnetze sowie der je betrachtetem Szenario ermittelte Netzausbaubedarf werden anschließend über geeignete Skalierungsfaktoren auf das Bundesgebiet hochgerechnet. Die Skalierung erfolgt so, dass die wesentlichen Strukturgrößen des deutschen Hochspannungsnetzes, insbesondere die gesamte Leitungslänge sowie die Anzahl der Höhere-/Hoch- und Hoch-/Mittelspannungsumspannwerke, mit den veröffentlichten Kennzahlen der BDEW-Netzstatistik in guter Näherung reproduziert werden. Auf diese Weise entsteht eine konsistente Modellbasis, die einerseits die strukturelle Vielfalt der deutschen Hochspannungsnetze berücksichtigt und andererseits eine belastbare Hochrechnung der Simulationsergebnisse auf Deutschland ermöglicht.

Modellierung der Lastgänge und Betriebsweisen

Für flexible Verbraucher in der Mittel- und Hochspannung werden neben den technischen Restriktionen Strompreis- und Netzentgeltsignale bei der Bestimmung der Lastgänge berücksichtigt. Für Kunden mit registrierender Leistungsmessung wird dabei anstelle des bisherigen Leistungs- und Arbeitspreissystems ein an AgNes orientierter Kapazitätspreisansatz angenommen (BNetzA 2026). Innerhalb der gebuchten Netzanschlusskapazität fällt ein vergleichsweise niedriger Arbeitspreis an, während Leistungsbezüge oberhalb dieser Kapazität mit einem deutlich höheren Arbeitspreis belegt werden. Dadurch entsteht ein Anreiz zur Begrenzung der benötigten Anschlusskapazität, ohne die zeitliche Flexibilität der Verbraucher zu stark einzuschränken. Kapazitäts- und Arbeitspreise werden unter Berücksichtigung der Vorgaben des AgNes-Festlegungsentwurfs so kalibriert, dass für historische Lastgänge möglichst vergleichbare Netzentgeltzahlungen wie im bisherigen Entgeltsystem resultieren. Als Datengrundlage dienen hierfür industrielle Lastprofile aus (Tiemann 2024).

Die Lastgänge der Großwärmepumpen werden aus dem regionalen Wärmebedarf der unterlagerten Niederspannungsnetze abgeleitet. Ausgehend von der installierten Wärmepumpenleistung wird auf Basis der thermischen Lastgänge der Haushalte ein zeitlich aufgelöster Wärmebedarf bestimmt. Die elektrische Leistungsaufnahme wird anschließend unter Berücksichtigung des Kapazitätspreises, des dynamischen Stromtarifs und der jeweiligen Leistungszahl optimiert. Die Leistungszahl wird dabei in Abhängigkeit von der Außentemperatur, dem Gütegrad sowie einer an den Wärmebedarf angepassten Vorlauftemperatur des Wärmenetzes bestimmt.

Für elektrifizierte Lkw werden Fahrprofile und Energieverbräuche mit CHAMPPy (Charging and Mobility Profiles in Python) modelliert (Biedenbach 2026). Aus den resultierenden Mobilitäts- und Energiebedarfen werden anschließend kostenoptimierte Ladelastgänge abgeleitet, die sowohl dynamische Strompreise als auch den Kapazitätspreis berücksichtigen.

Konventionelle Netzausbaumaßnahmen

Die in den Netzsimulationen ermittelten Ausbaumaßnahmen werden über spezifische Kostenansätze monetarisiert. Berücksichtigt werden die unmittelbar mit dem netzdimensionierenden Ausbau verbundenen Betriebsmittel-, Bau- und Montagekosten. Die Kostenansätze unterscheiden zwischen Transformatoren, Stationen und Kabelmaßnahmen der jeweiligen Spannungsebene. Reine Ersatzinvestitionen, Rückbau und Altlastenentsorgung sowie weitere, nicht durch zusätzliche Netzbelastungen ausgelöste Investitionen sind nicht enthalten.

