



Kostenanstieg in den Stromverteilnetzen dämpfen

Ansätze und Maßnahmen by VDE ETG

Empfohlene Zitierweise

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
Kostenanstieg in den Stromverteilnetzen dämpfen – Ansätze und Maßnahmen by VDE ETG,
VDE Impuls, Offenbach am Main, März 2026

Dieses VDE Impulspapier ist Arbeitsergebnis des Fachbereichs V2 „Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“.

Kernautoren

Christian Gerbes, MVV-Netze
Hon. Prof. Dr.-Ing. Heinrich Hoppe-Oehl, Bergische Universität Wuppertal
Dr. Martin Kleimaier, Leiter ETG Fachbereich V1
Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen
Dr.-Ing. Johannes Schmiesing, Avacon Netz GmbH
Dr.-Ing. Björn Uhlemeyer, BMU Energy Consulting GmbH
Dr. rer. nat. Sebastian Wende-von Berg, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Erweiterter Autor:innenkreis:

Klaus Engelbertz
Apl. Prof. Dr.-Ing. Ulf Häger, Technische Universität Dortmund
Dr. Uwe Kaltenborn, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
Dr.-Ing. Denis Mende, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystem-technik IEE
Elmar Metten, Stromnetz Berlin GmbH
Prof. Dr.-Ing. Ivana Mladenovic, Technische Hochschule Nürnberg
Univ. Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, Universität Duisburg-Essen

Vorbemerkung

VDE Impulspapiere geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der jeweiligen Arbeitsgruppen wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg

Layout und redaktionelle Unterstützung: Köster Kommunikation

Bilder: Titelseite links © Negro Elkha/stock.adobe.com,
Titelseite rechts © ARVD73/stock.adobe.com, Seite 4 © Gina Sanders / Fotolia

Redaktionsschluss: März 2026

Inhalt

Management Summary	4
1. Einleitung	5
1.1 Zusammenhang zwischen Netzentgelten und Netzkosten.....	5
1.2 Netzkosten als Betrachtungsgegenstand.....	6
2. Treiber der Netzkosten und ihre Entwicklung	7
2.1 Kostenfaktoren der Transformation.....	7
2.1.1 Erforderlicher Netzausbau	7
2.1.2 Digitalisierung	8
2.2 Weitere Kostenfaktoren.....	9
2.2.1 Geschwindigkeit der Transformation.....	9
2.2.2 Steigender Verwaltungs- und Planungsaufwand	9
2.2.3 Baukostenentwicklung	9
3. Handlungsoptionen zur Dämpfung der Netzkostensteigerung	10
3.1 Innovative Alternativen zur besseren Nutzung von Kapazitäten.....	11
3.1.1 Planungs- und auslegungsfokussierte Ansätze.....	11
3.1.2 Betriebsfokussierte Ansätze.....	13
3.2 Allokation und Zeitverhalten von Kundenanlagen und Lasten.....	14
3.2.1 Allokation	14
3.2.2 Zeitverhalten.....	15
3.2.3 Wesentlichkeit der identifizierten Handlungsoptionen.....	16
4. Fazit	17
5. Literaturverzeichnis	19

Management Summary

Das Impulspapier befasst sich mit der beobachteten und weiter erwartbaren Steigerung der Stromverteilnetzkosten¹ als einen zentralen Treiber der Stromnetzentgelte² in Deutschland. Es diskutiert geeignete Maßnahmen, um die zunehmende Kostenbelastung langfristig zu dämpfen.

Grundlegend für unsere Betrachtung sind drei Themenfelder:

1. Die absehbare Entwicklung der Netzkosten und deren zentrale Ursachen
2. Planerische und betriebliche Maßnahmen zur Kostendämpfung auf Seiten der Netzbetreiber
3. Maßnahmen zur Kostendämpfung durch Standortwahl (Allokation) und zeitliches Nutzungsverhalten von Personen und Unternehmen mit Netzanschluss (Netzanschlussnehmende)

Ziel dieses Papiers ist es, einen Beitrag zu einer kostenverträglichen Transformation unseres Energiesystems zu leisten, ohne Abstriche bei dessen hoher und wertvoller Zuverlässigkeit zu machen.³ Konkret bedeutet das: Die Netzkosten werden in den kommenden Jahren weiter steigen, doch nach unseren Überlegungen lässt sich die Dynamik dieses Anstiegs durchaus verringern. Voraussetzungen dafür sind Anpassungen etablierter Vorgehensweisen, sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch der Netzanschlussnehmenden. Insbesondere die folgenden technischen und planerischen Maßnahmen bieten hierbei aus unserer Sicht wirksame Hebel, um die steigenden Netzkosten zu dämpfen:

- Eine effizientere und digitalisierte Betriebsführung
- Gezielte technologische Innovationen in Planung und Betrieb
- Eine intelligent gesteuerte Netzplanung und -entwicklung, bei der Anschlussentscheidungen konsequent am bestehenden Netzbestand und dessen Auslastung ausgerichtet werden

Mit diesem Impulspapier grenzen wir uns bewusst von Subventionsforderungen einerseits sowie den geplanten Modifikationen im System der Anreizregulierung und den darin abgebildeten Marktmechanismen andererseits ab, ohne diese inhaltlich in Frage zu stellen.

Die Netzkosten werden in den kommenden Jahren weiter steigen – die Dynamik lässt sich aber durchaus verringern.



1 Wegen der vielfach grundsätzlich anderen Vorgehensweisen beschränkt sich das Impulspapier nur auf die Stromverteilnetze, wissend, dass die Stromübertragungsnetze einen sowohl technisch als auch kostenseitig integralen Bestandteil des Elektroenergiesystems darstellen.

2 Die Netzentgeltbildung selbst ist kein Gegenstand unseres Impulspapiers.

3 Damit steht das Impulspapier bewusst in inhaltlicher Übereinstimmung mit dem sogenannten „Monitoringbericht des BMWE“ vom September 2025 (EWI & BET 2025: „Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode“, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE)), insbesondere mit dessen Kapitel 6 „Handlungsoptionen“.

1. Einleitung

Das Impulspapier zielt darauf ab, das sogenannte energiepolitische Dreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit⁴ und Umweltverträglichkeit zu wahren und damit dem Mehrfachoptimierungsgebot des § 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gerecht zu werden. Hintergrund ist der erreichte Dekarbonisierungsstand von rund 60%⁵ im Stromsektor. Das expertenbasierte Impulspapier verzichtet auf eigene empirische Untersuchungen. Stattdessen ordnet es zentrale Herausforderungen und Trends ein und verweist auf vorhandene Studien.

1.1 Zusammenhang zwischen Netzentgelten und Netzkosten

Stark steigende Netzkosten wirken sich in Form steigender Netzentgelte auf die verschiedenen Akteure der Volkswirtschaft aus und stehen damit grundsätzlich nicht im Einklang zum Ziel einer kostengünstigen Energieversorgung gemäß § 1 EnWG. Der aus steigenden Netzkosten resultierende Anstieg der Netzentgelte ist empirisch beobachtbar: So haben sich die spezifischen Netzentgelte seit 2015 deutlich erhöht. Exemplarisch zeigt sich dies bei den Netzentgelten inklusive Messstellenbetrieb für private Haushalte, die im Durchschnitt von 6,6 ct/kWh im Jahr 2015 auf 10,9 ct/kWh im Jahr 2025 gestiegen sind.⁶

Vor dem Hintergrund stellen sich zentrale Fragen zur weiteren Entwicklung der Verteilnetzentgelte: Ist der beobachtbare Anstieg lediglich ein Übergangsphänomen der Energiewende oder ist mit einer dauerhaften Verschärfung zu rechnen? Welche Faktoren treiben die Höhe der Netzentgelte?

Die Höhe der Netzentgelte wird im Kern durch zwei Faktoren bestimmt: zum einen durch die Gesamtkosten der Stromnetze, zum anderen durch die Zahl und Struktur der Netzanschlussnehmenden, auf die diese Kosten verteilt werden. Vereinfacht gesagt: Steigende Netzkosten führen zu höheren Netzentgelten, wenn sie auf eine unveränderte oder sinkende Nutzerbasis verteilt werden müssen.⁷

Das Impulspapier fokussiert sich auf die Kosten der Verteilnetze als zentralen Treiber der Netzentgelte und netzbezogenen Umlagen.

Auf eine grundlegende Darstellung oder Diskussion des Mechanismus der Netzentgeltbildung auf Basis der Netzkosten wird verzichtet, da es sich hierbei um einen eigenständigen Themenkomplex außerhalb des Fokus dieses Impulspapiers handelt. Die Ausführungen konzentrieren sich daher ab dem nachfolgenden Unterkapitel 1.2 auf die Verteilnetzkosten als Untersuchungsgegenstand.

Dieses Impulspapier setzt also bewusst bei den Netzkosten an und nicht bei der Frage ihrer Verteilung.⁸ Der Fokus liegt damit auf den Kosten der Verteilnetze als einem zentralen Treiber der Netzentgelte und netzbezogenen Umlagen, die von Netzanschlussnehmenden gemeinsam getragen werden.

4 Hier sei bereits darauf verwiesen, dass wir uns – abweichend von der gebräuchlichen Darstellung des Zieldreiecks – bezogen auf die wirtschaftliche Komponente im Folgenden näher an die Formulierung des § 1 EnWG halten, der eine kostengünstige Energieversorgung fordert.

