

Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz

Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für
Kostenmanagement im deutschen Stromnetz



Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz

Analyse von Effizienzpotentialen und Ansätzen für
Kostenmanagement im deutschen Stromnetz

23. März 2026

3EPunkt
Dr. Tim Meyer
Hilgendorfweg 16
22587 Hamburg
www.3Epunkt.de
info@3Epunkt.de

Diese Studie wurde von der European Climate Foundation unterstützt. Die Verantwortung für die in dieser Studie enthaltenen Informationen und Ansichten liegt beim Autor. Die European Climate Foundation kann nicht für eine etwaige Verwendung der darin enthaltenen oder zum Ausdruck gebrachten Informationen verantwortlich gemacht werden.

Vorwort

Die Stromverteilnetze geraten ins Zentrum der öffentlichen Diskussion um Energiewende und Elektrifizierung. Drohende Kostensteigerungen, zunehmende Netzingpässe und strukturelle Überforderung von Netzbetreibern machen deutlich, dass Organisation und Technik der deutschen Netzinfrastruktur auf der einen Seite und die bisherige Vorgehensweise beim Ausbau erneuerbarer Energien und der Anbindung neuer Verbraucher von der Ladesäule bis zum Rechenzentrum auf der anderen nicht mehr zusammenpassen. Immer höhere Prognosen zukünftiger Investitionsbedarfe in die Netze bestimmen die Diskussion und werden als Argument zur Bremsung von Energiewende und Ausbau erneuerbarer Energien angeführt. Doch die tatsächlich entscheidenden Fragen scheinen kaum gestellt zu werden: Ist unsere bisherige Art, Verteilnetze zu planen, zu betreiben und zu organisieren, effizient? Passt sie noch zu den veränderten Anforderungen eines modernen, sich elektrifizierenden Industrielandes? Oder ist sie nicht nur zu langsam für das bisherige Tempo der Energiewende, sondern auch zu teuer? Können Verteilnetzbetreiber in den heutigen Organisations- und Anreizstrukturen den an sie gestellten Anforderungen überhaupt noch gerecht werden?

Mit fortschreitender Elektrifizierung der deutschen Volkswirtschaft und weiter zunehmender dezentraler Stromerzeugung werden die Stromverteilnetze immer mehr zum Rückgrat von Energieversorgung und damit von Wirtschaft und Leben insgesamt. Diese Studie erläutert Zusammenhänge zwischen heutigen, teilweise überholten Logiken von Netzbetrieb und den durch sie entstehenden Kosten. Sie zeigt Lösungen zur Kostensenkung auf und untersucht ihre Potentiale anhand von vier Hebeln: Steigerung der technischen Auslastung durch Digitalisierung und Flexibilisierung, Standardisierung des heutigen Flickenteppichs aus 851 Netzgebieten, Senken überhöhter Eigenkapitalverzinsung von Netzbetreibern sowie Verbreiterung der Bemessungsgrundlage bei der Umlage der Netzkosten auf die Netzkunden durch stärkere Einbeziehung von Eigenverbräuchern und Abschmelzen von Industrieprivilegien bei der Netznutzung. Das Fazit der Studie lautet: nicht Drohszenarien zu steigenden Netzentgelten gehören in den Mittelpunkt der Debatte, sondern zielorientierte Reformen, bewusstes Kostenmanagement und wirtschaftliche Anreize zum Heben der immensen Kostensenkungspotentiale in unseren Verteilnetzen. Dann könnten Netzentgelte trotz notwendiger Investitionen in die Verteilnetze sogar sinken. Mit mehr Transparenz zu Zahlen und Zusammenhängen, mehr Tempo bei Standardisierung und Digitalisierung sowie gemeinsamer Ausrichtung auf die ohnehin notwendige Modernisierung unserer Netzinfrastruktur können Kosten- und Klimaziele gleichzeitig erreicht werden.

Große Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz fordern höheres politisches Interesse und Reformwillen

Einsparpotentiale steigen von heute 5 auf über 12 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2045

Diese Studie hat Potentiale zur Senkung der Kosten der Stromverteilnetze ermittelt, die mit Fortschreiten der Energiewende bis 2045 auf 12,4 Mrd. EUR/Jahr steigen. Sie basieren auf verbesserter Auslastung von Verteilnetzen gegenüber heutigen Planungs- und Betriebslogiken, einer effizienteren Organisation der heute 851 Verteilnetze und dem Abschmelzen hoher Eigenkapitalrenditen von Netzbetreibern. Diese Hebel sind bisher nicht adäquat in Prognosen zukünftiger Netzkosten berücksichtigt. Übertragen auf die aktuellen Netzkosten übersetzen sich diese Einsparpotentiale auf bereits heute 5,2 Mrd. EUR/Jahr.

Eine Kostenexplosion im Verteilnetz gibt es nicht – wenn man die Organisation des Netzbetriebes den geänderten Anforderungen anpasst und Einsparpotentiale hebt

In der öffentlichen Debatte werden drohende Netzentgeltsteigerungen durch die Energiewende diskutiert. Zugrunde liegende Prognosen basieren jedoch teilweise auf Fortschreibungen überholter Planungs- und Betriebslogiken sowie regulatorischer Fehlanreize. Untersuchungen zur Quantifizierung einzelner Kostensenkungspotentiale bei adäquater Modernisierung gibt es hingegen kaum. Gleichzeitig senkt ambitionierte Elektrifizierung von Mobilität, Wärme und Industrie die Netzentgelte trotz hoher Investitionsbedarfe und steigender absoluter Netzkosten. Studien- und Datenlage zu diesen Themen stehen im Missverhältnis zur Größe der Netzkosten und der Einsparpotentiale.

Regulierung und Aufsicht müssen die Interessen der Netzkunden stärker wahren

Stromnetze sind natürliche Monopole und Netzkunden haben keine freie Wahl des Netzbetreibers. Sie müssen Kostensteigerungen hinnehmen und sind dennoch vielerorts von Leistungs- und Serviceeinschränkungen betroffen. Gleichzeitig ist unstrittig, dass große Effizienzpotentiale in der Modernisierung des Verteilnetzbetriebes liegen. Umso bemerkenswerter erscheint, dass nur geringes politisches Interesse am Verständnis der drei in dieser Studie betrachteten Kostenhebel sowie deren Nutzung im Interesse der Netzkunden zu beobachten ist:

#1 Auslastung der Verteilnetze transparent erfassen und systematisch erhöhen

Messdaten und Kennzahlen zur Bewertung der Auslastung von Verteilnetzen sowie deren Optimierung in Planung und Betrieb sind lückenhaft. Dass sie durch Digitalisierung, Flexibilisierung und Schaffung wirtschaftlicher Anreize deutlich gesteigert werden kann, ist hingegen unstrittig. Der Monitoringbericht der Bundesregierung kritisiert, dass bisher zu wenig zur Hebung dieses Potentials getan wird und verweist auf um bis zu 30% niedrigere Investitionsbedarfe. Das frühere Prinzip „Netzausbau vor Digitalisierung“ zur Ausweitung von Netzkapazität sollte schneller einem günstigeren, flexiblen Netzbetrieb weichen.

#2 Organisation des Verteilnetzbetriebes standardisieren und defragmentieren

Der Verteilnetzbetrieb in Deutschland ist hochgradig fragmentiert. 851 Netzbetreiber verfügen über große Gestaltungsspielräume bei technischen und prozessualen Vorgaben, eigene Strukturen und Systeme. Große Effizienzpotentiale für den Netzbetrieb selbst sowie für Netzkunden sind offensichtlich. Die Ambition, diese durch Standardisierung und Defragmentierung zu heben, muss deutlich gesteigert werden.

#3 Überhöhte Eigenkapitalrenditen der Netzbetreiber abschmelzen

Eigenkapitalrenditen von Verteilnetzbetreibern liegen heute weit oberhalb der kalkulatorischen Sätze der Anreizregulierung von 3,5 - 5,1%. Im Durchschnitt von 22 hier betrachteten Netzbetreibern betrug sie 24% im Jahr 2024. In Anbetracht des geringen Risikos von Netzbetrieb als Monopol mit gesicherten Erlösen scheint dieser Wert weit überhöht und sollte abgeschmolzen werden.

Politikempfehlung: Wissenslücken schließen & große „Agenda 2030“-Netzreform

Die in dieser Bestandsaufnahme aufgezeigten Lücken bei der Quantifizierung von Kostensenkungspotentialen, bei Datenverfügbarkeit und Methodiken für deren Ermittlung sowie zur Wirksamkeit einzelner Instrumente sollten geschlossen werden. Das Heben der aufgezeigten Kostensenkungspotentiale verlangt zugleich tiefe und breite Reformen des Verteilnetzbetriebes in Organisation, technischen und betrieblichen Vorgaben sowie wirtschaftlichen Anreizen und Aufsicht z.B. in Form einer „Agenda 2030“.

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung: Netzbetrieb in Deutschland und Aufbau der Studie.....	6
2. Historische und prognostizierte Entwicklung von Netzentgelten und Investitionen.....	10
3. Einsparhebel #1: Bessere Auslastung von Verteilnetzen.....	15
4. Einsparhebel #2: Effizientere Organisation des Verteilnetzbetriebes.....	27
5. Einsparhebel #3: Abschmelzen von Eigenkapitalrenditen.....	33
6. Verteilungshebel #4: Bemessungsgrundlage.....	39
7. Gesamtkostensenkungspotential, Fazit und Empfehlungen.....	42
8. Über 3EPunkt / Dr. Tim Meyer.....	46
9. Literaturverzeichnis.....	47
Anhang: für detailliertere Auswertungen in der Studie ausgewählte VNB.....	49
Anhang: Lastfaktoren der für die Studie ausgewählten VNB.....	50

1. Einführung: Netzbetrieb in Deutschland und Aufbau der Studie

Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt. Sie machen über 60% der gesamten Systemkosten im Stromsektor aus – mit steigender Tendenz. Das politische und regulatorische Umfeld hatte lange den Fokus vor allem auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Modernisierung der Verteilnetze und ihrer Organisation rücken erst jetzt, mit zunehmendem Problem- und Kostendruck in den Mittelpunkt. Heute genügen Leistungsfähigkeit und Organisation der Verteilnetze daher nicht mehr den Anforderungen. Sie stellen den größten Engpass für den Anschluss neuer gewerblicher Verbraucher, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, Batterien und Erzeugungsanlagen aus Wind, Sonne und anderen Quellen dar und drohen zum größten Kostentreiber zu werden. In diesem Abschnitt werden Abgrenzungen von Verteil- und Übertragungsnetzen eingeführt, sowie die einzelnen Untersuchungskapitel dieser Studie motiviert: die Kosten der Verteilnetze aufgrund ihrer unnötig niedrigen Auslastung, ihrer stark fragmentierten Organisation über 851 Verteilnetzbetreiber mit fehlenden Standards sowie oft überhöhten Eigenkapitalrenditen. Zuletzt wird die Wirkung der Abnahme der Bemessungsgrundlage von Netzentgelten durch zunehmenden Eigenverbrauch erläutert.

Stromverteilnetze – was genau gehört dazu, was zählt zu „Stromautobahnen“ und wo ist der Stau?

Dass die Stromnetze in der Energiewende eine entscheidende Rolle spielen, ist auch in Deutschland lange bekanntes und öffentlich diskutiertes Thema. Meist wurde und wird es jedoch mit Blick auf den Bedarf zusätzlicher „Stromautobahnen“ adressiert, also den großen überregionalen Transportleitungen für Strom, die Übertragungsnetze. Diese werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geplant und betrieben und umfassen fast ausschließlich das Höchstspannungsnetz auf den Spannungsebenen 220 kV/ 380 kV. Neubaubedarfe und Planungsbeschleunigungen wurden in den letzten Jahren politisch vorangebracht und die Umsetzung des Netzausbaus schreitet voran.

In dieser Studie stehen die Stromverteilnetze im Mittelpunkt. Während die Übertragungsnetze sich über rund 38.400 km Stromleitungen erstrecken, sind es bei den Verteilnetzen über 1,9 Mio. km. Auch die Anzahl der direkt angeschlossenen Abnehmer unterscheidet sich um Größenordnungen: ca. 200 großen Industriebetrieben, die auf Höchstspannung direkt bei einem ÜNB angeschlossen sind, stehen knapp 53 Mio. Anschlussstellen in den Verteilnetzen auf Niederspannung (400 V), Mittelspannung (10 kV/20 kV) und Hochspannung (110 kV) gegenüber [1].

Dass die Verteilnetze technisch und organisatorisch ebenfalls systematisch auf die Anforderungen der Energiewende angepasst und modernisiert werden müssen, war in der Öffentlichkeit und politischen Debatte lange wenig sichtbar. Auch mit den bestehenden Strukturen konnten große Mengen dezentraler Stromerzeugung in die Verteilnetze integriert und neue Verbraucher angeschlossen werden. Zwar klagen Marktakteure und Netzbetreiber auch dabei seit Jahren über nicht mehr passende Rahmenbedingungen. Doch erst in den letzten Jahren und mit der dynamischen Zunahme von Netzanfragen und -anschlüssen für Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, dezentrale Einspeiser und Speicher haben Problem- und Kostendruck so zugenommen, dass die Schieflage zwischen Anforderungen an die Verteilnetze auf der einen und ihrer aktuellen Leistungsfähigkeit und Organisation auf der anderen Seite öffentlich sichtbar und diskutiert wird.

Wer macht die Regeln für den Verteilnetzbetrieb?

Planung und Betrieb der Verteilnetze wurden im Jahr 2025 von 851 Verteilnetzbetreibern (VNB) organisiert und finanziert. Hierüber wacht die Bundesnetzagentur (BNetzA) innerhalb der geltenden Gesetzes- und Verordnungslandschaft mit einem umfangreichen und komplexen Werk von Regeln, Festlegungen, Anreizregulierung etc. Hinzu kommen technische Regeln für die Netze selbst und die in ihnen genutzten Komponenten, also Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Schaltanlagen und -kästen,

Mess- und Steuerungstechnik, Verbraucher, Speicher und Einspeiser etc. Diese werden z.B. vom VDE FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE) festgelegt, der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik für DIN VDE-Normen), dem BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft für technische Richtlinien) und auf europäischer Ebene dem Verbund der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity für Netzkodizes).

Stromverteilung verursacht heute 60% der Netzkosten – Tendenz steigend auf 70%

Aktuell verursachen die Verteilnetze ca. 60% der Netzkosten insgesamt. Dieser Anteil dürfte aufgrund der größeren Ausbaubedarfe auf diesen Netzebenen auf ca. 70% ansteigen [2]. Dass auch die absoluten Kosten der Verteilnetze mit der Energiewende steigen werden, scheint dabei unvermeidlich. Sowohl Elektrifizierung als auch der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien braucht leistungsfähige Verteilnetze. Millionen neue Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Großverbraucher verursachen zusätzliche Lasten und die Einspeiseleistung von Wind- und Solaranlagen soll von heute zusammen ca. 190 GW auf über 600 GW im Jahr 2045 steigen. Ob damit aber auch die Netzentgelte steigen müssen, die Netzkunden zahlen, scheint hingegen nicht sicher. Denn mit voranschreitender Elektrifizierung steigt auch die ausgelieferte Strommenge an, so dass die Kosten der Netze über eine größere Bemessungsgrundlage verteilt werden können. Es ist also zu unterscheiden zwischen gesamten Netzkosten (absoluter Betrag pro Jahr), spezifischen Netzkosten (Netzkosten pro kWh Strom oder pro kW Leistung, die im gesamten System bereitgestellt werden) und Netzentgelten (spezifischen Entgelten pro kWh Strombezug aus dem Netz oder pro kW Anschlussleistung). Wie die Verteilung der gesamten Netzkosten auf Netzentgelte fair zwischen Verbrauchern verschiedener Netzebenen und Einspeisern in den verschiedenen Regionen stattfinden kann, ist Gegenstand mehrerer Studien. Die BNetzA arbeitet aktuell mit dem Prozess „AgNes“ an einer umfassenden Neustrukturierung der Netzentgelte nicht nur in ihrer Verteilung, sondern auch ihrer Steuerungswirkung z.B. zur Flexibilisierung von Stromverbrauch.

Ohne Gegenmaßnahmen drohen die Netzentgelte jedoch für einige Nutzergruppen wie Haushalte und kleine Gewerbekunden tatsächlich deutlich zu steigen, insbesondere aufgrund des heutigen Umlagemechanismus. Eine Studie von ef.Ruhr aus dem Jahre 2024 kommt zu dem Ergebnis, dass sich Netzentgelte für Haushaltskunden in Baden-Württemberg mehr als verdoppeln könnten, wenn Netzausbau und -entgeltumlage bis 2045 entlang der heutigen Logiken organisiert würden [3]. Ähnliches zeigt eine Studie von Consentec/Frontier Economics für ganz Deutschland [2].

In der öffentlichen Diskussion werden solche und ähnliche Aussagen auch als Argument für Kurs- oder Tempoänderungen beim Ausbau erneuerbarer Energien oder der Elektrifizierung von Mobilität und Wärme angeführt. Doch eine andere, viel naheliegendere Schlussfolgerung ist kaum verbreitet: die Netzkosten selbst überhaupt besser verstehen zu wollen, Kostentreiber und -senkungspotentiale zu identifizieren und diese Potentiale mit deutlich höherer Ambition zu heben.

Unnötig niedrige Auslastung bestehender Netze: überholte Regeln und Anreize treiben die Kosten

All die weiter oben aufgeführten technischen und planerischen Regeln, regulatorischen Vorgaben führen dazu, dass die Verteilnetze heute oftmals unter ihren Möglichkeiten ausgelastet werden. Denn sie wurden und werden auf planerische Annahmen zukünftiger Lastspitzen ausgelegt, aber gerade auf den unteren Netzebenen nicht anhand realer Messdaten optimiert. Dabei werden insbesondere auf Niederspannungsebene pauschalisierte Annahmen angesetzt, die der Realität nicht (mehr) entsprechen – und die die heutigen Möglichkeiten für gleichmäßigere Auslastung von Netzen durch Flexibilisierung von Lasten und Speicher nicht berücksichtigen.

Ein Netzabschnitt, der ausschließlich zur Anbindung einer Solaranlage genutzt wird, wird technisch gerade einmal zu gut 10% ausgenutzt (vor allem im Sommer und nur tagsüber), ein Netzabschnitt zur Anbindung einer Windkraftanlage um die 20%. Die technische Ausnutzung eines einzelnen Hausanschlusses eines Einfamilienhauses beträgt nur wenige Prozent. Auf der Ebene ganzer

Verteilnetzbetreiber liegen die durchschnittlichen Auslastungen gemessen am Verhältnis von real auftretender Lastspitze und durchschnittlicher Last eines ganzen Jahres in der Regel deutlich unter 50%¹ (siehe Kapitel 4). In einzelnen Netzgebieten betragen sie aber auch nur 20%. Diese Zahlen betreffen die gemessenen Lastspitzen und durchschnittlichen Lasten. Wie hoch die Ausnutzung gemessen an den oft deutlich höheren technischen Kapazitätsgrenzen liegt, ist hingegen nicht transparent. Klar ist lediglich, dass eine höhere Ausnutzung von Transformatoren, Kabeln, Schaltanlagen etc. unmittelbar die spezifischen Kosten pro kWh Strom senkt, die ausgeliefert wurde und pro kW Leistung, die bereitgestellt wurde. Auslastungen stellen damit eine wesentliche Kennzahl für das Kostenmanagement dar. **Kapitel 3** beschäftigt sich daher mit der Frage der Auslastung der Verteilnetze, warum diese – auch aufgrund überholter Vorgaben und Anreize – oft unnötig niedrig ist, wie sie gesteigert werden kann und welches Kostensenkungspotential in diesem Hebel steckt.

Fehlende Standardisierung und Fragmentierung des Betriebes: alte Strukturen treiben Kosten

Als zweiter Hebel zur Senkung der Netzkosten wird die heutige Organisation des Verteilnetzbetriebes beleuchtet. Denn trotz der Vielzahl der oben genannten Regelwerke verfügen Verteilnetzbetreiber in Deutschland über erhebliche Spielräume für eigene technische, prozessuale und organisatorische Vorgaben und die Ausgestaltung ihres Verteilnetzbetriebes. In Kombination mit der großen Anzahl an Verteilnetzbetreibern führt dies zu einer massiven Fragmentierung, die nicht nur ineffizient ist für den Netzbetrieb selbst, sondern auch Netzkunden und deren Dienstleister mit unterschiedlichsten Vorgaben, Prozesse, Formblättern und Standards belastet. Überregional tätige Unternehmen, Anbieter von Energielösungen, Elektrobetriebe oder Projektentwickler müssen erheblichen Aufwand treiben, mit diesen unterschiedlichen Vorgaben umzugehen, können Hardware oder Vorgehensweisen, die in Netzgebiet A gefordert werden, nicht in Netzgebiet B einsetzen usw.. Skaleneffekte können so nicht genutzt werden.

Potentiale zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung von Netzbetrieb über ihre einheitlichere Organisation betrachtet **Kapitel 4**. Dass dieser Kostenhebel relevant sein dürfte, zeigt ein erster Blick auf die Größenordnungen, in denen sich auch die Struktur der einzelnen Verteilnetzbetreiber unterscheidet: zwischen dem größten Betreiber, der E.ON AG und ihren Tochterunternehmen und dem Kleinsten liegt ein Faktor von über 10.000 bezogen auf die versorgte Fläche, ein Faktor von über 3.000 bezogen auf die versorgten Einwohner und ein Faktor von über 100.000 bezogen auf die ausgelieferte Strommenge. 767 der 851 VNB bedienen weniger als 100.000 angeschlossene Kunden [1]. In keinem Markt wären dermaßen unterschiedliche Player mit gleichem Leistungsportfolio wettbewerbsfähig. Die historisch gewachsene Struktur ist vielmehr Ausdruck der Monopolstellung von Netzbetreibern.

Wie viel Geld dürfen Netzbetreiber verdienen? Tatsächliche Eigenkapitalrenditen sind oft überhöht

Im Jahr 2025 hat der Bundesverband Neue Energiewirtschaft BNE eine Analyse real erzielter Eigenkapitalrenditen von 15 großen Verteilnetzbetreibern in Deutschland vorgestellt. Diese deckten gut 50% der Netzanträge in Deutschland ab [4]. Demnach wiesen die im Bundesanzeiger hinterlegten Jahresabschlüsse vielfach Eigenkapitalrenditen zwischen 20% bis zu 50% aus. Sehr hohe Werte in Anbetracht der Tatsache, dass es sich beim Netzbetrieb um Monopole handelt, deren Erlöse über die Netzentgelte gesichert sind. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, auf der die Berechnung von Netzentgelten beruht, sah in dieser Zeit Werte von nur 3,5% - 5,1% vor.

Systematisch überhöhte Eigenkapitalrenditen, die jenseits von Sondereffekten in den jeweiligen Geschäftsjahren auftreten, sind gleichbedeutend mit überhöhten Preisen für die Netznutzung. Wie stark eine solche Überhöhung ausfällt und wie groß damit das Kostensenkungspotential durch Absenkung von

¹[26] Der Auslastungsfaktor („load factor“) gibt das Verhältnis an zwischen der maximalen Leistungsabgabe innerhalb eines Jahres und der durchschnittlichen Leistungsabgabe in diesem Jahr. Er unterscheidet sich von der Auslastung dadurch, dass diese die technisch maximal mögliche Leistungsabgabe auf die durchschnittliche Leistungsabgabe bezieht. Angaben zur technisch maximal möglichen Leistungsabgabe sind jedoch nicht transparent, daher kann oft nur der immer deutlich geringere Auslastungsfaktor angegeben werden. Mehr zu den begrifflichen Abgrenzungen siehe Seite 15.