Spezifische Kostenansätze für konventionellen Netzausbau in Tsd. Euro — Tabelle 4

Kategorie	Maßnahme/Betriebsmittel	2030	2035	2045
Transformatoren MS/NS	400 kVA	20,0	22,1	26,9
Transformatoren MS/NS	630 kVA	25,0	27,6	33,6
Transformatoren MS/NS	1.000 kVA	35,0	38,6	47,1
Transformatoren HS/MS	25 MVA	1.500,0	1.656,1	2.018,8
Transformatoren HS/MS	40 MVA	2.000,0	2.208,2	2.691,7
Transformatoren HS/MS	63 MVA	2.500,0	2.760,2	3.364,7
Transformatoren HS/MS	80 MVA	3.000,0	3.312,2	4.037,6
Montage/Digitalisierung	Transformator-Montage	10,0	11,0	13,5
Montage/Digitalisierung	regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	7,5	8,3	10,1
Montage/Digitalisierung	Nachrüstung zur digitalen Ortsnetzstation	12,0	13,2	16,2
Stationsneubau	Ortsnetzstation MS/NS	130,0	143,5	175,0
Stationsneubau	Umspannwerk HS/MS	16.000,0	17.665,3	21.533,9
Kategorie	**Maßnahme/Betriebsmittel in Tsd. Euro je km**	**2030**	**2035**	**2045**
Kabel Niederspannung	Material (je km)	25,0	27,6	33,6
Kabel Niederspannung	Verlegung (je km)	125,0	138,0	168,2
Kabel Mittelspannung	Material (je km)	42,0	46,4	56,5
Kabel Mittelspannung	Verlegung (je km)	158,0	174,4	212,6
Freileitung Hochspannung	Material + Verlegung (je km)	1.400,0	1.545,7	1.884,2
Kabel Hochspannung	Material + Verlegung (je km)	2.800,0	3.091,4	3.768,4

FfE / Consentec (2026)

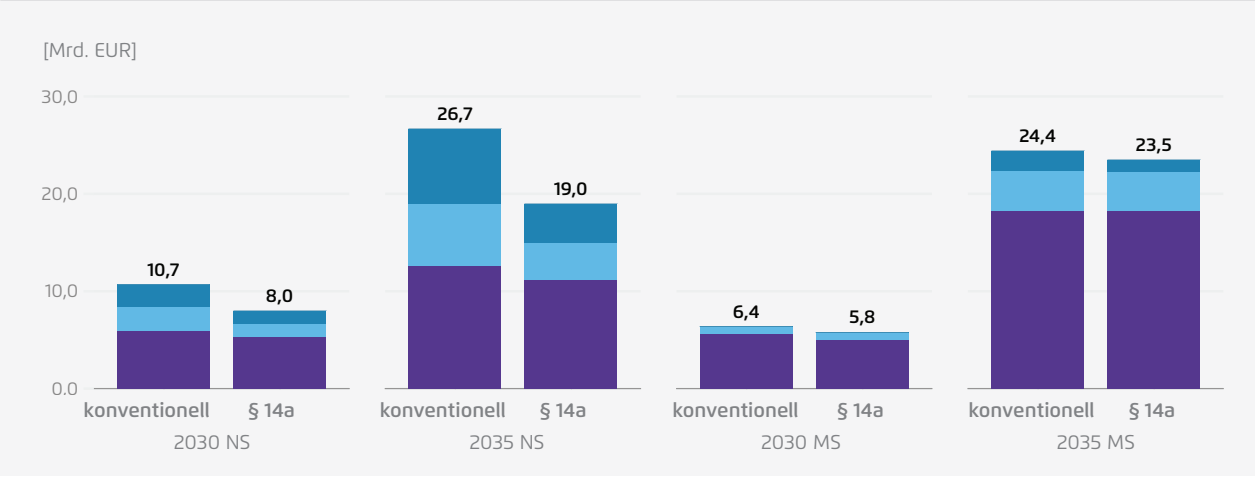
Das Basisjahr der Kostenbewertung ist 2025. Für Maßnahmen, die in späteren Stützjahren umgesetzt werden, werden die spezifischen Kosten zusätzlich zur allgemeinen Preisentwicklung mit einer ausbauspezifischen realen Kosteneskalation von zwei Prozent pro Jahr fortgeschrieben. Damit werden strukturelle Knappheiten bei Netzkomponenten sowie bei Planungs-, Tiefbau- und Montagekapazitäten abgebildet. Die Annahme ist kein prognostizierter Marktpreisindex, sondern ein einheitlicher Modellparameter für die langfristige reale Verteuerung des Netzausbaus.