5 Erwartungswert für 2025.

6 Siehe u.a. die regelmäßigen Publikationen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zur Strompreisentwicklung, <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/> (Stand Oktober 2025). Die zunehmend subventionsbasierten Kostendämpfungen, insbesondere durch den Zuschuss zu den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ab 2026, ändern nichts am zugrunde liegenden Kosten- und Entgeltbildungsprinzip.

7 In der politischen und öffentlichen Diskussion wird kontrovers erörtert, ob die Netzentgelte im Zuge der Transformation des Stromsystems langfristig steigen oder sinken werden. Da das Ansteigen der Netzkosten unter Expertinnen und Experten breit akzeptiert ist, geht es im Kern um die Frage, ob die Kosten der Verteilnetze schneller wachsen als die Strommengen, über die diese Kosten verteilt werden – oder ob sich das Verhältnis umkehrt. Der bereits zitierte Monitoringbericht des BMWE liefert hierzu eine wichtige sachliche Einordnung und trägt zur Versachlichung der Debatte bei.

8 Zu dieser Fragestellung liegen umfangreiche konzeptionelle Überlegungen der Bundesnetzagentur vor, insbesondere im Rahmen des NEST- und des AgNes-Prozesses. Diese Prozesse betreffen die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und werden in diesem Impulspapier aus den genannten Gründen nicht weiter bewertet oder kommentiert.

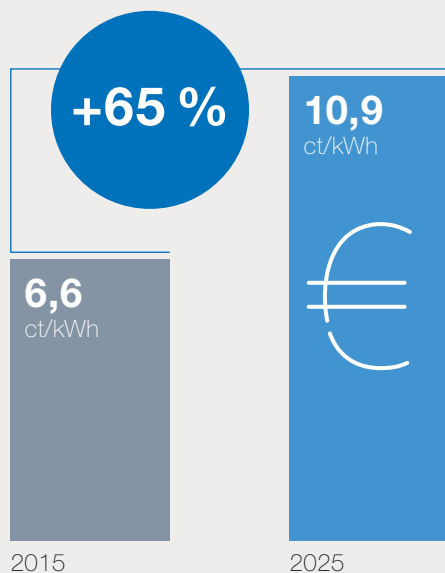
Kein Gegenstand der Betrachtung sind in diesem Sinne Fragen politischer Zuschüsse oder veränderter Kostenzuordnungen, etwa im Zusammenhang mit Redispatch oder Verteilungen, beispielsweise durch Netzentgelte für Erzeugungsanlagen. Im Mittelpunkt stehen vielmehr die grundlegende Entwicklung und die strukturellen Kostentreiber der Verteilnetze.

1.2 Netzkosten als Betrachtungsgegenstand

Es gibt vielfältige Möglichkeiten, Kosten betriebswirtschaftlich zu strukturieren. Im vorliegenden Impulspapier wird die für Stromverteilnetze gängige Unterscheidung zwischen Kapital- und Betriebskosten (CapEx und OpEx) zugrunde gelegt. Kapitalkosten entstehen dabei wesentlich durch den Zubau und die Erneuerung von Netzanlagen⁹, während Betriebskosten aus dem laufenden Betrieb der errichteten Infrastruktur resultieren. Hinzu kommen – wie bei jedem Unternehmen – weitere Gemeinkosten, deren grundsätzliche Bedeutung als bekannt vorausgesetzt wird.

Deutlicher Kostenanstieg

Seit über einem Jahrzehnt steigen die Netzentgelte – die bei Haushalten etwa ein Viertel der gesamten Stromkosten ausmachen – massiv. Hintergrund sind insbesondere Maßnahmen im Rahmen der Energiewende wie Netzausbau, Netzmodernisierung und Digitalisierung.



Quelle: BDEW, Oktober 2025

Das Impulspapier verzichtet bewusst auf eine getrennte Betrachtung von Primär- und Sekundärtechnik und richtet den Fokus stattdessen auf das Stromverteilnetz als Gesamtsystem. Unter Primärtechnik werden dabei die physischen Netzkomponenten wie Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen verstanden, während Sekundärtechnik insbesondere Schutz-, Leit-, Steuerungs-, Mess- und Kommunikationstechnik umfasst. Ziel dieses Ansatzes ist es, Kapital- und Betriebskosten gemeinsam zu betrachten und ihre Wechselwirkungen systematisch zu berücksichtigen. Damit soll vermieden werden, Lösungen zu empfehlen, die zwar einzelne Kostenkomponenten senken, zugleich aber an anderer Stelle zu höheren Gesamtkosten führen – etwa durch sinkende Kapitalkosten bei gleichzeitig deutlich steigenden Betriebskosten¹⁰ – oder umgekehrt¹¹.

Der Ansatz dieses Impulspapiers ist daher eine umfassende Gesamtbetrachtung der Stromverteilnetze und ihrer Kostenentwicklung.¹² Die grundsätzliche, qualitativ abgeschätzte Entwicklung der Netzkosten wird in Kapitel 2 behandelt. Die in Kapitel 2 dargestellten Kostenentwicklungen potenziell entgegenwirkenden Handlungsoptionen werden in Kapitel 3 diskutiert. Dabei wird zwischen Maßnahmen auf Seiten der Netzbetreiber (Kapitel 3.1) und der Netzanschlussnehmenden (Kapitel 3.2) unterschieden. Kapitel 4 bewertet, inwieweit diese Ansatzpunkte aus Sicht der Autorenschaft geeignet sind, die Anstiegsdynamik der Netzkosten spürbar zu dämpfen. Kapitel 5 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und zieht ein Fazit.

⁹ Hierunter fallen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen.

¹⁰ Die Folgen unzureichender Investitionen in Infrastrukturen lassen sich weltweit beobachten, insbesondere in Form nachteiliger Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit. Im Bereich der Stromverteilungsnetze wird dies häufig mit dem Ansatz „Reparieren statt ersetzen“ beschrieben.

¹¹ So wurde in der Vergangenheit ein verstärkter Netzausbau eigens zur Senkung der Netzverluste diskutiert, der in diese Kategorie fällt.

¹² Die Diskussion um eine integrierte Systemplanung von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen hat zuletzt an Bedeutung gewonnen (vgl. Monitoringbericht, a. a. O., S. 171 ff.). Aufgrund der damit verbundenen erheblichen Komplexität beschränkt sich dieses Impulspapier bewusst auf das Stromsystem.

2. Treiber der Netzkosten und ihre Entwicklung

Das Stromverteilnetz muss im Zuge der Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems (im Folgenden vereinfachend als „Transformation“ bezeichnet) zukünftig deutlich leistungsfähiger sein als heute.

Grund dafür ist, dass über die Verteilnetze zunehmend größere Strommengen mit zugleich immer variableren Flussrichtungen transportiert werden müssen. Viele bestehende Netze stoßen dabei bereits heute an ihre Kapazitätsgrenzen oder nähern sich diesen an. Dies macht einen umfangreichen Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich. Ein solcher Netzausbau geht zwangsläufig mit steigenden Kapitalkosten einher und führt in der Folge auch zu höheren Betriebskosten. Zusätzlich trägt der fortschreitende Einzug der Digitalisierung in die Verteilnetze – etwa durch den verstärkten Einsatz von Steuerungs-, Leit-, Mess- und Kommunikationstechnik – sowohl zu höheren Investitions- als auch zu steigenden Betriebskosten bei. Vor diesem Hintergrund ist es schlüssig anzunehmen, dass die beiden zentralen Treiber der Transformation der Verteilnetze – Netzausbau und Digitalisierung – die Netzkosten deutlich erhöhen werden.

Auch wenn die Transformation sowohl in den Verteil- als auch in den Übertragungsnetzen ein wesentlicher Kostentreiber ist, unterscheiden sich die zugrunde liegenden Arten der Kostentreiber erheblich. So sind zum Beispiel bestimmte Systemdienstleistungen ausschließlich auf der Ebene der Übertragungsnetze relevant, während andere transformationsbedingte Kosten, etwa operative Aufwendungen für den Anschluss und die Integration einer Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, nur in den Verteil-

netzen anfallen. Eine getrennte Betrachtung der Kostenentwicklung ist daher sachlich geboten.

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich entsprechend auf die Stromverteilnetze. Sie erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern zielen darauf ab, die wesentlichen Kostentreiber („großen Linien“) herauszuarbeiten. Dabei werden die bereits eingeführten zentralen Kostenfaktoren in Unterkapitel 2.1 von weiteren Kostenfaktoren in Unterkapitel 2.2 abgegrenzt.

2.1 Kostenfaktoren der Transformation

Als zentrale Kostenfaktoren der Transformation der Verteilnetze betrachten wir den erforderlichen Netzausbau (Abschnitt 2.1.1) und die umfassende Einführung von Mess- und Regelungstechnik in diesen Netzen, vereinfacht als „Digitalisierung“ bezeichnet (Abschnitt 2.1.2).