Renditen auf moderatere Niveaus ist, hängt wiederum auch von der Kapitalstruktur der jeweiligen Netzbetreiber ab. Diese Aspekte und daraus ableitbare Indikationen möglicher Kostensenkungen werden in **Kapitel 5** betrachtet.

Wer zahlt die Netze?

Durch die oben beschriebenen Einsparhebel können die Netzkosten gegenüber gängigen Szenarienrechnungen deutlich gesenkt werden. Der vierte Hebel wirkt ausschließlich auf die Verteilung dieser Kosten auf alle Verbraucher und damit auf die durchschnittliche Höhe der Netzentgelte.

Insbesondere durch den Ausbau der Photovoltaik für den Eigenverbrauch von Haushalten, Gewerbe- und Industriebetrieben in den letzten Jahren ist der Anteil der Stromerzeugung in Deutschland angestiegen, auf den keine Netzentgelte anfallen. Aber auch Privilegien vergünstigter Netznutzung z.B. durch die Industrie wirken für alle anderen Stromkunden entgelterhöhend. Insgesamt hat sich die Bemessungsgrundlage für die Kalkulation von Netzentgelten in den letzten Jahren reduziert und würde dieser Trend ohne regulatorische Änderungen fortgesetzt. Wie dies wirkt und welches Potential zur Senkung von Netzentgelten in der Verbreiterung der Bemessungsgrundlage steckt, wird in **Kapitel 6** betrachtet.

Die vier Hebel zur Senkung von Netzsystemkosten und -entgelten summieren sich

Die vier genannten Hebel summieren sich in ihrer Wirkung, teilweise gewichtet nach Anteilen für kapitalbezogene Aufwände (CAPEX) oder operative Aufwände (OPEX), teilweise gewichtet nach Finanzierungsstruktur oder Erlösanteilen im Netzgeschäft (gedanklicher Aufbau in Abbildung 1). In **Kapitel 7** wird zusammenfassend eine entsprechende Überleitungsrechnung dargestellt sowie daraus folgende Empfehlungen abgeleitet.

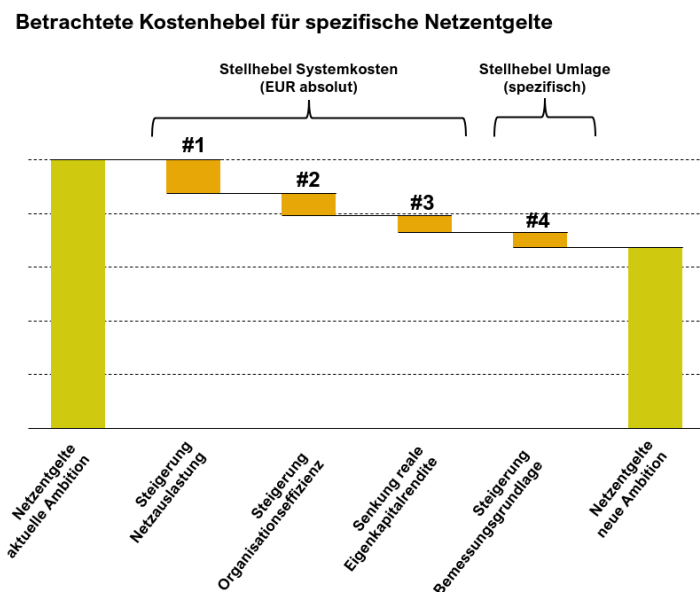


Abbildung 1: gedanklicher Aufbau und Überleitung der in dieser Studie untersuchten Hebel zur Senkung der Netzsystemkosten (#1-#3) sowie bei der Umlage der Netzsystemkosten auf Netzentgelte (#4)

2. Historische und prognostizierte Entwicklung von Netzentgelten und Investitionen

Die Netzentgelte für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden sind in den letzten fünf Jahren um über 50% gestiegen. Gleichzeitig erwarten die Netzbetreiber hohe Investitionsbedarfe für Netzausbau und Netzmodernisierung. Dabei überwiegt der Anteil von Investitionen in den Anschluss neuer Verbraucher den für den Anschluss neuer Einspeiseanlagen leicht. Doch auch jenseits von solchen Neuanschlüssen existiert ein Modernisierungstau in den deutschen Verteilnetzen sowohl mit Blick auf Digitalisierung als auch auf den Austausch überalterter Transformatoren oder Kabel. Mit jeder jährlichen Neuerfassung des Monitoringberichtes Strom durch die Bundesnetzagentur sowie in Studien von Marktakteuren steigen daher die prognostizierten Investitionsvolumina. Bei Fortschreibung der heutigen Regulierung sowie der Planungs- und Betriebslogiken der Netze würde dadurch für Haushaltskunden mindestens eine weitere Verdopplung der Netzentgelte drohen, für Gewerbe und Industriekunden Steigerungen zwischen 50% und 150%.

Blick zurück: die Netzentgelte sind deutlich gestiegen

In den vergangenen Jahren sind die Entgelte, die Haushalte, Gewerbe und Industrie für die Nutzung der Stromnetze zahlen müssen, deutlich gestiegen. Der Monitoringbericht 2025 der BNetzA [1] weist für die Jahre von 2020 bis 2025 eine Steigerung um über 50% für typhaft angenommene Haushalte und Gewerbekunden aus, für Industriekunden mit einem Stromverbrauch von 24 GWh sogar um über 60% (Abbildung 2). Um diese Entwicklung zu dämpfen und Verbraucher zu entlasten wird aus Steuermitteln für das Jahr 2026 ein Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten in Höhe von 6,5 Mrd. EUR bereitgestellt.

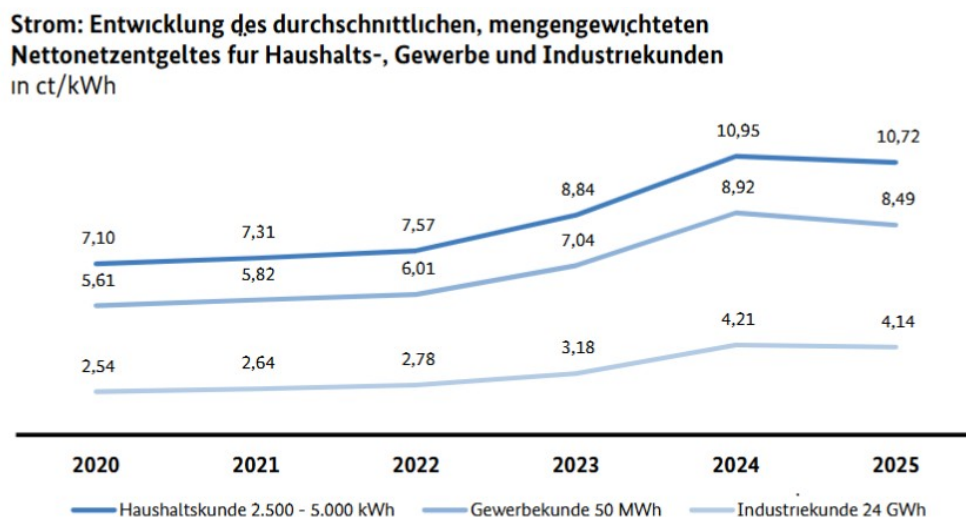


Abbildung 2: Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgelte für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden [1]

Auch zukünftig drohen Netzentgelte zu steigen – wenn Umlage der Netzkosten nicht geändert wird

Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte erwarten weitere deutliche Steigerungen. Für das gesamte Bundesgebiet hat eine Studie von frontier economics und Consentec im Auftrag des BDEW im Jahr 2024 ermittelt, dass sich die jährlichen Systemkosten des Netzes im Jahr 2045 gegenüber dem aktuellen Wert von ca. 30 Mrd. EUR pro Jahr auf über 70 Mrd. EUR verdoppeln könnten, also um einen Faktor 2,3 [2]. Diese Steigerung der gesamten Netzkosten trifft zusammen mit zwei gegenläufigen Trends: zwar wird gemäß der verwendeten Langfristszenarien des Wirtschaftsministeriums mit einer Verdopplung des Bruttostromverbrauchs gerechnet. Die spezifischen Netzkosten pro verbrauchter Strommenge würden in diesem Szenario also nur relativ moderat um ca. 15% steigen. Da aber gleichzeitig für einen steigenden Anteil des Verbrauchs insbesondere auf Niederspannungsebene angenommen wird, dass

dieser ohne Netznutzung erfolgt, also „hinter dem Stromzähler“ in Form von Eigenverbrauch, steigt die tatsächlich durchs Netz geleitete Strommenge und damit die Bemessungsgrundlage der Netzentgelte nicht im selben Maße. Gleichzeitig erhält heute insbesondere die Industrie umfangreiche Rabatte auf die Netzentgelte wie z.B. Hochlastzeitfenster, Bandlastprivilegien etc. Auch diese werden in der genannten Prognose fortgeschrieben. Im Ergebnis der o.g. Studie verdoppeln würden sich die spezifischen Netzentgelte für die dem Netz entnommenen Mengen (in ct/kWh) für Haushaltskunden von 2023 bis 2045 verdoppeln. Für Gewerbe- und Industriekunden auf Mittel- und Hochspannungsebene ergeben sich drohende Steigerungen von 50% bis 150% (Abbildung 3).

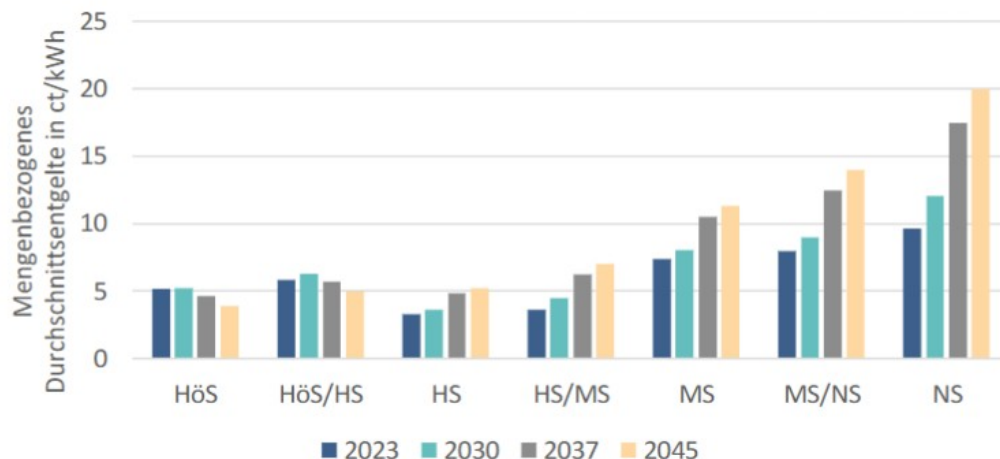


Abbildung 3: Prognostizierte Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte auf den verschiedenen Spannungsebenen gemäß [2]

Bereits diese Zahlen zeigen, dass eine reine Betrachtung spezifischer Netzentgelte bei der Bewertung zukünftiger Kosten der Stromnetze zu kurz greift. Denn eine Steigerung der Netzsystemkosten um einen Faktor 2,3 bei gleichzeitiger Verdopplung des Stromverbrauchs erscheint im ersten Schritt nicht sehr problematisch. Vielmehr zeigen die prognostizierten spezifischen Netzentgelte, welche Bedeutung die Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Umlage der Netzkosten spielt. Darauf weist auch die zitierte Studie hin sowie auf die Tatsache, dass ohne Gegensteuern die Netzkosten zunehmend ungerecht verteilt würden. Denn Haushalte mit Eigenverbrauch zahlen im Verhältnis weniger Netzentgelte als Haushalte ohne diese Möglichkeit, obwohl sie zur Sicherung der eigenen Versorgung auf die dieselbe Netzanschlussleistung zurückgreifen können. Dies hat auch die Bundesnetzagentur erkannt und will mit dem aktuellen Prozess zur Modernisierung der Netzentgeltsystematik „AgNes“ auch zu diesem Punkt entsprechende Weichenstellungen vornehmen. Die Bedeutung der Bemessungsgrundlage für die Umlage der Netzkosten und Entwicklung der Netzentgelte wird in Abschnitt 6 vertieft.

Systemkostenprognosen auf Basis heutiger Praxis übersehen große Kostensenkungspotentiale

Zusätzlich ist jedoch die Feststellung wichtig, dass die oben genannte Prognose der Entwicklung der absoluten Netzkosten auch andere wesentliche Prinzipien des heutigen Netzbetriebes fortschreibt und weder mögliche und notwendige Änderungen bei den Anreizen für Netzbetrieb und Netzinvestitionen mit Blick auf die Auslastung von Netzen berücksichtigt (Abschnitt 3), noch eine effizientere Organisation von Netzbetrieb (Kapitel 4) oder die Absenkung von Eigenkapitalrenditen auf ein angemessenes Niveau (Kapitel 5). Bei Nutzung dieser Kostensenkungspotentiale kann die oben genannte Steigerung der Netzkosten von ca. 30 Mrd. EUR/Jahr auf über 70 Mrd. EUR/Jahr deutlich unterschritten werden². Auch der Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) aus dem vergangenen

² Gegenläufig ist aktuell die Entwicklung von Komponentenpreisen wie z.B. Transformatoren aufgrund der hohen weltweiten Nachfrage. Im Sinne eines relativen Vergleiches der hier untersuchten Kostensenkungspotentiale gegenüber einem „business as usual“ Szenario sind solche Entwicklungen jedoch nicht relevant bzw. würden alle Szenarien in selber Weise treffen.

Jahr bemängelt, dass Kostensenkungspotentiale im Netz bisher nicht ausreichend berücksichtigt werden und verweist dabei ebenfalls auf die drohende Steigerung von Netzentgelten entsprechend der Analyse des BDEW [5].

Hohe Investitionsbedarfe für Netzausbau und -modernisierung treiben Netzsystemkosten.

Ursächlich für den prognostizierten Anstieg der Netzsystemkosten auf über 70 Mrd. EUR/Jahr sind zwei Haupttreiber: einerseits natürlich die Investitionsbedarfe für den Ausbau und die Modernisierung der Netze (CAPEX) und die sich daraus ableitenden Abschreibungen. Andererseits aber je nach Untersuchung auch die angenommenen steigenden Netzverluste und Abregelungsbedarfe aufgrund von Netzengpässen. Gemäß heutiger regulatorischer Praxis bestehen bis zu 50% der Netzentgelte aus kapitalbezogenen Kosten, also Abschreibungen für die eigentliche Netz-Hardware [2]. Die bereits zitierte Netzentgelt-Prognose im Auftrag des BDEW kommt für das Jahr 2045 auf einen Anteil der Kapitalkosten an den gesamten Netzsystemkosten von rund 60%. Dieser hohe Anteil verdeutlicht auch die Bedeutung der Kapitalverzinsung für die Netzentgelte (Abschnitt 5). Zu den reinen Kapitalkosten für Investitionen in Netzinfrasturktur kommen noch jeweils Kosten für Wartung und Service dieser Betriebsmittel (OPEX). Aktuell summieren sich beide Positionen aus CAPEX und OPEX nur für die Betriebsmittel, also die Netz-Hardware, auf knapp 60%. Bis zum Jahr 2045 wird ein Anstieg auf zusammen über 70% prognostiziert [2].

Bereits in den letzten Jahren sind die von den Verteilnetzbetreibern ausgewiesenen Investitionen deutlich gestiegen (Abbildung 4). Gemäß Agora Energiewende weisen die Netzausbaupläne des Jahres 2024 insgesamt 235 Mrd. EUR Investitionsbedarf bis 2045 aus. Allerdings dürften darin noch nicht alle Ausbaubedarfe entlang heutiger Planungslogik enthalten sein sowie jüngste Kostensteigerungen bei der Beschaffung von Netzkomponenten, deren Preise aufgrund der hohen weltweiten Nachfrage gestiegen sind [6]. Andere Studien ermitteln Gesamtinvestitionsbedarfe in die Verteilnetze bei Fortschreibung heutiger Planungs- und Betriebslogiken von über 400 Mrd. EUR [3].

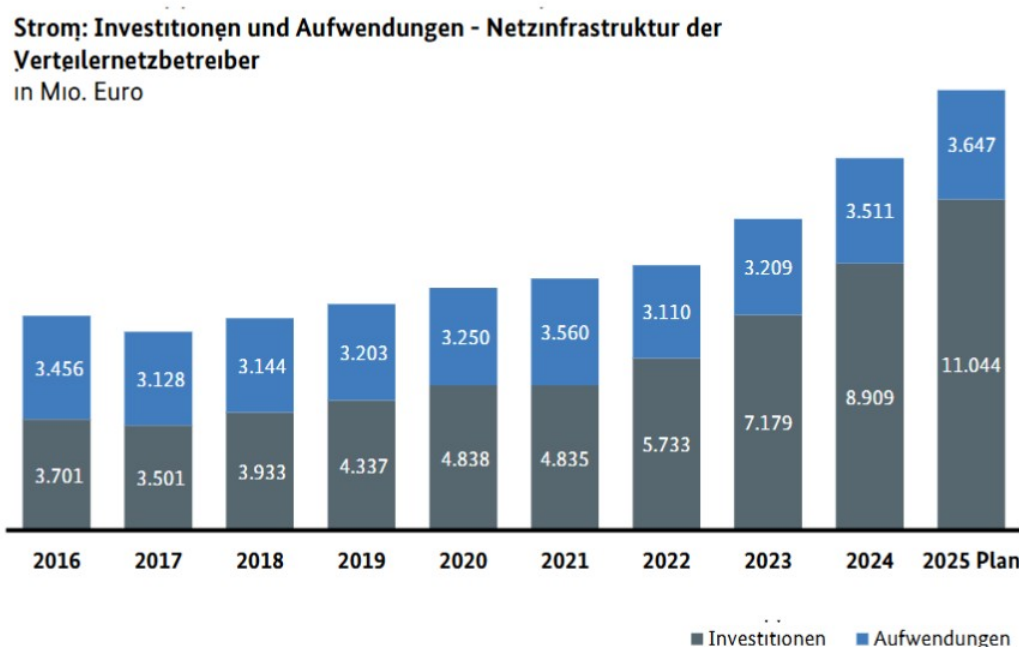


Abbildung 4: Entwicklung der Investitionen für Netzinfrasturktur der Verteilnetzbetreiber sowie der Aufwendungen für den Erhalt der Netze [1].

Der Anschluss neuer Verbraucher prägt den Ausbaubedarf der Verteilnetze stärker als der Anschluss zusätzlicher Einspeiseanlagen

Die 82 größten Verteilnetzbetreiber müssen regelmäßig Netzausbauplanungen veröffentlichen. Aus diesen gehen nicht nur die gesamthaft erwarteten Investitionshöhen hervor, sondern auch die jeweiligen Gründe sowie die Spannungsebenen, die ertüchtigt werden sollen. Die aktuell veröffentlichten Netzausbauplanungen im NAP 2024 [7] weisen aus, dass der größte Anteil von 40% der erforderlichen Investitionen „überwiegend Verbrauchsgetrieben“ ist, also durch neue Anschlüsse von gewerblichen und privaten Verbrauchern, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur etc. verursacht wird (Abbildung 5). 36% sind „überwiegend Einspeisegetrieben“, also durch Anschluss zusätzlicher Stromerzeugungsanlagen. Immerhin 21% dienen beiden Zwecken. Die Elektrifizierung der deutschen Volkswirtschaft ist also ein stärkerer Treiber der Netzinvestitionen als die reine Dekarbonisierung der Stromerzeugung durch Umstellung auf Erneuerbare Energien.

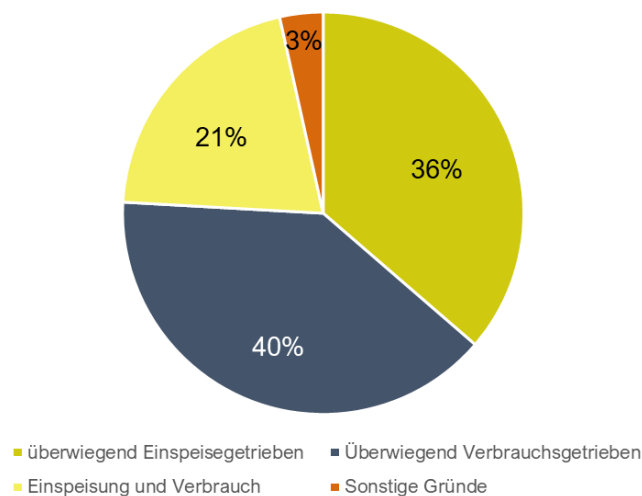


Abbildung 5: Anteile der in den Netzausbauplänen 2024 von den 82 größten Verteilnetzbetreibern gemeldeten Investitionsbedarfe in den Netzausbau bis 2045 entlang der Ausbaugründe (Daten aus [7])

Modernisierungstau im Verteilnetz auch jenseits neuer Energiewende-Anforderungen

Den finanziellen Rahmen für Planung und Betrieb von Stromverteilnetzen setzt die sogenannte Anreizregulierung. Über Jahrzehnte war diese so gestaltet, dass die in dieser Studie ausgewiesenen Effizienzpotentiale nicht im Fokus standen. Darüber hinaus hat sie nicht angereizt, bestehende und alte Netzinfrastruktur wie Kabel, Transformatoren, Steuerungstechnik auch jenseits neuer Anforderungen durch die Energiewende vollständig zu modernisieren. Im Ergebnis sind moderne Betriebsmittel und Steuerungstechnik nicht ausreichend ausgerollt und gibt es teilweise sogar noch Bestände an Kabeln mit historischer oder veralteter Papier-Öl-Isolation. Auch der Stand der Digitalisierung der Netze insbesondere in Niederspannung, aber auch in Mittelspannung hinkt mehr als nur den gestiegenen Anforderungen der Elektrifizierung und des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien hinterher. Auch bei Einfrieren von deren Ausbau bliebe ein erheblicher Modernisierungsbedarf, um die Netze zeitgemäß und effizient betreiben zu können. In einer Untersuchung für den BDEW und den ZVEI hat die Bergische Universität Wuppertal den Gesamtbedarf für Erneuerungen und Erweiterungen von Netzbetriebsmitteln ermittelt. Abbildung 6 zeigt das Ergebnis: je nach Netzebene und Betriebsmittel sind zwischen 45% und 78% der Kabel und Transformatoren in deutschen Stromnetzen zu erneuern oder zu erweitern. Mit den aktuellen Logiken von Planung, Bau und Betrieb sowie der Fertigung und kleinteiligen Ausschreibung

nach unterschiedlichsten technischen Vorgaben von Netzbetreibern wird diese tiefgreifende Modernisierung nicht ausreichend schnell und kosteneffizient gelingen.

