

STUDIE

---

# Stromnetzentgelte – gut und günstig

---

Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem  
zukunftssicher aufstellen



**Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaurkosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen

**Studie**

Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaurkosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen.

**Im Auftrag von**

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

**Erstellt durch**

Prof. Dr. Katrin Schaber  
Professorin für Energiewirtschaft  
katrin.schaber@agora-energiewende.de

**Projektleitung**

Philipp Godron  
Philipp.godron@agora-energiewende.de

**Autorinnen und Autoren**

Prof. Dr. Katrin Schaber,  
Philipp Godron, Mareike Herrndorff (Agora Energiewende)

**Danksagung**

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Janne Görlach, Katharina Hartz, Maxi Matzanke, Dr. Jahel Mielke, Aleksandar Nikolic, Roman Rudnik, Lena Tropschug, Janina Weihe (alle Agora Energiewende), Andreas Jahn (RAP).

## Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Stromnetze sind zentral für die Energiewende. Sie bringen Strom zuverlässig zu den Verbrauchern. Mit dem Ausbau von Wind, Sonne, E-Mobilität und Wärmepumpen steigen die Anforderungen an die Netze – und der Investitionsbedarf – erheblich.

Die Netzkosten zahlen alle: über Netzentgelte und zunehmend auch über Umlagen. Sie beeinflussen die Höhe der Strompreise und damit auch die Frage, wie wirtschaftlich klimafreundliche Technologien sind. Hohe oder ungleich verteilte Entgelte bremsen Investitionen, verschärfen regionale Unterschiede und gefährden die Akzeptanz der Energiewende.

Das heutige Berechnungssystem ist veraltet, komplex und oft nicht mehr gerecht. Es braucht jetzt eine grundlegende Reform, damit die Kosten fair verteilt und Fehlanreize vermieden werden.

Die Bundesregierung plant finanzielle Entlastung bei den Netzentgelten; die Bundesnetzagentur will mit dem NEST-Prozess (Netze effizient sicher transformieren) und der Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik „AgNes“ die Netzregulierung fit für das neue Energiesystem machen.

Hier setzt diese Studie an. Sie zeigt, wo gespart werden kann – und wo Reformen nötig sind, um die verbleibenden Kosten in Form von Netzentgelten klug, nachvollziehbar und fair zu verteilen.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Markus Steigenberger  
Direktor Deutschland, Agora Energiewende

### → Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem mit erheblich höherer Stromnachfrage müssen die Netzbetreiber den Ausbau und die Modernisierung der Infrastruktur vorantreiben.** In den gegenwärtigen Strukturen führen diese Investitionen zu steigenden Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen um durchschnittlich knapp 30 Prozent bis 2035 und drohen daher die Elektrifizierung von Industrie, Gebäude und Verkehr zu bremsen.
- 2 **Durch ein Maßnahmenpaket zur Kostensenkung können in den kommenden 20 Jahren Bundeszuschüsse in Höhe von rund 160 Milliarden Euro eingespart und damit die Netzentgelte stabil gehalten werden.** So sollten Freileitungen den Vorzug gegenüber Erdkabeln erhalten, die Investitionskosten der Übertragungsnetzbetreiber durch Eigenkapitalbeteiligung des Bundes gesenkt sowie dynamische Netzentgelte für flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeuge eingeführt werden.
- 3 **Um die Akzeptanz der Transformation zu stärken, braucht es eine neue, auf Transparenz und Effizienz ausgerichtete Systematik der Netzentgelte.** Die heutige Verteilung der Netzkosten und Umlagen folgt komplizierten Regeln und enthält zahlreiche Ausnahmen. Sie ist daher weder geeignet, die Kosten zielgerichtet auf die Akteure zu verteilen, noch eine effiziente Nutzung des Netzes anzureizen.
- 4 **Ziel der laufenden Reform sollte daher sein, die Netzentgelte bundesweit zu vereinheitlichen und so umzugestalten, dass sie volkswirtschaftlich sinnvolle Anreize zur Netzentlastung setzen.** Entscheidend ist das Prinzip der Kostenreflexivität: Hierfür sollte die Bundesnetzagentur zeitnah dynamische Netzentgelte einführen, den Kostenwälzungsmechanismus grundlegend überarbeiten und die Umlagen in die Netzentgeltsystematik zurückführen.

---

# Inhalt

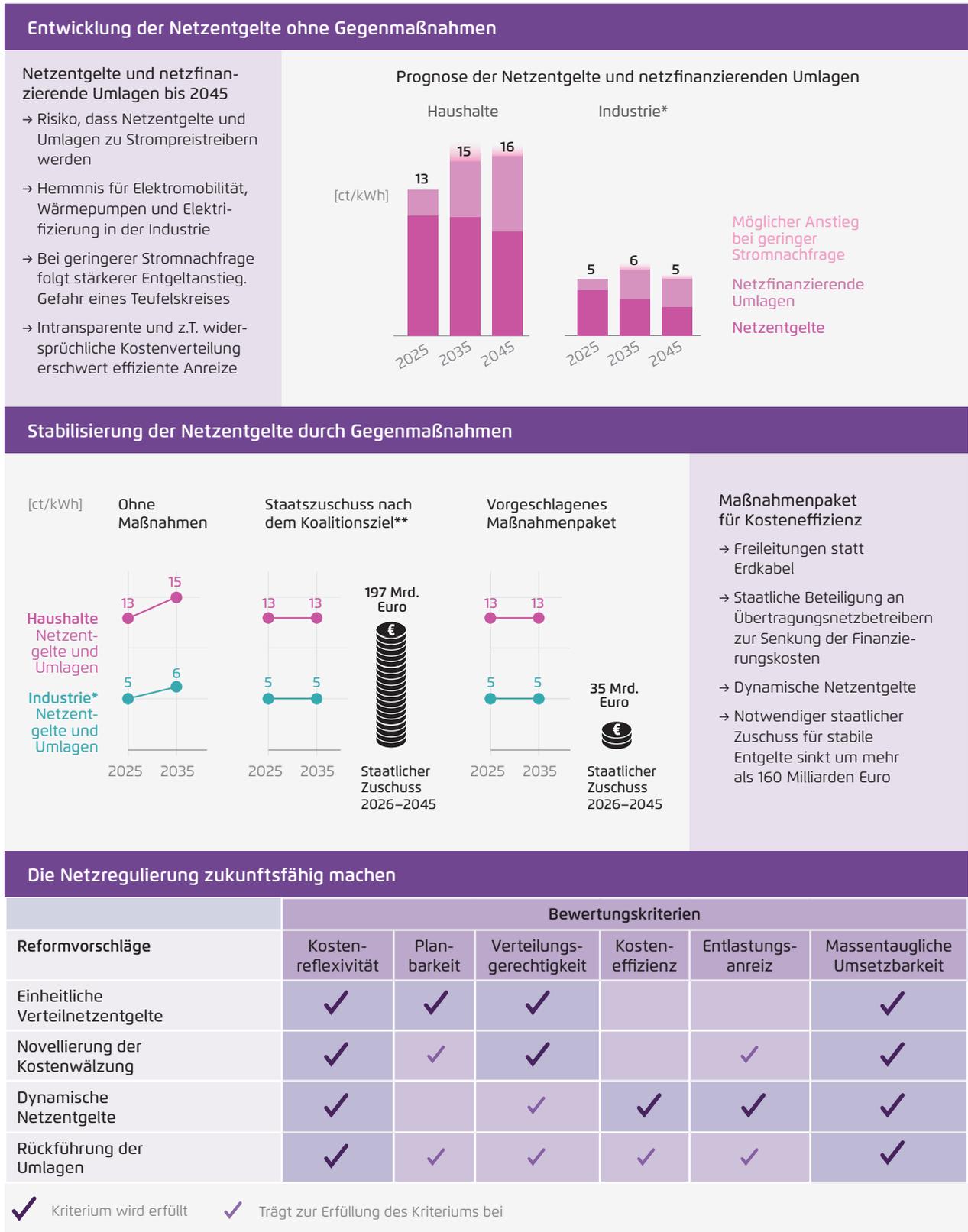
---

<b>Kernergebnisse</b>	<b>6</b>
<b>1 Hintergrund</b>	<b>13</b>
<b>2 Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen</b>	<b>14</b>
2.1 Entwicklung von Netzkosten und Stromnachfrage bis 2045	14
2.2 Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen im bestehenden System	16
2.3 Regionale Unterschiede durch Wälzungsmechanismus	22
2.4 Verteilung der Netzkosten nach Verbrauchsgruppen	26
2.5 Der Einfluss geringerer Stromnachfrage auf die Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen	28
<b>3 Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen</b>	<b>29</b>
3.1 Stabilisierung der Netzentgelte durch staatliche Zuschüsse	29
3.2 Nachhaltige Stabilisierung der Netzentgelte ohne staatliche Zuschüsse	31
3.3 Maßnahmenpaket für Kosteneffizienz	35
<b>4 Reformbedarf der Netzkostenumverteilung</b>	<b>38</b>
4.1 Prüfung der Zielkonformität des aktuellen Systems der Netzkostendeckung	38
4.2 Einführung einheitlicher Verteilnetzentgelte	40
4.3 Novellierung der Kostenwälzung	41
4.4 Einführung dynamischer Netzentgelte	43
4.5 Rückführung der netzfinanzierenden Umlagen ins Netzentgeltsystem	43
<b>5 Fazit</b>	<b>46</b>
<b>6 Anhang: Aktuelle Netzentgeltsystematik</b>	<b>48</b>
6.1 Berechnungsschritte der Netzentgeltsystematik	48
6.2 Verzerrungen der grundsätzlichen Netzentgeltsystematik	51
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>55</b>