2.1.1 Erforderlicher Netzausbau

Die Transformation führt nach heutigem Erkenntnisstand in den Stromverteilnetzen zu einer weiteren dynamischen Zunahme der dezentralen Stromerzeugung durch Photovoltaik-, Windenergie- oder auch Biomasseanlagen mit teils stark fluktuierendem Einspeiseverhalten. Gleichzeitig wächst die Zahl elektrischer Verbraucher erheblich, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und der Elektrifizierung industrieller Prozesswärme. Dies führt zu folgenden zentralen Auswirkungen auf die Stromverteilnetze:

■ Verstärkung und Ertüchtigung bestehender

Netze: Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen müssen höhere Lastflüsse und gegebenenfalls wechselnde Lastflussrichtungen bewältigen.



Übertragungsnetz und Verteilnetz – kurz erklärt

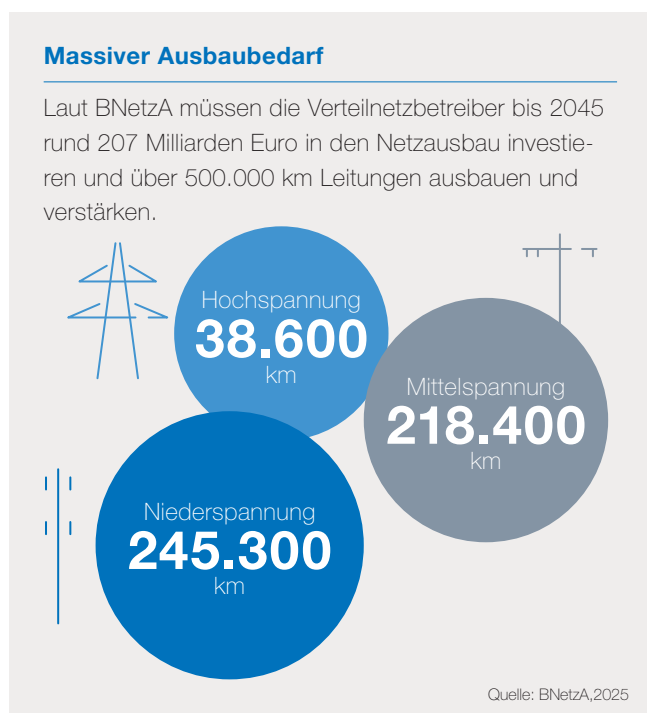
Übertragungsnetze transportieren Strom über weite Strecken (Höchstspannung) und verbinden Erzeugungs- und Verbrauchsregionen.

Verteilnetze bringen den Strom zu Haushalten, Gewerbe und Industrie (Mittel- und Niederspannung) und binden die Masse der dezentralen Einspeiser an.

- **Netzerweiterungen:** Der Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und zusätzlicher Verbrauchspunkte erfordert den umfangreichen Neubau von Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen und Netzanschlüssen. In vielen Fällen werden zudem Ersatzinvestitionen notwendig, obwohl die technische oder wirtschaftliche Lebensdauer der vorhandenen Bestandsbetriebsmittel noch nicht erreicht ist, da ausreichende Leistungsreserven fehlen.

- **Zu diesem Thema gibt es umfangreiche und anerkannte wissenschaftliche Untersuchungen:** In den Verteilnetzen werden dabei auf Seite der Kapitalkosten erhebliche Investitionsbedarfe erwartet, zum Beispiel laut Agora Energiewende¹³ ein Investitionsbedarf für alle Stromnetze von rund 560 Milliarden Euro bis 2045. Davon entfallen 237 Milliarden Euro auf die Verteilnetze. Der größte Anteil davon wird bereits bis 2035 erwartet.

Eine Analyse der Bundesnetzagentur¹⁴ kommt auf Investitionsbedarfe bei den Verteilnetzbetreibern von rund 110 Milliarden Euro bis 2033 und circa 207 Milliarden Euro bis 2045 für den Netzausbau ohne Ersatz und Rückbau. Bezogen auf die Leitungskilometer ergibt sich bis zum Jahr 2045 ein erheblicher Aus- und Verstärkungsbedarf: rund 38.600 km an Hochspannungsleitungen, 218.400 km an Mittelspannungsleitungen und 245.300 km an Niederspannungsleitungen müssen neu gebaut oder verstärkt werden.



Auch der im September 2025 abgeschlossene „Monitoringbericht des BMWF“ kommt zu ähnlichen Ergebnissen.¹⁵ Bereits dadurch ist mit einer spürbaren Zunahme der Kosten durch diese Investitionen zu rechnen.

Darüber hinaus führen der Ausbau der Netzinfrastruktur und die steigende Netzauslastung zu folgenden zusätzlichen betrieblichen Aufwänden:

- **Erhöhter Wartungs- und Instandhaltungsbedarf:** Insbesondere bei technisch komplexeren Betriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren oder fernsteuerbaren Schaltanlagen.

- **Steigender Personalbedarf:** Für Überwachung, Steuerung und Entstörung der zunehmend komplexen Netzbetriebsprozesse.

- **Weitere Kosten für Engpassmanagement:** Vor allem dann, wenn Verteilnetze nicht für sämtliche potenziellen Betriebsweisen der Netzanschlussnehmenden vollständig ausgebaut werden.

2.1.2 Digitalisierung

Die Transformation führt zudem zu höheren Anforderungen an den Netzbetrieb und zu einem wachsenden Bedarf an Digitalisierung. Durch die vielfache Neuerrichtung von Netzanschlüssen sowie die noch zu konkretisierende stärkere Auslastung bestehender Netzkomponenten steigen die Anforderungen an Leittechnik und Netzführung erheblich. Insbesondere ergeben sich in den Verteilnetzen folgende Handlungsfelder:

- **Ausweitung der Systemführung bis in die Niederspannung:** Damit Netzbetreiber auch in den unteren Netzebenen Erzeugung und Verbrauch aktiv steuern können.

- **Einsatz intelligenter Mess- und Steuerungstechnik (Smart Meter, Smart Grid):** Um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen, Einspeisung nötigenfalls zu begrenzen und flexible Verbraucher gezielt einzubinden sowie die Schutzkonzepte zu überprüfen/anzupassen.

- **Höherer Automatisierungsgrad und neue Leitsysteme:** Zur schnellen und sicheren Reaktion auf kurzfristig schwankende Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen.

- **IT-Sicherheit und Datenmanagement:** Zum Schutz Kritischer Infrastruktur und zur sicheren Verarbeitung der stark wachsenden Datenmengen.

¹³ Agora Energiewende 2025: Stromnetzentgelte – gut und günstig Ausbauskosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen, S. 14 ff.;

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-10_DE_Stromnetzentgelte/A-EW_370_Stromnetzentgelte-gut-und-g%C3%BCnstig_WEB.pdf.

¹⁴ Bundesnetzagentur/SMART 2025: NAP2024; <https://www.smar.de/page/home/topic-article/211784/215544>.

¹⁵ A.a.O., S. 89ff.

Die fortschreitende Digitalisierung führt zu einem zunehmenden Einsatz elektronischer Betriebsmittel mit vergleichsweise kurzen Erneuerungszyklen. Dies verursacht zusätzliche, dauerhaft wirksame Betriebskosten¹⁶, die – bei aller fachlichen Notwendigkeit – die Netzkosten weiter erhöhen.

Eine besondere Einordnung erscheint dort geboten, wo Digitalisierung als Mittel verstanden werden könnte, um einen eigentlich später benötigten Netzausbau zu vermeiden. Zwar können durch intelligente Steuerung kurzfristig Netzengpässe reduziert und Ausbaumaßnahmen zeitlich verzögert werden. Bei weiter steigenden Durchdringungsgraden dezentraler Erzeuger und neuer elektrischer Verbraucher wird der grundsätzliche Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität dadurch jedoch nicht aufgehoben. Im ungünstigsten Fall könnte eine solche Vorgehensweise den Anreiz zu einem langfristig dennoch erforderlichen Netzausbau verringern, während gleichzeitig die operative Komplexität des Netzbetriebs weiter zunimmt. Dies kann sich nachteilig auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken.

Demgegenüber bestehen potenzielle Einsparpotenziale, sofern Netzausbau gezielt in Zeiträume verschoben werden kann, in denen Betriebsmittel kostengünstiger und in ausreichender Stückzahl verfügbar sind. Ob und in welchem Umfang sich solche Effekte realisieren lassen, ist derzeit jedoch offen und bleibt spekulativ (vgl. Abschnitt 2.2.3).

2.2 Weitere Kostenfaktoren

Neben mengengetriebenen Effekten wirken weitere Kostenfaktoren auf die Netzkosten, die sich nicht allein durch den Umfang des Netzausbaus erklären lassen. Im Folgenden werden daher die Geschwindigkeit der Transformation (Abschnitt 2.2.1), der wachsende Verwaltungs- und Planungsaufwand (Abschnitt 2.2.2) sowie die Entwicklung der Baukosten (Abschnitt 2.2.3) dargestellt.

2.2.1 Geschwindigkeit der Transformation

Die hohe Geschwindigkeit der Transformation führt dazu, dass Neu- und Erweiterungsinvestitionen deutlich schneller erfolgen müssen, als es dem normalen, langfristigen Ersatzbedarf der Netzinfrastruktur entspricht. Dadurch sinkt der Anteil bereits vollständig abgeschriebener und damit vergleichsweise kostengünstiger Anlagen im Gesamtsystem. Dies kann – wie bereits in der Schlussbemerkung zu Abschnitt 2.1.1 angedeutet – einen eigenständigen Treiber steigender Netzkosten darstellen.