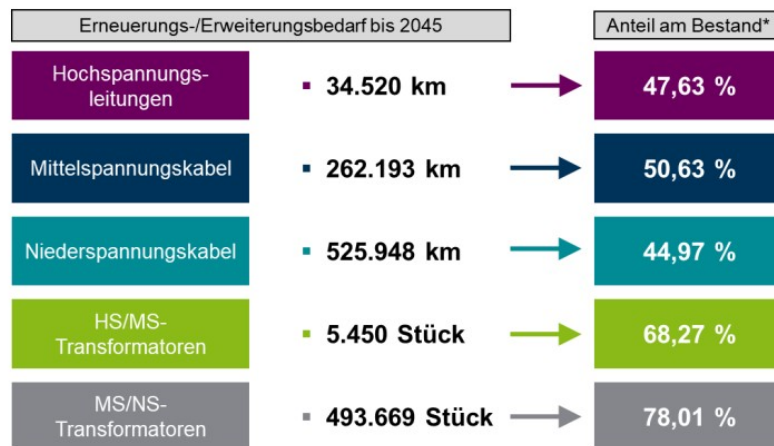


Abbildung 6: Erweiterungs- und Modernisierungsbedarf von Netzbetriebsmitteln gegenüber dem Status Quo im Jahr 2021 nach [8]

3. Einsparhebel #1: Bessere Auslastung von Verteilnetzen

Für Infrastruktur wie auch für Maschinen in Unternehmen gilt: eine möglichst hohe Auslastung senkt die spezifischen Investitionen und Betriebskosten. Viele Unternehmen richten daher betriebliche Abläufe auf die Auslastung ihrer Maschinen aus und steuern diese über entsprechende Kennzahlensysteme. Umso erstaunlicher scheint, wie wenige Studien oder Kennzahlen bisher zur Auslastung der Stromverteilnetze vorliegen. Auch Zielgrößen oder wenigstens mögliche Steigerungen der heutigen Auslastung zur Senkung spezifischer Kosten spielen im Regulierungsalltag noch keine entscheidende Rolle. Dabei bieten Digitalisierung, Flexibilisierung und Speicher heute vielfältige und wirkmächtige Möglichkeiten zur Kostensenkung. Mit ihnen könnten schätzungsweise 10% der gesamten Netzkosten eingespart werden. Dies entspricht aktuell ca. 3 Mrd. EUR/Jahr oder 7 Mrd. EUR/Jahr im Zieljahr 2045. In diesem Kapitel werden zunächst technische Grundlagen und Kennzahlen von Netzauslastungen erläutert, auf Basis verfügbarer Studienlagen Indikationen für Kostensenkungspotentiale hergeleitet sowie Maßnahmen zur Vergrößerung der Auslastung und Digitalisierung als entscheidende Voraussetzungen beschrieben.

Grundlagen: Ausnutzungsgrade und Lastfaktoren im Stromverteilnetz

Keine Infrastruktur wird laufend voll ausgelastet. Egal ob Straßen, Wasser- und Gasleitungen oder eben Stromnetze: es gibt Zeiten besonders hoher Auslastung, z.B. weil viele Menschen zeitgleich in den Urlaub fahren oder Strom verbrauchen und Zeiten besonders niedriger Auslastung. Dazwischen schwankt die Nutzung von Infrastruktur regional und zeitlich unterschiedlich stark. Entsprechend ist auch die Auslastung von Stromverteilnetzen zeitlich und regional sehr unterschiedlich, aber auch je nach Netzebene (Nieder-/Mittel-/Hochspannung). Auslastungen können sich selbst in ein und derselben Netzsituation je einzelner Betriebsmittel unterscheiden, wenn diese auf unterschiedliche Maximalbelastung ausgelegt sind (Transformator, Kabel, Schaltanlage etc.).

Im Folgenden werden zwei relevante Kennzahlen für Auslastungen unterschieden: der Ausnutzungsgrad und der Lastfaktor. Abbildung 7 zeigt beide Begriffe am Beispiel der Summenlast auf Niederspannungsebene im gesamten Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH am Tag der Jahreshöchstlast 2024. Der Lastfaktor im Jahr 2024 in diesem Netzgebiet betrug 51%. Das bedeutet, dass dem Netz im Jahresmittel 51% der gemessenen Jahreshöchstlast entnommen wurden. Diese wurde am 13. Januar 2024 erreicht. Umgekehrt bedeutet diese Zahl, dass im theoretischen Fall, dass das ganze Jahr hindurch konstant die gemessene Jahreshöchstlast abgerufen worden wäre, etwa doppelt so viel Strom hätte transportiert werden können. Wie weiter unten erläutert wird, sind die Lastfaktoren in einzelnen Teilgebieten der Netze oder gar einzelnen Netzausläufern zumeist prinzipbedingt kleiner.

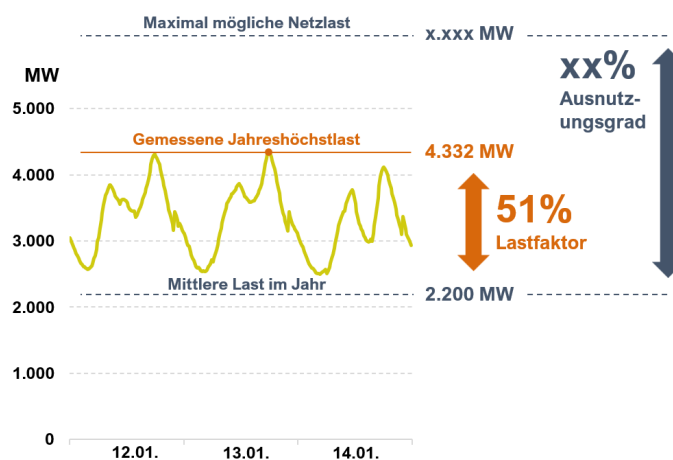


Abbildung 7: Gemessener Verlauf der Summenlast im gesamten Niederspannungsnetz der Bayernwerk Netz GmbH am Tag der Höchstlast des Jahres 2024 am 13.01. (Summe aus dem Lastgang in Niederspannung und in Umspannung Mittel- zu Niederspannung)

Während der Lastfaktor anhand der pflichtgemäß von allen VNB veröffentlichten Daten immerhin für ein ganzes Netzgebiet bestimmt werden kann, ist beim Ausnutzungsgrad nicht einmal dies möglich. Der Ausnutzungsgrad wird analog wie der Lastfaktor ermittelt, jedoch nicht mit der gemessenen Jahreshöchstlast im Nenner, sondern mit der technisch möglichen Höchstlast. Er beantwortet also die Frage, wie hoch ein Netz in Bezug auf seine technisch maximal verfügbare Kapazität ausgelastet wird.

Solche Werte sind selbst für Netzbetreiber nicht ohne Weiteres für ein ganzes Netzgebiet zu ermitteln, denn sie sind stark abhängig von ihrer Definition und planerisch vorgegebenen Redundanzen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit sowie Puffern für zukünftig erwartete Laststeigerungen. Bemerkenswert ist jedoch, dass es auch in der Literatur und im Regulierungsalltag solche Definitionen nicht zu geben scheint, geschweige denn Angaben zu Ist- und Zielwerten. In anderen Worten: wir wissen wenig über vorhandene technische Puffer in den heutigen Netzen. Insbesondere in der mit 1,3 Mio. km Kabellänge größten Netzebene, der Niederspannung, ist dies selbst für Netzbetreiber oftmals intransparent, da hier kaum Messdaten erfasst werden. Aber auch auf Mittelspannungsebene scheint dies relativ wenig untersucht und wenn überhaupt, dann nur den jeweiligen Netzbetreibern bekannt. Sowohl aus Sicht der Netzkunden als auch aus Managementsicht erscheint es unverständlich, Infrastrukturen im Wert hunderter Milliarden EUR zu betreiben, ohne Kennzahlssysteme zu haben, wie effektiv dies geschieht.

Management braucht Kennzahlen – selbst, wenn diese erst entwickelt werden müssen

Bei der Definition und Diskussion von Kennzahlen zur Auslastung von Stromnetzen sind besondere technische Hintergründe und leider auch Erschwernisse zu bedenken: die sinnvolle Berücksichtigung von Gleichzeitigkeit und Versorgungssicherheit. Zu keinem Zeitpunkt sind alle Betriebsmittel in allen betrachteten Netzausläufern und auf allen Spannungsebenen gleichzeitig in demselben Maße ausgelastet. Dies ist der Hauptvorteil von großen Netzverbünden: in einem Portfolio vieler Verbraucher und Einspeiser glätten sich Lastgänge und wird weniger Netzkapazität benötigt als für die Summe aller einzelnen Verbraucher und Einspeiser notwendig wäre. Dieser Effekt wirkt bereits auf der untersten Netzebene: ein Einfamilienhaus wird typischerweise mit 20-30 kW Anschlussleistung ans öffentliche Stromnetz angebunden. Bei einem Verbrauch von z.B. 3.500 kWh wird ein solcher Netzanschluss im Durchschnitt nur zu ca. 1,5 % ausgenutzt. Eine 11 kW Wallbox zum Laden eines Elektrofahrzeuges, das im Jahr für 20.000 km mit 4.000 kWh Strom geladen wird, hat einen Ausnutzungsgrad von rund 4%. Bündelt man jedoch mehrere solcher Einzelanschlüsse, verbessert sich das Verhältnis von bereitzustellender Leistung und bezogener Energie, also die Ausnutzung der Betriebsmittel. So wird ein Mehrfamilienhaus mit 6 Parteien z.B. nur mit 50-70 kW ans öffentliche Netz angebunden, also mit nur ca. 40% der Leistung von sechs einzelnen Einfamilienhäusern. Die Ausnutzung steigt entsprechend kalkulatorisch um den Faktor 2,5. Der Transformator, der eine ganze Siedlung von Einfamilienhäusern oder eine entsprechende Menge von Ladepunkten versorgt, wird abhängig von der Anzahl angeschlossener Verbraucher mit Gleichzeitigkeit bis unter 20% der Einzelleistungen ausgelegt, die Ausnutzung ist entsprechend noch höher. Je höher also der Aggregationsgrad und je höher die Netzebene, desto stärker glätten sich Last- und Einspeiseverläufe und desto höher sollten grundsätzlich auch die jeweiligen Ausnutzungen und Lastfaktoren ausfallen: mehr Portfolio, mehr Glättung.

Jedoch ergänzen sich Lastprofile und Gleichzeitigkeit von Haushalten anders als die verschiedener Gewerbe- oder Industriebetriebe, Ladeinfrastruktur oder Wärmepumpen. Ähnliches gilt für den Portfolio-Effekt bei Zusammenschalten vieler Windkraftanlagen, am besten mit Solaranlagen und anderen Einspeisern. Die Auslegung der jeweiligen Kabel, Transformatoren etc. erfolgt daher je Netzgebiet berechtigterweise spezifisch. Dies erschwert die Festlegung und den Vergleich allgemeiner Kennzahlen zur Auslastung von Netzen. Eine weitere Erschwernis und Besonderheit von Stromnetzen kommt hinzu: die sogenannte N-1-Regel. Diese besagt, dass zur Sicherung der Versorgung diese auch bei Ausfall einer zentralen Komponente auf Hoch- oder Mittelspannungsebene gewährleistet sein muss. Fällt beispielsweise ein Transformator oder eine Leitung aus, muss durch Umschalten der Netzstruktur der Strom über einen anderen Pfad in das versorgte Gebiet gebracht werden können. In urbanen und

vorstädtischen Netzen kann dies effizient durch Vermaschung von Netzen erreicht werden. Dabei werden Netze ringförmig verbunden, so dass auch bei Auftrennung eines Rings an einer Stelle noch alle Netzkunden über die eine oder andere Richtung des Rings angebunden sind. In dünner besiedelten Gebieten ist sternförmige Netzföhrung effizienter. In beiden Fällen föhrt die einzuplanende Redundanz notwendigerweise dazu, dass ein niedrig ausgelastetes Betriebsmittel nicht unbedingt schlechter ist als ein hoch ausgelastetes – wenn es denn zur Erfüllung des N-1 Kriteriums erforderlich ist.

Heute werden Investitionen in mehr Netz angereizt, die höhere Ausnutzung von Netzen kaum

Jede Definition von Kennzahlensystemen, die die Ausnutzung ganzer Netzabschnitte oder Netzgebiete bewerten sollen, muss das oben Gesagte berücksichtigen. Bisher werden jedoch Effizienzanreize, denen auch Verteilnetzbetreiber über die Anreizregulierung ausgesetzt sind, ohne solche absoluten Kenngrößen in relativen Benchmarks gesetzt. Also in der Logik, dass vergleichbare Netztypen und Lastsituationen von verschiedenen Netzbetreibern mit vergleichbaren Kosten bewirtschaftet werden sollten. Wer gewisse Effizienzbenchmarks nicht erreicht, erhält Abzüge. Solche Benchmarks sind hilfreich, schaffen aber nur geringe Transparenz und Anreize, gelernte Planungs- und Betriebsweisen einer ganzen Branche zu verändern und zu modernisieren. Hierfür müssten auch absolute Kenngrößen genutzt werden, ebenfalls anhand vergleichbarer Netztypen und Lastsituationen. Dies gilt umso mehr, wenn Anreize für den Netzbetrieb so gestaltet sind, dass in der Tendenz hohe Investitionen in Netzhardware stärker belohnt werden als Digitalisierung sowie intelligente und hohe Ausnutzung von Hardware. Doch genau das ist der Fall: im heutigen Anreizsystem werden Investitionen in „mehr Kupfer“ wirtschaftlich stärker belohnt als solche in Digitalisierung, Intelligenz und höhere Auslastung von bestehendem Kupfer.

Das große Potential höherer Netzauslastung wird zwar allgemein diskutiert und in Untersuchungen wie der Dena-Netzstudie betont [9], kann aber ohne Kennzahlensysteme kaum in konkrete Zielvorgaben oder Prognosen erwartbarer Kostenentwicklungen einfließen. Diese Lücke sollte durch öffentlich transparente Systemstudien geschlossen werden.

Wie eine höhere Ausnutzung grundsätzlich auf die spezifischen Kosten wirkt und welch großen Hebel sie hat, ist hingegen einfach zu ermitteln: ein gleich leistungsfähiger Netzausläufer mit z.B. 40% Ausnutzung gegenüber einem mit 20% verteilt die doppelte Strommenge und verursacht spezifisch pro verteilter kWh nur die Hälfte der Kosten. Selbst eine Steigerung einer Ausnutzung von 40% auf nur 44% entspricht 10% geringen spezifischen Kosten. Dermaßen große Kostenhebel lassen sich Unternehmen im Wettbewerb der Märkte selten entgehen. Auch in Monopolen sollte deren Erschließung stärker angereizt werden.

In ersten Regionen stoßen Verteilnetze an ihre Grenzen – Tendenz zunehmend

Dass einige Verteilnetze lokal und regional an ihre Belastungsgrenzen stoßen, ist über öffentliche Berichte von Marktakteuren und Netzbetreibern bekannt sowie im Netzzustandsbericht von 2022 nachzulesen [10]. In diesem geben die 82 teilnehmenden Netzbetreiber an, dass sich bis 2027 in tausenden Leitungsabschnitten auf allen Netzebenen verbrauchsbedingte Engpässe ergeben könnten (Abbildung 8).

Prognostizierte verbrauchsbedingte Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen

Anzahl Leitungsabschnitte / Umspannwerke

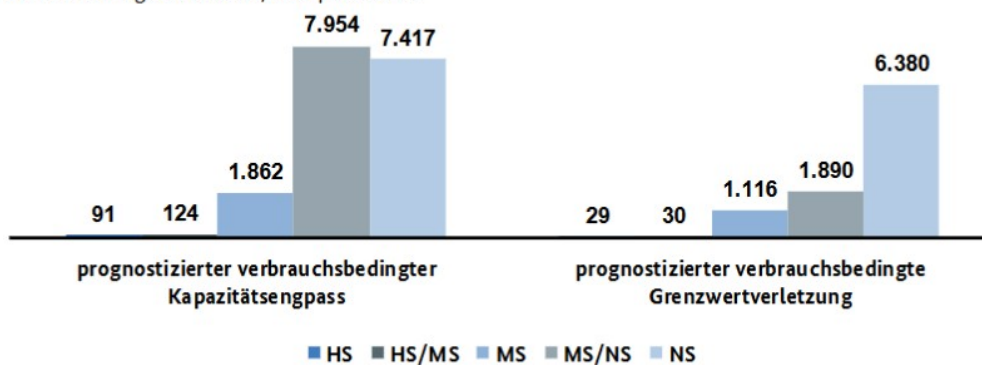


Abbildung 8: Prognose der Anzahl von Leitungsabschnitten und Umspannwerken mit Kapazitätsengpässen und Verletzungen technischer Grenzwerte bis zum Jahr 2027 gemäß Netzzustandsbericht 2022 [10]. Aufgrund der deutlich größeren Leitungslängen in den unteren Netzebenen sagen die kleineren Zahlen auf höheren Netzebenen wenig über die Relevanz der jeweiligen Engpässe aus. Grundsätzlich gilt, dass Engpässe auf höheren Netzebenen größere Auswirkung haben als darunter

Gleichzeitig erwarten die am Netzzustandsbericht teilnehmenden VNB die deutliche Zunahme von Lastveränderungen auf allen Spannungsebenen insbesondere aufgrund der wachsenden Anzahl von Netzanschlüssen für E-Mobilität, Batteriespeicher und Wärmepumpen. Ohne Digitalisierung, Flexibilisierung und auch Netzausbau sind diese nicht zu bewältigen.

Von der „letzten kWh“ als Auslegungsziel zum flexiblen Zusammenspiel von Versorgungsaufgabe und Netz

Systematische Studien zu durchschnittlichen Ausnutzungen oder Lastfaktoren von Stromverteilnetzen in Deutschland konnten im Rahmen der Literaturrecherche zu der Bestandsaufnahme wie erwähnt nicht gefunden werden. Untersuchungen wie „Planung der Verteilnetze der Zukunft“ [11] ermitteln zwar den Nutzen von kundenseitiger Flexibilität in Haushalten und Gewerbe für das Gesamtsystem als Summe von Stromerzeugungs- und Verteilungskosten. Wie hoch heutige Auslastungen von Verteilnetzen jedoch sind oder wie weit diese in Zukunft gesteigert werden könnten, sei es durch zusätzliche Preissignale variabler Netzentgelte oder dem gezielten netzdienlichen Einsatz von Speichern, wird nicht ausgewiesen.

Traditionell werden zukünftige Netzausbaubedarfe methodisch über die Häufigkeit von Engpässen ermittelt, nicht aber über erreichbare Auslastungen. Denn historisch gilt plastisch ausgedrückt das Prinzip der „letzten kWh“ als grundsätzliches Auslegungsziel von Netzen³. In anderen Worten folgt der Netzausbau der (erwarteten) Versorgungsaufgabe, nicht umgekehrt. Ergebnis ist eine Dimensionierung auf eine angenommene zeitgleich lieferbare oder aufnehmbare Maximalleistung von Verbrauch oder Erzeugung in einer erwarteten zukünftigen Lastentwicklung. Heute findet zwar bereits ein bewussterer Umgang mit Engpässen statt und werden auch mögliche Abregelungen von Lasten und Einspeisung in Planungen einbezogen. Die Studienlage zu dem auf diesem Weg Erreichbaren und deren Übersetzung in konkrete Regulierung zur Kostensenkung im Verteilnetz scheint dem jedoch hinterherzuhinken. Denn eine sehr grundlegende Änderung im zukünftigen Energiesystem besteht darin, dass durch Digitalisierung und Flexibilisierung die Versorgungsaufgabe selbst zu einer veränderlichen Größe wird. Anders als früher kann sich die Versorgungsaufgabe selbst und damit auch die Belastung eines Netzabschnittes z.B. durch Preissignale für die Nutzung des Netzes gegebenen Netzrestriktionen anpassen. Netzbetrieb erhält damit einen eigenen Hebel, welche Versorgungsaufgabe überhaupt zu erfüllen ist und zu welchem Preis.

³ Nach §11 EnWG ist für erneuerbare Energien Netzausbau erst bei Abregelung von Einspeisung über 3% der Stromerzeugung vorgeschrieben. Hier gibt es also bereits eine Abkehr vom Prinzip der „letzten kWh“. Volkswirtschaftlich ist es sinnvoller, kleine Energiemengen nicht zu nutzen als für die Nutzung unverhältnismäßig hohe Investitionen tätigen zu müssen.

Das ungehobene Potential: Digitalisierung und Flexibilisierung senken Investitionsbedarfe um bis zu 30%

Auch aus diesen Gründen hängen Betriebskosten und zukünftige Investitionsbedarfe für den Ausbau der Verteilnetze entscheidend von der Digitalisierung und Flexibilisierung des Systems und damit der Auslastung der Netze ab. Der Monitoringbericht der Bundesregierung aus dem Jahr 2025 verweist auf eine Größenordnung von durchschnittlich 30%, um die die Investitionen gemäß Drittstudien gesenkt werden könnten [5], [9]. Einzelne Beispiele weisen auf deutlich stärkere Senkung des Investitionsbedarfes nicht nur durch die Annahme der Nutzung von Flexibilitätspotentialen hin, sondern dadurch, dass überhaupt detaillierte Untersuchungen für konkrete Netzgebiete durchgeführt werden im Gegensatz zu pauschalisierten Hochrechnungen. Die NGN Netzgesellschaft Niederrhein hat für ihr Netzgebiet auf diese Weise einen um bis zu 90% gesenkten Investitionsbedarf ermittelt gegenüber vorherigen, pauschalen Annahmen [12].

Allein sinkender Investitionsbedarf kann Systemkosten um 10% senken

Da die Wirkung einer höheren Auslastung der Netze auf die Betriebskosten wie Personal, Software-systeme etc. schwer abschätzbar ist, wird für die Ermittlung des Basis-Falls dieser Studie angenommen, dass diese nur auf den kapitalbezogenen Anteil der Netzkosten wirkt, also nur auf Investitionsbedarfe (CAPEX) und deren Abschreibungen sowie die Wartungskosten der Netzkomponenten (OPEX). Gemäß dem Szenario aus [2] erhöhen sich diese Anteile an den gesamten Netzkosten von 18 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2023 auf 51 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2045. Die Differenz in Höhe von 33 Mrd. EUR/Jahr entsteht durch Investitionen in Netzausbau. Gleichzeitig steigt der Anteil der Verteilnetze an den gesamten Netzkosten von 60% in 2023 auf 70% in 2045. Diese Werte sind zwar mit komplexen Berechnungen ermittelt und stellen Summen über mehrere Netzebenen dar. Da das Ziel der vorliegenden Studie die Indikation von Bandbreiten von Kostensenkungspotentialen ist, können sie dennoch herangezogen werden.

Im Jahr 2045 stammen also gegenüber 2023 mindestens 23 Mrd. EUR/Jahr zusätzliche Systemkosten aus der Hardware für das Verteilnetz (70 % von 33 Mrd. EUR/Jahr). Würde der Investitionsbedarf in den Ausbau von Verteilnetzen durch Flexibilisierung um 30 % gesenkt (Monitoringbericht), würde dies im Jahr 2045 gemäß der genannten Zahlen einer Einsparung von 7 Mrd. EUR/Jahr entsprechen. Bezogen auf die Kosten nur der Verteilnetze im Jahr 2045 sind dies rund 14 %. Bezogen auf das Gesamtsystem inkl. der Übertragungsnetze übersetzt sich diese Einsparung im Jahr 2045 auf 9,6 % der von Netzkunden zu tragenden Gesamtkosten. Diese Zahl wird im Folgenden als Basis-Fall für die Ermittlung möglicher Kostensenkungen angenommen (siehe Tabelle 1). zum Vergleich: die DENA-Verteilnetzstudie II weist für ein Netzgebiet, das beispielhaft ebenfalls mit 30% reduzierten Investitionsbedarf gerechnet wurde, einen noch etwas stärkeren Effekt auf die Netzentgelte aus mit einer Senkung um 11-12% [9].

Als Obergrenze des Kostensenkungspotentials wird im Rahmen dieser Studie eine Reduktion des Investitionsbedarfes um 45% angenommen. Dies entspricht einer um 50 % höheren Investitionskostensenkungen als im Basis-Fall. Die Zahl liegt damit zwar deutlich unter den in einzelnen Untersuchungen ausgewiesenen bis zu 90% Investitionskostensenkung, dürfte aber dennoch eine optimistische Schätzung für eine Obergrenze darstellen. Analog dem oben beschriebenen Rechenweg ergäben sich damit maximale Einsparungen der gesamten Netzkosten von 14,4%. Als Untergrenze der Kostensenkungspotentiale durch höhere Auslastung wird angenommen, dass die mögliche Reduktion des Investitionsbedarfes gegenüber aktuellen Prognosen nur 20% beträgt. Dies scheint in Anbetracht der Innovationsgeschwindigkeit bei Digitalisierung und Speichern als konservative Schätzung. Dies würde auf dem oben beschriebenen Rechenweg zu einer Senkung der gesamten Netzkosten von 6,4% führen.