---

## Stabile Stromnetzentgelte: Vorschläge zur Gesamtkostensenkung und zur grundlegenden Reform

→ Abb. A



Agora Energiewende (2025). \*Nicht-privilegierter Industrieverbraucher mit Mittelspannungsanschluss; \*\*Halbierung der Übertragungsnetzentgelte

## Kernergebnisse

### Ergebnis I: Bei Fortführung des Status quo besteht das Risiko, dass Netzentgelte und netzfinanzierende Umlagen zu schwer steuerbaren Strompreistreibern werden

Auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 stehen in Deutschland erhebliche Investitionen in Modernisierung und Ausbau der Stromnetze an. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber planen mit Investitionen in Höhe von 560 Milliarden Euro.<sup>1</sup> Der Großteil dieser Investition soll bereits im kommenden Jahrzehnt getätigt werden. Eine moderne Stromübertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur ist das Rückgrat eines klimaneutralen Energiesystems, das deutlich stärker als in der Vergangenheit auf strombasierten Anwendungen beruht: Die Elektrifizierung von Industrieprozessen und wesentlicher Teile des Verkehrs- und

des Wärmesektors ist ein zentraler Hebel zur Emissionsminderung, und wird zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage führen.

Eine starke Netzinfrastruktur garantiert darüber hinaus die effiziente und versorgungssichere Einbindung der Erneuerbaren Energien, deren Anteil am Strombedarf bis 2030 von heute knapp 60 Prozent auf 80 Prozent steigen soll.

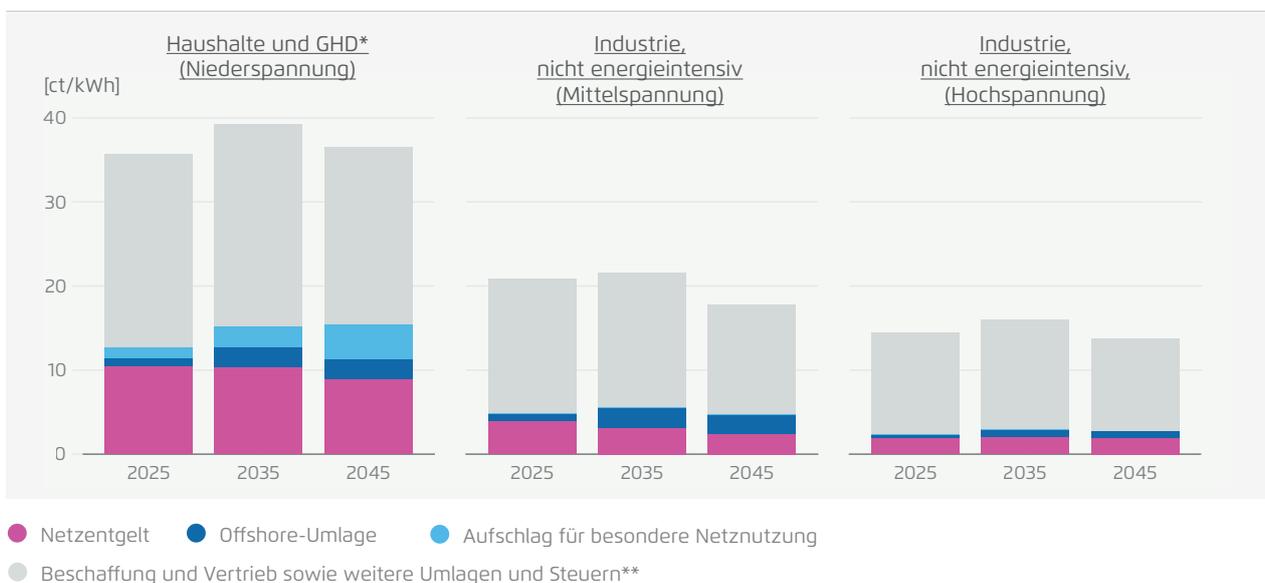
Die Investitionen in den Netzausbau, die im Jahr 2045 mehr als 50 Prozent der gesamten Netzkosten ausmachen werden, führen selbst bei deutlich steigender Stromnachfrage zu einem Anstieg der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen insgesamt (siehe Abbildung 1).<sup>2</sup> Bis 2045 steigen diese um durchschnittlich 20 Prozent an, wobei 95 Prozent des Gesamtanstiegs in den nächsten zehn Jahren erfolgen – die

1 (Verteilnetzbetreiber, 2024); (Übertragungsnetzbetreiber, 2023)

2 Der andere Netzkostenanteil deckt die Finanzierung des bestehenden Netzes, die Netzbetriebs- und Systemdienstleistungskosten ab.

### Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen sowie der Verbraucherstrompreise

→ Abb. 1



Agora Energiewende (2025). \*GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistung; \*\*Stromsteuer (2,05 ct/kWh), Mehrwertsteuer, Umlage nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und Konzessionsabgabe

Summe aus Netzentgelten und Umlagen steigt also schnell an und verbleibt dann auf einem höheren Niveau als heute. Würde die Stromnachfrage bis 2035 nicht wie hier angenommen auf 795 Terrawattstunden<sup>3</sup> sondern nur auf 700 Terrawattstunden ansteigen, so würden die Kosten für die Verbraucher bis 2035 sehr viel stärker ansteigen – um durchschnittliche 33 Prozent, beziehungsweise für Haushalte von aktuell rund 13 Cent pro Kilowattstunde für Netzentgelte und Umlagen insgesamt auf 17 statt 15 Cent pro Kilowattstunde in 2035.

Wie Abbildung 1 zeigt, wird dieser Anstieg von den beiden netzfinanzierenden Umlagen – der Offshore-Umlage und dem Aufschlag für besondere Netznutzung verursacht. Im Folgenden werden diese netzfinanzierenden Umlagen vereinfacht Umlagen genannt, wenngleich es weitere Umlagen im Verbraucherstrompreis gibt, die damit nicht gemeint sind. Beide Instrumente finanzieren über pauschale, von den Verbrauchern erhobene Umlagen einen deutlich zunehmenden Teil der Netzkosten: die Ausbaukosten des Übertragungsnetzes auf See (Offshore-Umlage) sowie die zusätzlichen Kosten für diejenigen Verteilnetzbetreiber, die aufgrund eines breiten Ausbaus Erneuerbarer Energien in ihrem Netzgebiet überproportional hohe Investitionen tätigen müssen (welche in den Aufschlag für besondere Netznutzung eingehen). Über die Netzentgelte selbst wird hingegen ein abnehmender Anteil der Netzkosten finanziert; die Netzentgelte allein sinken bis 2045, während die Umlagen steigen. Die wachsende Anteil der Umlagen an dem die insgesamt von den Verbrauchern zu zahlenden Entgelten für Netznutzung ist insofern von Bedeutung, als dass die Verteilung unterschiedlichen Prinzipien unterliegt, was eine stringente und transparente Kostenallokation erschwert: Während Umlagen die Kosten pauschal auf verschiedene Verbraucher verteilen, wird mit Netzentgelten die Kostenbeteiligung jährlich differenziert nach Netzebenen und Verbrauchstypen berechnet. Beide Formen reflektieren die Verursachung der Netzkosten nicht ausreichend, womit netzdienliches Verhalten nicht ausreichend gefördert wird.

Netzentgelte und Umlagen zusammen werden – ohne geeignete Gegenmaßnahmen – einen steigenden Anteil der Verbraucherstrompreise ausmachen. Ihr Anteil steigt von heute etwa 35 Prozent auf knapp 45 Prozent im Jahr 2045. Weitere Preisbestandteile wie andere Umlagen<sup>4</sup> und Beschaffungskosten bleiben konstant beziehungsweise sinken im Zuge des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Im Kontext der geplanten Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme sind steigende Stromkosten besonders problematisch: Wenn die Elektrifizierung aufgrund hoher Verbraucherstrompreise zu langsam voranschreitet, können steigende Netzkosten auf weniger Verbraucher umgelegt werden – was wiederum Netzentgelte und Umlagen erhöht. Dieser Teufelskreis droht zu einer Hürde für den Umstieg auf E-Autos, Wärmepumpen oder andere strombasierte Technologien zu werden. Dabei gilt: ein „langsamer“ bei der Elektrifizierung ist keine Option, damit die Klimaziele noch erreichbar sind.