2.2.2 Steigender Verwaltungs- und Planungsaufwand

Die Transformation führt nicht nur zu technischen Investitionen, sondern auch zu einem spürbar höheren Verwaltungs- und Planungsaufwand. Auch Verteilnetzbetreiber sind heute verpflichtet, mehr Daten und langfristige Planungsinformationen bereitzustellen. Exemplarisch sei der Netzausbauplan (NAP) genannt, der zwar unbestreitbar informativ¹⁷, zugleich jedoch mit erheblichem personellen und organisatorischen Aufwand verbunden ist. Diese Vielzahl an Schnittstellen erhöht den administrativen Aufwand der Netzbetreiber erheblich.

Hinzu kommen umfangreiche Berichtspflichten, die regelmäßige und detaillierte Nachweise zu Planung, Baufortschritt und Netzstabilität erfordern. Darüber hinaus gewinnen notwendigerweise umwelt- und naturschutzrechtliche Anforderungen zunehmend an Bedeutung. Umweltverträglichkeitsprüfungen, Artenschutzgutachten und komplexe Genehmigungsverfahren binden zusätzlich Zeit, personelle Ressourcen und finanzielle Mittel.

Erschwerend kommt hinzu, dass für viele Projekte zahlreiche Planungsvarianten geprüft werden müssen, die häufig miteinander wechselwirken.¹⁸ Diese Vielfalt – oftmals mehr als tatsächlich erforderlich – verlängert Abstimmungs- und Entscheidungsprozesse und führt zu höheren Kosten. Insgesamt bewirken diese Faktoren einen stetigen Anstieg des Verwaltungs- und Planungsaufwandes für Netzbetreiber und verteuern damit die Umsetzung der Energiewende zusätzlich.

2.2.3 Baukostenentwicklung

Die spezifischen Baukosten¹⁹ sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und dürften angesichts der hohen Dynamik der Transformation und des daraus resultierenden Nachfrageüberhangs tendenziell weiter zunehmen. Dies wirkt sich unmittelbar kostentreibend auf die Netzkosten aus. Ob sich dieser Effekt in Zukunft abschwächt oder gar gegenläufige Entwicklungen einsetzen, erscheint mit Blick auf die globalen Rohstoff- und Energiepreisentwicklungen sowie die demographiebedingte, begrenzte Verfügbarkeit von Arbeitskräften im Bausektor eher unwahrscheinlich. Entsprechende Annahmen ordnen wir daher dem spekulativen Bereich zu. Vor diesem Hintergrund raten wir davon ab, notwendige Investitionen in der Erwartung künftiger sinkender Baukosten aufzuschieben, sofern diese aus heutiger Sicht sachlich geboten sind.

¹⁶ Auch in Form eigener Personal- und Energiebedarfe; dies sei nur der Vollständigkeit halber erwähnt.

¹⁷ Wir wählen dieses Attribut bewusst, weil trotz aller aufwändigen Simulationen unklar ist, ob über seinen Planungszeitraum von 20 Jahren überhaupt eine kleinräumige gesicherte Erkenntnislage besteht.

¹⁸ Auch hier sei nochmal darauf hingewiesen, dass eine Gesamtsystembehandlung nicht zwingend einfacher, kostengünstiger oder schneller sein muss.

¹⁹ Wir fassen darunter vereinfachend Komponenten-, Tief- und Hochbau- sowie Montagekosten zusammen.

3. Handlungsoptionen zur Dämpfung der Netzkostensteigerung

Wie bereits dargelegt, unterscheidet dieses Impulspapier zwei methodische Ansätze, die sich an den beteiligten Akteuren orientieren.²⁰ Beide Ansätze beruhen auf der Annahme, dass der klassische Netzausbau auch künftig ressourcenintensiv und zeitaufwendig bleibt. Er erfolgt daher zwangsläufig schrittweise und mit zeitlichem Vorlauf.²¹

Daraus ergibt sich die These, dass die jeweils nächste Treppenstufe auf dem Weg zur Klimaneutralität netzseitig im Wesentlichen mit den in der jeweiligen Phase bereits vorhandenen Netzinfrastrukturen bewältigt werden muss. Es kann daher nicht zielführend sein, ambitionierte klimapolitische Ziele so lange aufzuschieben, bis der Netzausbau nachgekommen ist. Vielmehr muss es ständiges Ziel aller Akteure sein, die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst optimal zu nutzen, ohne dabei die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gefährden.

In diesem Sinne unterscheidet dieses Kapitel die beiden folgenden Akteursgruppen:

- **Netzbetreiber:** Sie können ihre Planungsgrundsätze, Auslegungskriterien und Betriebsformen stetig anpassen, um durch geeignete und leistungsfähige technische Vorgehensweisen eine höhere Auslastung der bestehenden Netzkapazitäten bis zum Abschluss notwendiger Netzausbaumaßnahmen zu ermöglichen. Dabei ist die Wahrung der Netz- und Systemsicherheit zwingend geboten. Dieses Thema ist Gegenstand des Unterkapitels 3.1.
- **Gewerbliche Netzanschlussnehmende:** Insbesondere neue Netzanschlussnehmende sollten sich künftig stärker als bisher an den vorhandenen Netzkapazitäten orientieren. Das kann einerseits bedeuten, dass sie – sofern ihr Standort flexibel ist – gezielt dort angeschlossen werden, wo ausreichend Transportkapazitäten

vorhanden sind. Andererseits kann es beispielsweise im Sinne der Überbauung bedeuten, dass die Netzan-schlussnehmende kleine – und nicht vom Netzbetreiber zu vergütende – Ertrags- oder Komforteinbußen hin-zunehmen haben, wenn dadurch der akute Ausbau- oder Neuerrichtungsbedarf von Infrastrukturen (Leitungen, Transformatoren, Netzanschlüsse) entfällt oder zeitlich deutlich verschoben werden kann. Diese Thematik be-handelt das anschließende Unterkapitel 3.2.

Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass beide Ansätze keine dauerhaft tragfähigen Alleinlösungen zur Erhöhung der Netzkapazität oder zur Senkung der Ausbaurkosten darstellen. Klar ist: Im Zuge der Energie-transformation wird ein umfangreicher und kosteninten-siver Ausbau der Stromverteilnetze unvermeidbar sein.

Ziel dieses Abschnitts ist es daher nicht, den Netzausbau zu ersetzen, sondern auf ergänzende Handlungsoptionen hinzuweisen, denen wir ein hohes Potenzial zur Steigerung der Netzkapazität und -leistungsfähigkeit zuschreiben – insbesondere dort, wo ein ausschließlich konventioneller Netzausbau entweder zu teuer ist oder zu lange dauert. Aus unserer Sicht ist zudem eine Unterschätzung²² der Transformationsentwicklung zu vermeiden. Durch voraus-schauende Planung sollten wiederholte Netzverstärkungs-maßnahmen an denselben Stellen vermieden werden, ins-besondere unnötige Tiefbaumaßnahmen, die zusätzliche Kosten und Belastungen verursachen.

20 Es bestehen zahlreiche alternative Möglichkeiten, die Handlungsoptionen zu strukturieren. Ziel dieses Impulspapiers ist es jedoch, die Verteilnetzbetreiber als han-delnde Akteure klar von denjenigen Akteursgruppen zu unterscheiden, die über ihre Anschluss- und Nutzungsentscheidungen extern auf die Verteilnetze einwirken.
21 Dies stellt die erheblichen, durch hohe Investitionsausgaben belegten Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber ausdrücklich nicht in Frage. Es ändert jedoch nichts an der grundlegenden Tatsache, dass sich Infrastrukturen nicht kurzfristig anpassen lassen, sondern hierfür in der Regel mehrjährige Planungs- und Umsetzungszeit-räume erforderlich sind.
22 Gleiches gilt allerdings auch für Überschätzungen. In diesem Sinne ist die zunehmend häufig anzutreffende Strukturierung in normative und explorative Szenarien zu begrüßen, wie sie z.B. der Monitoringbericht vornimmt [a.a.O., S. 27ff].

3.1 Innovative Alternativen zur besseren Nutzung von Kapazitäten

Angesichts des dynamischen Anstiegs der Netzkosten durch den konventionellen Netzausbau – insbesondere durch kapazitätserhöhende Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen – stellt sich eine zentrale Steuerungsfrage: Welche Alternativen stehen im Bereich der Verteilnetze zur Verfügung, um steigende Kapazitätsbedarfe effizienter und kostenschonender zu bewältigen? Dabei kommen unterschiedliche Hebel in Betracht: Anpassungen in der Netzplanung und -auslegung, neue betriebliche Konzepte sowie Kombinationen aus beiden Ansätzen. Abschnitt 3.1.1 beleuchtet die planungs- und auslegungsfokussierten Ansätze, während Abschnitt 3.1.2 betriebsfokussierten Ansätze betrachtet.