Für das Stützjahr 2030 werden die Kostenansätze des Basisjahres 2025 verwendet. Für 2035 werden sie um fünf Jahre und für 2045 um 15 Jahre eskaliert. Daraus ergeben sich gegenüber 2025 Kostenfaktoren von 1,104 beziehungsweise 1,346. Die Tabelle 4 dokumentiert die daraus resultierenden spezifischen Kostenansätze.

Die Gesamtkosten einer Maßnahme ergeben sich aus der in der Netzsimulation bestimmten Anzahl beziehungsweise Länge der auszubauenden Betriebsmittel und dem für das jeweilige Stützjahr geltenden spezifischen Kostenansatz. Bei Kabelmaßnahmen werden Material- und Verlegungskosten addiert. Bei Stationsmaßnahmen werden Stationsneubau, Transformator und – soweit einschlägig – Montage beziehungsweise technische Nachrüstung getrennt bewertet. Auf diese Weise bleiben sowohl die physische Ausbaumenge als auch die zugrunde gelegte Preisentwicklung nachvollziehbar.

Die Fortschreibung mit zwei Prozent pro Jahr bildet einen langfristigen strukturellen Knappheitsaufschlag ab, der aufgrund verschiedener Faktoren abgeleitet wurde und in Relation zur Kostensteigerung der vergangenen Jahre tendenziell als konservative Annahme einzuordnen ist. Hintergrund sind der international gleichzeitig steigende Netzausbaubedarf, lange Vorlaufzeiten für zusätzliche Fertigungs- und

Verschiebungspotenzial des Netzausbaus in der Nieder- und Mittelspannung durch das Dimmen nach § 14a EnWG bis 2030/2035* → Abb. A.1



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Baukapazitäten, der wachsende Rohstoffbedarf sowie Engpässe bei Planungs- und Fachkräften. Kurzfristig beobachtete Preissteigerungen einzelner Komponenten werden damit nicht fortgeschrieben; vielmehr wird unterstellt, dass Kapazitätsausbau, Substitution, Recycling und Produktivitätsfortschritte den Preisdruck teilweise begrenzen.

8.2 Modellierung und Simulation der Steuerung nach § 14a EnWG

Die Steuerung nach § 14a EnWG wird als netzorientierter Eingriff bei einer festgestellten Überlastung im jeweiligen Niederspannungsnetz modelliert. In diesem Fall wird die Leistungsaufnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen schrittweise reduziert. Die drei Abregelungsstufen entsprechen einem Drittel, zwei Dritteln und der vollständigen Ausschöpfung des jeweils verfügbaren Reduktionspotenzials zwischen der aktuellen Leistungsaufnahme und der zulässigen Mindestleistung. Für Ladeeinrichtungen wird dabei eine Mindestleistung von 4,2 kW angesetzt und bei nicht modular steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, insbesondere Wärmepumpen, beträgt die Mindestleistung 40 Prozent der installierten Leistung. Nach Beseitigung der Überlastung wird die Leistungsbegrenzung stufenweise wieder aufgehoben.

In der Modellierung wird nur die Variante der Steuerung des gesamten Netzanschlusspunktes betrachtet („SteuHA"). Die Variante der Steuerung einzelner Verbrauchseinheiten („SteuVE") wird in den Simulationen nicht berücksichtigt.[30] Bei der Steuerung des Netzanschlusspunktes wird unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren eine zulässige Gesamtleistung bestimmt, innerhalb derer ein Energiemanagementsystem die verfügbaren Leistungen auf die angeschlossenen Anlagen verteilen kann. Die aus der Steuerung resultierenden Lastprofile werden anschließend erneut in der Lastflussrechnung berücksichtigt. Dadurch wird sowohl die unmittelbare Entlastung der Betriebsmittel im betroffenen Niederspannungsnetz als auch die reduzierte Summenlast in den vorgelagerten Netzebenen abgebildet.