	Min	Base	Max
Senkung des Investitionsbedarfes bis 2045	20%	30%	45%
entspricht Senkung Systemkosten 2045 relativ [%]	-6,4%	-9,6%	-14,4%
Senkung Systemkosten 2045 dadurch [Mrd. EUR/Jahr]	4,6	7,0	10,5

Tabelle 1: Korridore der angenommenen relativen und absoluten Kostensenkungspotentiale durch höhere Auslastung von Verteilnetzen

Wichtig ist die Feststellung, dass dies relative Einsparungen durch höhere Auslastung darstellen. Würden die geschätzten Investitionsbedarfe steigen, weil Komponentenpreise für Transformatoren, Kabel und Schaltanlagen auf den Weltmärkten steigen, wäre die relative Einsparung durch höhere Auslastung dieser Betriebsmittel davon unbeeinflusst. Die absolute Einsparung würde daher steigen.

Überträgt man das oben ermittelte relative Einsparpotential von 14% der Kosten der Verteilnetze auf die heutigen Systemkosten, entspräche dies Einsparungen von 2,5 Mrd. EUR/Jahr im Basis-Fall oder 8,2% der gesamten Netzkosten. Die Quote ist niedriger als für das Jahr 2045, da ein Anstieg des Anteils der Verteilnetze an den gesamten Netzkosten von heute 60% auf dann 70% prognostiziert wird.

Plausibilisierung

Zur Plausibilisierung der oben genannten Zahlen ein weiterer Gedanke: die durchschnittlichen Lastfaktoren der Verteilnetze betragen heute bei den 25 ausgewählten Netzbetreibern rund 45% (siehe Anhang). Eine Steigerung um nur 4 Prozentpunkte auf 49 % entspräche einer relativen Steigerung der Lastfaktoren von 9%. Dies wiederum entspricht der Annahme des unteren Schwellwerts für die weitere Betrachtung in dieser Studie (6% Potential für Gesamtkosten entspricht 9% Potential nur in den Verteilnetzen). Gleichzeitig dürfte über die Steigerung von Lastfaktoren hinaus auch die technische Auslastung, also die bessere Ausnutzung heute nicht transparenter technischer Puffer insbesondere in den unteren Netzebenen erhebliches Potential zur Kostensenkung bieten. In Anbetracht der heute ungenutzten Möglichkeiten der Flexibilisierung, der hohen Dynamik bei der Entwicklung von Batteriespeichern und dem nicht auf Auslastung ausgerichteten Anreizregime scheint die angesetzte untere Grenze daher konservativ.

Es gibt viele Maßnahmen zur Steigerung der Netzauslastung – sie werden aber noch kaum genutzt

Viele Untersuchungen beschreiben grundsätzliche Möglichkeiten zur höheren Auslastung von Verteilnetzen. Wesentliche Möglichkeiten sind in der Info-Box zusammengestellt. Jede der genannten Maßnahmen wird zwar zumindest in einigen Netzgebieten bereits angewandt oder erprobt. Von einer flächigen und vor allem standardisierten Nutzung kann aber keine Rede sein, zumal bei vielen Verteilnetzbetreibern notwendige Grundlagen in der Digitalisierung von Planung und Betrieb fehlen (siehe unten).

Auch erfolgt die Nutzung einiger Instrumente nicht immer mit der Ambition, den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Speichern oder die Elektrifizierung und den Anschluss neuer Verbraucher mit den Belangen des Netzbetriebes optimal zu versöhnen. Berichte von Marktakteuren weisen darauf hin, dass einige Netzbetreiber Instrumente wie z.B. flexible Anschlussverträge auch als Verhinderungsmaßnahme gegen den Anschluss z.B. von Batterien nutzen. Tatsächlich sind Batterien nicht automatisch netzdienlich, sondern können sehr wohl auch netzbelastend wirken. Letzteres träte z.B. in Situationen auf, in denen ein Netzausläufer bereits stark mit der Einspeisung aus Solaranlagen ausgelastet ist und dann gleichzeitig Batterien Strom ins Netz entladen würden. Eine Begrenzung der Entladung in solchen Situationen wäre daher nachvollziehbar. Einige Netzbetreiber schreiben aber beispielsweise vor, dass unabhängig von der aktuellen Solareinspeisung und ganzjährig Batterien zwischen 7 Uhr und 17 Uhr keinen Strom ins Netz abgeben dürfen. Selbst im Winter nicht, wenn die Solareinspeisung minimal ist. Mit einer dermaßen überzogenen Einschränkung ist jedoch kein wirtschaftlicher Batteriebetrieb möglich.

Was fehlt: systematische und zielorientierte Nutzung von Maßnahmen zur Auslastungssteigerung

Andere Netzbetreiber nutzen die neuen Instrumente wie flexible Anschlussverträge für Batteriespeicher oder die Kombination von Solar- und Windkrafteinspeisung konstruktiver. Mangels regulatorischer Vorgaben oder Standards entsteht jedoch ein Flickenteppich unterschiedlichster Regelungen, die auf jeweils unterschiedliche Weise den Betrieb der Anlagen einschränken, was jeweils ebenso unterschiedliche Risikoprofile für Betreiber, Investoren und Banken mit sich bringt. All dies ist erklärungsbedürftig, erzeugt Unsicherheit, kostet Zeit und Aufwand und behindert damit eine effiziente und kostengünstige Energiewende (siehe nächstes Kapitel).

Die mit Blick auf die berechtigten Interessen von Marktakteuren und Netzbetreibern ausgewogene Standardisierung moderner Planungs- und Betriebsvorgaben für Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Verbraucher wäre eine entscheidende Grundlage für eine höhere Auslastung der Verteilnetze und Kostensenkung sowohl bei Netzbetreibern als auch Marktakteuren. Hier besteht dringender Handlungsbedarf seitens der BNetzA und der Politik.

Info-Box: Maßnahmen zur höheren Auslastung von Verteilnetzen

- **„Überbauung“ von Netzanschlüssen:** bei der Überbauung wird an einzelne Netzanschlusspunkte mehr Verbrauchs- oder Erzeugungsleistung angeschlossen als bisher planerisch vorgesehen oder zulässig wäre. Besonders einfach und deutlich wird der Nutzen bei der Überbauung von Netzanschlüssen mit sich ergänzenden Einspeiseanlagen. Könnte früher an einem Netzanschlusspunkt beispielsweise nur der Anschluss und die Leistungsaufnahme durch eine Solaranlage zugesagt werden, die das Netz an diesem Punkt dann planerisch zu 100% für Einspeisung auslastet, könnte zukünftig an diesem Punkt eine zusätzliche Windkraftanlage oder mehr Solarleistung angeschlossen werden. Der planerische Wert von 100% Auslastung wird dann teilweise deutlich überschritten. Da aber nur selten alle Anlagen tatsächlich gleichzeitig mit hoher Leistung Strom produzieren, sind die Verluste durch Abregelung gleichzeitiger Stromerzeugung klein im Vergleich zum Nutzen der deutlich steigenden Auslastung und Anschlusskapazität des Netzes. Eine Studie des Bundesverbandes Erneuerbare Energien BEE hat ermittelt, dass eine Überbauung von Netzanschlüssen bis zu 250% der heute üblichen Anschlussleistung die Auslastung des entsprechenden Netzes von 13% (nicht überbautes PV-Kraftwerk) und 33 % (nicht überbautes Windkraftwerk) auf bis zu 53% im Bundesdurchschnitt erhöhen kann (überbaute PV- und Windkraftwerke) [21]. Würden im Bundesdurchschnitt Netzanschlüsse für Einspeiseanlagen um 150% überbaut – also ohne Netzausbau 1,5 mal so viel Einspeiseleistung zugelassen, wie bisher möglich, würde der durch Abregelung nicht nutzbare Strom nur etwa 1% der Erzeugung betragen. Oberhalb einer Überbauung von 150% können die Abregelungsverluste durch Batteriespeicher wirksam begrenzt werden.

Auch für Verbraucher sind solche Überbauungen möglich. Im Gegenteil ist heute sogar gerade im Niederspannungsnetz eine deutliche „Unterbauung“ die Praxis, d.h. die Unterauslastung von Betriebsmitteln. Denn diese Netzebene wird weitgehend als „Black Box“ betrieben und bei der Planung wird hohe Gleichzeitigkeit starrer Verbraucher angenommen und nicht flexibilisierte Verbraucher, die auf – heute nicht existierende - Preissignale bei Netzengpasssituationen reagieren.

- **Netzdienliche Batteriespeicher:** naturgemäß können Batteriespeicher nicht nur zur Teilnahme am Strommarkt oder der Optimierung von Eigenverbrauch eingesetzt werden, sondern auch zur Optimierung der Netzauslastung oder Unterstützung der oben beschriebenen Überbauung. Grundsätzlich können Batterien sowohl netzdienlich als auch netzbelastend betrieben werden. Der regulatorische Rahmen und die preislichen Anreize sind daher entscheidend. Heute können Netzbetreiber den Betreibern von Batterien beispielsweise keine Vergütung für gezielt netzdienliches Verhalten zahlen, was eine planerische Berücksichtigung z.B. für weniger Netzausbau erschwert.

Aufgrund der hohen Entwicklungsdynamik auf dem weltweiten Batteriemarkt wird deren Potential in vielen Szenarienrechnungen und Studien zur Energiewende systematisch unterschätzt. Bei Aktualisierung dieser Szenarien werden die Annahmen dann regelmäßig der jeweiligen Marktentwicklung angepasst und deutlich angehoben.

- **Flexible Anschlussverträge:** Flexible Anschlussverträge sind das regulatorische bzw. rechtliche Instrument, um die Nutzung und Auslastung von Netzanschlüssen besser und flexibler zwischen Netzbetreiber und Netzkunde auf die heute stark variierenden Anforderungen anpassen zu können. Sie werden sowohl für die Regelung von Überbauung als auch den Anschluss großer Batteriespeicher an Netze genutzt. Jedoch sind sie heute nicht standardisiert und enthalten regelmäßig Vorgaben von Netzbetreibern, die einen wirtschaftlichen Betrieb der anzuschließenden Anlagen für die Netzkunden unnötig stark erschweren.

- **Räumliche Koordination:** Bisher ist der Ausbau erneuerbarer Energien und der dafür notwendige Netzausbau weitgehend unabhängig davon vorangetrieben worden, wo regional die Netzintegration ohne Weiteres möglich ist oder Kosten für Netzausbau anfallen. Auch die Frage, wo regionale Lastzentren liegen und wie weit erzeugter Strom transportiert werden muss, war kaum Gegenstand integrierter Systembetrachtungen. Bei den bereits erreichten hohen Anteilen erneuerbarer Stromversorgung in Deutschland, entstehenden Netzengpässen und Netzausbaubedarfen für den Anschluss neuer Verbraucher ist eine räumliche Koordination volkswirtschaftlich sinnvoll. Wichtig wird jedoch sein, dass dies nicht vor allem im Sinne der Erschwerung von Zubau neuer Einspeiseanlagen in Netzgebieten organisiert wird, in denen weitere Einspeisung relativ hohe Ausbaukosten für Netze verursacht, sondern umgekehrt auch der Zubau in Gebieten mit Reserven in den Verteilnetzen begünstigt wird sowie die Flexibilisierung und damit höhere Auslastung bestehender Netze zur Steigerung ihrer Aufnahmefähigkeit für zusätzliche Einspeisung.
- **Lastmanagement (§14 EnWG):** Mit zunehmender Sektorenkopplung wachsen auch die Flexibilitätspotentiale von Haushalten, Gewerbe und Industrie weiter. Durch preisliche Anreize sowohl aus dem Markt (Energiepreisschwankungen) als auch aus dem Netz (variable Netzentgelte je nach Netzsituation) erhalten flexible Verbraucher Anreize, Lastspitzen und -bedarfe zeitlich zu verschieben. Regulierung und Netzentgeltstrukturen müssen solche marktliche Anreize stärker zur Flexibilisierung von Verbrauch nutzen. Grundvoraussetzung dafür ist die flächige Digitalisierung der Verteilnetze inkl. Smart Meter Roll-Out und die Schaffung der Fähigkeit bei Netzbetreibern, flexible Lasten und Entgelte tatsächlich und effektiv abrechnen zu können.

In Situationen, in denen dennoch Einspeiser oder Verbraucher drohen, lokale Netzabschnitte zu überlasten, müssen Verteilnetzbetreiber dies durch aktiven Eingriff verhindern können („Abregelung“). Dies sollte zwar nur Rückfallebene nach der Systemoptimierung über Preissignale bleiben, dominiert aber heute die Diskussion und auch technische Vorgaben an den Smart Meter Rollout. Auch die heutigen Regeln für marktliche Anreize und die Fähigkeiten der Netzbetreiber zur kleinteiligen Steuerung hinken der notwendigen Entwicklung hinterher.

- **Netzmanagement: kuratives statt präventives N-1-Prinzip:** heute sind Stromnetze im Grundsatz mindestens ab Mittelspannung so ausgelegt, dass im Voraus (präventiv) immer eine Komponente des Netzes verfügbar ist, die einen möglichen Ausfall auch bei maximaler Auslastung des Netzes zu diesem Zeitpunkt abfangen kann. Dies können beispielsweise parallele Leitungen oder Transformatoren sein, die dann die Versorgungsaufgabe übernehmen. Auch wenn eine Komponente ausfällt, kann das System so weiterarbeiten, ohne dass Netzkunden beeinträchtigt werden. Dabei gelten höhere Anforderungen an die Redundanz auf höheren Netzebenen, da ein Ausfall hier weitreichendere Auswirkungen hätte. Im Ergebnis werden einige Betriebsmittel jedoch nur relativ gering ausgelastet – im Normalfall nur 50%-70%. Beim kurativen N-1 Prinzip akzeptiert das System, dass ein Fehler und ein kurzfristiger Ausfall in beschränktem Umfang passieren kann. Es sind für diesen Fall jedoch Maßnahmen vorbereitet, um schnell handeln und heilend eingreifen zu können.

Höhere Auslastung braucht Flexibilisierung braucht Digitalisierung: wichtige Grundlagen fehlen

Zwingende Voraussetzung für die Umsetzung von Maßnahmen zur höheren Auslastung von Verteilnetzen ist neben einem einfachen und ausgewogenen Regulierungsrahmen die Digitalisierung der Netze und Geschäftsprozesse. Nur so können die entstehenden Flexibilitäten über Preissignale aktiviert werden und in notwendigen Ausnahmefällen begrenzende Steuersignale z.B. von Netzbetreibern empfangen und umgesetzt werden. Doch während auf Hochspannungsebene der aktuelle Stand der Digitalisierung des Netzbetriebes dies grundsätzlich erlaubt, herrscht auf Mittel- und Niederspannungsebene – also dort, wo die meisten dezentralen Anlagen und Verbraucher angebunden werden – großer Nachholbedarf. Gemäß Netzzustandsbericht 2022 verfügen nur gut 1% der an dieser Untersuchung teilnehmenden 82 VNB überhaupt vollständig Echtzeitwerte zu Betriebsmitteln auf Niederspannung, also zeitlich aufgelöste Daten zu Lastflüssen, Auslastungen etc. Bei 30% der VNB lagen diese Daten immerhin teilweise vor. Weitere 35% der befragten VNB gaben an, sie würden solche Daten benötigen. Auf Mittelspannungsebene liegen zeitaufgelöste Messdaten immerhin bei 19% der teilnehmenden 82 VNB vollständig vor, bei weiteren 74% teilweise [10]. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass 27 der am Netzzustandsbericht 2022 teilnehmenden VNB, also 33% aller Teilnehmer zu diesem Zeitpunkt angegeben haben, Echtzeitwerte von Betriebsmitteln auch zukünftig gar nicht zu benötigen. Eine im Digitalzeitalter überraschende Prognose. Umso wichtiger scheint die Entwicklung gemeinsamer Zielbilder und Pfade hin zu einer tatsächlich digitalisierten Energieinfrastruktur [13].

Datenbedarf der befragten Verteilernetzbetreiber

Anzahl Verteilernetzbetreiber

	Daten liegen vor	Daten liegen teilweise vor	Daten werden benötigt	Daten werden nicht benötigt
Last- und Einspeisung an den Netzverknüpfungspunkten zu vorgelagerten Netzbetreibern	65	14	3	
Informationen zu Einspeiseanlagen nachgelagerter Netzbetreiber	15	33	11	23
Lastseitige Flexibilitätsangebote	4	7	25	46
Kundenseitige Prognose von Last und Erzeugung	2	37	22	21
Echtzeitwerte von Betriebsmitteln in der MS	16	61	2	3
Echtzeitwerte von Betriebsmitteln in der NS	1	25	29	27
(Bessere) Wetterprognosen	41	23	5	13
Temperaturüberwachung von Leitungen	2	14	10	56
Lastgangdaten aus der NS- Ebene (Haushaltsanschlüsse)	1	16	27	37

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 9: Datenverfügbarkeit und -bedarf von Verteilernetzbetreibern gemäß Netzzustandsbericht 2022 [10]

In der öffentlichen Kommunikation von Verteilernetzbetreibern werden Themen rund um die Digitalisierung oftmals nur im Bezug von Regulierungsanforderungen angesprochen. Dies zeigt [11] anhand einer Analyse der Websites von 700 Betreibern. Themen wie „Digitale Zwillinge“ oder „Künstliche Intelligenz“, also moderne Standards des Netzbetriebes, wurden überhaupt nur auf ca. 10 Websites erwähnt. Auf nur 70 Websites, also 10%, wurden Themen wie „Smart Meter“ oder „Smart Grids“ erwähnt und erläutert. Tatsächlich dürften natürlich schon mehr Netzbetreiber an digitalen Zwillingen oder KI-Tools arbeiten. Die Kommunikation von Netzbetreibern mit ihren Netzkunden scheint dies jedoch noch nicht abzubilden.

Daten reduzieren notwendige Sicherheitspuffer

Wie erwähnt gleicht der Betrieb von Verteilnetzen auf den unteren Netzebenen noch weitgehend einer „Black Box“. Nicht der reale Betrieb mit tatsächlichen Last- und Erzeugungsverläufen, ihren Spitzen und Tälern wird gesehen, sondern vor allem planerische Annahmen von Auslastungen. Dies führt zu unnötig großen und schwer bezifferbaren Sicherheitspuffern und damit zu Ineffizienz: die Auslastung vieler Netzausläufer wird nicht gemessen und mit laufenden Prognosen und Soll-/Ist-Abgleich bewirtschaftet, sondern lediglich vermutet.

Hinzu kommt, dass heute planerische Vorgaben oder Angaben von Netzkunden meist nicht hinterfragt werden können. Gibt ein mittelständischer Betrieb beispielsweise an, eine Anschlussleistung von 500 kW zu benötigen, die er dann aber gar nicht abrufen, ist der entsprechende Netzausläufer planerisch dennoch mit 500 kW zugesagter Leistung blockiert. Sollten für die Herstellung dieses Anschlusses sogar Netzverstärkungen erforderlich geworden sein, hat der VNB unnötig hohe Investitionen getätigt. Denn ob die angemeldeten 500 kW real sind oder nicht, kann im Zuge des Netzanschlusses nicht geprüft werden. Und auch Netzkunden kennen regelmäßig ihre eigenen Optimierungspotentiale nicht oder planen große Sicherheitspuffer für zukünftige Unternehmensentwicklungen ein. Solche unnötigen Reserven aufzudecken erfordert sowohl Messdaten aus dem realen Betrieb als auch digitale Geschäftsprozesse und klare Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Netzkunde für eine einfache und massenfähige Kommunikation.

Stockender Smart Meter-Rollout

Auch verbraucherseitig sind zeitaufgelöste Messdaten zur Optimierung von Verbräuchen, Strombeschaffung, Eigenverbrauch, automatisiertem Management von Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen etc. entscheidende Voraussetzung. Doch auch hier steckt die Digitalisierung auf Niederspannungsebene in den Kinderschuhen. Die Smart Meter Quote in Deutschland betrug Ende 2025 nur 3,8% [14]. Entsprechend gering ist die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten für Geschäftsmodelle und Tarifangebote, die auch auf eine höhere Auslastung von Netzen einzahlen sowie für die eigentliche Netzbetriebsführung und -optimierung.

Aktuelle Entwicklung: AgNes

Seit 2025 arbeitet die Bundesnetzagentur mit dem AgNes-Prozess (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) an einer Reform der Netzentgeltberechnung und damit auch den Anreizen zur Ausrichtung der Investitions- und Geschäftstätigkeit von Netzbetreibern. Aktuell fließen beispielsweise Investitionen in Leitungen, Transformatoren und andere netztechnische Ausrüstung stärker in die realisierbaren Erlöse und Renditen ein als es Investitionen in Messtechnik und Digitalisierung tun. Zwar sieht auch das Energiewirtschaftsgesetz die Optimierung von Netzen vor der Neuinvestition oder Verstärkung vor. Die konkreten wirtschaftlichen Anreize nehmen den Ausbau technischer Netzkapazität dennoch stärker in den Fokus als die Auslastung bestehender Kapazitäten durch Flexibilisierung. Die hier beschriebenen Kostensenkungspotentiale durch höhere Auslastung von Netzen sind daher nur mit entsprechender Modernisierung der Anreizregulierung zu erzielen. Mit dem AgNes-Prozess, der im Jahr 2026 abgeschlossen werden soll, arbeitet die Bundesnetzagentur an einer großen und grundsätzlichen Reform der Netzentgeltberechnung. Diese soll auch systemische Veränderungen würdigen, die unser Stromsystem bereits erfahren hat, sowie schrittweise die Anreize und Steuerungswirkung so ändern, dass Planung und Betriebsweise auch unter diesen veränderten Bedingungen effizienter erfolgen. Die Umsetzung dieser Reformen ist für das Jahr 2029 geplant. Ihre Instrumente dürften nach jetzigem Planungsstand jedoch nur einen Teil des Reformbedarfes abbilden.

Ein weiterer Hebel: Zeit kaufen durch übergangsweise Überlastung von Betriebsmitteln

Neben der systematisch und langfristig höheren Auslastung der Verteilnetze durch geschicktere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch sowie Speicherung, gibt es eine zweite Möglichkeit, mindestens kurzfristig auf Sicht einiger Jahre mehr Energie durch vorhandene Stromnetze zu transportieren: die rein technisch höhere Belastung von Kabeln, Transformatoren, Schaltanlagen etc. über ihre nominelle Bemessungsleistung hinaus. Zwar geht dies prinzipiell mit leicht beschleunigter Alterung der Komponenten einher. Richtig angewandt und zeitlich beschränkt ist dieser Effekt jedoch gering. Auf der Habenseite steht dafür eine deutlich höhere nutzbare Kapazität der Stromnetze zur Aufnahme zusätzlicher Mengen erneuerbarer Energien und schnellerer Elektrifizierung der Mobilität, Wärme und Industrie. Je nach Betriebsmittel wäre zwischen 15% und knapp 60% mehr Leistung rauszuholen (siehe Abbildung 10). Zu diesem Schluss kommt eine Studie des VDE/ETG [15]. Blickt man auf den beschriebenen Nachholbedarf bzgl. Organisation, Planung und Betrieb von Verteilnetzen scheint auch die Nutzung dieses technischen Hebels geboten. Auf diese Weise wird Zeit gewonnen, Nachholbedarfe aufzuarbeiten. Einige Netzbetreiber nutzen bereits real höhere technische Grenzwerte als die gemäß Planungsstudien üblichen Werte für Nutzungs- oder Reservefaktoren von z.B. 80% maximaler Belastung.