Im Rahmen dieses Impulspapiers konzentrieren wir uns bewusst auf diejenigen Themen, die langfristig erhebliche kostenseitige Einspareffekte vermuten lassen. Zahlreiche derzeit als „innovativ“ bezeichnete Ansätze leisten hierzu keinen oder nur einen sehr begrenzten Beitrag, wenn sie strikt unter dem Gesichtspunkt der Netzkosten betrachtet werden. Einzelne Maßnahmen – etwa die verstärkte Verkabelung im Höchst- oder Hochspannungsnetz – können bei einer konsequenten Kostenfokussierung im dekarbonisierten Stromsystem sogar zu erheblichen Mehrkosten und strukturellen Nachteilen führen. Vor diesem Hintergrund fokussieren sich die folgenden Ausführungen auf Technologien und Verfahren, die mit geringen zusätzlichen Investitionen eine deutlich höhere Netzkapazität ermöglichen, indem sie vorhandene Infrastrukturen besser nutzen oder nur geringfügig anpassen.

Im Rahmen dieses Impulspapiers konzentrieren wir uns bewusst auf diejenigen Themen, die langfristig erhebliche Einspareffekte vermuten lassen.

3.1.1 Planungs- und auslegungsfokussierte Ansätze

Diesem Abschnitt seien zwei grundlegende Bemerkungen vorangestellt: Die erste betrifft die heute vorherrschenden Planungsansätze, die zweite die Auslegungsgrundsätze von Betriebsmitteln. Beide Aspekte sind im Verteilnetz eng miteinander verknüpft, da sie die zentralen Grundlagen netzplanerischer Entscheidungen bilden und damit maßgeblich den Umfang zukünftiger Netzausbaumaßnahmen bestimmen.

Planungsansätze

Stromnetze werden an Maximalleistungen orientiert geplant und nachfolgend gebaut. Die Transformation des Energiesystems hingegen zielt primär auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen und ist damit energiemengenbasiert. In der für Netzkosten entscheidenden Verteilnetzplanung stehen sich damit zwei Zielsysteme gegenüber: der politisch intendierte Erfolg der Energiewende, gemessen an eingesparten Emissionen und Energiemengen, und eine kostenintensive Netzauslegung, die sich an seltenen Leistungsspitzen orientiert („Worst-Case“).

Diese Diskrepanz ist dann unkritisch, wenn die bereitgestellte Netzkapazität über viele Stunden im Jahr tatsächlich genutzt wird. Problematisch wird sie jedoch dort, wo Kapazitäten nur selten oder – etwa infolge überschätzter Anschluss- oder Leistungsbedarfe – überhaupt nicht abgerufen werden. In solchen Fällen führt die Transformation zu einem unverhältnismäßig hohem Bedarf an Netzkapazität und damit zu überproportional steigenden Netzkosten.

Der mathematisch definierte und erprobte Zusammenhang zwischen transportierter Energiemenge und maximaler Betriebsmittelauslastung wird durch die Vollbenutzungsstundenzahl²³ beschrieben. Sie sollte aus Effizienzgründen hoch sein, ist in Verteilnetzen jedoch häufig niedrig.²⁴ Zwar besteht eine grundsätzliche Korrelation zwischen niedriger Auslastung und hoher Versorgungszuverlässigkeit, sodass diese Situation oft als unvermeidlich oder sogar wünschenswert angesehen wird. Dies ist dort gerechtfertigt, wo sie tatsächlich zur Sicherstellung der Versorgungsqualität erforderlich ist. Sie ist jedoch kritisch zu hinterfragen, wenn vergleichbare Zuverlässigkeitsniveaus auch bei höherer Netzauslastung erreichbar wären oder wenn konservative Annahmen und vereinfachte Simulationen systematisch zu einer „Planung auf der sicheren Seite“ führen. Digitalisierung und verbesserte Datenverfügbarkeit bieten hier erhebliche Korrekturpotenziale.

²³ Als Quotient aus transportierter Jahresenergiemenge (kWh/a) und maximaler Leistung (kW) ergibt sich eine Zeitgröße in Stunden pro Jahr (h/a). Diese beschreibt idealtypisch, wie viele Stunden im Jahr ein Betriebsmittel mit seiner maximalen Leistung ausgelastet wäre, um die tatsächlich übertragene Energiemenge zu transportieren; die verbleibende Zeit entspricht rechnerisch Phasen geringerer oder keiner Auslastung.

²⁴ Hausanschlussleitungen weisen vielfach Werte unter 300 h/a auf; viele Niederspannungsleitungen bleiben unter 1.000 h/a. Grundsätzlich wächst der Wert in den höheren Netzebenen.

Auslegungsgrundsätze

Netzausbaubedarf in Verteilnetzen entsteht überwiegend durch Grenzwertverletzungen in zwei Bereichen: Spannungshaltung und Strombelastbarkeit.²⁵ Während Spannungsgrenzen unmittelbar normativ vorgegeben sind²⁶, stellen Strombelastbarkeiten häufig – wenn auch nicht immer – Hilfsgrößen dar, die der Begrenzung thermischer Belastungen und der Sicherung der Lebensdauer von Betriebsmitteln dienen. Sie werden zudem unter normativen Umgebungsbedingungen festgelegt, die im realen Betrieb nicht in jedem Fall zutreffen.²⁷ Das bedeutet unter anderem, dass hinterfragt werden kann, ob die Überschreitung von Stromwerten zeitlich begrenzt oder situationsabhängig zulässig sein kann, wenn dadurch keine unzulässige thermische Belastung der Netzbetriebsmittel resultiert.

Auf dieser Basis erscheinen folgende planungs- und auslegungsorientierte Ansätze zur besseren Nutzung vorhandener oder neu zu installierender Netzkomponenten grundsätzlich sinnvoll:

- **Ungenutzte Kapazitätsreserven heben:** Die im Jahresmittel geringe Auslastung bestehender Netzinfrastrukturen, insbesondere in den Verteilungsnetzen, bietet insbesondere auch Potenzial zur Höherauslastung in Hoch-, Mittel- und Niederspannung.²⁸
- **Planung realitätsnäher gestalten:** Eine stärker probabilistische Netzplanung kann den heute dominierenden deterministischen „Worst-Case“-Ansatz sinnvoll ergänzen. Durch die Nutzung von Szenarien, Prognosen und datenbasierten Methoden lassen sich tatsächliche Belastungen besser abbilden und systematische Überdimensionierungen vermeiden – bei unverändert hoher Versorgungssicherheit.
- **Aktives Netzmanagement etablieren:** In digitalisierten Verteilnetzen sollte ein aktives Netzmanagement eingesetzt werden. Dazu zählen unter anderem regelbare Ortsnetztransformatoren im Niederspannungsnetz²⁹, koordinierte Spannungs- und Blindleistungssteuerung sowie topologisch flexible Netzstrukturen. Diese Maßnahmen erhöhen die nutzbare Kapazität bestehender Netze bei vergleichsweise geringen Zusatzkosten, erhöhen aber die Anforderungen an die Betriebsführung.

■ Blindleistung kosteneffizient sichern:

Ein systematisches Blindleistungsmanagement in der Mittelspannung – etwa durch Wechselrichterfunktionen oder gezielt eingesetzte Betriebsmittel – kann Spannungsprobleme wirksam lösen, ohne zusätzliche Leitungen zu errichten. Insbesondere in ländlichen Netzen bieten dynamisch angepasste Spannungswerte erhebliche Einsparpotenziale.

■ Schnittstellen zum Übertragungsnetz entlasten:

Dynamische Betriebsgrenzen, temperatur- und wetterabhängige Auslastung sowie eine koordinierte Blindleistungsplanung zwischen Verteil- und Übertragungsnetz ermöglichen eine höhere Nutzung bestehender Infrastruktur. Ergänzend können lokal verfügbare Flexibilitätäten gezielt eingesetzt werden, um Engpässe kostengünstig zu entschärfen und Netzausbau aufzuschieben. Die hier vorgestellten Methoden haben nach ihrer Implementierung vielfältige Auswirkungen auf den Netzbetrieb einschließlich der Systemführung. Entsprechende Wechselwirkungen sind – ebenso wie bei den nachfolgenden betriebsfokussierten Ansätzen – vor technologischen Weichenstellungen transparent zu prüfen und regulatorisch zu begleiten.

■ Standardisierte Primär- und Sekundärtechnik konsequent vorantreiben:

Durch die weitere Standardisierung, insbesondere neuer innovativer Betriebsmittel und Sekundärtechnik, lassen sich Kosten bei der Planung, Umsetzung und im Betrieb einsparen. Durch die netzbetreiberübergreifende Nutzung standardisierter Komponenten lassen sich unter anderem Erfahrungen austauschen sowie beispielsweise auch das Vorgehen bei Fehlern und Problemen vereinheitlichen, was zu Einsparungen im Personal führt. Weiterhin bieten insbesondere standardisierte sekundäre Betriebsmittel einfachere Wege, um Interoperabilität herzustellen, was insbesondere im Kontext der Digitalisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze relevant ist und Kosten im Betrieb einspart. Zudem erhöht eine homogenere technische Infrastruktur die Betriebssicherheit: Steigende Erfahrungswerte mit standardisierten Komponenten führen zu höherer Zuverlässigkeit und geringeren Ausfallrisiken. Die Förderung einheitlicher technischer Standards, etwa durch regulatorische Leitplanken, Förderprogramme oder brancheneinheitliche Normierungsinitiativen, ist ein wirksames Instrument, um Netzkosten zu begrenzen, Digitalisierung zu beschleunigen und Versorgungssicherheit langfristig zu stärken.

25 Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass es weitere wichtige, aber den Netzausbau und damit die Netzkosten überwiegend nicht dominierende Grenzwerte zum Beispiel zu schnellen Spannungsänderungen gibt.