Abbildung A.1 zeigt, in welchem Umfang die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG den bis 2030 beziehungsweise 2035 erforderlichen Netzausbau in

30 Ergebnisse detaillierter früherer Analysen zeigen, dass die flächendeckende Steuerung nach Variante „SteuVE" einen deutlich stärker netzentlastenden Effekt hat (Weiß 2025). Da die Entscheidung der Abschaltvariante beim Letztverbraucher liegt und die Variante „SteuHA" im einfamilienhausgeprägten Deutschland im Regelfall mit weniger Komforteinbußen einhergeht, wird davon ausgegangen, dass diese Variante klar dominieren wird.

der Nieder- und Mittelspannung verschieben kann.[31] In der Niederspannung liegen die bis zum jeweiligen Stützjahr anfallenden Ausbaukosten bei Anwendung der Steuerung im Jahr 2030 um 2,7 Mrd. Euro und im Jahr 2035 um 7,7 Mrd. Euro unter dem Szenario *konvAusbau*. In der Mittelspannung beträgt die Differenz 0,6 beziehungsweise 0,9 Mrd. Euro. Insgesamt können damit bis 2030 zunächst 3,3 Mrd. Euro und bis 2035 rund 8,6 Mrd. Euro an Ausbauinvestitionen zeitlich verschoben werden.

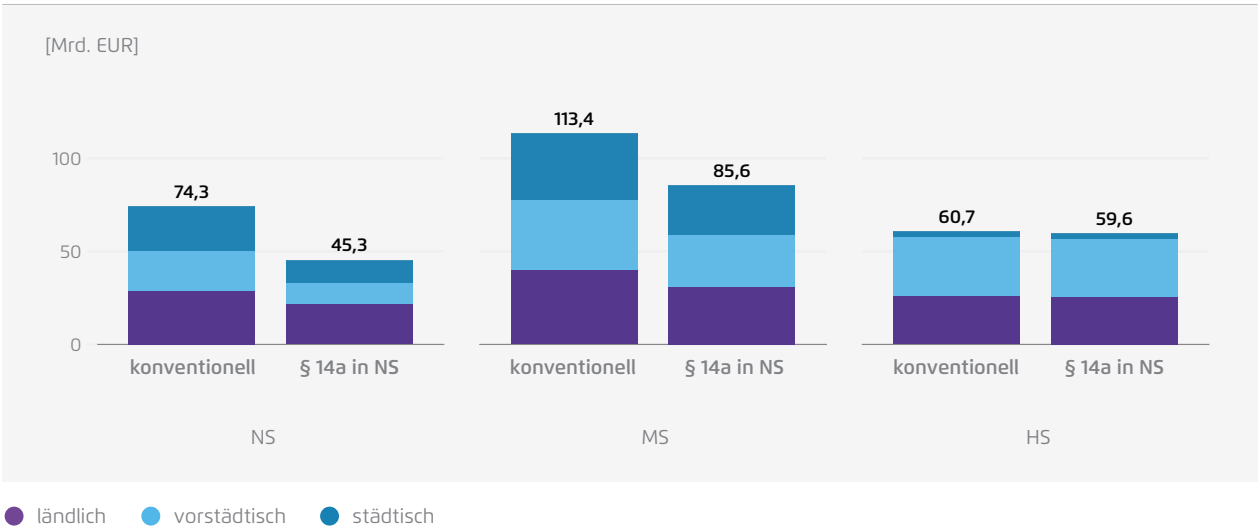
Die gegenüber den unterlagerten Spannungsebenen geringe Wirkung ist insbesondere auf die starke Durchmischung der aus den Niederspannungsnetzen aggregierten Lastgänge zurückzuführen. Lokale Lastspitzen und deren durch § 14a bewirkte Reduktion fallen daher nur teilweise mit den für die Hochspannung maßgeblichen Höchstlastzeitpunkten zusammen. Zudem wird die Belastung der Hochspannungsnetze zunehmend durch weitere Lasten, beispielsweise aus Industrie, Rechenzentren oder Speichern, bestimmt, deren Verbrauchsverhalten durch § 14a nicht beeinflusst wird. Der Anteil der durch den Mechanismus beeinflussbaren Last an der Gesamtbelastung fällt in der Hochspannung somit geringer aus.

Von allen untersuchten Maßnahmen adressiert die Steuerung nach § 14a EnWG den langfristig dominierenden Ausbautreiber am direktesten: die lastbedingten Engpässe. Dadurch nimmt die Wirksamkeit der Steuerung im Zeitverlauf zu und beschränkt sich nicht auf die Niederspannung, sondern entfaltet über die aggregierten Lastwirkungen auch in den vorgelagerten Netzebenen eine netzentlastende Wirkung. Abbildung A.2 stellt die Niederspannungsausbaukosten bei flächendeckendem §-14a-Einsatz den Kosten im Szenario *konvAusbau* gegenüber, differenziert nach ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen. Gegenüber dem Szenario *konvAusbau* resultieren in allen Stützjahren reduzierte Netzausbaukosten. Die relative Entlastung erreicht im Zieljahr ihren höchsten Wert (2030: -17 Prozent; 2035: -22 Prozent; 2045: -37 Prozent), wobei sich die Wirkung am stärksten im lastgeprägten vorstädtischen bis städtischen Niederspannungsnetzen entfaltet.