## Ergebnis II: Zielgerichtetes Maßnahmenpaket ermöglicht es, Netzentgelte mit deutlich sinkenden staatlichen Zuschüssen nachhaltig zu stabilisieren

Auf Basis unserer Berechnungen zur Entwicklung von Netzentgelten und Umlagen für verschiedene Verbrauchsgruppen haben wir ein Maßnahmenpaket ermittelt, das staatliche Unterstützung mit strukturellen Reformen kombiniert – und so die Summe aus Netzentgelten und Umlagen auf nachhaltige und effiziente Weise stabilisiert.

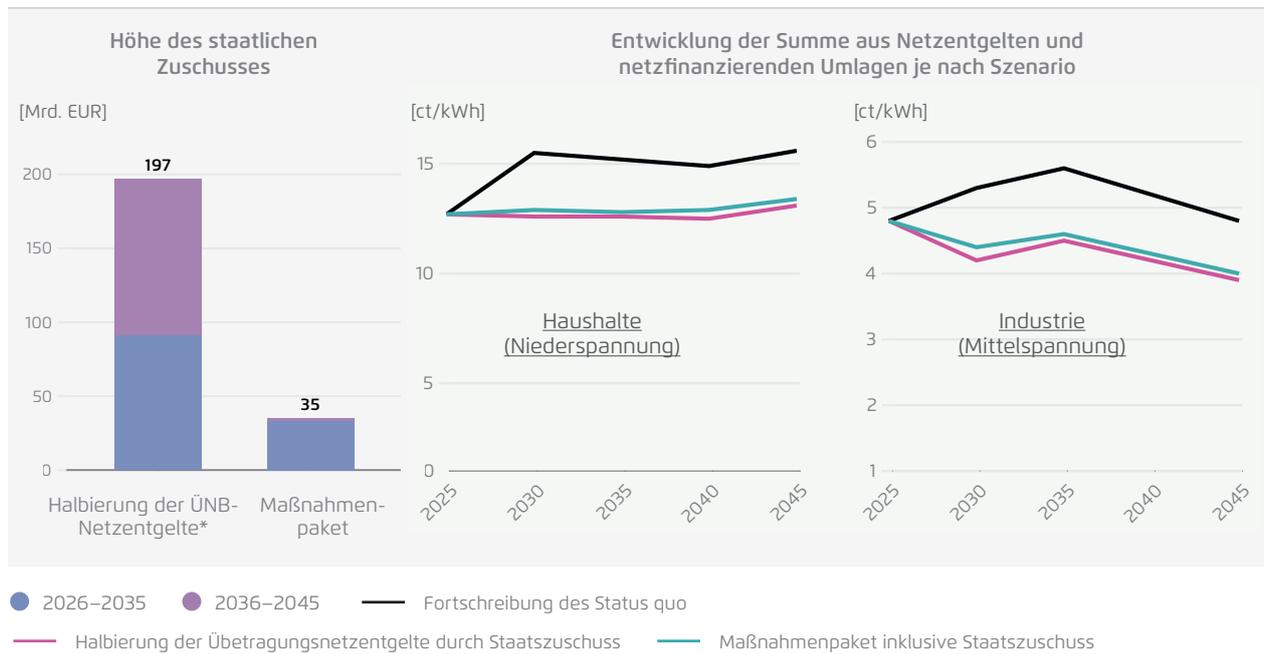
Die neue Koalition hat sich zum Ziel gesetzt, die Netzentgelte durch staatliche Zuschüsse zu den Übertragungsnetzentgelten zu senken – so wie dies auch die Ampelkoalition bereits getan hatte, bevor die Zuschüsse nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum *Klima- und Transformationsfonds* (KTF) Ende 2023 gestrichen wurden. Diese staatlichen Zuwendungen adressieren jedoch nicht die

<sup>3</sup> Entwicklung der Stromnachfrage nach (Agora Think Tanks, 2024).

<sup>4</sup> Stromsteuer (2,05 Cent pro Kilowattstunde), Mehrwertsteuer, KWK-Aufschlag und Konzessionsabgabe.

## Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzentgelte

→ Abb. 2



Agora Energiewende (2025). ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber. \*Ziel der Koalition

Ursache für steigende Netzentgelte und Umlagen – die steigenden Netzkosten – und wirken daher nicht nachhaltig. Bis 2045 müssten so in Summe knapp 200 Milliarden Euro aufgewendet werden, um die Übertragungsnetzentgelte wie angekündigt auf circa 3 Cent pro Kilowattstunde zu halbieren und auf diesem Niveau zu halten. Wir zeigen im Folgenden, wie sich der skizzierte Anstieg der Summe aus Netzentgelten und Umlagen mit einem alternativen Maßnahmenpaket abwenden lässt. Das Paket senkt die Netzkosten bei deutlich geringerem Bedarf an staatlichen Mitteln (35 Milliarden Euro) und trägt zu einer kostenreflexiveren Verteilung der Netzkosten bei. In der Folge sinken die Netzentgelte und Umlagen in Summe 2026 und stabilisieren dank des Maßnahmenpakets auf dem Niveau von 2025. Das Maßnahmenpaket enthält drei strukturelle Reformvorschläge sowie eine zielgerichtete staatliche Unterstützungsmaßnahme:

- 1. Freileitung statt Erdkabel beim Übertragungsnetzausbau.** Durch die Verlegung von Freileitungen statt Erdkabeln ab 2030 können 24 Milliarden Euro eingespart werden.<sup>5</sup>
- 2. Staatliche Eigenkapitalbeteiligung an Netzbetreibern.** Durch die Beteiligung des Bundes an den Übertragungsnetzbetreibern über einen Infrastrukturfonds entsprechend dem Vorschlag des *Dezernat Zukunft*<sup>6</sup> können ab 2027 die Finanzierungskosten des Netzausbaus und damit der Modernisierung der zentralen Infrastruktur des zukünftigen Energiesystems deutlich reduziert werden.
- 3. Einführung dynamischer Netzentgelte.** Dynamische Netzentgelte geben finanzielle Anreize zur Entlastung der Stromnetzinfrastruktur. Sie führen dazu, dass flexible Verbraucher – vom Elektrofahrzeug bis zum Industriebetrieb – ihren Stromverbrauch reduzieren, wenn die Netze stark

<sup>5</sup> (Tagesspiegel Background, 2024). Von dem von der Bundesnetzagentur berechneten Einsparpotenzial von 35 Milliarden Euro werden anteilig ab 2030 nur 24 Milliarden Euro Einsparungen angenommen.

<sup>6</sup> (Kölschbach Ortego & Steitz, 2024).

ausgelastet sind. Auf diese Weise reduzieren sie den Netzausbaubedarf. Zudem bewirken dynamische Netzentgelte eine gerechtere Verteilung der Netzkosten, indem Stromkunden, die einen Teil ihres Bedarfs durch Eigenerzeugung abdecken, aber weiterhin die Netzinfrastruktur nutzen stärker an den Netzkosten beteiligt werden. Als Teil unseres Maßnahmenpakets nehmen wir die graduelle Einführung dynamische Netzentgelten ab 2027 in der Niederspannung an.

4. **Zielgerichtete, deutlich reduzierte staatliche Zuschüsse.** Die oben genannten Maßnahmen reduzieren den Zuschussbedarf zu den Übertragungsnetzentgelten von anfänglich gut 5 Milliarden Euro in 2026 auf 2 bis 3 Milliarden Euro in den 2030er Jahren. Der Zuschuss würde bis dahin die Summe aus Netzentgelten und Umlagen stabilisieren und könnte ab 2037 wegfallen, da ab dann die Wirkung der drei strukturellen Maßnahmen mit einer Senkung der Netzkosten um durchschnittlich 5 Milliarden Euro pro Jahr groß genug wäre, um beide Preisbestandteile dauerhaft zu stabilisieren.