26 Siehe DIN EN 50160.

27 Diesen Effekt macht sich seit Jahrzehnten das Freileitungsmonitoring in Hoch- und Höchstspannungsnetzen zunutze, das erhebliche Potenziale zur Kapazitätserhöhung birgt bzw. gebracht hat und kaum Kosten verursacht.

28 Zur Thematik siehe ausführlich die VDE ETG Veröffentlichung „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende“, 2024.

29 Regelbare Ortsnetztransformatoren können Spannungsbandverletzungen im Niederspannungsnetz in vielen Fällen vollständig vermeiden. Ein flächendeckender Einsatz erweitert zugleich die zulässigen Spannungsführungsoptionen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz und reduziert dort die Häufigkeit von Grenzwertverletzungen deutlich.

3.1.2 Betriebsfokussierte Ansätze

Wie bereits im vorausgehenden Abschnitt 3.1.1 dargestellt, ist eine scharfe Abgrenzung zwischen betriebs-, planungs- und auslegungsfokussierten Ansätzen schwer möglich. In diesem Abschnitt werden daher jene Maßnahmen zusammengefasst, die ihren Schwerpunkt im operativen Netzbetrieb haben. Mischformen und Wechselwirkungen mit Planungs- und Auslegungsentscheidungen werden dabei ausdrücklich mitgedacht.

Auf der betriebsfokussierten Ebene – ohne zeitliche Beeinflussung des Kundenverhaltens (vgl. Abschnitt 3.2.2) – sind insbesondere folgende Ansatzpunkte relevant:

■ Datenbasierter Netzbetrieb als Effizienzhebel:

Messung und Datenanalyse ermöglichen gezielte betriebliche Eingriffe und ersetzen pauschale Sicherheitszuschläge. Durch die Zusammenführung von Smart-Meter-Daten und Feldsensorik entsteht ein belastbares Echtzeitbild der Nieder- und Mittelspannungsnetze auf Basis dessen mit aktuellen (zum Teil KI-basierten) Mess- und Regelungsverfahren Netztransparenz und -koordination realisiert werden können. KI-gestützte Prognosen reduzieren Unsicherheiten und erlauben geringere Reserven. Koordiniertes Spannungs- und Blindleistungsmanagement – etwa über Transformatorstufung, regelbare Ortsnetztransformatoren und Wechselrichtervorgaben – senkt Netzverluste und verringert spannungsbedingte Engpässe. Automatisierte Netzumschaltungen und Lastumlagerungen reduzieren Überlastungen in Abendspitzen. Ergänzend verkürzen automatisierte Verfahren zur Fehlerortung und -behebung (FLISR) Versorgungsunterbrechungen, senken Störungskosten und stabilisieren so mittelbar die Netzentgelte.

Im Mittelpunkt:
Kapazitäten dort zu schaffen, wo sie tatsächlich gebraucht werden – und vorhandene Infrastruktur besser auszunutzen.

■ Kurzfristige Kapazitätsgewinne ohne Ausbau realisieren:

Dynamische, wetter- und temperaturabhängige Betriebsgrenzen für Leitungen und Transformatoren erhöhen insbesondere im Hochspannungsnetz die nutzbare Kapazität kurzfristig um typischerweise 5–15 Prozent und verschieben kostenintensive Ausbaumaßnahmen. Es kann aber auch deutlich mehr sein, zum Beispiel durch ein HS-Freileitungsmonitoring. Ein abgestimmtes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz reduziert Blindleistungstransporte, senkt Verluste und entlastet Transformatoren. Eine konsequente und qualitativ hochwertige Umsetzung von Redispatch 2.0 vermeidet unnötige Eingriffe und reduziert Systemkosten.

■ Kurative Netzführung gezielt ermöglichen:

Situative, kontrollierte Eingriffe im gestörten Netzbetrieb („kurative Ansätze“) erlauben eine bessere Ausnutzung vorhandener Betriebsmittel und eine präzisere Ableitung tatsächlicher Engpassbedarfe. Voraussetzung sind schnelle Steuerungsmöglichkeiten für dezentrale Anlagen, verlässliche Prognosen sowie klare Absicherungsmechanismen zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Ergänzende kurzfristige Maßnahmen müssen verbleibende Prognoseunsicherheiten auffangen. Besonders wirkungsvoll sind kurative Ansätze in Kombination mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen in Verteilnetzen (vgl. Abschnitt 3.2.2). Diese Maßnahmen können dazu beitragen, Netzkostensteigerungen spürbar zu dämpfen, indem sie Teile des erforderlichen Netzausbaus durch einen innovativen, aktiven Netzbetrieb ersetzen oder zeitlich verschieben und in der Folge eine angepasste, realitätsnähere Netzplanung ermöglichen. Die vorgenannten Maßnahmen erfordern allerdings zunächst Investitionen in Leit- und Netzmanagementsysteme (DMS/ADMS), Sensorik, Schutzanpassungen und sichere Kommunikation sowie in Schulungen und Prozesse. Die wirtschaftliche Bewertung sollte daher konsequent auf die Gesamtkostenperspektive abstellen, in der vermiedene oder verzögerte Investitionen und sinkende laufende Kosten dem erforderlichen Anfangsaufwand gegenübergestellt werden. Digitale, betriebliche Maßnahmen mit OpEx-Wirkung sind dabei gleichwertig zum klassischen, kapitalintensiven Netzausbau zu behandeln.

Im Mittelpunkt steht auch hier, Kapazitäten gezielt dort zu schaffen, wo sie tatsächlich gebraucht werden, und vorhandene Infrastruktur besser auszunutzen. Mit moderner Netzplanung, aktivem Betrieb und vorrausschauendem Einsatz von Flexibilitäten lassen sich Kapazitäten schneller und günstiger heben, Ausbauten gezielter auslösen und Netzentgelte verstetigen – ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

3.2 Allokation und Zeitverhalten von Kundenanlagen und Lasten

Die im vorausgehenden Unterkapitel 3.1 vorgestellten Ansätze nehmen die heutige und vor allem die zukünftige, transformationsbasierte Netzaufgabe nach räumlicher Lage und ihrem Netz-/Zeitverhalten als grundsätzlich vorgegeben hin: Das Stromnetz und damit auch dessen netzkostenwirksamer Ausbau folgt dem Kundenverhalten. Der Netzausbau folgt damit den Entscheidungen der Netzanschlussnehmenden, ohne dass diese sich an der vorhandenen oder lokal verfügbaren Netzkapazität orientieren müssen. Dieses Prinzip gewährt allen Netzanschlussnehmenden – auch netzentgeltbefreiten – Wahlfreiheit hinsichtlich des Standorts und der Betriebsweise ihrer Anlagen. Für die große Mehrheit der Netzanschlussnehmenden, insbesondere Haushalte und bestehende Anschlüsse, ist dieser Ansatz sachgerecht und notwendig, da diese weder ihren Standort noch ihr Nutzungsverhalten flexibel anpassen können. Vor dem Hintergrund stark steigender Kapazitätsanforderungen stellt sich jedoch eine zentrale politische Gestaltungsfrage:

Könnten die Netzkosten der Energiewende deutlich begrenzt werden, wenn die Entwicklung der Netzaufgabe stärker als bislang gesteuert würde?

Insbesondere dort, wo es um grundsätzlich standort- oder zeitflexible Anlagen geht – etwa bei neuen Erzeugungs-, Speicher- oder Großverbrauchsanlagen – stellt sich die Frage, ob jede Ausprägung von Standortwahl und Betriebsweise unabhängig von der vorhandenen Netzsituation zugelassen werden sollte oder ob gezielte Lenkungsinstrumente wirtschaftlich sinnvoll wären. Eine solche

Eine stärkere Orientierung an bestehenden Netzkapazitäten wäre wirtschaftlich und leistet einen wichtigen Beitrag zur Begrenzung der Netzkosten.

Steuerung würde nicht die freie Wahl der überwiegenden Zahl der Netzanschlussnehmenden infrage stellen, sondern gezielt dort ansetzen, wo Flexibilität vorhanden ist und hohe Netzkosten ausgelöst werden können. Ziel ist es, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, volkswirtschaftlich eigentlich unnötigen Netzausbau zu vermeiden und die Kosten gerechter zu verteilen.

Zunächst betrachten wir im Abschnitt 3.2.1 die Allokationsfrage, der auch der Monitoringbericht in seinen Handlungsfeldern ein eigenes Unterkapitel³⁰ widmet und nachfolgend das Zeitverhalten der Netzanschlussnehmenden in Abschnitt 3.2.2.