31 Auf eine Darstellung der Hochspannung wird verzichtet, da die bereits in der Mittelspannung geringe Wirkung in der Hochspannung in den betrachteten Stützjahren nahezu nicht mehr wahrnehmbar ist.

Vergleich der hypothetisch minimal resultierenden Ausbaukosten bis 2045 beim Einsatz des Dimmens nach § 14a EnWG in der Niederspannung gegenüber dem konventionellen Ausbau-Szenario*

→ Abb. A.2



FfE/Consentec (2026). Anmerkung: *reale Werte

Die Unterschiede in der Entlastungswirkung zwischen den Spannungsebenen sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Steuerung unmittelbar an den lastseitigen Verursachern in der Niederspannung ansetzt. Die Mittel- und Hochspannung sind ausschließlich mittelbar über die aggregierten Lasten der nachgelagerten Ortsnetze betroffen. In den frühen Stützjahren ist der mittelspannungsseitige Ausbaubedarf noch überwiegend einspeisegetrieben, sodass die Maßnahme dort nur begrenzt wirkt, während der hochspannungsseitige Ausbaubedarf nahezu unverändert bleibt. Mit dem Hochlauf von Wärmepumpen und Elektromobilität verschiebt sich der maßgebliche Ausbautreiber jedoch zunehmend zur Lastseite und damit in den unmittelbaren Wirkbereich des Mechanismus. Dies führt dazu, dass die Steuerung im Zieljahr 2045 über alle Strukturklassen und Spannungsebenen hinweg eine entlastende Wirkung entfaltet. Ursächlich hierfür ist, dass die langfristig maßgeblichen Gleichzeitigkeiten flexibler Verbraucher zunehmend durch Witterung und dynamische Preissignale geprägt werden und damit unabhängig von Netztopologie und Spannungsebene auftreten.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Steuerung nach § 14a EnWG lastbedingte Engpässe in der Niederspannung wirksam begrenzen kann. In ihrer heutigen Ausgestaltung ist sie jedoch als Ultima-Ratio-Instrument angelegt und ermöglicht weitreichende Eingriffe, die aus Sicht der Verbraucher langfristig zu restriktiv sind. Zugleich kann die Steuerung einen technisch zwingend erforderlichen Mindestausbau nicht ersetzen, weshalb die Netze auch bei Nutzung der verfügbaren Flexibilität ausreichend dimensioniert sein müssen, um eine verlässliche Versorgung sicherzustellen. Die in Kapitel 4.2.6 beschriebene Weiterentwicklung setzt daher zwischen diesen beiden Polen an. Sie verbindet einen gesicherten Mindestausbau mit einer zielgenaueren und zeitlich begrenzten Steuerung für seltene Lastspitzen.

Literatur

Agora Energiewende (2023): Agora Energiewende; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*. Berlin: Agora Energiewende, 2023. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf

Agora Think Tanks (2024): *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.* Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf

Agora Energiewende (2025): *Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen.* Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/stromnetzentgelte-gut-und-guenstig

Agora Energiewende, RAP, Fim (2025): Agora Energiewende, RAP, Fim (2025): *Industrielle Energieflexibilität ermöglichen.* Verfügbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19_DE_IND_Reform_Industrielle_Netzentgelte/Praesentation_Reform_industrielle_Netzentgelte_15012025_01.pdf

Agora Energiewende (2026): Agora Energiewende, Deloitte (2026): *Value and enablers of data centre flexibility in Europe*. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Partnerpublikationen/2026/Value_and_Enablers_of_Data_Centre_Flexibility_in_Europe/2026_Value_and_Enablers_of_Data_Centre_Flexibility_in_Europe_-_Deloitte_and_Agora.pdf

BET, EWI (2025): BET Consulting GmbH; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH: *Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode*. Aachen und Köln, 2025. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Veröffentlicht im September 2025. Verfügbar über: https://www.bet-consulting.de/pressemeldungen/monitoringbericht-zur-energiewende