Abbildung 2 zeigt die Wirkung des Maßnahmenpakets exemplarisch für einen Haushalt und einen Industriebetrieb mit Mittelspannungsversorgung. Dank des Maßnahmenpakets kann die Summe aus Netzentgelten und Umlagen in der Simulation auf dem heutigen Niveau stabilisiert werden; der bei Beibehaltung des Status quo berechnete Preisanstieg um 20 Prozent wird somit abgewendet. Der staatliche Zuschuss ist dabei nur für 25 Prozent beziehungsweise 30 Prozent der Reduktion verantwortlich, der Großteil des Effekts wird durch die drei genannten Kosteneffizienzmaßnahmen erzielt. Dabei tragen die geringeren Finanzierungskosten und der Vorzug von Freileitungen jeweils in etwa die Hälfte der strukturellen Reduktion der Netzentgelte und Umlagen für Industrielle Verbraucher in Mittel- und Hochspannung bei. In der Niederspannungsebene, an die Haushalte und Gewerbe angeschlossen sind, tragen die drei Kosteneffizienzmaßnahmen in etwa jeweils ein Drittel der strukturellen Reduktion vor staatlichem Zuschuss bei. Mit Hilfe des Maßnahmenpakets können die staatlichen Belastungen somit von andernfalls mehr als 90 Milliarden Euro bis 2035 beziehungsweise knapp 200 Milliarden Euro bis

2045 auf weniger als 20 Prozent des Gesamtbetrags reduziert werden – dies entspricht allein bis 2035 jährlichen Einsparungen von durchschnittlich 5 Milliarden Euro. Eine detaillierte, jährliche Auswertung des Effekts ist in Abbildung 19 zu finden.

Ein weiteres erhebliches Kosteneffizienzpotenzial besteht darin, die Standorte für neue Verbrauchsanlagen, wie beispielsweise Elektrolyseure, und neue Erzeugungsanlagen so zu wählen, dass sie möglichst geringen Netzausbaubedarf verursachen. Wird die Standortwahl mit lokalen Strompreissignalen angeleitet, so können laut der aktuellen Studie des Kopernikus-Projekts Ariadne 50 Milliarden Euro Investitionskosten im Übertragungsnetz bis 2045 eingespart werden.<sup>7</sup> Ergänzte man dieses Einsparungspotenzial zum Maßnahmenpaket, könnten die Entgelte für Netznutzung ohne staatlichen Zuschuss auf heutigem oder sogar auf geringerem Niveau stabilisiert werden. Da die Einführung lokaler Strompreissignale nicht vor 2030 zu erwarten ist, sollten ggf. übergangsweise durch alternative lokale Signale wie beispielsweise differenzierte Baukostenzuschüsse oder direkte politische Steuerung möglichst große Teile dieses Potenzials zur Netzkostenreduktion adressiert werden.

Die drei genannten strukturellen Maßnahmen lassen sich grundsätzlich relativ kurzfristig einführen. Sie sind zudem *No-Regret*-Maßnahmen, denn sie nutzen nachhaltig Kosteneffizienzpotenziale im Netzausbau, und können auch unabhängig voneinander eingeführt werden. Darüber hinaus sind sie zukunftsfest in dem Sinne, dass sie mit einer künftigen Reform der Netzentgelte (siehe Ergebnis III) vereinbar wären. Sie zeigen zudem keine negativen Nebeneffekte auf die Ziele der Netzentgelt- und Umlagesystematik.

<sup>7</sup> (Luderer, Bartels, Brown, & al., 2025).

### Ergebnis III: Grundlegende Vereinfachung der Netzentgelt- und Umlagesystematik ist nötig für faire Kostenverteilung und Anreize für eine effiziente Infrastruktur

In ihrem Anfang Mai veröffentlichten Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der *Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*<sup>8</sup> hat die Bundesnetzagentur vier Zieldimensionen für eine neue Systematik formuliert: Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeitrag sowie Umsetzbarkeit. Neben kurzfristigen Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzentgelte ist demnach eine grundsätzliche Reform der Netzentgeltsystematik notwendig. Innerhalb der Zieldimensionen haben wir die relevantesten Aspekte für die Energiewende identifiziert und fügen diesen das Prinzip der Verteilungsgerechtigkeit hinzu, das in diesem Zusammenhang ebenfalls von großer Bedeutung ist. Vor diesem Hintergrund leiten wir aus den oben dargelegten Berechnungen vier konkrete Reformimpulse ab: Die Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte, die Novellierung der Netzkostenwälzung, die Stärkung von Anreizen zur Netzentlastung sowie die schrittweise Reintegration der Umlagen in das Netzentgeltsystem.

Unsere Berechnungen zeigen, dass bei Fortschreibung des bestehenden Netzentgelt- und Umlagesystems die bereits heute sichtbaren Verzerrungen in der Verteilung der Netzkosten auf die Verbraucher deutlich zunehmen würden. Die aktuelle Netzentgeltsystematik stammt aus einer Zeit der zentralen Stromeinspeisung aus Großkraftwerken auf höchster Spannungsebene. Der Strom floss dabei bildlich gesprochen „von oben nach unten“; entsprechend sieht die Netzentgeltberechnung seither die Wälzung der Kosten von der Höchst- zur Niederspannung, proportional zum jeweiligen Strombezug der entsprechenden Spannungsebene vor. Durch die zunehmend dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stößt dieses System heute aber an seine Grenzen. So steigen beispielsweise die regionalen Unterschiede zwischen den Verteilnetzentgelten, die für Haushalte, Gewerbe und Industrie gelten, an. Das ist

der Tatsache geschuldet, dass die Übertragungsnetz-kosten proportional zum Strombezug aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze gewälzt werden. Ein Verteilnetz mit viel Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien trägt daher heute weniger zur Deckung der Übertragungsnetz-kosten bei als städtische oder industriellastige Verteilnetze mit einem geringeren Anteil dezentraler Erzeugung. In industriellastigen Verteilnetzen steigen die Netzentgelte daher stärker an. Die zum Ausgleich der regional unterschiedlichen Verteilnetzkosten konzipierte Umlage (der Aufschlag für besondere Netznutzung) adressiert diese Systematik nicht und kann daher die regionalen Unterschiede nicht grundsätzlich beheben, sondern sorgt für neue Widersprüche.<sup>9</sup> Für Industrieverbraucher in der Hochspannung tritt eine weitere Verzerrung auf: Aufgrund der aktuell nur auf dem Strombezug fußenden Berechnung der Netzentgelte steigen die Netzentgelte für Industrie mit Hochspannungsnetzanschluss an; denn auf der darunterliegenden Netzebene – der Mittelspannung – ist der Großteil der Solarfreiflächen- und Wind-an-Land-Anlagen angeschlossen. Da der Beitrag dieser erneuerbaren Ressourcen kontinuierlich steigt, sinkt der Strombezug aus der Hochspannung und die Kosten werden auf weniger Verbraucher verteilt. Das Netzentgelt für Industriekunden, die auf dieser Spannungsebene angeschlossen sind, steigt dann. Rückspeisungen oder Einspeisespitzen aus Solaranlagen werden in der gegenwärtigen Systematik hingegen nicht berücksichtigt.

Neben den sich zunehmend verschärfenden Verzerrungen gibt es noch eine zweite Herausforderung im aktuellen System: Aufgrund zahlreicher Anpassungen und Ergänzungen des Netzentgeltsystems im Verlauf der vergangenen Jahre wird eine zielgerichtete Steuerung der Kostenallokation zunehmend schwerer. Die Netzkostenverteilung per Entgelt und Umlage folgt komplizierten und von Ausnahmen durchzogenen Mechanismen. Selbst der Bundesnetzagentur ist es nach eigener Aussage nicht möglich nachzuvollziehen, welchen Anteil der Netzkosten die verschiedenen Verbrauchsgruppen

8 (Bundesnetzagentur, 2025a).

9 (Agora Energiewende, 2025).

tragen<sup>10</sup>. Korrekturen der Kostenverteilung, selbst punktueller Natur, bergen in diesem Umfeld immer das Risiko ungewollter Nebeneffekte. So hat beispielsweise die Einführung des bereits erwähnten Ausgleichs der Mehrkosten durch Erneuerbare Energien zwischen den Verteilnetzbetreibern nicht dazu geführt regionale Preisunterschiede signifikant zu reduzieren, sondern es bleiben weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen den Verteilnetzgebieten bestehen, lediglich mit einer veränderten regionalen Verteilung.<sup>9</sup>

Die Initiative für eine umfassende Reform des Netzentgeltsystems ist vor diesem Hintergrund sehr zu begrüßen. Aus unseren Berechnungen lassen sich folgende vier Impulse ableiten:

1. **Die Verteilnetzentgelte sollten schrittweise vereinheitlicht werden.** Deutschlandweit einheitliche Verteilnetzentgelte reduzieren die Komplexität, schaffen gleiche Bedingungen für alle Verbraucher und stärken so die Diskriminierungsfreiheit bei der Netznutzung. Als schnell umsetzbarer Zwischenschritt sollte die Kostenverteilung der Übertragungsnetzkosten auf die Verteilnetze verstetigt werden und nicht mehr ausschließlich anhand des (nach dezentraler Erzeugung verbleibenden) Strombezugs erfolgen. So könnten die unterschiedlichen Verteilnetzentgelte besser antizipiert werden und die Planbarkeit für Netznutzer zügig verbessert werden. Um perspektivisch einheitliche Verteilnetzentgelte zu ermöglichen, sollten die erforderlichen Strukturen entwickelt werden. Dabei kann der Regulierer auf den Erfahrungen aus der Einführung der einheitlichen Übertragungsnetzentgelte sowie auch der Umverteilung der bei Verteilnetzbetreibern durch Integration Erneuerbarer Energien auftretenden Mehrkosten aufbauen.
2. **Die Netzkostenwälzung sollte novelliert werden.** Die Verteilung der Netzkosten sollte nicht mehr ausschließlich anhand des Strombezugs erfolgen. Mit zunehmender dezentraler Stromerzeugung

aus Erneuerbaren Energien reduziert sich der verbleibende Strombezug aus den verschiedenen Spannungsebenen im Stromnetz in sehr unterschiedlichem Maß. So steigen die Netzentgelte je nach Verteilnetzgebiet oder je nach Spannungsebene teilweise erheblich an. Die Anwendung des bestehenden Wälzungsmechanismus auf ein Energiesystem mit lokal unterschiedlich stark zunehmenden Anteilen von Erneuerbaren Energien führt zwangsläufig zu immer mehr Verzerrungen. Für die Verteilung der Kosten sollten daher weitere Faktoren einbezogen werden, wie beispielsweise die Höhe der Rückspeisungen aus dezentraler Erzeugung in übergeordnete Spannungsebenen und eine differenziertere Berücksichtigung des Zeitpunkts der Netznutzung: zu Zeiten hoher oder geringer Netzbelastung. Ziel dabei muss sein, höhere Kostenreflexivität zu erreichen, also Netzkosten so zu verteilen, dass besonders netzbelastende Nutzer größere Kostenanteile tragen.

3. **Um gezielte Anreize zur Netzentlastung zu setzen, sollten dynamische Netzentgelte eingeführt werden.** Die Verteilung der Netzkosten setzt derzeit wenig Anreize zur Netzentlastung: das sogenannte Bandlastprivileg, welches Netzentgeltbefreiungen für gleichmäßigen Stromverbrauch enthält, konterkariert beispielsweise netzentlastendes Verbrauchsverhalten. Entlastendes Verhalten konzentriert den Strombezug hingegen auf Zeiten, in denen lokal viel Strom (aus Erneuerbaren Energien) verfügbar ist und reduziert Stromverbrauch zu Hochlastzeiten. Dynamische Netzentgelte eignen sich weitaus besser als konstante, um diese über den Tag hinweg schwankenden Anforderungen an netzenlastendes Verhalten abzubilden; denn das zeitweise höhere Entgelt zeigt ebenjene Zeiten an, in denen das Netz überlastet ist. So können das Netz besser ausgelastet und der Netzausbaubedarf reduziert werden. Bei der Umsetzung muss sichergestellt werden, dass dieses Anreizsignal die Wechselwirkungen mit anderen Spannungsebenen berücksichtigt. Die Wälzungslogik muss wie oben geschildert angepasst werden, so dass vorgelagerte Netzkosten nicht wie gegenwärtig als Block sondern in ihrer Dynamik integriert werden.

<sup>10</sup> Aussage von Achim Zerres (Abteilungsleiter Abteilung 6 der Bundesnetzagentur), beim Workshop zur *Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)* am 02.6.2025

## Vorschläge zur grundlegenden Reform der Netzentgelte

→ Tabelle 1

Reformimpulse	Reformkriterien					
	Kostenreflexivität (Finanzierungs- beteiligung)	Planbarkeit (Kosten- orientierung)	Verteilungs- gerechtig- keit	Kosten- effizienz (Anreiz- funktion)	Entlastungs- anreiz (Anreiz- funktion)	Massentaugliche Umsetzbarkeit (Umsetzbarkeit)
Einheitliche Verteilnetzentgelte	✓	✓	✓			✓
Novellierung der Kostenwälzung	✓	✓	✓		✓	✓
Dynamische Netzentgelte	✓		✓	✓	✓	✓
Rückführung der Umlagen	✓	✓	✓	✓	✓	✓

✓ Kriterium wird erfüllt    ✓ Trägt zur Erfüllung des Kriteriums bei

Agora Energiewende (2025). Anmerkung: In den Klammern werden die Kriterien den vier Reformdimensionen der Bundesnetzagentur zugeordnet.

4. **Die Umlagen sollten in die allgemeine Netzentgelt-systematik rückgeführt werden.** Die Verteilung der Netzkosten sollte zukünftig ausschließlich über Entgelte erfolgen. Umlagen, die einen Teil der Netzkosten auslagern, reduzieren nicht die finanzielle Belastung für die Verbraucher. Zudem erschweren sie eine kostenreflexive Aufteilung der Kosten und schwächen darüber hinaus Anreize zur Netzentlastung. Allerdings ermöglichen die bestehenden

Umlagen innerhalb des gegenwärtig etablierten Systems – also unter der Bedingung nichteinheitlicher Verteilnetzentgelte – eine Verringerung der regionalen Unterschiede der Verteilnetzentgelte sowie eine gezielte Entlastung der Verbrauchsgruppen. Bei einer etwaigen Rückführung der Umlagen ins Netzentgeltsystem, ohne Vereinheitlichung der Netzentgelte, müssen diese Aspekte berücksichtigt werden.

# 1 Hintergrund

Im Zuge der klimapolitisch notwendigen Transformation entwickelt sich das Stromsystem zum Rückgrat der Energieversorgung in Deutschland: Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird klimaneutraler Strom zum zentralen Energieträger, der sich sowohl im Verkehrs- als auch im Wärme- und Industriesektor einsetzen lässt. Damit das gesetzlich vorgegebene Ziel der Klimaneutralität erreicht werden kann, müssen allerdings nicht nur die Erneuerbaren Energien zielkonform ausgebaut werden, sondern in erheblichem Maße auch das Stromnetz, das den regenerativ erzeugten Strom zum Verbraucher bringt. Die bis 2045 erwarteten Investitionsvolumina für Solar- und Windkraft-Anlagen belaufen sich auf 712 Milliarden Euro. Die notwendigen Investitionen für den Netzausbau stehen dem mit rund 560 Milliarden Euro kaum nach.<sup>11</sup>

Die Finanzierung des Stromnetzausbaus über Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen<sup>12</sup> gewinnt entsprechend an Relevanz. Schon heute machen Entgelte und Umlagen 30 bis 40 Prozent des Haushaltsstrompreises aus – Tendenz steigend. Die Bundesnetzagentur hat bereits durch die Reform der Offshore-Umlagen und die Einführung des Aufschlags für besondere Netznutzung Maßnahmen mit dem Ziel der Senkung der Netzentgelte und der gleichmäßigeren Verteilung der Netzkosten getroffen; die genannten Umlagen führen aber lediglich zu einer Kostenverlagerung, nicht zu einer effektiven Minderung der finanziellen Belastung der Verbraucher. Bereits in der Vergangenheit hat sich die Bundesregierung mithilfe staatlicher Zuschüsse um eine Senkung der Netzentgelte bemüht, diese wurden allerdings seit 2024 ausgesetzt. Im Koalitionsvertrag hat sich die neue Bundesregierung zum Ziel gesetzt, Stromkosten und insbesondere die Übertragungsnetzentgelte

zu senken.<sup>13</sup> Da Netzentgelte in Deutschland regional und je nach Stromspannungsebene sowie Verbrauchsgruppe stark voneinander abweichen, ist allerdings eine zielgerichtete Entlastung von Verbrauchern nicht ohne Weiteres umzusetzen.

Das vorliegende Impulspapier möchte zur Diskussion in dreierlei Weise beitragen: Zum einen wird die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen vor dem Hintergrund der angekündigten Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze in einem vereinfachten Verfahren berechnet; besonders Augenmerk liegt darauf, die Transparenz zu erhöhen im Hinblick auf die Entwicklung von Netzkosten, die Verteilungsmechanismen und deren Effekte auf verschiedene Verbrauchergruppen (Kapitel 2). Zentrales Element der Analyse ist die Bewertung verschiedener Maßnahmen zur kurz- und mittelfristigen Stabilisierung von Netzentgelten und Umlagen. Auf Grundlage dieser Bewertung wird ein Vorschlag für ein kosteneffizientes Maßnahmenpaket abgeleitet, das kurzfristig von Bundesregierung und Bundesnetzagentur umgesetzt werden kann (Kapitel 3). Zusätzlich zu diesem Maßnahmenpaket werden in Kapitel 4 zentrale Punkte einer grundlegenden Reform der Netzentgelt- und Umlagesystematik formuliert und Empfehlungen für den von der Bundesnetzagentur angestoßenen Prozess der Netzentgeltreform abgeleitet. Das Papier schließt mit einem Fazit (Kapitel 5). Im Anhang (Kapitel 6) wird die aktuelle Netzentgelt-systematik erläutert.