Betriebsmittel	Thermische Begrenzung	Berechnung und Normen	Vorgehensweise	Erhöhung der Strombelastbarkeit ¹
Kabel	Entfestigung und Schmelzen des Isoliermaterials, z.B. 90°C bei vernetztem Polyethylen	1. Thermisch äquivalentes Ersatzschaltbild (DIN VDE 0276) 2. Mit Wärmekapazitäten (IEC 60287) 3. Multi-Physics Simulation (z.B. Comsol)	1. Ausschöpfen der Reserven nach VDE 0276 2. Genaue Rechnung mit therm. Ersatzschaltbild 3. Genaueste Rechnung mit Multi-Physics-Simulation Dauerhafte Erhöhung nach Messung des Erdboden-Wärmewiderstands	25 – 60 %
Transformator	Beschleunigte Alterung des Öl-Papier-Isoliersystems, insbesondere am Heißpunkt	Thermisches Ersatzschaltbild nach IEC 60076 „Loading Guide“	Nutzung der zyklischen Auslastung nach IEC 60076-7, ergänzend mit Online-Berechnung des Heißpunktes, dabei gelten: Obere Öltemperatur < 105°C, Hotspot-Temperatur < 120°C	50 % (< 100 MVA) 30 % (> 100 MVA)
Freileitung	Mechanische Entfestigung und zu großer Durchhang der Leiterseile	Berechnung von Wärmegewinnen (Leiter, Strahlung) und Verlusten (Wind, Strahlung), DIN EN 50182	1. Witterungsgeführter Freileitungsbetrieb 2. Überwachung durch Sensoren	Witterungsabhängig bis 58 %
Schaltanlage	Entfestigung insbesondere der Konstruktions- und Isolier-Werkstoffe aus Kunststoff	Thermisches Ersatzschaltbild, keine bekannten Normen für zyklische Belastbarkeit	1. Dauerhafte Erhöhung durch verbesserte Kühlung in Absprache mit dem Hersteller 2. Online-Überwachung durch Sensoren	15 %

¹ Die prozentuale Erhöhung der Strombelastbarkeit stellt eine qualitative Schätzung dar und verlangt Berechnungen für den konkreten Fall.

Abbildung 10: Übersicht von Maßnahmen zur Erhöhung der dynamischen Strombelastbarkeit nach VDE/ETG

4. Einsparhebel #2: Effizientere Organisation des Verteilnetzbetriebes

Der Verteilnetzbetrieb in Deutschland ist extrem kleinteilig organisiert: verantwortlich sind 851 Verteilnetzbetreiber mit großen Freiheiten bei der Gestaltung technischer Vorgaben für Netzanschluss und Geschäftsprozesse, eigenen Software-Systemen, Personal-, Entscheidungs- und Finanzierungsstrukturen. In keinem Markt wäre eine solche Struktur wettbewerbs- und damit wirtschaftlich überlebensfähig. Sie ist nur über die Monopolstellung der Netzbetreiber und geringen Standardisierungs- oder Konsolidierungsdruck zu erklären. Die Effizienzpotentiale sowohl für den Netzbetrieb z.B. durch Zusammenlegung von Strukturen und günstigeren Einkauf standardisierter Hardware sind jedoch kaum in Studien untersucht. Ebenso wenig untersucht sind die volkswirtschaftlichen Effizienzgewinne dadurch, dass sich Netzkunden und Dienstleister auf einheitliche technische Standards und Prozesse einstellen könnten. Durch Überleitungen aus anderen Branchen sowie beispielhafte Belege lässt sich jedoch eine Indikation für das Kostensenkungspotential nur für den Netzbetrieb selbst von ca. 5 % (ohne volkswirtschaftliche Nutzeneffekte auf Seiten der Netzkunden).

Viele Verteilnetzbetreiber haben unterkritische Strukturgrößen

Der Betrieb der Stromverteilnetze in Deutschland ist hochgradig fragmentiert. Im Jahr 2025 gab es 851 Verteilnetzbetreiber sehr unterschiedlicher Größe. So haben 767 der 851 VNB weniger als 100.000 angeschlossene Kunden [1]. Zwischen dem größten VNB, der E.ON AG mit ihren Tochterunternehmen und dem kleinsten VNB liegt ein Faktor von über 10.000 bezogen auf die versorgte Fläche, ein Faktor von über 3.000 bezogen auf die versorgten Einwohner und ein Faktor von über 100.000 bezogen auf die ausgelieferte Strommenge. Naturgemäß unterscheiden sich solche Unternehmen auch in ihrer inneren Struktur, Organisation und Leistungsfähigkeit.

Zwar ist Größe alleine kein Garant für Kosteneffizienz oder Servicequalität. Doch wird eine kritische Größe unterschritten, geht dies in jedem Markt und jedem Unternehmen mit Wettbewerbsnachteilen einher, also mit relativ höheren Kosten und niedrigerer Leistungsfähigkeit. Durch Elektrifizierung und Energiewende wird dies verstärkt, da Verteilnetzbetrieb immer mehr verschiedenartige Lasten, Erzeuger und Speicher integrieren muss. Verbräuche auch kleinerer Kunden müssen nicht mehr nur einmal pro Jahr, sondern zeitlich aufgelöst erfasst und verarbeitet werden. All dies erfordert digitale Lösungen – und digitale Lösungen erfordern Skalierung, um mit adäquaten Kosten betrieben werden zu können.

Doch auch jenseits von Digitalisierung und Softwarelösungen treibt ein zu hoher Grad an Fragmentierung die Kosten: Spezial-Know-How, Entscheidungs- und Finanzierungsstrukturen oder Beschaffung müssen oftmals parallel aufgebaut und betrieben werden, Vergabevolumina für den Einkauf von Komponenten und Dienstleistungen sinken, Änderungen an Aufbau- und Ablauforganisation, an Softwaresysteme etc. müssen oftmals parallel durchgeführt werden.

Viele Verteilnetzbetreiber stehen daher heute unter massivem Druck: stark gewachsene Anforderungen seitens der Regulierung und der Netzkunden müssen mit oftmals nicht adäquat ausgestatteten Organisationen und nicht adäquat modernisierten, d.h. digitalisierten Geschäftsprozessen und Lösungen abgewickelt werden. Im Ergebnis sinken Leistungsfähigkeit und Servicequalität auch bei hohem Einsatz von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Selbst gesetzlich vorgeschriebene Fristen und Pflichten gegenüber Netzkunden werden heute systematisch von Netzbetreibern verletzt. Die Organisation des Verteilnetzbetriebes hat ein systemisches Problem. Hinzu kommt, dass der Aufwand, den Netzbetreiber für Baumaßnahmen im Netz treiben müssen, gerade im urbanen Raum auch durch aufwändige Genehmigungsverfahren und kleinteilige Vorgaben örtlicher Verwaltungen, Abstimmung mit anderen Medien wie Wasser, Telekommunikation etc. immer weiter steigt. Die DENA-Netzstudie widmet auch aus diesen Gründen in ihren Empfehlungen der Verbesserung von Koordination, Planungssicherheit und Datenaustausch über alle Sektoren und Ebenen hinweg ein eigenes Handlungsfeld [9].

Es gibt eine leichte Konsolidierungstendenz – doch der Trend ist zu langsam

Der gewachsene Druck auf Verteilnetzbetreiber führt unter anderem dazu, dass seit Jahren ein Trend zur Bildung von Verbünden und zunehmenden Auslagerung auf Dienstleister zu beobachten ist. Sehr kleine Verteilnetzbetreiber nutzen fast ausschließlich Dienstleister selbst für Kernprozesse ihres Geschäftes. Eine Studie von bbh aus dem Jahr 2024 weist aus, dass „Effizienz“ und das Fehlen eigener technischer Ausstattung die Hauptgründe für solche Kooperation beim Netzbetrieb sind [16].

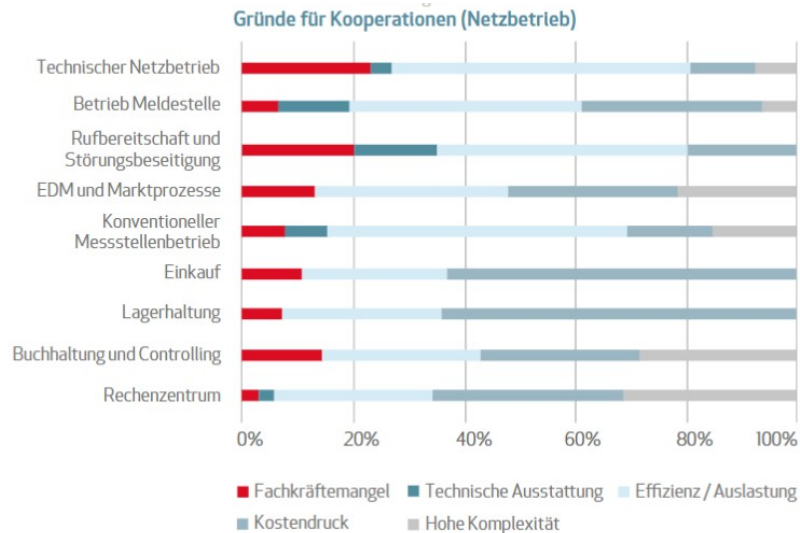


Abbildung 11: angegebene Gründe für Kooperationen im Netzbetrieb nach [16]

Dennoch bleibt bei der Organisation über Verbünde und Dienstleister ein Teil der Fragmentierung bestehen: Kundenstämme müssen über Software-Mandanten bei diesen Dienstleistern abgegrenzt werden, es bleiben – je nach Ausprägung des Verbundes oder der Dienstleistung – eigene Entscheidungsfreiräume und damit kundenspezifische Vorgaben bestehen, Änderungen müssen aufwändiger mit Partnern / Kunden abgestimmt werden, für Beschaffung und Finanzierung von Investitionen müssen eigene Strukturen unterhalten und Entscheidungen gefällt werden etc. Auch bei solchen Strukturen ist daher anzunehmen, dass die verbleibende Kleinteiligkeit im Netzbetrieb weniger Effizienz erlaubt, als es bei größeren Einheiten möglich wäre.

In letzter Konsequenz gehen einige Kommunen als Eigentümer von Netzbetreibern auch den Weg, den eigenständigen Netzbetrieb aufzugeben. So sinkt die Anzahl der Verteilnetzbetreiber seit einigen Jahren langsam. Gab es im Jahr 2020 noch 879 Verteilnetzbetreiber in Deutschland, waren es 2025 noch 851 [1]. Eine echte Konsolidierung lässt sich aus diesen Zahlen jedoch nicht ablesen.

Standardisierung ist noch wichtiger als Zusammenlegung

Bei der Betrachtung von Effizienzpotentialen durch „Defragmentierung“ des Netzbetriebes muss zwischen der Standardisierung von Technik, Software und Prozessen auf der einen Seite und der eigentumsrechtlichen Verschmelzung von Verteilnetzbetreibern zu wenigen größeren Einheiten auf der anderen unterschieden werden.

Ein wesentlicher Effizienzhebel dürfte bereits in der ersten Stufe der Defragmentierung liegen: der Standardisierung. Also der Festlegung und Durchsetzung tatsächlich einheitlicher technischer Anschlussbedingungen, von Geschäftsprozessen, Formblättern, Datenformaten, Web-Portalen etc. Zudem wäre dies volkswirtschaftlich effizient, da sich Netzkunden und Dienstleister auf einheitliche Anforderungen und Prozesse oder gar standardisierte Schnittstellen wie APIs einrichten könnten. Heute kann ein Transformator, der für Netzgebiet A vorgeschrieben ist, in Netzgebiet B nicht genutzt werden. Projektentwickler, Planer und Anlagenbauer, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, müssen spezifische

Ausschreibungen durchführen, Beschaffungsvolumina der jeweils unterschiedlichen Typen sinken, die Preise steigen und die eigene Projektplanung und Logistik werden komplexer und risikoreicher. Auch ein Elektriker, der Haushalte in mehreren Netzgebieten betreut, kann solchem Zusatzaufwand unterworfen sein: In Netzgebiet A sind Schraubklemmen vorgeschrieben, in Netzgebiet B Quetschverbinder. Beides muss auf dem Fahrzeug in ausreichender Stückzahl mitgeführt werden – oder man fährt nochmal in den Betrieb, wenn etwas fehlt. Und sehr wahrscheinlich müssen unterschiedliche Formblätter fehlerfrei ausgefüllt werden, um neue Anlagen beim Netzbetreiber anzumelden.

Nicht nur die Zusatzkosten, die im Netzbetrieb selbst durch die Fragmentierung entstehen, zahlen die Netzkunden. Auch den beschriebenen Zusatzaufwand ihrer Elektriker und Dienstleister zahlen sie am Ende.

Dass Fragmentierung Geld und Zeit kostet ist bekannt – wie viel gespart werden könnte jedoch nicht

Standardisierung sowie die Vereinfachung von Strukturen und Prozessen im Netzbetrieb bietet Kostensenkungspotential auf drei Ebenen:

1. **Strukturkosten des Netzbetriebes:** Software-Systeme, Personal, Organisationsstrukturen & Overheads etc.
2. **Investitions- und Betriebskosten:** günstigere Fertigung von Standardkomponenten vs. Einzelanfertigung, einfachere Ausschreibungen und Bündelung von Volumen, einfachere und gebündelte Betriebsführung und Wartung
3. **Volkswirtschaftliche Kosten für Netzkunden und Dienstleister:** auch außerhalb der Kostenstruktur von Netzbetreibern senken bundesweit einheitliche Standards und Schnittstellen Personal- und Systemaufwand aller Marktteilnehmer sowie Anschaffungskosten durch günstigere Fertigung von Standardkomponenten vs. Einzelanfertigung

Die ersten beiden Faktoren wirken innerhalb der Kostenstruktur von Netzbetreibern und tragen damit zur Senkung der Netzkosten und Netzentgelte bei. Der dritte Punkt erhöht die volkswirtschaftliche Wohlfahrt durch Reduktion vermeidbarer Mehraufwendungen auf Seiten der Netzkunden und deren Dienstleister. Gleichzeitig dürfte die mit solchen Vereinfachungen verbundene Beschleunigung von Netzanschlüssen, Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten etc. zur Wohlfahrt beitragen und Innovationen beschleunigen.

Systematische Studien oder Abschätzungen der Effizienzpotentiale im Netzbetrieb durch Standardisierung oder gar der Reduktion der Anzahl der Netzbetreiber z.B. von 850 auf 50 konnte im Rahmen der Bestandsaufnahme nicht gefunden werden. Ähnlich wie die Studienlage zur Auslastung von Verteilnetzen scheint dies an sich bemerkenswert. Denn dass eine derart fragmentierte Organisation sowohl bzgl. der technischen Anforderungen als auch der Geschäftsprozesse, Softwaresysteme, und Personalstrukturen erhebliches Effizienzpotential birgt, scheint aus Managementsicht unfraglich.

Im Folgenden werden eigene Indikationen nur zu den ersten beiden Einsparhebeln durch Defragmentierung des Netzbetriebes abgeleitet: der Senkung von Strukturkosten (Personal, Systeme, Gebäude etc.) und der Senkung von Investitionskosten durch Bündelung von Volumen mit gleichen technischen Vorgaben (Standardisierung).

Teilhebel 1: Kostensenkungspotentiale im Netzbetrieb durch Effizienz bei Strukturkosten

Aus anderen Branchen sind Kostensenkungspotentiale durch die Zusammenlegung von Strukturen, also Verwaltungen, Software-Systemen etc. in großen Bandbreiten dokumentiert. Werte um 20% bei der Zusammenlegung weniger größerer Einheiten werden dabei regelmäßig genannt. Bei einer mehrfachen Zusammenlegung vieler kleinerer Einheiten dürfte der Effekt größer ausfallen. Hierzu konnten jedoch keine belastbaren Angaben gefunden werden. Im Gegenzug ist zu berücksichtigen, dass große Teile des deutschen Stromnetzes bereits von wenigen großen Verteilnetzbetreibern bewirtschaftet werden. Soweit

diese zum E.On-Konzern gehören, ist davon auszugehen und auch zu beobachten, dass diese bereits zunehmend auf ähnliche Prozesse und Softwarelösungen zurückgreifen.

Vor diesem Hintergrund wird im Weiteren als Basis-Fall für das Kostensenkungspotential bei den Strukturkosten von Verteilnetzbetrieb ein Wert von 15% angenommen, als obere Grenze 30% und als untere Grenze 10%. Dieser Hebel wirkt jedoch nur auf die Strukturkosten des Netzbetriebes. In [2] wird für das Jahr 2045 ein Anteil dieser Strukturkosten von ca. 11 % der gesamten Netzkosten angenommen. Hinzu kommen ca. 5% Kosten für die „Transformationsaufgabe“, also den zusätzlichen organisatorischen Aufwand zur Integration von Wärmepumpen, Wall-Boxen, PV-Anlagen etc. Im Weiteren wird angenommen, dass eine effizientere Organisation des Netzbetriebes diese beiden Kostenanteile dämpfen kann.

In der genannten Kostenstruktur übersetzen sich die Annahmen geschätzter Effizienzpotentiale bei den Strukturkosten in Einsparpotentiale bezogen auf die gesamten Netzkosten von 2,4% im Basisfall (15% Einsparung von 11 % + 5% Kostenanteilen) und einem Korridor von 1,9% bis 4,8% zwischen unterer und oberer Annahme.

Teilhebel 2: Kostensenkungspotentiale im Netzbetrieb durch technische Standardisierung

Heute werden Transformatoren, Schaltanlagen etc. in relativ kleinen Stückzahlen und teilweise sogar in Einzelfertigung nach spezifischen Vorgaben der jeweiligen Netzbetreiber hergestellt. Wie groß der Hebel wäre, durch technische Standardisierung aus der Einzelfertigung in die Serienfertigung mit geringeren Kosten zu kommen, scheint aktuell nicht systematisch in Studien quantifiziert zu sein. Dass Standardisierung und Volumensteigerungen im Einkauf auch auf die Komponentenpreise und damit die Investitionskosten (CAPEX) von Netzbetreibern wirken, scheint jedoch unfraglich.

Zwei Hebel dürften dabei eine erhebliche Rolle spielen: Ausschreibungsunterlagen für technische Komponenten können tausende Seiten umfassen, die sowohl von Netzbetreibern angefertigt als auch von Herstellern studiert und berücksichtigt werden müssen. Standardisierung senkt entsprechend Verwaltungsaufwand, aber auch die Kosten von Rechtsstreitigkeiten bei der Auslegung jeweils spezifischer und komplexer Dokumente. Hinzu kommen die Effekte auf die Fertigung selbst und die Bündelung von Einkaufsvolumen durch Standardisierung.

Aus anderen Branchen der Elektrotechnik sind Einspareffekte durch Modularisierung und Plattformstrategien in der Größenordnung von 15 - 30% beschrieben, auch im Maschinenbau werden Beispiele von Kostensenkung durch Reduktion der Variantenvielfalt von 30% berichtet. Bei Netzkomponenten wie Transformatoren dürfte der Materialkostenanteil höher liegen als in anderen Branchen, so dass mit etwas geringeren Einsparpotentialen durch Reduktion der Variantenvielfalt zu rechnen sein dürfte. Zusätzlich dazu sind jedoch Kostensenkungen durch Erhöhung des Ausschreibungs- und Einkaufsvolumens zu erzielen.

In einer für den E.On-Konzern erstellten Untersuchung weisen consentec und pwc aus, dass durch Reduktion der Variantenvielfalt von Netzbetriebsmitteln von 300 auf 50 innerhalb des E.On-Konzerns Zeitersparnisse bei der Netzplanung und Beschaffung von bis zu 25% erzielt worden seien und Kosteneinsparungen in der Beschaffung von 10-15% [17].

Bei einfachen Betriebsmitteln wie Kabeln dürften die Einsparungen durch Standardisierung und Volumenbündelung kleiner sein. In Ermangelung transparenter Studienlage zu den Kostensenkungspotentialen durch technische Standardisierung über die verschiedenen Betriebsmittelarten hinweg wird im Folgenden mit einem Wert von 7,5% im Basis-Fall ausgegangen. In Anbetracht der möglichen erheblichen Volumenbündelung und Vereinfachung von Ausschreibung, Fertigung und auch Logistik scheint dies eine konservative Annahme. Für den niedrigen Fall werden 5% Kostensenkungspotential angesetzt, für den oberen 10%.

Durch Standardisierung gesenkte Investitionskosten in Netzbetriebsmittel wirken analog wie die höhere Auslastung von Betriebsmitteln unmittelbar auf die kapitalbezogenen Kostenanteile des Netzbetriebes. Analog zum Rechenweg in Abschnitt 3 ergibt sich aus dem geschätzten gesamten Netzkosten im Jahr 2045 von 72,4 Mrd. EUR und den darin enthaltenen Anteilen von Netzausbau und Wartung damit ein Kostensenkungspotential durch Standardisierung von 1,6% bezogen auf die gesamten Netzkosten im unteren Fall, 2,4% im Basis-Fall und 3,2% im oberen Fall. Diese Kostensenkungspotentiale addieren sich mit denen durch Senkung der Strukturkosten im Netzbetrieb entsprechend Tabelle 2. Im Basis-Fall beträgt der kumulierte Effekt beider Teilhebel 4,8 % der gesamten Netzkosten oder 3,5 Mrd. EUR/Jahr.

	Min	Base	Max
1. Senkung der Strukturkosten	10%	15%	30%
Wirkung auf Gesamtsystemkosten 2045 [%]	-1,9%	-2,4%	-4,8%
2. Senkung der Anschaffungskosten Investitionen	5,0%	7,5%	10,0%
Wirkung auf Gesamtsystemkosten 2045 [%]	-1,6%	-2,4%	-3,2%
Kumulierter Effekt Senkung Systemkosten 2045 [%]	-3,5%	-4,8%	-8,0%
Senkung Systemkosten 2045 dadurch [Mrd. EUR/Jahr]	2,5	3,5	5,8

Tabelle 2: Korridore der ermittelten relativen und absoluten Kostensenkungspotentiale durch Standardisierung und Konsolidierung über die beiden Teilhebel Senkung von Strukturkosten und Anschaffungskosten für Investitionen.

Überträgt man die oben ausgeführte Rechenlogik auf das aktuelle Stromsystem mit insg. 31,8 Mrd. EUR/Jahr Systemkosten, ergäben sich für die Steigerung der Organisationseffizienz Einsparungen Höhe von 1,3 Mrd. EUR/Jahr oder 4,5% der gesamten Netzkosten im Basis-Fall. Diese Quote ist kleiner als im Jahr 2045, da der zweite Hebel geringerer Anschaffungskosten kalkulatorisch nur auf heute 60% der gesamten Netzkosten wirkt und nicht auf 70% wie im Jahr 2045 (steigender Anteil Verteilnetze am Gesamtsystem).

Standardisierung im Netz spart nicht nur Kosten, sondern schafft neue Wachstumsgrundlagen

Den volkswirtschaftliche Nutzen bundesweit einheitlicher Standards im Netzbetrieb wird in dieser Studie wie gesagt nicht betrachtet – unter anderem, weil die Studienlage hierzu dünn ist. Der auf Seite der Netzkunden entstehende Aufwand für den Umgang mit dem genannten Flickenteppich aus Vorgaben sowie durch teilweise inadäquaten Service einzelner Netzbetreiber scheint bislang ebenfalls zu wenig Aufmerksamkeit erhalten zu haben. Auch die Bedeutung moderner Netzinfrastruktur für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen, für Innovation und Wohlfahrt insgesamt kann im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht und beschrieben werden. Zuletzt bleiben die bereits erwähnten hohen Belastungen von Netzbetreibern durch aufwändige Genehmigungsprozesse im Netzbau, kleinteilige und manchmal widersprüchliche Vorgaben lokaler Verwaltungen gerade in urbanen Räumen etc. unberücksichtigt⁴.