BNetzA (2025): Bundesnetzagentur: *Update: Verteilernetze bis 2045*. Bonn: Bundesnetzagentur, 2025. Veröffentlicht auf SMARD am 31. März 2025. Verfügbar unter: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544/update-verteilernetze-bis-2045

BNetzA (2026): Bundesnetzagentur, *Entwurf der Festlegung zur allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom* („AgNes") vom 6. August 2026. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/FL-Entwurf_DE_DL_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Consentec (2024): Consentec im Auftrag des BDEW: *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom*. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf

Consentec, PWC (2025): Consentec, PWC: *Effiziente Netztransformation: Stärkung der Energiewendekompetenz durch Leistungs-Skalierungs-Elemente (LSE) für eine nachhaltige Energiezukunft*, Gutachten im Auftrag der E.ON SE. Verfügbar unter: https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/politics/de/gutachten/20250829-gutachten-modell-energiewendekompetenz.pdf

Consentec (2026): *Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik im Auftrag der Bundesnetzagentur*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Gutachten_FL-Entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=4

ef.Ruhr (2024): Probst, F.; Wagner, C.; Greve, M.; Ashour Novirdoust, A.; Willers, P.; Reinecke, A.; Kienscherf, P. A.: *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*. Dortmund und Köln: ef.Ruhr GmbH und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, 2024. Im Auftrag der Netze-Gesellschaft Südwest mbH. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf

FfE (2021): Weiß, A.; Reinhard, J.; Müller, M.: *Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen*, in: Proceedings der 12. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2021. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/09/Analyse-methodischer-Modellierungsansaetze-im-Kontext-von-Verteilnetzsimulationen.pdf

FfE (2024): Weiß, A.; Wendlinger, E.; Hecker, M.; Praktiknjo, A.: *Determination, Evaluation, and Validation of Representative Low-Voltage Distribution Grid Clusters*, in: Energies 2024, *17*, 4433. Verfügbar unter: https://doi.org/10.3390/en17174433

FfE (2024a): Kigle, S. et al. (2025): *TransHyDE-Sys: An Integrated Systemic Approach for Analyzing and Supporting the Transformation of Energy Systems and Hydrogen Infrastructure Development*, in: Energy Technology, Vol. 13, No. 1, 2400828. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1002/ente.202400828

FfE (2025): Limmer, T. et al. (2025): *Regionalisierung Gebäudewärme – Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland*. Abschlussbericht im Auftrag von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München, veröffentlicht am 31. Juli 2025

FfE (2025a): Ebner, M. (2025): *Datenlücken schließen durch Machine-Learning-Methoden am Beispiel Nutzfahrzeugelektrifizierung*, in: Tagungsband *Zukünftige Stromnetze* 2025, Berlin, 2025

Übertragungsnetzbetreiber (2025): 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025). Endfassung.* Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, 2025

IMK (2024): Bauermann, T.; Kaczmarczyk, P.; Krebs, T.: *Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe*. IMK Study Nr. 97. Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung, Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung, 2024. Verfügbar unter: https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009011

Jooß (2025): Jooß, N.; Müller, C.; Weiß, A.: *Grid Fees in Transition: Variable Grid Fees as a Tool for Distribution Grid Congestion Management?*, in: Proceedings of the Tagung Zukünftige Stromnetze 2025, Band 2, 2025. Verfügbar unter: DOI: 10.52825/zukunftsnetz.v2i.2598

LFS (2024): Dröscher, T.; Ladermann, A.; Maurer, C.; Tersteegen, B.; Wertenbruch, M.; Willemsen, S.: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Orientierungsszenarien. Modul Stromnetze*. Aachen: Consentec GmbH, 2024. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Veröffentlicht am 16. Oktober 2024. Verfügbar unter: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_045_Stromnetze_20241016.pdf

RLI (2017): Amme, J.; Pleßmann, G.; Bühler, J.; Hülk, L.; Kötter, E.; Schwägerl, P.: *Distribution grid data generated by DINGO*. Version 3. Zenodo, 2017. Verfügbar unter: DOI: 10.5281/zenodo.890479

RLI (2018): Amme, J.; Pleßmann, G.; Bühler, J.; Hülk, L.; Kötter, E.; Schwaegerl, P.: *The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems*, in: Journal of Physics: Conference Series, Band 977, 2018, Artikel 012007. Verfügbar unter DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012007