3.2.1 Allokation

Die bisherige Transformation des Elektroenergiesystems beruht auf der Annahme, es sei optimal, wenn Netzanschlussnehmende alles jederzeit an jedem Ort tun könnten, solange es nur der Klimaneutralität diene – sei es durch Elektrifizierung seiner Energienutzung, sei es durch Erzeugung, Speicherung oder Umwandlung regenerativ erzeugten Stroms. Das Stromnetz wird dabei als zukünftiges Ergebnis, nicht als bestehende Basis eines Optimierungsprozesses verstanden: Es soll grundsätzlich allen Kundenbedürfnissen folgen – selbst dann, wenn dies umfangreiche Netzneu- und -umbauten erforderlich macht. Dieser Ansatz lag beispielsweise dem früheren § 8 EEG zugrunde und zeigt sich aktuell auch in der erkennbaren Überanreicherung beim Zubau von Großbatteriespeichern. Im Straßen- und Schienenverkehr ist es hingegen selbstverständlich, dass vorhandene Infrastrukturen eine zwar langfristig veränderliche, aber grundsätzlich bindende Rahmenbedingung für Standortentscheidungen darstellen. Diese planerische Logik wurde im Stromsystem bislang nur unzureichend berücksichtigt. Eine stärkere Orientierung an bestehenden Netzkapazitäten würde daher keine Einschränkung, sondern eine wirtschaftliche Rationalisierung bedeuten und einen wichtigen Beitrag zur Begrenzung der Netzkosten leisten. Geht man davon aus, dass für transformationsrelevante, grundsätzlich standortflexible Anlagen ein Netzanschluss dort um ein Vielfaches kostengünstiger realisierbar ist, wo bereits heute ausreichend Netzkapazität vorhanden ist, eröffnet sich ein erhebliches zusätzliches Einsparpotenzial. Über die in Unterkapitel 3.1 dargestellten Maßnahmen hinaus könnten die Gesamtkosten des zukünftigen Stromsystems deutlich weiter begrenzt werden, wenn standortflexible Technologien gezielt an bestehender Netzkapazität ausgerichtet und nicht unabhängig von der Netzsituation verortet würden.

30 Monitoringbericht, a.a.O., S. 180ff.

Dafür geeignet sind nach unserer Einschätzung folgende Technologien:

- Marktorientierte Großbatteriespeicher (hinsichtlich Lage und Objektgröße / Netzebene)
- Freiflächen-PV-Anlagen
- Mit Einschränkungen Elektrolyseure
- Mit Einschränkungen Windenergieanlagen³¹

Eine aktive, netzorientierte Verortung kommt daher ausschließlich für Technologien in Betracht, die grundsätzlich nicht standortgebunden sind – etwa weil sie nur geringe personelle Präsenz erfordern oder nicht in bestehende standortabhängige Wertschöpfungsstrukturen eingebunden sind – und für die zugleich ein deutlich größeres Angebot an potenziellen Standorten besteht, als für ihren tatsächlichen Ausbau erforderlich ist. In diesen Fällen wäre eine gezielte Steuerung, beispielsweise über Ausschreibungsmechanismen, deutlich effizienter als ein ungesteuerter, standortunabhängiger Zubau. Eine solche Vorgehensweise würde Netzkapazitäten besser nutzen, unnötigen Netzausbau vermeiden und damit die Kosten der Energiewende wirksam begrenzen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen des mehrfach zitierten Monitoringberichts.

3.2.2 Zeitverhalten

Über die aktive Verortung neuer Stromanwendungen hinaus kann es die Netzintegration erheblich vereinfachen beziehungsweise die Netzkosten deutlich senken, wenn der Ausbaubedarf durch das Zeitverhalten der Netzan-schlussnehmenden (teilweise auch im Zusammenspiel mit anderen Netzan-schlussnehmenden) geringfügig beeinflusst wird.³² Dazu sehen wir für Verteilungsnetze insbesondere folgende Methoden als potenziell geeignet an:

- **Flexible Netzan-schlussvereinbarungen nutzen:** Flexible Anschlussregelungen nach § 17 Abs. 2 EnWG auf der Bezugsseite sowie nach § 8a EEG auf der Erzeugungsseite ermöglichen eine kosteneffiziente Netzintegration, insbesondere wenn Ausfallsituationen und Engpässe im Sinne kurativer Betriebsweisen (vgl. Abschnitt 3.1.2) differenzierter behandelt werden.

- **Überbauung bestehender Netzan-schlusspunkte zulassen:** Die Überbauung³³ vorhandener Netzan-schlusspunkte kann – bei dynamischer Fortschreibung der Transformation – zusätzliche Kapazitäten erschließen, ohne neue Anschlusspunkte zu errichten oder lokalen Netzausbau auszulösen. Der Ansatz knüpft konzeptionell an frühere Formen der Spitzenkappung an, geht in seiner systemischen Wirkung jedoch deutlich darüber hinaus und bietet ein erhebliches Kostensenkungspotenzial.

- **Steuerung nach § 14a EnWG gezielt und begrenzt einsetzen:** Ohne die Sinnhaftigkeit digitalisierter Niederspannungsnetze in Abrede zu stellen, ist fachlich umstritten, inwieweit steuerbare Verbrauchseinrichtungen den Verteilnetzausbau im Niederspannungsnetz nachhaltig und erheblich reduzieren können, da sie häufig lediglich zu einer zeitlichen Verschiebung des Ausbaubedarfs führen.³⁴ Dieses Thema bedarf weitergehender Untersuchungen. Die Anwendung von § 14a EnWG sollte daher zielgerichtet, transparent und verhältnismäßig erfolgen. Mindestleistungen für Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen sind sicherzustellen, während seltene und kurzfristige Überlastungen vermieden werden. Überschreiten Häufigkeit und Dauer solcher Eingriffe definierte Schwellen, ist Verstärkung/Netzausbau wirtschaftlich geboten. Der Ausbau erfolgt erst, wenn klar definierte Schwellenwerte überschritten sind, etwa wenn steuernde Eingriffe nach § 14a EnWG zu häufig oder zu lange nötig wären. Unterhalb dieser

Zeitverhalten der Netzan-schlussnehmenden geringfügig beeinflussen – und Netzkosten deutlich senken.

31 So mag ein guter Windstandort zwar Vorteile im Ertrag bringen, wenn dadurch aber kostenintensive Netzverstärkungen ausgelöst werden, kann sich das gesamtwirtschaftlich ggf. anders darstellen. s. die o.g. Kosten für den Anschluss der Windparks.

32 Eine erhebliche Beeinflussung führt im Regelfall zu massiven wirtschaftlichen Konsequenzen bzw. Komfortverlusten, die Netzan-schlussnehmende typischerweise nicht tolerieren (können).

33 Unter Überbauung verstehen wir hier analog der Netzverknüpfungsstudie „die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten [NVP] durch unterschiedliche EE-Erzeuger, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung vor. Der Begriff „EE-Erzeuger“ meint in diesem Fall sowohl volatile Erzeuger, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, als auch steuerbare Verbraucher wie Biogasanlagen. „Sektorenkopplung“ bezieht sich hierbei beispielsweise auf Speicher, Elektrolyseure, Power-to-X-Anlagen, oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. [...] Diese Technologien [werden] über einen gemeinsamen NVP an das Stromnetz angeschlossen [...]. Die [wirtschaftlich mögliche] Anschlussleistung der Windenergie- und PV-Installationen ist hierbei deutlich höher als die eigentliche NVP-Anschlussleistung (Überbauung). Hinsichtlich der Windenergie- und PV-Einspeisung ist hingegen sicherzustellen, dass zu keinem Zeitpunkt mehr Leistung als die freigegebene NVP-Anschlussleistung in das Stromnetz eingespeist wird“, siehe BBH, BEE und Fraunhofer IEE 2024: Netzverknüpfungspunkt-Studie: Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung; https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf.

34 Zu diesem Ergebnis kommt auch der FNN-Hinweis „Berücksichtigung von Flexibilitäten in der Netzplanung“, der feststellt, dass die dort als „Szenario 1“ geführte aktuelle Regelung als nicht sinnvoll einzustufen ist (S.16f).

Schwellwerte werden steuernde Eingriffe nach § 14a EnWG als dauerhafte Maßnahme zugelassen. Geeignete Schwellwerte sind durch eine wissenschaftliche Untersuchung zu ermitteln.

Insofern bestehen unseres Erachtens auch beim zeitlichen Nutzungsverhalten der Netzanschlussnehmenden Möglichkeiten, den hohen Netzausbaubedarf und damit den Netzkostenanstieg zu begrenzen. Auch hier sei der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen, dass der Netzausbaubedarf für die Transformation keineswegs entfällt, sondern es vielmehr gilt, ihn durch wesentliche Handlungsansätze spürbar und damit kostenwirksam zu begrenzen. Der Frage, welche Handlungsansätze hierfür tatsächlich wesentlich sind, widmet sich das nachfolgende Kapitel 3.2.3.

3.2.3 Wesentlichkeit der identifizierten Handlungsoptionen

Die dargestellten Handlungsoptionen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Diese Begrenzung ist bewusst gewählt. Zum einen konzentriert sich dieses Impulspapier auf die Stromverteilnetze, also die öffentlichen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze. Zentrale Bestandteile des Gesamtsystems – etwa die Übertragungsnetze einschließlich der Systemdienstleistungen oder die Stromerzeugung, insbesondere aus künftig notwendigen erneuerbaren und thermischen Kraftwerken – sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung. Vor allem haben wir uns auf der Basis der uns zur Verfügung stehenden Informationen und Erkenntnisse aber auf diejenigen durchgehend innovativen Methoden beschränkt, die uns im Sinne der selbst gewählten Aufgabenstellung als wesentlich erscheinen.