11 (Agora Energiewende, 2024); (Verteilnetzbetreiber, 2024) (Übertragungsnetzbetreiber, 2023).

12 Im Folgenden werden die netzfinanzierenden Umlagen vereinfacht Umlagen genannt, wenngleich es weitere Umlagen im Verbraucherstrompreis gibt.

13 (CDU, CSU, SPD, 2025).

## 2 Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen

### 2.1 Entwicklung von Netzkosten und Stromnachfrage bis 2045

Für die Integration neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen und der zahlreichen neuen Stromverbraucher sind ein großflächiger Ausbau und die Modernisierung des deutschen Stromnetzes notwendig. Die Investitionskosten wie auch die Betriebskosten des bestehenden Stromnetzes und der neuen Infrastruktur, von Höchstspannungsleitungen über Unterseekabel zu einer Vielzahl (digitaler) Ortsnetztransformatoren werden in Form von Netzentgelten und Umlagen durch die Stromverbraucher getragen. Steigen die Kosten des Stromnetzes stärker als die Abnahmemenge, so steigen auch die von den Verbrauchern zu zahlenden Umlagen und Entgelte.

**Hohe Investitionskosten fallen insbesondere bis 2035 an.** Die kumulativen Investitionskosten für das Stromnetz, die bis 2045 für ein klimaneutrales Stromsystem anfallen werden, wurden von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern

im Netzentwicklungsplan beziehungsweise im Netzausbauplan quantifiziert: Demnach sind bis 2045 insgesamt Investitionen in Höhe von rund 560 Milliarden Euro notwendig.

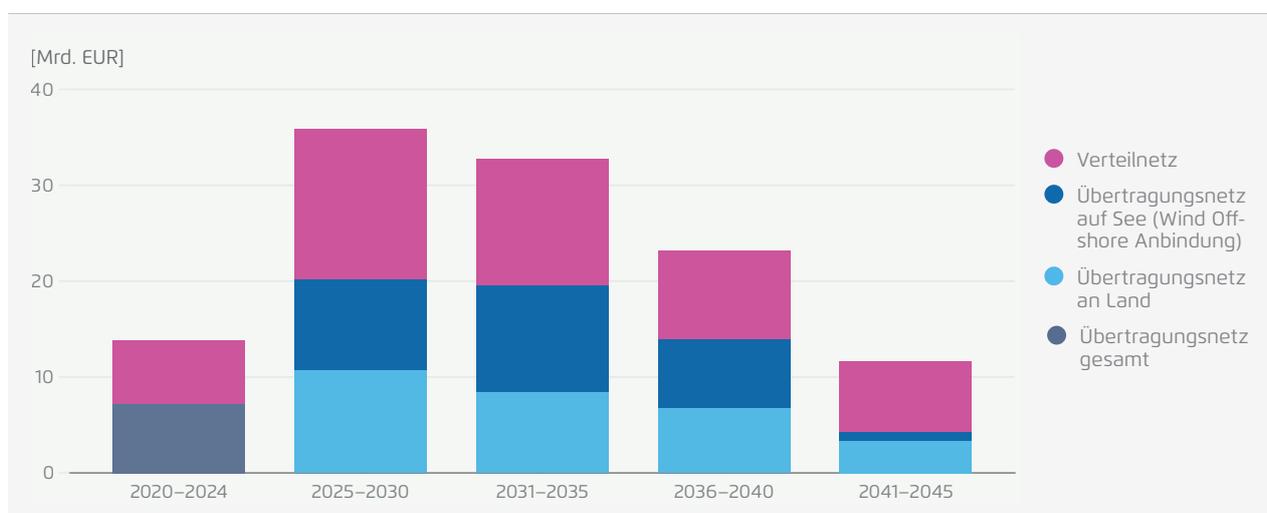
- Davon entfallen 320 Milliarden Euro auf das Übertragungsnetz,<sup>14</sup> das für die Übertragung des Stroms an Land und für die Anbindung der Offshore-Windparks auf See ausgebaut werden muss. Der Investitionsbedarf teilt sich in etwa hälftig auf den Übertragungsnetzausbau an Land und auf See auf.
- Der Investitionsbedarf für die Verteilnetze beträgt 237 Milliarden Euro.<sup>15</sup> Er ist durch den Zuwachs an Photovoltaik-, Wind-an-Land- und neuen Verbrauchsanlagen (beispielsweise Ladeinfrastruktur oder Wärmepumpen) verursacht.

<sup>14</sup> (Übertragungsnetzbetreiber, 2023).

<sup>15</sup> (Bundesnetzagentur, 2025b); (Verteilnetzbetreiber, 2024).

### Mittlere jährliche Investitionskosten in den Netzausbau

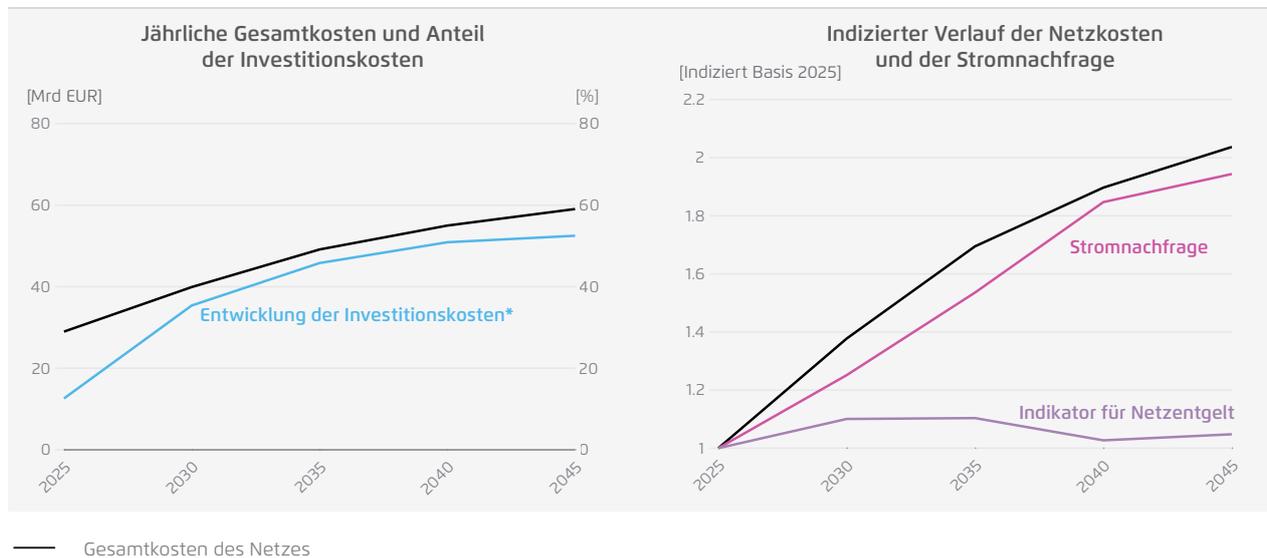
→ Abb. 3



Agora Energiewende (2025). Darstellung basierend auf Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen der Netzbetreiber (für 2025–2045) sowie Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur (für 2020–2024).

## Neben den Netzkosten steigt die Stromnachfrage, was den Netzentgeltanstieg reduziert

→ Abb. 4



Agora Energiewende (2025). Darstellung basierend auf Agora Think Tanks (2024), Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen (für 2025–2045). Die Investitionskosten für Netzausbau gehen in den Gesamtkosten als kumulative Annuitäten ein. \*Anteil der Investitionskosten für den Netzausbau an den Gesamtkosten

Bemerkenswert ist, dass insbesondere in den nächsten zehn Jahren hohe jährliche Netzinvestitionen notwendig sind (siehe Abbildung 3). Die bis 2045 anhand von Szenarien berechneten Investitionsbedarfe sind jedoch mit einigen Unsicherheiten behaftet. Einige Studien schätzen den Investitionsbedarf in den Verteilnetzen noch höher ein<sup>16</sup>, der vorliegende Analyse liegen jedoch die oben genannten von den Netzbetreibern berechneten Investitionsbedarfe zugrunde.

### Die Gesamtkosten des Netzes steigen stetig bis 2045.

Die Investitionskosten zugunsten der langlebigen Netzinfrastruktur haben eine Amortisationsdauer von 40 Jahren. Die Gesamtkosten des Netzes setzen sich aus den annualisierten Investitionskosten<sup>17</sup> für den Netzausbau und bestand, den Betriebskosten neuer und alter Netzelemente sowie den Kosten für

Systemdienstleistungen<sup>18</sup> zusammen. In die jährlichen Gesamtkosten des Netzes gehen die Investitionskosten kumuliert und annualisiert ein, weshalb sie zu einem langsamen, aber stetigen Anstieg der Gesamtkosten führen (Abbildung 4).