Größe alleine ist kein Maß für Effizienz

Es fällt auf, dass sich einige kleinere Verteilnetzbetreiber mit besonderer Innovationskraft und Kundenorientierung hervortun. Auch haben einige besonders kleine Netzbetreiber besonders hohe Smart-Meter-Quoten. Abschließend sei daher nochmals der Hinweis angebracht, dass ein hohes Maß an Standardisierung von Technik, Software und Prozessen oder gar die Zusammenlegung der heute 851 Netzbetreiber auf z.B. 30 oder 50 nicht von sich aus hohe Effizienzpotentiale hebt oder Leistung und Servicequalität für Netzkunden verbessert. Auch aus den Netzgebieten der E.On-Töchter werden

⁴ Wer mit Netzbetreibern spricht, die nicht integriert mit ihrer (oftmals dann kleinen) Kommune planen können, sondern sich mit verschiedensten Teilen kommunaler Verwaltung abstimmen müssen, erhält umfassende, teils regelrecht kafkaesk anmutende anekdotische Evidenz über das Ausmaß möglicher Kosteneinsparungen durch Entbürokratisierung und effizientere Verwaltung. Wenn nach monatelanger Abstimmung ein neues Kabel doch nicht den kurzen Weg über ein öffentliches Grundstück geführt werden darf, sondern hunderte Meter Umweg nehmen muss und Straßen dafür geöffnet werden, sind schnell sechsstelligen Beträge verloren. Auch haben die meisten Menschen in ihrem privaten Umfeld schon erlebt, wie in einem Straßenzug z.B. erst eine Telekommunikationsleitung verlegt wird und nur kurze Zeit später ein Stromkabel oder eine Ertüchtigung einer Wasserleitung erfolgt.

systematisch nicht eingehaltene gesetzliche Pflichten bei Netzanfragen berichtet, teilweise intransparente und kundenunfreundliche Prozesse und systematische Ablehnung von Kundenanfragen ohne Begründung oder weitere Möglichkeit zur Rücksprache. Auch bei Standardisierung und Zusammenlegung von Strukturen sind daher die Anreize und Vorgaben entscheidend, mit denen der Netzbetrieb reguliert wird. Nur wenn zudem die Rechte von Netzkunden klar und durchsetzbar geregelt sind, Anreize gezielt auch auf Kennzahlen wie Auslastung, Prozessperformance, Kundennutzen und -zufriedenheit etc. ausgerichtet sind und wenn Netzbetrieb mit hohen Transparenzanforderungen versehen ist, kann das dem Netzbetrieb als natürlichem Monopol innewohnende Ungleichgewicht zwischen Netzbetreibern und Netzkunden ausbalanciert werden.

5. Einsparhebel #3: Abschmelzen von Eigenkapitalrenditen

Die realen Eigenkapitalrenditen von Verteilnetzbetreibern liegen weit über den kalkulatorischen Werten der Anreizregulierung. Für den Geschäftsbereich Strom weisen die handelsrechtlichen Abschlüsse des Jahres 2024 von 22 untersuchten Verteilnetzbetreibern im Durchschnitt eine Eigenkapitalrendite von 24% vor Steuern aus statt der kalkulatorischen 5,07% für Neuanlagen und 3,51% für Bestandsanlagen. Eine methodische Ursache und der darin enthaltene Anreiz für Netzbetreiber, sich selbst zu optimieren, scheint im kalkulatorischen Ansatz zu Kapitalkostenstrukturen zu liegen und der Anrechnung überhöhter Fremdkapitalkosten. Eine zweite Ursache dürfte in der konkreten Verwendung von Basisjahren („Fotojahren“) bei der Netzentgeltberechnung für fünf folgende Jahre und den Spielräumen für gezielte Kostenverschiebungen in diese Basisjahre liegen. Bei Absenkung der realen Eigenkapitalrenditen auf ein Niveau, das für die Finanzierung z.B. durch Pensions- und Infrastrukturfonds attraktiv sein sollte, könnten die Kosten des Netzbetriebes um ca. 4% gesenkt werden.

In freien Märkten bestimmen Angebot und Nachfrage den Preis. In natürlichen Monopolen wie dem Betrieb von Stromnetzen, in denen es keinen Wettbewerb mehrerer Netzbetreiber um einen Netzkunden vor Ort geben kann, funktioniert dies nicht. Daher werden Preise für Anschluss und Nutzung des Stromnetzes durch die Bundesnetzagentur reguliert: Netzentgelte, Baukostenzuschüsse und andere Erlöse, die Netzbetreiber für ihre Leistung erzielen dürfen, werden durch ein komplexes Regel- und Berechnungswerk der Anreizregulierungsverordnung vorgegeben. Dessen Logik basiert auf kalkulatorischen Renditen, die Netzbetreiber für investiertes Kapital erzielen dürfen.

Dafür wird im ersten Schritt festgelegt, welche Kosten die Netzbetreiber kalkulatorisch in Ansatz bringen dürfen. Dies erfolgt im jeweiligen „Basisjahr“ drei Jahre vor Beginn der sogenannten Regulierungsperiode, für die die zu verwendende Kostenbasis ermittelt wird (siehe Abbildung 12). Im zweiten Schritt fließen diese Kosten in einen Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern ein. Dabei wird unterschieden nach solchen Kosten, die Netzbetreiber selbst beeinflussen können und solchen, die sie nicht beeinflussen können. Letzteres sind z.B. Kosten durch die Inanspruchnahme von vorgelagerten Netzebenen. Aus diesem „simulierten Wettbewerb“ der selbst beeinflussbaren Kosten werden Abzüge bei den anrechenbaren Kosten jedes Netzbetreibers ermittelt, die auf eine geringere Effizienz dieses Betreibers schließen lassen. Im dritten Schritt werden dann zulässige Aufschläge ermittelt, die auf Basis der anrechenbaren Kosten für das Erreichen der kalkulatorischen Eigenkapitalrenditen notwendig sind. Aus dieser Rückwärtsrechnung ergeben sich dann sogenannte Erlösobergrenzen. Dies sind die Preise, die Netzbetreiber in Form von Netzentgelten oder Baukostenzuschüssen verlangen dürfen.

Im Ergebnis werden Netzentgelte jährlich neu kalkuliert und über Anpassungen von Preisblättern der Netzbetreibern an Netzkunden weiterberechnet. Dabei werden auch einige sich tatsächlich verändernde Kostenanteile jährlich aktualisiert in Ansatz gebracht wie beispielsweise sich ändernde Verzinsungen, Abschreibungen und Restwerte der Netzinfrastruktur aufgrund erfolgter oder bereits voll abgeschriebener Investitionen. Dieser sogenannte jährliche Kapitalkostenabgleich umfasst also jeweilige Kapitalkosten für Bestandsanlagen und neue Investitionen. Aber andere wesentliche Elemente der anzulegenden Kostenbasis werden nur einmal für die gesamte Regulierungsperiode festgelegt und fließen damit in die erzielbaren Erlöse von Netzbetreibern über fünf Jahre ein. Da jedoch die realen Kosten für Wartung, Personal, Dienstleistungen etc. jährlich schwanken können, geht ein Teil der Kopplung zwischen Erlösen und den realen Kosten des Netzbetriebes verloren.

Die Anreizregulierung ist insgesamt also ein kalkulatorisches Konstrukt, das teilweise deutlich von der Geschäftsrealität des Netzbetriebes abweicht. Ein Motiv hinter dieser Vorgehensweise ist der hohe Aufwand, den eine jährliche Berechnung und Prüfung der Kostenbasis für Netzbetreiber und Bundesnetzagentur bedeuten würde. Ein weiteres Motiv ist der dadurch eingebaute Anreiz, den Netzbetrieb real effizienter durchzuführen als zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegt. Denn

eingesparte Kosten fließen unmittelbar in ein positives Geschäftsergebnis ein. Real von Netzbetreibern erzielte Eigenkapitalrenditen weichen also zum Teil prinzipbedingt und planmäßig von den kalkulatorischen Vorgaben ab. Doch die Größenordnung der Abweichungen weist auf erhebliche Schwächen und Fehlanreize der Anreizregulierung hin.

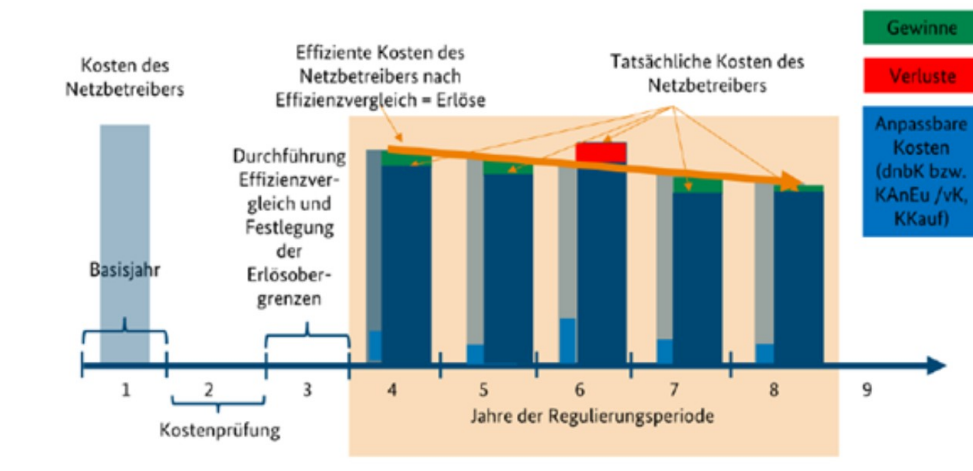


Abbildung 12: Zeitliche Grobstruktur der Berechnung von Netzentgelten gemäß Anreizregulierung. Das 3. Jahr vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode dient als Basis-Jahr für die Ermittlung wesentlicher Kostenfaktoren jedes einzelnen Netzbetreibers und damit für die Ermittlung der Erlösobergrenzen für die Netzentgelte während der fünf Jahre der folgenden Regulierungsperiode

Deutlich überhöhte reale Eigenkapitalrenditen von Verteilnetzbetreibern

Im Jahr 2025 hatte der Bundesverband Neue Energiewirtschaft BNE eine Analyse real erzielter Eigenkapitalrenditen von 15 großen Verteilnetzbetreibern in Deutschland vorgestellt. Diese deckten gut 50% der Netzan Anschlüsse in Deutschland ab [5]. Demnach wiesen die im Bundesanzeiger hinterlegten Jahresabschlüsse 2023 vielfach Eigenkapitalrenditen zwischen 20% bis zu 50% vor Steuern aus. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, auf der die Berechnung von Netzentgelten beruht, sah in dieser Zeit Werte von 5,12% für Neuanlagen und 6,91% für Bestandsanlagen vor.

In einer Aktualisierung und Vertiefung dieser Analyse wurden sowohl die Eigenkapitalrenditen der im Anhang aufgeführten 22 Netzbetreiber anhand der Geschäftsberichte 2024 ermittelt als auch weitere Indikatoren für einen Teil dieser Netzbetreiber. Dafür wurden die entsprechenden Kennzahlen der im Bundesanzeiger hinterlegten Gewinn- und Verlustrechnungen sowie der Bilanzen herangezogen. Erlöse, Kosten und Eigenkapitalstrukturen werden in diesen separat für die Geschäftstätigkeit zum Betrieb von Stromnetzen ausgewiesen, beinhalten also nicht Erlöse, Kosten und Eigenkapitalanteile z.B. eines im selben Unternehmen angesiedelten Geschäftes als Gasnetzbetreiber.

Tabelle 3 zeigt die jeweiligen Eigenkapitalquoten (EK-Quoten) und Eigenkapitalrenditen (EK-Renditen) für das Jahr 2024. Im nach Eigenkapitalvolumen gewichteten Mittelwert betrug die EK-Quote der hier betrachteten Verteilnetzbetreiber ca. 29% und die mittlere EK-Rendite gut 24%. Diese ist weit vom kalkulatorischen Wert von 5,07% für Neuanlagen und 3,51% für Bestandsanlagen entfernt. Ein Vergleich mit Zahlen der Jahre 2019 - 2023 weiter unten zeigt, dass diese Zahlen weder auf der Ebene einzelner Netzbetreiber noch in der Summe durch Sondereffekte einzelner Geschäftsjahre oder Unternehmen erklärt werden können.

VNB	EK-Quote Stromnetzbetrieb 2024	EK-Rendite Stromnetzbetrieb 2024
Avacon Netz GmbH	23,2%	30,2%
Bayernwerk Netz GmbH	24,4%	38,1%
E.DIS Netz GmbH	35,2%	22,7%
EAMNetz GmbH	41,8%	17,2%
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG	34,4%	15,7%
EWE NETZ GmbH	14,6%	61,3%
Hamburger Energienetze GmbH	22,5%	13,5%
LEW Verteilnetz GmbH	50,0%	2,1%
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	30,4%	43,2%
N-ERGIE Netz GmbH	43,9%	-17,8%
Netze BW GmbH	19,1%	33,5%
RheinNetz GmbH (RNG)	23,3%	99,8%
Schleswig-Holstein Netz GmbH	9,7%	73,0%
Stadtwerke Homburg GmbH	37,9%	19,1%
Stadtwerke Rhede GmbH	37,7%	-2,2%
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH	31,2%	-9,9%
Stromnetz Berlin GmbH	63,7%	8,9%
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	79,5%	-1,4%
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	36,2%	2,6%
WEMAG Netz GmbH	17,1%	13,6%
wesernetz Bremen GmbH	21,7%	17,1%
Westnetz GmbH	22,7%	45,4%
Gewichtetes Mittel	29,0%	24,2%

Tabelle 3: Eigenkapitalquoten und -renditen des Jahres 2024 der in der Studie berücksichtigten Verteilnetzbetreiber. Für drei kleine Netzbetreiber lagen die Daten zum Zeitpunkt der Studienerstellung noch nicht vor. Die jeweiligen Geschäftsberichte weisen separat Erlöse, Kosten, Ergebnisse, Bilanzpositionen etc. von Strom- und Gasgeschäft aus. Hier sind die Ergebnisse nur des Stromnetzbetriebes gezeigt. Als Eigenkapital wurde nicht nur das gezeichnete Stammkapital gezählt, sondern - sofern entsprechend ausgewiesen - auch Rücklagen mit Eigenkapitalcharakter. In einigen Unternehmen wie der SWM Infrastruktur oder der Schleswig-Holstein Netz dominieren diese

Kalkulatorische Vorgaben gemäß Anreizregulierung und reale, handelsrechtlich ermittelte Eigenkapitalrenditen sind aus den oben genannten Gründen nicht 1:1 vergleichbar. Doch die realen Eigenkapitalrenditen liegen so erheblich über kalkulatorischen Werten und auch auf absolut so hohem Niveau, dass dies Schwächen in der Ermittlung der Kostengrundlage für die Preisberechnungen von Netzentgelten aufzeigt.

Teilhebel 1: Kapitalstrukturen und Zinssätze als wesentlicher Unterschied zwischen kalkulatorischem Konstrukt und Geschäftsrealität

Als eine wesentliche Quelle für die großen Abweichungen zwischen kalkulatorischen und realen Eigenkapitalrenditen wird die Methodik zur Berechnung von Fremdkapitalkosten diskutiert. Für die Ermittlung der Preisobergrenzen für die Netzentgelte wird gemäß Anreizregulierung für sogenannte Neuanlagen mit Investitionsdatum nach 2007 eine feste kalkulatorische Eigenkapitalquote von maximal 40% angelegt. Für sogenannte Bestandsanlagen mit Anschaffung vor 2007 werden reale Eigenkapitalquoten angesetzt, jedoch gedeckelt auf 40%. Auf die so bestimmten kalkulatorischen Eigenkapitalquoten wirkt dann der kalkulatorische Eigenkapitalzins von aktuell 5,07% für Neuanlagen und 3,51% vor Steuer für Bestandsanlagen (4. Regulierungsperiode Strom von 2024-2028). In der vorherigen Regulierungsperiode von 2019-2023 betrugen die kalkulatorischen EK-Zinssätze 6,91% bzw. 5,12 % vor Steuern.

Über die oben ausgeführte Bestimmung kalkulatorischer Eigenkapitalquoten ergeben sich auch die kalkulatorischen Fremdkapitalquoten. Für diese werden ebenfalls kalkulatorisch Fremdkapitalzinssätze ermittelt, die in die Kosten der Netzbetreiber eingerechnet werden. Diese sollen einen „marktüblichen

Durchschnittswert“ abbilden. Dafür wird als Basis die Verzinsung von Bundesanleihen berücksichtigt sowie darauf zu addierende „marktübliche Risikoaufschläge“. Bei der Ermittlung dieser Risikoaufschläge werden jedoch auch Unternehmen in den Vergleich einbezogen, die nicht ausschließlich im regulierten Netzbetrieb tätig sind, sondern auch andere Geschäfte verfolgen [17]. Doch regulierter Netzbetrieb ist besonders risikoarm, da die Erlöse über die Anreizregulierung und Netzentgeltzahlungen von Kunden abgesichert sind. Werden Unternehmen mit nicht regulierten und damit deutlich risikoreicheren Geschäften für die Ermittlung „marktüblicher Risikoaufschläge“ berücksichtigt, werden kalkulatorisch zu hohe Fremdkapitalzinsen angesetzt. Die Netzbetreiber können sich dann real günstiger Kapital beschaffen und haben niedrigere Kapitalkosten und höhere Gewinne als kalkulatorisch angesetzt.

Teilhebel 2: Das Basisjahr wird zum „Fotojahr“: Erlöserhöhung durch Kostenverschiebung

Auch in einer zweiten Hinsicht handelt sich bei der Anreizregulierung um ein kalkulatorisches Konstrukt, von dem die Geschäftsrealität abweichen kann: da die Ermittlung von Teilen der anzulegenden Kostenbasis im Netzbetrieb nur alle fünf Jahre in sog. „Fotojahren“ durchgeführt wird, besteht ein entsprechender Anreiz für Netzbetreiber, verschiebbare Maßnahmen und Kosten in diese Fotojahre zu legen. Die dadurch vergrößerte Kostenbasis erhöht die Erlöse in den Folgejahren, ohne dass die Kosten dann erneut auflaufen. Zu solchen verschiebbaren Maßnahmen gehören u.a.:

Kostenart	Mögliches Verschiebeverhalten
Wartung & Instandhaltung	Geplante Maßnahmen können bewusst im Fotojahr gehäuft durchgeführt werden
Fremdleistungen / Dienstleistungen	Vergabe von Leistungen wie Gutachten, Beratungsaufwand etc. gezielt im Fotojahr
Personalkosten	Temporäre Aufstockung z.B. durch Dienstleister, Terminierung von größeren Schulungs- oder Beratungsmaßnahmen
IT- und Digitalisierungskosten	Gezielte Terminierung von Projekten
Investitionen in geringfügige Wirtschaftsgüter, Sonderabschreibungen etc.	Investitionen werden vollständig oder beschleunigt im Fotojahr getätigt und abgeschrieben

Die Bundesnetzagentur kann zwar Auffälligkeiten im Fotojahr prüfen. In einer Untersuchung des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung ZWE wird dennoch anhand einer statistischen Analyse nachgewiesen, dass die Kosten von Netzbetreibern in Fotojahren eine Überhöhung um bis zu 10% aufweisen [18]. Auch im Gespräch mit Netzbetreibern ist von der gängigen Praxis der Fotojahre zu hören. Eine eigene Auswertung der Jahresabschlüsse von 15 Netzbetreibern der Jahre 2019 bis 2023 analog zur Untersuchung des BNE aus dem Jahr 2024 weist ebenfalls deutlich auf eine Ergebnisverschlechterung der Netzbetreiber in den Fotojahren hin. Innerhalb dieser 3. Regulierungsperiode diente das Jahr 2021 als Basisjahr für die folgende 4. Regulierungsperiode 2024-2028. Tabelle 4 zeigt, dass die Ergebnisse der in dieser Analyse betrachteten 15 Netzbetreiber in der Summe in diesem Jahr deutlich geringer ausfallen als in beiden den Jahren zuvor sowie im Jahr 2023.

Dass im Jahr 2022 die Ergebnisse sogar noch niedriger ausgefallen sind, dürfte wesentlich mit der Energiekrise und der daraufhin unerwartet gesunkenen Stromabnahme zusammenhängen. Denn die verteilte Strommenge, also eine zentrale Grundlage für die Bestimmung der Netzentgelte, wird jährlich neu prognostiziert. Die Prognose im Jahr 2021 für das Jahr 2022 hatte den Kriegsbeginn in der Ukraine als Auslöser der Krise nicht vorausgesehen. Der Stromabsatz im Jahr 2022 ist dann um knapp 5% gegenüber dem Vorjahr gesunken und damit auch die Erlöse der Netzbetreiber. Zum Jahr 2023 hin konnten dann wieder aktualisierte Prognosen des Stromverbrauches unter den neuen Bedingungen in die Netzentgeltbestimmung einfließen. Auch aufgrund der gesunkenen Absatzprognose sind die

Netzentgelte z.B. für Haushaltskunden zum Jahr 2023 hin um 15% und damit überdurchschnittlich stark gestiegen. Die Erlöse der Netzbetreiber und damit die Jahresergebnisse lagen in diesem Jahr sogar etwas über dem zuvor üblichen Niveau.

Jahr	Regulierungs- periode	Summe der Jahresergebnisse	
2019	3	1.184 Mio. EUR	
2020	3	1.411 Mio. EUR	
2021	3	474 Mio. EUR	Fotojahr
2022	3	285 Mio. EUR	
2023	3	1.669 Mio. EUR	

Tabelle 4: Summe der Jahresergebnisse der Stromnetzsparten von 15 Netzbetreibern der Jahre 2019 bis 2023. (Abdeckung ca. 50 % des deutschen Verteilnetzes). Das Fotojahr für die aktuelle 4. Regulierungsperiode war das Jahr 2021. Der Ergebnissrückgang ist deutlich erkennbar. Im Jahr 2022 dürften Sondereffekte durch die Energiekrise eine Rolle gespielt haben. Der nicht prognostizierte Rückgang des Stromverbrauches aufgrund der Energiekrise hat die Erlösbasis reduziert. Erst mit der neuen, reduzierten Verbrauchsprognose ab dem Jahr 2023 und entsprechend erhöhten Netzentgelten wurden die Jahresergebnisse auf dem üblichen Niveau stabilisiert

Auswirkung abgesenkter Eigenkapitalrenditen auf die Systemkosten

Energiewende braucht Modernisierung und Ausbau der Stromnetze. Beides braucht Investitionen, die mit ausreichend attraktiver Verzinsung auch für die Betreiber verbunden sein müssen, um überhaupt ausreichend Kapital beschaffen zu können. Heute stoßen viele Betreiber von Stromnetzen, aber auch von Gas- und Wärmenetzen an ihre Grenzen bei der Finanzierung der großen Investitionsbedarfe, die in diesen drei Sektoren vor Ihnen liegen. Die DENA-Verteilnetzstudie II weist aus, dass diese spartenübergreifend bis zum Jahr 2045 auf 85%-123% des Niveaus von 2024 ansteigen [9]. Sie betont, dass zur Finanzierung neue Wege und Instrumente erforderlich sein werden.

Gleichzeitig liegen die in Tabelle 3 ausgewiesenen realen Renditen gemäß der Jahresabschlüsse der betrachteten Netzbetreiber deutlich über den selbst in freien Märkten notwendigen und üblichen Renditen. Bei der Finanzierung von Investitionen in Stromnetze ist zudem zu berücksichtigen, dass das Investitionsrisiko sehr klein ist, da ihre Refinanzierung durch die Netzentgelte und die Anreizregulierung abgesichert ist. Es wird daher angenommen, dass Investoren für Anlageklassen mit niedrigem Risikoprofil und entsprechend niedrigen Renditeanforderungen zu gewinnen sein müssten.