Dieser Fokus folgt der Überzeugung, dass sich Innovationen dann nachhaltig durchsetzen, wenn sie möglichst vielen beteiligten Akteursgruppen einen erheblichen Nutzen bringen, und zugleich möglichst geringe Nachteile³⁵ verursachen. Insofern ist es aus unserer Sicht und mit dem Blick auf die vor uns liegenden Herausforderungen nicht zielführend, Verfahren intensiv zu diskutieren, deren Aufwand erheblich, deren Nutzen gering und deren langfristiger Einsatz unklar erscheint. Wir wollen vielmehr den Blick auf diejenigen Methoden lenken, die schnell viel helfen können, ohne an anderer Stelle neue Probleme zu schaffen.

³⁵ Gerade aufgrund der aktuellen, auch geopolitischen Lage sei hier explizit die Resilienz und Versorgungszuverlässigkeit benannt, deren nachteilige Beeinflussung aus unserer Sicht unter allen Umständen zu vermeiden ist.

4. Fazit

Die aktuelle Höhe und die prognostizierten Zuwächse der Netzkosten sind kein vorübergehendes Begleitphänomen der Energiewende. Die bisherigen Entwicklungen der Netzentgelte sind in diesem Sinne auch keine singulären oder selbstheilenden Ereignisse³⁶, sondern vielmehr Ausdruck eines strukturell zunehmend belasteten Systems, dessen aktuelle Leistungsfähigkeit, Planungsgrundsätze, Betriebsweisen und Anschlusslogiken vielfach noch nicht für die Anforderungen eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems ausgelegt sind.

Ohne grundlegende Reformen ist bei einer konsequenten Fortführung der Transformation weiter mit deutlich steigenden Netzkosten zu rechnen. Die Annahme, dass sich diese Herausforderung allein durch einen beschleunigten Ausbau der Verteilnetze auf Basis klassischer Planungs- und Betriebsansätze lösen lässt, erweist sich nach unserer Analyse aus zwei Gründen als unwahrscheinlich:

- 1. Zeitliche Begrenztheit des Infrastrukturausbaus:** Selbst bei hoher Ausbaugeschwindigkeit lassen sich Netzinfrastrukturen nur über lange Zeiträume grundlegend verändern. Eine einseitige Fokussierung auf den Ausbau steht daher im Widerspruch zum notwendigen Tempo der Transformation.
- 2. Gefährdung der Akzeptanz und Zielerreichung:** Steigende Netzkosten und fehlende Anschlusskapazitäten können sich zunehmend gegen das Transformationsziel selbst wenden. Hohe Netzentgelte und lange Anschlusszeiten beeinflussen Investitions- und Nutzungsent-

scheidungen der Kunden negativ – nicht nur aus mangelnder Zahlungsbereitschaft, sondern zunehmend auch aus fehlender Zahlungsfähigkeit.

Gleichzeitig verfügt Deutschland über ein hochleistungsfähiges Stromsystem. Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, den notwendigen weiteren Netzausbau durch die Frage zu flankieren, wie dauerhaft mehr nutzbare Kapazität aus den bestehenden – und ohnehin neu hinzukommenden – Verteilnetzinfrastrukturen erschlossen werden kann. Mittel- und langfristig lässt sich nach unserer Einschätzung der Anstieg der Netzkosten spürbar dämpfen, wenn Verteilnetze aktiver, digitaler und flexibler betrieben werden. Die dafür nötigen Technologien und Methoden sind heute bereits weitgehend vorhanden beziehungsweise erkennbar.

Für die Umsetzung sind standardisierte technische Bausteine und gemeinsame Plattformen wichtig, damit auch kleine Verteilnetzbetreiber schnell handlungsfähig werden. Gefragt sind Kompetenzen in OT, IT und Datenanalyse. Eine enge und verbindliche Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist notwendig, um ineffiziente Kostenverschiebungen zwischen Netzebenen zu vermeiden. Darüber hinaus bedarf es einer kontinuierlichen, anwendungsnahen Forschung und Erprobung, um neue systemdienliche Innovationen hervorzubringen und deren Integration in Planung, Betrieb und Regulierung zu unterstützen. Entscheidend ist jedoch, dass ihre Anwendung politisch gewollt, regulatorisch gefördert und organisatorisch unterstützt wird.

Gesetzgeber und BNetzA sollten insbesondere folgende Themen angehen:

- **Kurative Netzführung unterstützen:** Situative, kontrollierte Eingriffe im Betrieb – sogenannte kurative Ansätze – erlauben eine bessere Ausnutzung vorhandener Betriebsmittel. Diese Maßnahmen können dazu beitragen, Netzkostensteigerungen spürbar zu dämpfen, indem sie Teile des erforderlichen Netzausbaus ersetzen oder zeitlich verschieben. Auf Seiten der Netzbetreiber erfordert dies allerdings Schulungen und operative Maßnahmen, deren Kosten aktuell nicht kompensiert werden. Umso wichtiger: Die wirtschaftliche Bewertung sollte konsequent auf die Gesamtkostenperspektive abstellen. Die BNetzA sollte betrieblichen Aufwand gleichwertig zum klassischen, kapitalintensiven Netzausbau behandeln und finanzielle Anreize bieten.

³⁶ Gemeint ist hier das häufig zitierte, jedoch in diesem Zusammenhang verkürzt und missverständlich verwendete Zitat des damaligen Bundesumweltministers Jürgen Trittin aus dem Jahr 2004. Er hatte die damaligen Mehrkosten des EEG mit etwa einem Euro pro Haushalt und Monat – „dem Preis einer Kugel Eis“ – beziffert. Die Übertragung dieser Aussage auf heutige systemische Kostenentwicklungen greift jedoch zu kurz und führt zu einer Unterschätzung langfristiger Kostenwirkungen.

- **Flexible Anschlussregelungen nutzen:** Grundsätzlich gilt: Wer angeschlossen wird, bekommt die volle Leistung jederzeit garantiert. Davon abweichend können Versorger seit 2023 mit ihren Kunden flexible Netzanschlussvereinbarungen treffen. Das ermöglicht eine kosteneffiziente Netzintegration, insbesondere wenn Ausfallsituationen und Engpässe im Sinne kurativer Betriebsweisen differenzierter behandelt werden. Flexible Anschlussregelungen sollten deutlich stärker genutzt werden. Gleichzeitig besteht noch erheblicher Forschungsbedarf: Der Gesetzgeber muss den Netzbetreibern die Option für Experimentierräume eröffnen und Forschungsprojekte unterstützen.
- **Wildwuchs beenden:** Stromversorger sind dazu verpflichtet, Netzanschlussnehmenden – solange es nur der Klimaneutralität dient – quasi alles jederzeit an jedem Ort zu ermöglichen. Das betrifft insbesondere Erzeugung, Speicherung oder Umwandlung regenerativ erzeugten Stroms. Und zwar auch dann, wenn dadurch umfangreiche Netzneu- und -umbauten erforderlich werden. Dabei sind Netzanschlüsse für transformationsrelevante, grundsätzlich standortflexible Anlagen um ein Vielfaches kostengünstiger zu realisieren, wenn vor Ort bereits ausreichend Netzkapazität vorhanden sind. Das Einsparpotenzial ist erheblich. Die Bundesregierung kann und muss für marktorientierte Großbatteriespeicher (hinsichtlich Lage und Objektgröße / Netzebene) und Freiflächen-PV-Anlagen entsprechende Vorgaben machen. Für Elektrolyseure und Windenergieanlagen gilt dieses Gebot mit Einschränkungen.
- **Netzplanung überdenken:** Deutschlands Verteilnetze sind im Jahresmittel gering ausgelastet. Es gilt, die Planungen an realen Lastprofilen statt an theoretischen Extremfällen auszurichten und entsprechende Ansätze aus der Höchstspannung auch in der Mittel- und Niederspannung anzuwenden. Dabei sind auch Auswirkungen der kurativen Netzführung sowie der zunehmenden Anzahl flexibler Netzanschlussvereinbarungen zu berücksichtigen.
- **Grenzen der Steuerung klar definieren:**

§ 14a EnWG erlaubt es den Netzbetreibern im Ausnahmefall, erneuerbare Energien abzuregeln und Verbraucher vom Netz zu nehmen. Allerdings ist nirgends definiert, wie häufig und in welchem Umfang das gestattet ist, ohne einen Netzausbau erforderlich zu machen. Geeignete Schwellwerte sind durch eine wissenschaftliche Untersuchung zu ermitteln.

Auf Basis der vorliegenden Analyse besteht Anlass zu **begründetem Optimismus: Mit den richtigen politischen und regulatorischen Weichenstellungen** kann der Transformationspfad auch im Bereich der Verteilnetze zügig und kosteneffizient fortgesetzt werden – im Einklang mit dem energiepolitischen Dreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz und zum Nutzen von Gesellschaft, Wirtschaft sowie Umwelt.

5. Literaturverzeichnis

Agora Energiewende 2025: Stromnetzentgelte – gut und günstig Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-10_DE_Stromnetzentgelte/A-EW_370_Stromnetzentgelte-gut-und-g%C3%BCnstig_WEB.pdf

Becker Büttner Held (BBH), Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) und Fraunhofer IEE 2024: Netzverknüpfungspunkt-Studie: Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung,

https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf

Bundesnetzagentur 2025: Zustand und Ausbau 2024. Update: Verteilernetze bis 2045

<https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215544>

Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2025: Strompreis

<https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), BET Consulting GmbH 2025: Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE)

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. 2004:

Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende, VDE Studie

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

VDE