Weiß (2025): Weiß, A.: *Grid Integration of Flexibilities – Utilizing the Low-Voltage Distribution Grids Limit Capacities to Postpone the Required Expansion*. Ph.D. Thesis, Technical University of Munich, Munich, Germany, 2025. Verfügbar unter: https://mediatum.ub.tum.de/1780954 (accessed on 21 July 2026)

FfE (2026): Kern, Timo: *Die FfE Strompreisprognose*. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/service/strompreisprognose/. (Abruf im September 2026); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2026

FfE (2026A): ISAaR – *Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung*. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/tools/isaar/. (Abruf am 6. Oktober 2026); München: FfE, 2026

NEON (2026): Neon Neue Energieökonomik GmbH: Dynamische Netzentgelte für Batterien im Verteilnetz. Studie im Auftrag von E.ON, EWE Netz, green flexibility und enspired, Berlin, Sep. 2026

Tiemann (2024): Tiemann, P. H. (2024). *5359 industrial VEA load profiles* (Version ^1.0) [Dataset]. Zenodo. Verfügbar unter: https://doi.org/10.5281/zenodo.13734730

Biedenbach (2026): Biedenbach, F.; Preis, V.; Godin, D.: *CHAMPPy – Charging and Mobility Profiles in Python*. FfE, 2026. Verfügbar unter: https://github.com/ffe-munich/CHAMPPy# (Abruf im September 2026)

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Vom Hausdach in den Strommarkt
Wirtschaftlichkeit und Marktintegration von PV-Kleinanlagen

Chancen für resiliente Energieinfrastruktur vor Ort nutzen
Referentenentwurf zur Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie: Einordnung und Handlungsbedarf

Mit Wind und Sonne unabhängig von Gas und Öl werden
Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Investitionssicherheit erhalten und Kosteneffizienz der Energiewende steigern

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen 2025 sowie Ausblick auf 2026

Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge
Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze?

Effiziente Energiewende
Vier Hebel für Resilienz und Klimaschutz

Soziale Wärmewende
Wie Wohngebäude sozialverträglich klimaneutral werden

Stromnetzentgelte – gut und günstig
Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen

Factsheet Investitionen für den Klimaschutz
Eine Einordnung zur öffentlichen Mittelverwendung

Erneuerbare Energien senken Strompreise unabhängig von der Nachfrage
Eine Analyse der Effekte des geplanten Ausbaus von Wind- und Solarenergie bis 2030 auf die Strompreise sowie der Auswirkungen auf die Förderkosten über das EEG-Konto

Factsheet EU-Klimaziele
Eine Einordnung zur europäischen Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation)

Lokale Strompreise
Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

How modern grids stay stable: a global project showcase
Grid-forming and other stability projects from around the world, showcasing real-world experiences and lessons for power system planning

Renewable Energy Policy Framework: Power
A diagnostic tool to assess policy and regulatory barriers for solar and wind power deployment

How Europe's carbon market can boost clean investment
Design options for the 2026 EU ETS Review

Harnessing biomass for a resilient Europe
An optimised path for energy and materials in the post-2030 framework

Five enablers for a coal-to-clean energy transition in Southeast Asia
A bottom-up approach for a just transformation

Kazakhstan's readiness for renewable energy integration at scale
Assessing the role of flexible coal-fired power plants and other flexibility enablers

Cross-border power system integration in Central Asia
Insights from the PyPSA-SPICE Central Asia model

China's energy transition and climate status report 2026
From scaling renewables to governing carbon

Reforming power purchase agreements for flexible coal power
A focus on South and Southeast Asian power systems

Everything you always wanted to know about flexibility
Discover why flexibility is essential for modern electricity systems, how flexibility services and solutions balance supply and demand, and why scaling up flexibility is key to unlocking the full benefits of wind and solar

Everything you always wanted to know about battery storage
Battery energy storage is expanding rapidly worldwide, supporting renewable energy growth and grid flexibility. Explore key concepts, economics and deployment trends

Powering Europe's industry
Competitiveness, electrification and the role of electricity prices

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende
Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende
Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektorat/Lektorat: Berit Sörensen
Satz: Theo Becker | Elser Druck GmbH
Titelfoto: Adobe Stock | Tatiana Kim

437/12-S-2026/DE
Version 1.0, Oktober 2026

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.