Im Rahmen dieser Studie kann das komplexe Berechnungsverfahren der Anreizregulierung, die Situation auf dem Kapitalmarkt und das Zusammenspiel zwischen notwendigen Eigenkapitalrenditen mit den gesamten Netzkosten nicht abgebildet werden. Zur Ermittlung von Indikationen, in welcher Größenordnung Potentiale zur Kosteneinsparung durch Absenken realer Eigenkapitalrenditen liegen könnten, wird daher mit einer groben Plausibilisierung gearbeitet:

Für Infrastrukturinvestitionen z.B. durch Pensions- und Rentenfonds wird aktuell ein Verzinsungsniveau von 6-8% vor Steuern berichtet. In Anlehnung daran werden im Basis-Szenario dieser Studie 7,5% Eigenkapitalverzinsung angesetzt, die für das risikoarme Geschäft mit Netzbetrieb Kapital auch aus solchen Quellen anziehen sollten. Als Untergrenze der durchsetzbaren Eigenkapitalrendite und damit höchstmöglichen Erlössenkungen wird im Folgenden mit 5% ein Wert nahe an Bundesanleihen angenommen. Als Obergrenze der Eigenkapitalrendite wird ein hoher Wert von 10% angesetzt, der sehr auskömmliche und hohe Zusatzinvestitionen anreizen können sollte.

Anhand der Daten der 22 untersuchten Netzbetreiber wurde nun ermittelt, auf welchen Wert die Erlöse des Jahres 2024 hätten sinken dürften, um bei gleichen Kosten und gleicher Eigenkapitalausstattung auf die o.g. Zielwerte realer Eigenkapitalrenditen zu gelangen. Aus der Differenz der so ermittelten reduzierten Erlöse mit den in den Jahresabschlüssen ausgewiesenen tatsächlichen Erlösen des Jahres 2024 ergibt sich aus Sicht der Netzkunden das absolute Kostensenkungspotential durch Abschmelzen der Eigenkapitalrenditen der Netzbetreiber. Im letzten Schritt werden diese auf die insgesamt erzielten Erlöse bezogen, um analog zu den vorherigen Abschnitten eine relative Kostensenkungspotential zu erhalten. Dieses liegt zwischen 3,1% und 4,6 % (siehe Tabelle 5). Im Basis-Fall betragen sie 3,7%.

	Low	Basis	High
Summe Erlöse 2024 [Mio. EUR]		36.296	
Summe Eigenkapital 2024 [Mio. EUR]		9.170	
Ziel-EK-Rendite	10,0%	7,5%	5,0%
Summe Zielrendite [Mio. EUR]	842	631	421
Differenz zu IST-Rendite [Mio. EUR]	-1.380	-1.590	-1.801
Mögliche Absenkung Erlöse	-3,8%	-4,4%	-5,0%

Tabelle 5: Herleitung der möglichen Erlösabsenkungen = Netzentgeltssenkungen über die Summe der 25 betrachteten Netzbetreiber in den drei Szenarien für Eigenkapitalrenditen von 10%, 7,5% und 5%.

Anhand dieser relativen Werte ergeben sich die in Tabelle 6 dargestellten absoluten Senkungspotentiale der gesamten Netzkosten. Im Basis-Fall betragen sie 2,7 Mrd. EUR/Jahr.

Da reduzierte Eigenkapitalrenditen anders als die vorangegangenen Einsparhebel nicht erst über zukünftige Investitionen wirken würden, sondern unmittelbar auch im hier und jetzt, wird in Tabelle 6 auch ein absoluter Senkungsbeitrag für den heutigen Zeitpunkt angegeben. Überträgt man den genannten Rechenweg und die Kostensenkungspotentiale durch Abschmelzen der Eigenkapitalrenditen auf die heutigen Systemkosten in Höhe von 31,8 Mrd. EUR/Jahr, würde dies Einsparungen in Höhe von 1,2 Mrd. EUR/Jahr im Basis-Fall entsprechen.

	Min	Base	Max
Zielwert Eigenkapitalrenditen	10,0%	7,5%	5,0%
Senkung Systemkosten dadurch [%]	-3,1%	-3,7%	-4,3%
Entspricht Senkung Systemkosten 2045 [mrd. EUR]	2,2	2,7	3,1
Entspricht Senkung heute [mrd. EUR]	1,0	1,2	1,4

Tabelle 6: Korridore der ermittelten Kostensenkungspotentiale durch Anpassung überhöhter Eigenkapitalrenditen

In vielen Fällen ist das Geld ist nicht gespart, es fehlt nur woanders: der kommunale Querverbund

Viele Netzbetreiber befinden sich vollständig oder zumindest teilweise in kommunaler Hand. Die aus Sicht der Netzkunden überhöht wirkenden Gewinne dieser Netzbetreiber werden über den kommunalen Querverbund für andere Zwecke der kommunalen Daseinsvorsorge eingesetzt. Beispielsweise helfen Sie bei der Finanzierung des ÖPNV, von kommunalen Einrichtungen etc. Dies mag auch einer der Gründe sein, weswegen sowohl die Finanzierung der Netze als auch die Vereinheitlichung ihrer Organisation politisch komplex ist: ohne diese zusätzliche Erlösquelle würden die kommunalen Finanzen vielerorts noch stärker in Schieflage geraten, als sie es ohnehin schon sind. Gleichwohl scheint es aus Gründen der Transparenz und der Akzeptanz der Energiewende sinnvoll, die Systemkosten des Stromnetzes nicht unnötig über Querfinanzierungen anderer wichtiger gesellschaftlicher Aufgaben zu erhöhen. Zumal bei privatwirtschaftlichen Eigentümern und Beteiligungen an Verteilnetzbetreibern die überhöhten Renditen durch Ausschüttungen tatsächlich für die Allgemeinheit verloren sind.

6. Verteilungshebel #4: Bemessungsgrundlage

Die Nutzung selbst erzeugten Stromes aus Solaranlagen oder dezentraler Kraft-Wärmekopplung ist für Haushalte, Gewerbe- und Industriekunden attraktiv, da die selbst erzeugten Strommengen von Netzentgelten auf Arbeit (je kWh) sowie staatlich veranlassten Umlagen, Steuern und Abgaben befreit sind. Daher ist der Anteil dieses Eigenverbrauches am Gesamtstromverbrauch in den letzten Jahrzehnten gestiegen und damit die Bemessungsgrundlage für die Umlage der Netzkosten gesunken. Doch auch Eigenverbraucher benötigen das Netz zur Absicherung der eigenen Stromversorgung, oft sogar mit der gleichen Spitzenlast wie ohne Eigenverbrauch. Auch andere Privilegien für zur Entlastung von Netzentgelten insbesondere für die Industrie führen zu einer ungleichen Verteilung der Netzkosten auf alle Netzkunden und wirken heute teilweise als Fehlanreize. Ohne Änderung der heutigen Regulierung würden Eigenverbrauchsanteil und Entgeltprivilegien weiter steigen und damit die Netzentgelte für alle übrigen Mengen. Bei Rückführung der Netzentgeltbefreiungen auf 5% des Gesamtverbrauchs bzw. 50% der heutigen Industrieprivilegien als hier angenommener Basisfall könnten die Netzentgelte hingegen um 3,5% sinken.

In Abschnitt 2 wurde bereits ausgeführt, dass gemäß BDEW-Studie [2] deutliche Netzentgeltsteigerungen bis 2045 vornehmlich dann drohen, wenn Privilegien für vergünstigte Netznutzung fortgeschrieben werden und auch der zunehmende Eigenverbrauch von lokal erzeugtem Strom so wie heute nicht zur Deckung der Netzkosten herangezogen wird. Gerade auf Niederspannungsebene sind die Anreize für Eigenverbrauch von vor Ort erzeugtem Solarstrom, die Steigerung dieses Anteils mit Batteriespeichern sowie die Nutzung anderer wirtschaftlicher Vorteile nach §14 Stromnetzentgeltverordnung besonders hoch. Gleichzeitig tragen Niederspannungskunden anteilig den größten Teil der Netzkosten. Doch auch Verbraucher mit hoher Eigenerzeugung benötigen das Netz als Backup, sogar meist mit vergleichbarer Leistung wie Verbraucher ohne Eigenerzeugung, z.B. im Winter.

Wachsende Netzkosten werden auf weniger Menge umgelegt – mit nicht mehr zeitgemäßen Anreizen

Bereits in den letzten Jahren hat sich die Bemessungsgrundlage für die Umlage der Netzkosten auf den über das Netz bezogenen Stromverbrauch deutlich verringert. Betrug gemäß Daten der energy-charts.de der Eigenverbrauch in Industrie, Gewerbe und Haushalt im Jahr 2002 noch knapp 5% des Gesamtstromverbrauchs, ist dieser Wert bis 2025 bereits auf rund 10% angestiegen.

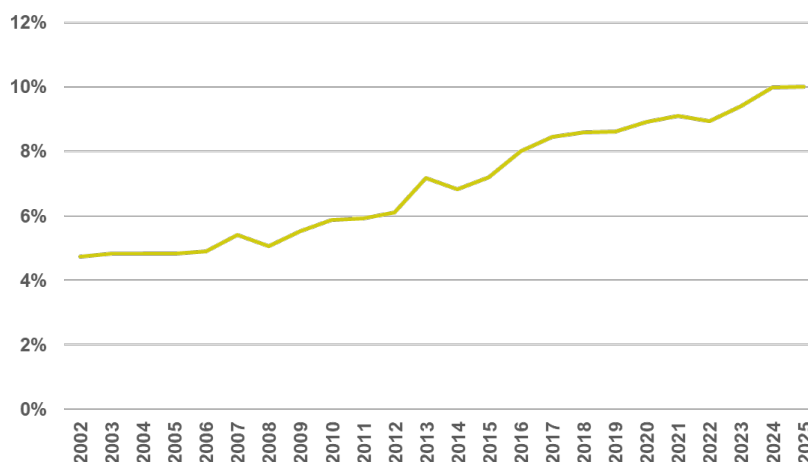


Abbildung 13: Entwicklung des Eigenverbrauches im deutschen Stromsystem von 2002 bis 2025. Dargestellt ist die Summe des in den Daten der energy-charts.de ausgewiesenen Eigenproduktionen für den Selbstverbrauch von Haushalten, Gewerbe und Industrie im Verhältnis zur Gesamtlast des deutschen Stromsystems.

Die heutige Regulierung reizt Eigenverbrauch stark an, denn für selbst erzeugten und vor Ort verbrauchten Strom fallen keine Netzentgelte an, keine Stromsteuer, Konzessionsabgabe und weitere Abgaben, Umlagen und Entgelte. Diese Positionen können sich je nach Netzgebiet auf über 15 ct/kWh

summieren. Steigen Eigenverbrauchsmengen weiter und beteiligen sich nicht an der Deckung der Netzkosten, steigen diese naturgemäß und damit auch der sich ergebende Vorteil aus der Befreiung von ihnen. Langfristig würde sich ein solches System selbst abwürgen.

Ohne Reform der Netzentgeltstruktur drohen selbstverstärkende Netzentgeltsteigerungen

Die Auswirkungen steigender Eigenverbrauchsmengen auf die Netzentgelte zeigt die BDEW-Studie [2] beispielhaft anhand von Vergleichsrechnungen für durchschnittliche Netzentgelte auf Niederspannungsebene für drei Szenarien: bei einem als Basisszenario angenommenen Eigenverbrauchsanteil von durchschnittlich 30% des Gesamtverbrauches im Niederspannungsnetz (linke Säule), bei einem Anstieg auf 60% des Gesamtverbrauches z.B. durch noch stärkere Einbindung von Batteriespeichern und bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen durch Netzkunden (rechte Säule) sowie bei Umlage der Netzkosten auch auf Eigenverbrauchsmengen (mittlere Säule). Die zu zahlenden Netzentgelte reichen von 16 ct/kWh bis zu 27 ct/kWh, was einem Unterschied von knapp 70% entspricht. Der Anreiz zur Eigenerzeugung von Strom würde weiter wachsen. Da gleichzeitig günstig gewordene Batterietechnik immer bessere Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchsanteile aus Solarstrom schafft, entstünde ohne Reform der Netzentgeltstrukturen eine Selbstverstärkung dieser Mechanik.

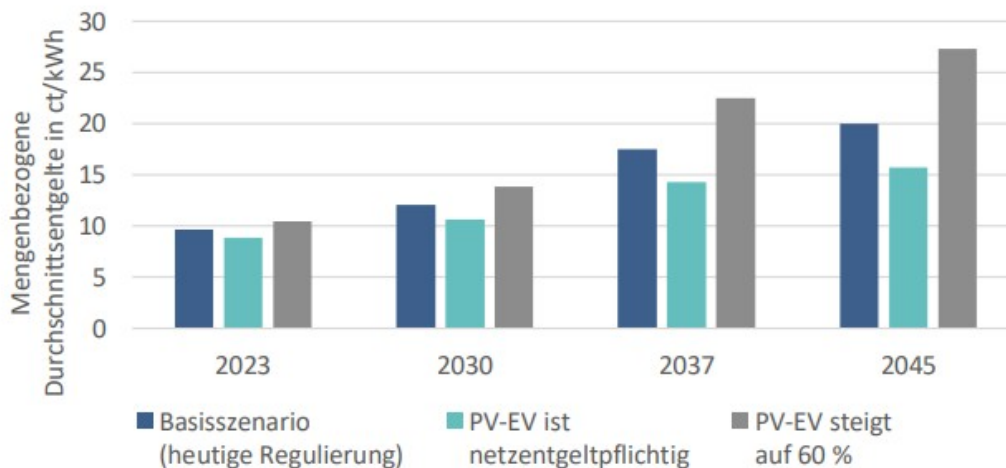


Abbildung 14: Entwicklung der deutschlandweiten, spezifischen Netzentgelte in den verschiedenen Netzebenen. Die dargestellten Entgelte der Niederspannung beinhalten zuzüglich zu den regulären Entgelten die Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV, welche sich aus der Umverteilung EE-bedingter Mehrkosten ergibt (Quelle: [2])

Auch bei den Netzentgelten für große Industriekunden gibt es Reformbedarf. Einerseits ist bei jeder Ungleichverteilung von Netzkosten zwischen allen Netzkunden zu begründen, in welcher Logik dies geschieht. Handelt es sich um einen vorübergehenden Anreiz zur Schaffung oder Stützung gewisser Anwendungen (wie die Eigenerzeugung von Strom)? Wirken die Anreize noch in die gewünschte Richtung? Die 7.000 Stunden-Regel beispielsweise, nach der Industriekunden mit über 7.000 Vollbenutzungsstunden niedrigere Netzentgelte zahlen, wirkt heute kontraproduktiv: sie reizt gleichbleibenden Stromverbrauch an, obwohl Markt und System Flexibilität brauchen. Gemäß einer Untersuchung des Neon-Instituts im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers TenneT beträgt die Gesamthöhe dieser Netzentgeltentlastungen für die Industrie im Jahr 2024 rund 1,5 Mrd. EUR pro Jahr [27].

Andere Verteilung senkt die gesamten Netzkosten nicht – aber die Netzentgelte

Die Verbreiterung der Bemessungsgrundlage für die Umlage der Netzkosten keinen Einfluss auf die Systemkosten selbst⁵. Aber sie hat großen Einfluss auf die erhobenen Netzentgelte: je mehr zur Kostendeckung beitragen, desto geringer kann das spezifische Entgelt ausfallen. Wie die Verbreiterung der Bemessungsgrundlage oder die Absenkung der Industrieprivilegien auf die in dieser Studie betrachteten durchschnittlichen Netzentgelte auf allen Spannungsebenen wirkt, ist aus [2] jedoch nicht direkt ableitbar.

⁵ Eine Dynamisierung der Netzentgelte bei gleicher Bemessungsgrundlage jedoch schon. Diese kann Systemkosten senken.

Teilhebel 1: Einbezug größerer Anteile von Eigenerzeugung in Netzentgeltzahlungen

Zur Herleitung einer eigenen Indikation ist zu berücksichtigen, dass die Befreiung von Netzentgelten für Eigenverbrauch nur auf die bezogene Energiemenge wirkt (in ct/kWh), nicht jedoch auf Leistungspreise (in EUR/kW) oder Grundpreise (in EUR/a). Auswertungen zur durchschnittlichen Aufteilung der Erlöse der Netzbetreiber auf diese drei Komponenten konnten im Rahmen der Recherchen nicht gefunden werden. Beispielrechnungen für verschiedene Kundengruppen zeigen, dass entlang der heutigen Netzentgelt-systematik der Anteil der Entgelte für die Entnahme von Arbeit sehr unterschiedlich ausfällt. In Haushalten beträgt er um 75%, im Gewerbe je nach Lastgang weniger als 30%. Im Folgenden wird daher zur Vereinfachung von einem gewichteten Mittelwert von 50% ausgegangen. In anderen Worten: wenn die heute 10% Eigenverbrauchsmenge kalkulatorisch ebenfalls zur Deckung der Netzkosten herangezogen würden, würden die Erlöse aus Netzentgelten insgesamt um 5% steigen. Natürlich würde es keinen Sinn machen, die Kostenbeteiligung von Eigenverbrauchern tatsächlich über ein arbeitsabhängiges Netzentgelt (in ct/kWh) in dieser Form zu organisieren.

Teilhebel 2: Abschmelzen heutiger Industrieprivilegien

In der genannten Untersuchung für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT wurde eine Gesamthöhe der Netzentgeltentlastungen für die Industrie im Jahr 2024 von rund 1,5 Mrd. EUR ermittelt [27]. Mit Bezug auf heutigen Gesamtkosten des Netzes von ca. 30 Mrd. EUR macht die Privilegierung der Industrie rund 5% aus. Auch wenn es industriepolitische Argumente für die Unterstützung von Unternehmen in Deutschland gegeben mag, so ist die direkte Finanzierung dieser Unterstützung durch alle anderen Stromkunden schwerer zu argumentieren. Zumal wie beschrieben diese Privilegierung heute Fehlanreize in Richtung besonders starren Verbrauchsverhaltens setzt.

Spezifische Netzentgelte für nicht-privilegierte Mengen könnten bis 2045 um um 3,5% sinken

Im Folgenden werden für die Ermittlung des Gesamtpotentials zur Netzentgeltsenkung drei Szenarien angenommen: bezüglich der Eigenverbrauchs-Privilegierung werden als kalkulatorische Annahme im Basis-Fall wie zu Beginn der 2000er Jahre 95% der Strommenge in eine Entgeltpflicht geführt. Die Privilegierung der Industrie wird auf 50% des heutigen Wertes abgeschmolzen, also auf 750 mio EUR. Im höchsten Fall bleiben 8% des Eigenverbrauchs entgeltbefreit und die Industrie mit 1 Mrd. EUR privilegiert. Im niedrigsten Fall bleiben nur 2% des Eigenverbrauches entgeltbefreit und die Industrieprivilegien schmelzen auf 500 mio EUR ab mit entsprechend stärkerer Senkung der Netzentgelte.

Im Ergebnis würden die Netzentgelte im Jahr 2045 für alle Kunden im Basis-Szenario im Durchschnitt gegenüber heute um 3,5 % sinken, im Minimalszenario um 2,4% und im Maximalszenario um 4,7%. Die Details zeigt Tabelle 7. Hier ist der Hinweis wichtig, dass sich diese Prozentwerte auf die heutige Situation beziehen und nicht auf die in Studien wie [2] hinterlegten höheren Steigerungen von Netzentgelten aufgrund der deutlich höher angenommenen Eigenverbrauchsmengen.

	Min	Base	Max
Bemessungsgrundlage Eigenverbrauch	92,0%	95,0%	98,0%
Senkung Netzentgelte dadurch	-1,0%	-2,5%	-4,0%
Zielwert Industrieprivilegien [mrd EUR]	0,5	0,75	1,0
Senkung Netzentgelte dadurch	-1,4%	-1,0%	-0,7%
Senkung Netzentgelte gesamt	-2,4%	-3,5%	-4,7%

Tabelle 7: Wirkung der Verbreiterung der Bemessungsgrundlage auf Netzentgelte

Der Druck wächst – die BNetzA wird reagieren

Die Verbreiterung der Bemessungsgrundlage durch zeitgemäßere Netzentgeltstrukturen ist eine von Vielen erkannte Notwendigkeit. Die Bundesnetzagentur arbeitet an entsprechenden Änderungen im Rahmen des AgNes-Prozesses.

7. Gesamtkostensenkungspotential, Fazit und Empfehlungen

Die Studienlage zu quantifizierten Untersuchungen der Kostensenkungspotentiale im Verteilnetzbetrieb ist im Vergleich zu ihrer Bedeutung bemerkenswert dünn. Aus vorhandenen Indikationen und eigenen Herleitungen konnten Einsparpotentiale im Basisfall von 12,4 Mrd. EUR pro Jahr im Jahr 2045 identifiziert werden. Die Bandbreite beträgt im unteren und oberen Szenario von 12% bis 25 % oder 9,0 Mrd. EUR/Jahr bis 17,8 Mrd. EUR/Jahr. Es wird empfohlen, dass Politik, Aufsichtsbehörde und Eigentümer diese Potentiale deutlich eingehender untersuchen, transparent ausweisen und zügig Maßnahmen zu deren Erschließung ergreifen. Würde zugleich durch Abschmelzen bestehender Netzentgeltprivilegien für Industrie und Eigenverbrauch die Finanzierung der Netze verursachergerechter auf alle Netzkunden verteilt, könnten die spezifischen Netzentgelte gegenüber heute sogar sinken. Um die genannten Potentiale zu heben, scheinen jedoch tiefgreifende Strukturreformen im Netzbetrieb erforderlich im Sinne einer „Agenda 2030“ als gemeinsame Kraftanstrengung. Diese sollte neben der Modernisierung planerischer Vorgaben und regulatorischer Instrumente zur Steigerung der Auslastung der Verteilnetze auch umfassende Standardisierung über alle Verteilnetzbetreiber hinweg beinhalten sowie eine Überarbeitung der Anreizregulierung und Finanzierungsstruktur von Netzbetreibern zur Absenkung heute überhöhter Eigenkapitalrenditen. Bei der Neujustierung der Regulierung von Netzbetrieb sollte zudem die Perspektive von Netzkunden in den Mittelpunkt rücken und im natürlichen Ungleichgewicht der Kräfte mit Monopolbetrieben ausreichend regulatorisches Gegengewicht eingestellt werden.

17% geringere Systemkosten oder 12,4 Mrd. EUR/Jahr Kostensenkungspotential – doch das Interesse der Politik ist gering und die gegenteilige Interessenvertretung ist zu stark

Die in den Abschnitten 3 bis 5 hergeleiteten Kostensenkungspotentiale durch höhere Auslastung der Verteilnetze, effizientere Organisation und Standardisierung sowie Absenkung realer Eigenkapitalrenditen wirken kumulativ. Zur Bestimmung des Gesamtpotentials werden die drei Kostensenkungsfaktoren daher multipliziert, jeweils für Basis-Fall, Minimal- und Maximalindikation. Abbildung 15 zeigt das Ergebnis der kumulierten Kostensenkungsfaktoren und Abbildung 16 daraus ermittelte absolute Einsparungen im Jahr 2045. Dies unter Annahme von Netzkosten ohne Optimierung in Höhe von 72,4 Mrd. EUR/Jahr nach [2].

Da der Gesamtstromverbrauch in dem hier zugrunde gelegten Szenario aus [2] mit über 70 Mrd. EUR gesamten Netzkosten im Jahr 2045 um den Faktor 2 steigt, könnten die spezifischen Netzentgelte bei zusätzlicher Verbreiterung der Bemessungsgrundlage gemäß Kapitel 6 im Jahr 2045 rechnerisch sogar 7% unter dem heutigen Niveau liegen.

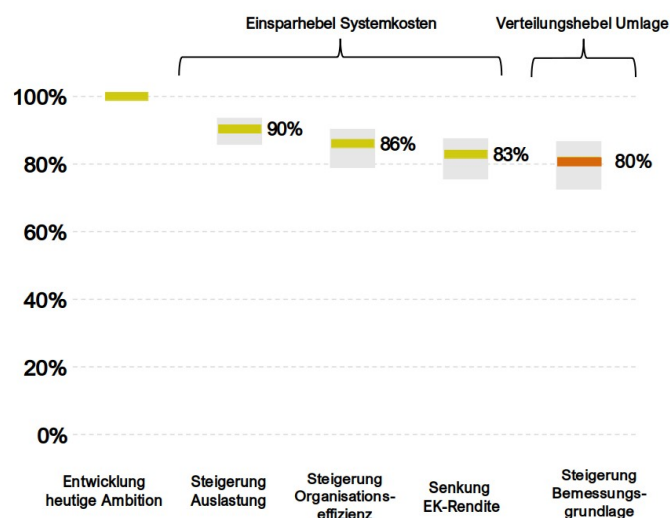


Abbildung 15: Darstellung der kumulierten Effekte der Einsparpotentiale durch Steigerungen der Auslastung und Organisationseffizienz im Verteilnetz sowie durch Senkung der Eigenkapitalrendite von Verteilnetzbetreibern (Einsparhebel 1-3) sowie Auswirkung auf die durchschnittlichen Netzentgelte bei Verbreiterung der Bemessungsgrundlage gegenüber dem heutigen Stand (Verteilungshebel 4)

Im Basis-Szenario beträgt das ermittelte Potential zur Senkung der gesamten Netzkosten rund 12,4 Mrd. EUR pro Jahr. Im Minimal-Szenario sind es 9,0 Mrd. EUR/Jahr, im Maximal-Szenario 17,8 Mrd. EUR/Jahr. Große Summen, die Netzkunden unweigerlich zahlen müssen, wenn Politik, Aufsichtsbehörde und Eigentümer der Netzbetreiber diese nicht mit klarem Management-Fokus heben. Im Basisfall entspricht das Gesamtpotential 17% der gesamten Netzkosten.

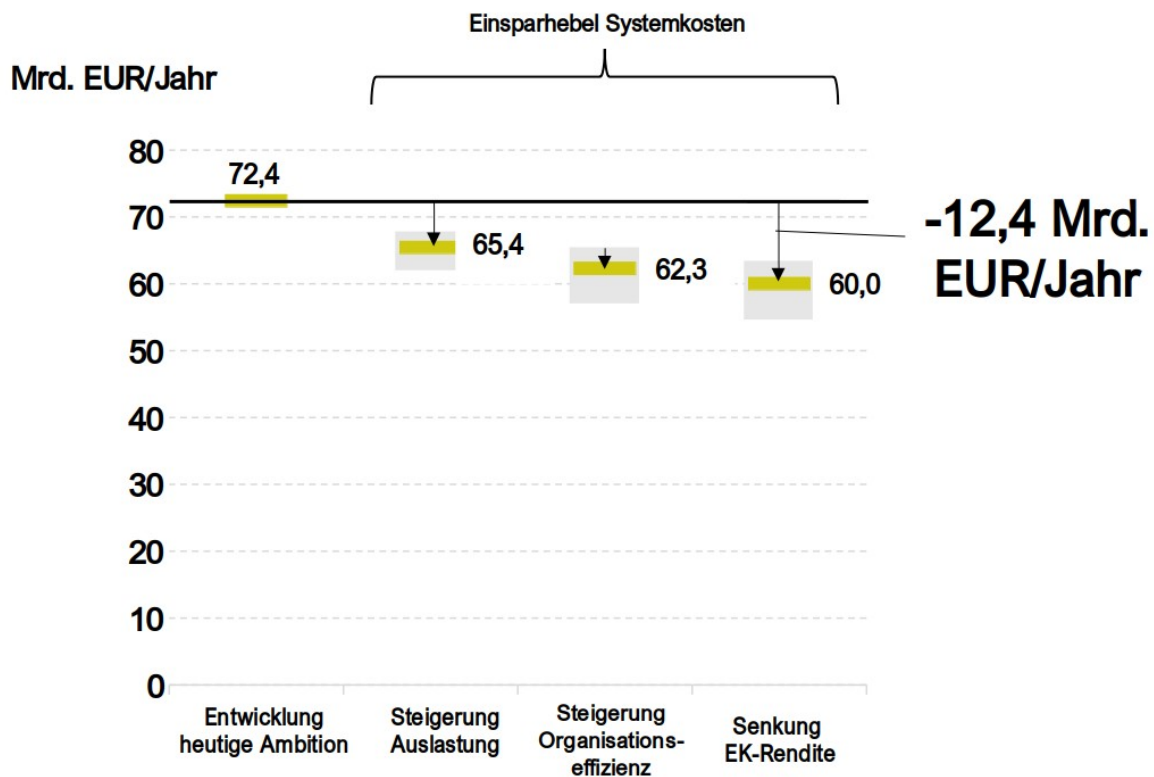


Abbildung 16: Darstellung der kumulierten Effekte der Einsparpotentiale (Einsparhebel 1-3) in Mrd. EUR bezogen auf prognostizierte gesamte Netzkosten von 72,4 Mrd. EUR/Jahr im Jahr 2045 nach [2]

Übertragen auf die heutigen Systemkosten von ca. 31,8 Mrd. EUR/Jahr summieren sich die in den Kapiteln 4 – 6 ausgewiesenen Einsparpotentiale auf 5,2 Mrd. EUR/Jahr im Basisfall oder 16,3 % der gesamten Netzkosten. Aufgrund des heute etwas geringeren Anteils der Verteilnetze an den gesamten Netzkosten von ca. 60 % gegenüber prognostizierten 70% im Jahr 2045 ist die Quote etwas kleiner als im Jahr 2045.

Eine Kostenexplosion im Verteilnetz gibt es nicht – wenn man die Netze und ihren Betrieb den Anforderungen von Elektrifizierung und Energiewende anpasst

Bemerkenswert ist dieses Gesamtergebnis auch deshalb, weil in der öffentlichen Debatte anhand prognostizierter Investitionsbedarfe in den Ausbau der Netze von hunderten Milliarden EUR und steigenden Netzentgelten bis hin zur Verdopplung vom heutigen Niveau aus der Eindruck vermittelt wird, die Energiewende selbst müsse aus Kostengründen gebremst werden. Die Ergebnisse dieser Studie hingegen zeigen, dass es die heutige, den bereits eingetretenen Systemveränderungen durch die Energiewende nicht angepasste Organisation des Netzbetriebes und seine gedankliche Fortschreibung sind, die zu solchen Kosten- und Entgeltsteigerungen führen würden.

Netzkunden müssen im natürlichen Monopol von Netzbetrieb besser geschützt werden

Die Gesamtschau vermittelt zudem den Eindruck, innerhalb der Energiewende als Gesamtprojekt sei insbesondere die Ambition bei der Modernisierung der dafür notwendigen Infrastruktur, ihrer Technik und ihrer Organisation zu niedrig. Ursächlich dafür scheint unter anderem die im „natürlichen Monopol

Netzbetrieb“ zunächst nicht vorhandene Perspektive der Netzkunden sowie der Notwendigkeit von Modernisierung und Transformation unserer Infrastruktur als grundsätzliche Aufgabe. Dieses natürliche Ungleichgewicht muss durch wirkungsvolle Regulierung und strenge Aufsicht der Bundesnetzagentur sozusagen künstlich in Ausgleich gebracht werden. Andernfalls werden Netzkunden zu machtlosen Bittstellern und Netzentgeltzahlern – koste es, was es wolle.

Paradigmenwechsel: Deutschland braucht einen transparenten und ambitionierten Rahmen zum aktiven Kostenmanagement und für Leistungsanreize in den Stromverteilnetzen

Natürlich werden auch heute Kostenentwicklungen in den Stromverteilnetzen überprüft und Netzentgelte auf Basis von Effizienzvergleichen berechnet. Doch dies findet alles im relativen Vergleich zwischen Netzbetreibern und auf Basis heutiger Planungs- und Betriebslogiken statt, also vor allem entlang der technischen und regulatorischen Möglichkeiten der Vergangenheit. Die bisherige Logik der Anreizregulierung entspricht der eines input-basierten Systems ohne klare Zielvorgabe. Es beantwortet die Frage:

„Welchen Aufwand benötigen Verteilnetzbetreiber im relativen Vergleich untereinander, um eine gegebene Versorgungsaufgabe zu lösen?“

Tatsächlich war früher die Versorgungsaufgabe, also gesichert bereitzustellende Strommengen und Lastspitzen sowie gesicherte Aufnahme von Einspeisemengen, kaum gestaltbar. Die Infrastruktur sollte sich daher stets der Versorgungsaufgabe anpassen. Doch im zukünftigen Energiesystem besitzt selbst die Versorgungsaufgabe eine gewisse Flexibilität. Wann genau wie viel Leistung eingespeist oder dem Netz entnommen wird, wird auch davon abhängen, welche lokalen Preissignale z.B. über dynamische Netzentgelte auf die Nutzung des Netzes wirken. Anders als heute bekommen Netzengpässe so einen Preis und kann dieser Preis Netznutzung und Netzausbau verschieben, überflüssig machen und vor allem auch: finanzieren.

Doch die Umsetzung solcher Preissignale auch in Netzentgelte und damit in Marktgeschehen braucht Digitalisierung. Im Vergleich wird diese jedoch weniger angereizt als Investitionen in Leitungen, Transformatoren und andere netztechnische Ausrüstung. Denn gemäß der Anreizregulierung fließen diese stärker in die realisierbaren Erlöse und Renditen von Netzbetreibern ein als es Investitionen in Messtechnik und Digitalisierung tun. Somit ist der Anreizregulierung heute immer noch ein Prinzip „Netzausbau vor Digitalisierung“ eingebaut, das den Ausbau technischer Netzkapazität stärker in den Fokus nimmt als die Auslastung bestehender Kapazitäten durch Digitalisierung und Flexibilisierung.

Insgesamt führt die bestehende Anreizregulierung nicht ausreichend dazu, dass bestehende Planungs- und Betriebslogiken innoviert werden. Digitalisierung und Flexibilisierung sparen Netzausbau, doch Netzausbau wird stärker angereizt und bestimmt die Rendite der Kommunen und Eigentümer aus dem Netzbetrieb. So werden längst vorhandene technische Möglichkeiten nur schleppend erschlossen.

Entsprechend sollten Regulierung, Rechtsrahmen und Aufsicht der veränderten energietechnischen und energiewirtschaftlichen Realität angepasst werden. Dabei sollte insbesondere die Perspektive der Netzkunden gestärkt werden, die heute gegenüber den natürlichen Monopolen von Netzbetreibern relativ wenig Transparenz und durchsetzbare Rechte mit Blick auf Information, Service und reale Leistungserbringung haben. Ein neues, auch output-basiertes System für Planung und Betrieb der Verteilnetze sollte daher zusätzlich eine weitere Frage beantworten:

„Welche Leistung für Netzkunden erzielen Verteilnetzbetreiber im Vergleich zum Aufwand und zu

Handlungsempfehlung 1: „Agenda 2030“ zur umfassenden Reform des Netzbetriebes und Erschließung der Kostensenkungspotentiale

Die heutigen Strukturen, Gewohnheiten und Vorgaben treiben nicht nur die Kosten des Netzbetriebes und den Aufwand für alle Netzkunden und Dienstleister. Die heutigen Strukturen bremsen auch die Erarbeitung neuer Planungs- und Betriebsstandards zur Steigerung der Netzauslastung. Selbst kleine Weiterentwicklungen brauchen oft viele Jahre. Der Betrieb der Verteilnetze in Deutschland muss aber tiefgreifend, konsequent und zügig auf die Anforderungen von Elektrifizierung und Energiewende umgebaut werden. Bereits heute genügen die Verteilnetze und die Organisation ihres Betriebes nicht mehr den Anforderungen eines modernen, sich elektrifizierenden Industrielandes. Auch als Teil wirtschaftlicher Reformen wird daher eine tiefgreifende „Agenda 2030“ als gemeinschaftliches Reformprojekt von Politik, Aufsichtsbehörde, Netzbetreibern und Eigentümern empfohlen⁶.

Handlungsempfehlung 2: Modellierungs- und Wissenslücken schließen, Transparenz durch Systemstudien schaffen und Fokus auf Kostensenkungspotentiale und -maßnahmen legen

Die Entwicklung der im Rahmen einer solchen Agenda neu zu setzenden Standards für die Organisation des Netzbetriebes, aber auch für die Entwicklung und Durchsetzung moderner Planungs- und Betriebsvorgaben braucht ein höheres Maß an Datentransparenz und Verständnis der bestehenden techno-ökonomischen Mechaniken und Kostensenkungspotentiale. Als Basis für ein zielorientiertes Management und für die Ausrichtung von Anreizsystemen müssen daher mindestens die in dieser Bestandsaufnahme adressierten Einsparhebel für Kostensenkungen mit detaillierten wissenschaftlichen Studien hinterlegt und Lücken in der Datenlage geschlossen werden. In einer umfassenden Gesamtbetrachtung „Optimierter Verteilnetzbetrieb 2030“ sollte die Konsistenz der Einzelmaßnahmen sichergestellt werden.

⁶ In UK wird ein ambitioniertes Programm zur Modernisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung sowohl auf ministerieller Ebene abgestimmt als auch durch eine eigens dafür eingerichtete „Mission Control“ als Zentrale zur Koordination. Auch die deutschen Reformbemühungen könnten von einer ähnlich klaren Agenda und Koordination profitieren.

8. Über 3EPunkt / Dr. Tim Meyer

Der Studienautor verfügt über mehr als 25 Jahre Erfahrung in Energiesystemtechnik und Energiewirtschaft, davon 20 Jahre in Rollen als Geschäftsführer oder Vorstand von Hersteller- und Serviceunternehmen, Projektentwicklern und Energieversorgern. Über 3EPunkt ist er seit über vier Jahren als Berater in der Strategie- und Geschäftsentwicklung für Unternehmen der neuen Energiewelt tätig. Der Schwerpunkt liegt dabei an der Schnittstelle zwischen volatilen Energiemärkten und Asset- sowie Dienstleistungsgeschäften. In seiner beruflichen Praxis und in Beratungsprojekten hat sich Dr. Tim Meyer auch in der Vergangenheit intensiv mit der Szenario- und Fundamentalmodellierung von Energiemärkten anhand unterschiedlichster marktgängiger Modelle befasst. Als promovierter Elektroingenieur ist er mit den technischen Anforderungen und Möglichkeiten von Netzplanung und -betrieb vertraut. Neben seiner Beratungstätigkeit berichtet er als Buch-Autor, Key-Note-Speaker sowie auf LinkedIn über die globalen Umwälzungen im Energiesektor und die deutsche Energiewende. Ehrenamtlich ist er im Vorstand des Bundesverband Neuer Energiewirtschaft (BNE) tätig.

9. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur BNetzA, „Monitoringbericht 2025,“ 2025.
- [2] BDEW, Frontier Economics & Consentec im Auftrag des BMWi, „Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom,“ 2024.
- [3] EWI, ef.Ruhr, Consentec, „Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg,“ 2024.
- [4] Bundesverband Neue Energiewirtschaft BNE, „Analyse zeigt: Verteilnetzbetreiber erzielen zweistellige Renditen auf Kosten der Stromkunden,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.bne-online.de/analyse-zeigt-verteilnetzbetreiber-erzielen-zweistellige-renditen-auf-kosten-der-stromkunden/>. [Zugriff am 30.01.2026].
- [5] BET, EWI im Auftrag des BMWi, „Energiewende.Effizient.Machen,“ 2025.
- [6] Agora Energiewende, „Die Energiewende in Deutschland - Stand der Dinge 2025,“ 2025.
- [7] SMARD.DE, „Update: Verteilernetze bis 2045 auf SMARD.DE,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544>. [Zugriff am 02.02.2026].
- [8] Bergische Universität Wuppertal im Auftrag von BDEW & ZVEI, „Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen,“ 2024.
- [9] BET, „Gutachten für die DENA-Verteilnetzstudie II,“ 2025.
- [10] Bundesnetzagentur BNetzA, „Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022,“ 2022.
- [11] Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG, Consentec, „Planung von Verteilnetzen der Zukunft (VN Zukunft),“ 2025.
- [12] S. Gust, „Studie aus Krefeld: Digitalisierung kann Kosten für Netzausbau senken,“ *ZfK*, pp. <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/studie-aus-krefeld-digitalisierung-kann-kosten-fuer-netzausbau-senken>, 2025.
- [13] Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung, „Mit klarer Struktur zu mehr Tempo, Impulspapier Use Case Energie,“ 2025.
- [14] Bundesnetzagentur BNetzA, „Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen,“ [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html>. [Zugriff am 11.02.2026].
- [15] VDE / ETG Elektrotechnische Gesellschaft, „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende,“ 2024.
- [16] bbh, „Verteilnetzbetreiber 2030 - Aufgaben, Herausforderungen, Strategien,“ 2018.
- [17] T. Wein, „Gutachten zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Gas- und Stromnetzbetreiber,“ 2016.
- [18] Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung ZEW, „Incentive Regulation: Evidence from German Electricity Networks,“ https://www.econstor.eu/bitstream/10419/191982/1/dp18010.pdf?utm_source=chatgpt.com, 2019.
- [19] Acatech, „Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie,“ 2012.
- [20] BET, aecoute, „Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom,“ 2025.
- [21] Bundesverband Erneuerbare Energien BEE, „Netzverknüpfungspunkt-Studie, Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung,“ 2024.

- [22] Consentec, Fraunhofer ISI, Stiftung Umweltenergierecht, „Batteriespeicher in Netzen,“ 2022.
- [23] VBEW Bayern, „Entwicklung der Netzentgelte in Bayern,“ 2025.
- [24] Germanwatch, „Effektive Stromnetzentgelte für die Transformation,“ 2022.
- [25] Beyond Fossil Fuels, „From Gatekeepers to Enablers - Reimagining Distribution System,“ 2025.
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Resilienz weiter stärken, den Systemnutzen der Digitalisierung der Energiewende konsequent heben,“ 2024.
- [27] Neon Neue Energieökonomik GmbH im Auftrag von TenneT, „Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte“, 2024.

Anhang: für detailliertere Auswertungen in der Studie ausgewählte VNB

Eigene Auswertungen von Kennzahlen der VNB

In dieser Studie wurden anhand der pflichtgemäß veröffentlichten Daten von 25 Netzbetreibern eigene Kennzahlen zu Lastfaktoren, Eigenkapitalrenditen und anderen Indikatoren ermittelt. Ausgewählt wurden die flächenmäßig größten VNB, VNB von Großstädten wie Berlin, Hamburg, München, Köln und Bremen sowie besonders kleine VNB im Norden und Süden Deutschlands (siehe).

VNB	Geografische Fläche [km²]	Versorgte Einwohner	E-On-Beteiligung
Bayernwerk Netz GmbH		4.738.968	100%
E.DIS Netz GmbH	60.239	2.362.907	100%
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	35.614	2.153.237	100%
Westnetz GmbH	29.503	6.127.872	100%
Avacon Netz GmbH	51.431	1.877.268	100%
Netze BW GmbH	21.250	4.124.002	
EWE NETZ GmbH	17.555	2.263.594	
Schleswig-Holstein Netz GmbH	16.507	1.266.394	100%
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	13.866	883.868	
EAM Netz GmbH	15.411	1.338.066	
WEMAG Netz GmbH	11.415	289.135	
LEW Verteilnetz GmbH	8.695	1.025.252	100%
N-ERGIE Netz GmbH	6.911	1.473.943	
RheinNetz GmbH (RNG)	7.597	1.932.072	
Stromnetz Berlin GmbH	1.761		
Hamburger Energienetze GmbH			
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG			
wesernetz Bremen GmbH			
Stadtwerke Landau a.d. Isar			
Stadtwerke Homburg GmbH			46%
Stadtwerke Rhede GmbH			
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH			26%
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG		6.896	
Versorgungsbetriebe Kronshagen GmbH	11	11.854	
Gemeindewerke Glattbach	5	3.475	

Tabelle 8: für Auswertungen im Rahmen dieser Studie ausgewählte VNB

Anhang: Lastfaktoren der für die Studie ausgewählten VNB

Die Lastfaktoren der ausgewählten VNB betragen durchschnittlich 45%

Tabelle zeigt die Lastfaktoren der ausgewählten VNB anhand der gemäß Veröffentlichungspflichten nach §23 EnWG veröffentlichten Daten. Wo Angaben nicht plausibel waren und z.B. zu Lastfaktoren über 100% führten oder zu 0% – wurden die Felder leer gelassen. Die jeweils niedrigsten und höchsten Lastfaktoren je Netzebene sind farblich gekennzeichnet. Die Lastfaktoren in den unteren Netzebenen sind im Durchschnitt etwas höher als die in den oberen Netzebenen. Dabei unterscheiden sich die Bandbreiten der Lastfaktoren zwischen den Netzebenen jedes einzelnen Netzbetreibers deutlich. Allerdings weisen die Netzbetreiber aufgrund fehlender einheitlicher Definition der zu veröffentlichenden Daten teilweise sich methodisch unterscheidende Werte ihrer jeweiligen maximalen Netzlast je Netzebene und der entnommenen Jahresarbeit aus. Hinzu kommt, dass die Einspeisungen, Übergaben an nachgelagerte Netzebenen und Übernahme aus vorgelagerten Netzebenen sich stark unterscheiden.

Der nach jeweiliger Stromentnahme je Netzebene über alle Netzbetreiber gewichtete Mittelwert der Lastfaktoren beträgt 45%. Dieser Wert wird weiter unten zur Plausibilisierung weiterer Berechnungen verwendet.

Die mittleren Verbräuche, Kabelquoten (Anteil Erdkabel vs. Freileitung) und weitere Strukturmerkmale der Netzbetreiber unterscheiden sich naturgemäß stark zwischen eher ländlich geprägten Netze und urbanen, hoch verdichteten Netzen. Diese Kennzahlen lassen aber keine im Rahmen dieser Studie relevanten Rückschlüsse auf Kostensenkungspotentiale zu.

VNB	Lastfaktoren Netzebenen						Bandbreite
	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	
Bayernwerk Netz GmbH	42%	55%	50%	56%	48%	54%	15%
E.DIS Netz GmbH							
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH		49%	42%	58%	51%	65%	22%
Westnetz GmbH		51%	47%	58%	46%	56%	12%
Avacon Netz GmbH	28%	45%	42%	56%	47%	54%	28%
Netze BW GmbH		57%	51%	57%	49%	55%	9%
EWE NETZ GmbH			16%	28%		53%	37%
Schleswig-Holstein Netz GmbH			45%	53%	45%	51%	9%
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG		40%	36%	59%	40%	48%	22%
EAM Netz GmbH		46%	34%	62%	51%	62%	28%
WEMAG Netz GmbH		29%	30%	56%	42%	54%	27%
LEW Verteilnetz GmbH							
N-ERGIE Netz GmbH		43%	44%	54%	48%	53%	10%
RheinNetz GmbH (RING)		61%	53%	40%	54%	60%	21%
Stromnetz Berlin GmbH		66%	66%	66%	59%	59%	7%
Hamburger Energienetze GmbH		25%	11%	20%		61%	51%
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG		67%	66%	66%	62%	64%	5%
wesernetz Bremen GmbH		41%	5%	26%		58%	53%
Stadtwerke Landau a.d. Isar				42%	30%	47%	16%
Stadtwerke Homburg GmbH							
Stadtwerke Rhede GmbH				43%	38%	51%	13%
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH				11%			
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG				48%	43%		5%
Versorgungsbetriebe Kronshagen GmbH				54%	55%	58%	4%
Gemeindewerke Glattbach							
Minimum	28%	25%	5%	11%	30%	47%	4%
Mittelwert	35%	48%	40%	48%	48%	56%	20%
Maximum	42%	67%	66%	66%	62%	65%	53%
Mengengewichteter Mittelwert	45%						