### Die Zunahme der Stromnachfrage im selben Zeitraum ist entscheidend für Netzentgelthöhe.

Die Gesamtkosten des Netzes werden von den Verbrauchern durch Umlagen und durch Netzentgelte finanziert, die zum großen Teil als Arbeitsentgelt – also pro Kilowattstunde – anfallen. Ob die Entgelte steigen, hängt bei steigenden Gesamtnetzkosten auch vom Anstieg der Stromnachfrage ab. Würde die Nachfrage genauso stark zunehmen, wie die Kosten steigen, bleiben die Entgelte grundsätzlich auf konstantem Niveau. Die Investitionspläne der Netzbetreiber zeigen allerdings einen stärkeren Ausbaubedarf im kommenden Jahrzehnt, während die Stromnachfrage etwas langsamer ansteigt: Abbildung 4. zeigt

<sup>16</sup> 323 Milliarden Euro nach (Bauermann, Kaczmarczyk, & Krebs, 2024) und bis zu 430 Milliarden Euro nach (ef.Ruhr GmbH; Energiewirtschaftliches Institut zu Köln, 2024)

<sup>17</sup> Die annualisierten Investitionskosten sind die jährlichen Ausgaben für Tilgung und Zins einer Investition. Es wird ein Realzins von 4,5 Prozent für die Investitionen angenommen.

<sup>18</sup> Die Betriebskosten werden mit 0,5 Prozent bis 1 Prozent der Kapitalkosten veranschlagt. Für die Kosten der Systemdienstleistungen und insbesondere des Engpassmanagements wird eine hohe Effizienz und damit nur ein geringer Kostenanstieg angenommen.

die angenommene Stromnachfrage-Entwicklung bis 2045 gemäß Berechnung der Studie *Klimaneutrale Deutschland*<sup>19</sup> gemeinsam mit den jährlichen Gesamtkosten des Netzes (indiziert): Wie hier zu sehen ist, steigen die Netzkosten zunächst stärker an als die Stromnachfrage – und das obwohl ein vergleichsweise starkes Wachstum der Stromnachfrage aufgrund zügiger Elektrifizierung angenommen wird. Das bedeutet, dass auch ohne Privilegierungen (beispielsweise Senkung der Netzentgelte für Industrie oder Elektrofahrzeuge) das Arbeitsentgelt für die Netznutzung steigen würde. Als Indikator für die Höhe der Netzentgelte dient hier der Quotient aus Netzkosten und Stromnachfrage (siehe Abbildung 4). Dieser steigt in den kommenden zehn Jahren auf einen Maximalwert an, um sich dann in den 2040er-Jahren auf höherem Niveau zu stabilisieren. Falls die Stromnachfrage aufgrund mangelnder Fortschritte bei der Elektrifizierung in geringerem Maße ansteigen sollte, würde sich – bei gleichbleibenden Netzkosten – das Netzentgelt noch stärker erhöhen.

#### **Mehr Kosteneffizienz beim Netzausbau ist möglich.**

Die hier angenommenen Netzinvestitionsbedarfe stammen aus den Plänen der Netzbetreiber. Verschiedene Studien zeigen aber auch Einsparpotenziale beim Netzausbau auf: So würde der Einsatz von Freileitungen statt Kabeln beim Ausbau des Übertragungsnetzes 35 Milliarden Euro des bis 2045 notwendigen Investitionsvolumens von 320 Milliarden Euro einsparen.<sup>20</sup> Die aktuelle Studie des *Kopernikus-Projekts Ariadne* legt dar, dass durch effizienten Übertragungsnetzausbau bis 2045 sogar bis zu 91 Milliarden Euro eingespart werden könnten.<sup>21</sup> Neben dem Umstieg auf Freileitungen wären dafür lokale Strompreissignale, eine integrierte Planung der Strom- und Wasserstoffnetze sowie eine Reduktion des Offshore-Windausbaus zugunsten von Wind an Land notwendig. Auf Ebene der Verteilnetze könnten zudem geeignete Preisanreize wie dynamische Netzentgelte diese deutlich entlasten und damit

den Netzausbaubedarf reduzieren.<sup>22</sup> Ein möglichst kosten-effizienter Netzausbau ist in jedem Fall ein wichtiger Ansatz, um die Summe aus Netzentgelten und Umlagen für Verbraucher zu reduzieren. Daher sollte beim Ausbau des Verteil- und des Übertragungsnetzes jede Option zur Steigerung der Kosteneffizienz sorgfältig geprüft werden.

**Es besteht Handlungsbedarf zur Entlastung der Netzkosten, insbesondere bis 2035.** Der Vergleich von Kostenentwicklung und Verlauf der Stromnachfrage zeigt, dass bis zum Jahr 2035 und darüber hinaus mit höheren Netzentgelten zu rechnen ist. Falls die Stromnachfrage jedoch langsamer ansteigen sollte als bisher angenommen, steigen die Netzentgelte noch stärker und gegebenenfalls auch dauerhaft an. Das Argument, Ausbau der Erneuerbaren Energien und Netzausbau vor dem Hintergrund einer etwaig langsamer verlaufenden Elektrifizierung zu verzögern, greift allerdings zu kurz. Denn geringere Elektrifizierung bedeutet nichts anderes als Verzögerung bei der Dekarbonisierung von Mobilität, Wärme und Industrie. Stattdessen ist entscheidend, im Übergang der kommenden zehn Jahre durch eine leistungsfähige modernisierte und preisgünstige Stromnetzinfrastruktur Anreize zu schaffen für die Nutzung klimaneutraler strombasierter Technologien. Neben einem effizienten Netzausbau geht es darum, die Netzentgelte in den kommenden 5 bis 10 Jahren zu stabilisieren. Darüber hinaus gilt: Geringere Netzinvestitionen – beispielsweise durch verzögerten Netzausbau – würden bis 2030 zu keiner nennenswerten Entlastung der Netzentgelte führen; zudem könnten die Einsparungen durch steigende Engpassmanagementkosten sogar konterkariert werden.

## **2.2 Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen im bestehenden System**

Unter der Annahme, dass das gegenwärtig geltende System bis 2045 unverändert fortbestünde, würden die Kosten für die Netznutzung, also die Netzentgelte

19 (Agora Think Tanks, 2024).

20 (Tagesspiegel Background, 2024).

21 (Luderer, Bartels, Brown, & al., 2025).

22 (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023).

## → Methodik der Netzentgeltberechnung

Die Gesamtnetzkosten bestehen aus dem Finanzierungsvolumen des Netzausbaus, den Betriebskosten neuer und alter Netzelemente sowie den Systemdienstleistungen (Engpassmanagement und Regelleistung). Sie werden auf die Verbraucher in Form von Netzentgelten und netzbezogenen Umlagen verteilt. Die Verteilung erfolgt gewissermaßen von oben nach unten (**vertikale Wälzung**) – also von den sogenannten Stromautobahnen des Übertragungsnetzes mit Höchstspannung auf die darunterliegenden Ebenen des Verteilnetzes (Hoch-, Mittel- und Niederspannung),\* deren Netze analog zum Bild der Stromautobahn als Schnell-, Land- und Anwohnerstraßen des Stromnetzes verstanden werden können. Alle, die an ein Netz angeschlossen sind, müssen Netzentgelte zahlen: direkt angeschlossene Letztverbraucher (im Übertragungsnetz beispielsweise große Industriestandorte) und Betreiber nachgelagerter Verteilnetze, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Mit der Erhebung von Netzentgelten für das Übertragungsnetz wälzen deren Betreiber die Kosten nach unten, zulasten der Verteilnetzbetreiber. Diese gewälzten Kosten gehen dann wiederum in die Verteilnetzentgelte ein. So bezahlen die Verbraucher in den unteren Netzebenen die Kosten der oberen Ebenen anteilig mit. Während die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland gemeinsam einheitliche Netzentgelte berechnen, bilden die knapp 900 Verteilnetzbetreiber jeweils ihre eigenen Netzentgelte, die aufgrund der **Heterogenität der Verteilnetzbetreiber** in Kosten und Nachfrage- und Erzeugungsstruktur sehr unterschiedlich ausfallen und 2025 von 5 Cent pro Kilowattstunde bis 16 Cent pro Kilowattstunde reichen.\*\*

Die Höhe der Netzentgelte wird in zwei Schritten bestimmt. Zunächst werden die spezifischen Netzkosten oder die sogenannte **Briefmarke** je Spannungsebene bestimmt. Die Briefmarke wird durch den Quotienten aus den Kosten der Netzebene (eigene und gewälzte Kosten) und der maximalen Netzlast (von Verbrauchern und nachgelagerten Netzen) berechnet. Jeder Netznutzer muss nun abhängig von seinem Beitrag zur maximalen Netzlast einen entsprechenden Anteil dieser Briefmarke bezahlen. Der Beitrag zur Maximallast der Netzebene wird im zweiten Schritt mit **Gleichzeitigkeitsfunktionen** für jede Verbrauchsgruppe und für jedes nachgelagerte Netz beschrieben.

Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die maximale Netzlast entscheidender Treiber der Netzkosten ist und sich alle Verbraucher anteilig daran beteiligen sollen. Für Verbraucher, die viel zur Maximallast beitragen – also eine hohe Gleichzeitigkeit haben –, fallen entsprechend höhere Netzentgelte an. Allerdings ist die prinzipielle Annahme, dass die Netzlast die Netzkosten je Ebene treiben würde, so heute nicht mehr zu halten; denn auf vielen Netzebenen führt vor allem die zunehmende Stromeinspeisung aus dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen zu steigenden Netzkosten. Rückspeisungen, also Stromflüsse von Anlagen für Erneuerbare Energien in die darüberliegenden Netze, werden im heutigen System nicht berücksichtigt.

Wenngleich die hier skizzierte Vorgehensweise grundlegend für die Festlegung der Netzentgelte ist, gibt es auch Ausnahmen – vor allem in Form von Netzentgeltbefreiungen und **Umlagen**, die zu Verzerrungen führt. Die zwei wichtigsten Umlagen sind die sogenannte Offshore-Umlage, die seit 2019 Kosten des Offshore-Netzes abdeckt, sowie der sogenannte Aufschlag für besondere Netznutzung (ehemals § 19-Umlage), der seit 2025 zur Finanzierung der Mehrkosten im Verteilnetz durch die Integration Erneuerbarer Energien (EE-bedingte Mehrkosten)\*\*\* dient und weiterhin die Umverteilung nach §19 StromNEV enthält.

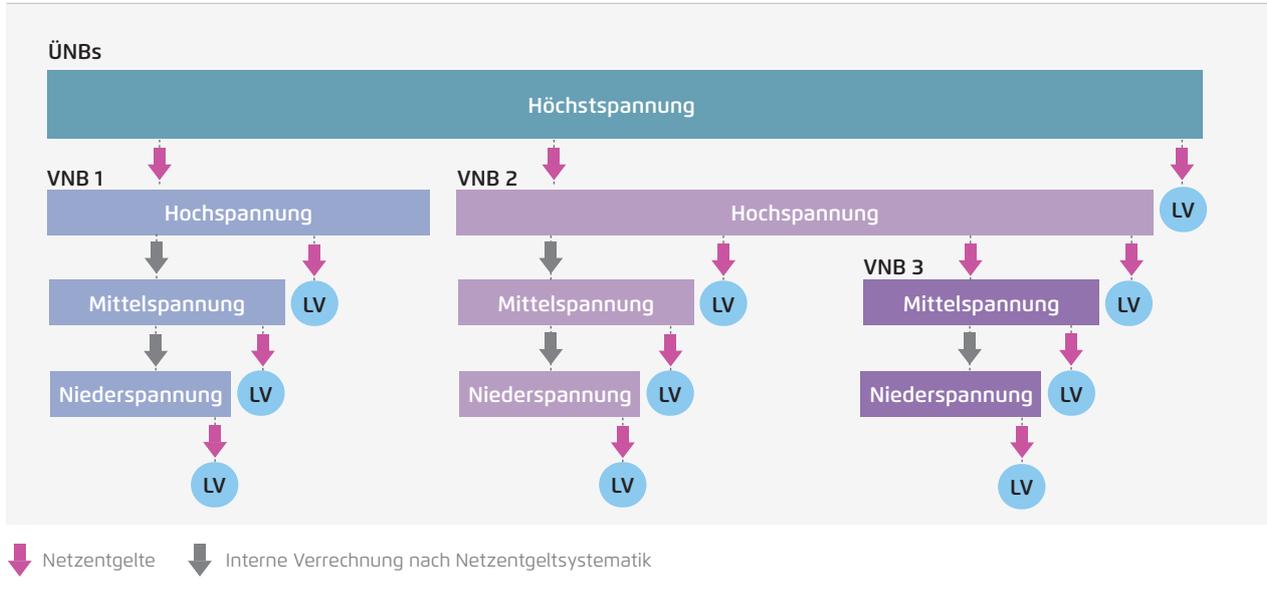
\* Die Spannungsniveaus sind Höchstspannung mit 220 und 380 Kilovolt, Hochspannung mit 110 Kilovolt, Mittelspannung mit 10 bis 20 Kilovolt und Niederspannung mit 400 Volt. Ein vollständiger Katalog umfasst sieben statt vier Spannungsebenen, da die Umspannnetze jeweils eine eigene Spannungsebene bilden. In dieser Studie werden die Umspannnetze den jeweils darunterliegenden Spannungsebenen zugeteilt, so steht beispielsweise „Niederspannung“ hier sowohl für Niederspannung als auch für den Bereich der Umspannebene zwischen Nieder- und Mittelspannung (abgekürzt als NS = NS+ NS/MS).

\*\* Liste der wälzungsberechtigten Netzbetreiber der Bundesnetzagentur vom 13. März 2025 (Bundesnetzagentur, 2024)

\*\*\* (Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8, 2024).

Struktur des Stromnetzes und der Kostenverteilung durch Netzentgelte

→ Abb. 5



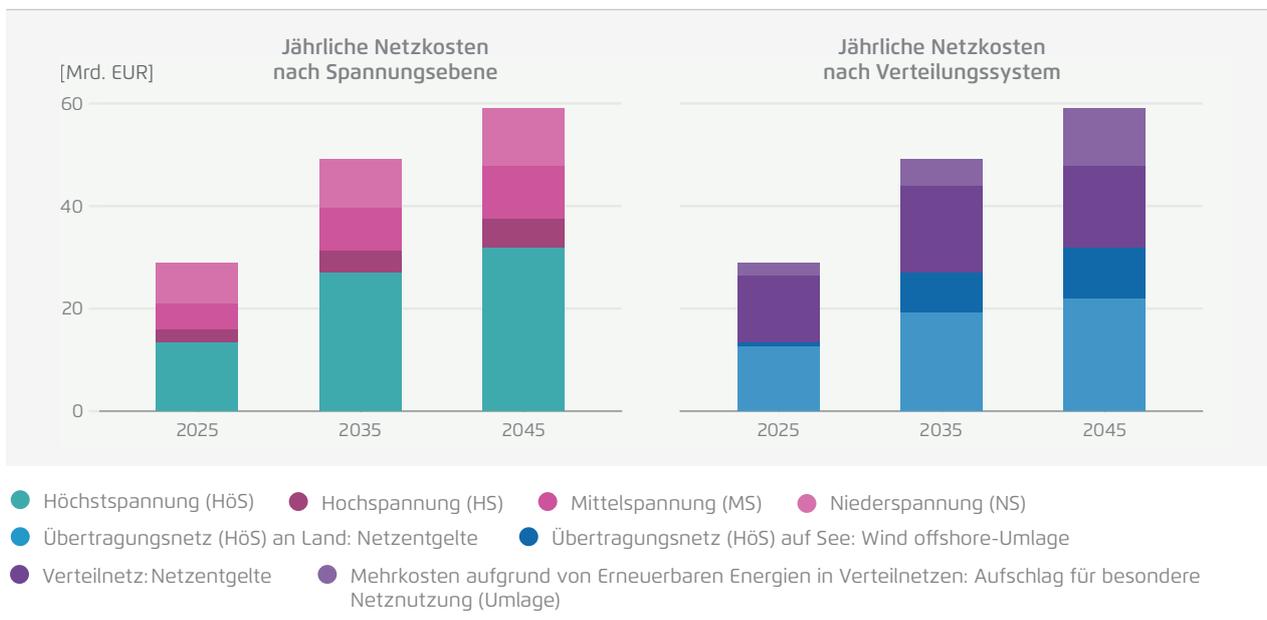
Nach consentec (2025). ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber; VNB = Verteilnetzbetreiber; LV = Letztverbraucher

plus Umlagen, für alle Verbrauchsgruppen ansteigen; für Haushalte, Gewerbe oder nicht privilegierte Industrie beispielsweise um durchschnittlich 20 Prozent. Für alle diese Verbrauchsgruppen würde 95 Prozent des Anstiegs bereits in den nächsten zehn Jahren erfolgen, also bis 2035.

Die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte wird mithilfe einer vereinfachten Nachbildung des in Box 1 und im Anhang (Kapitel 6) beschriebenen Mechanismus kalkuliert. Die Vielfalt der Verteilnetzbetreiber kann dabei nicht vollständig abgebildet werden – die Tatsache, dass die Entgelte je nach

Jährliche Netzkosten nach Kategorie

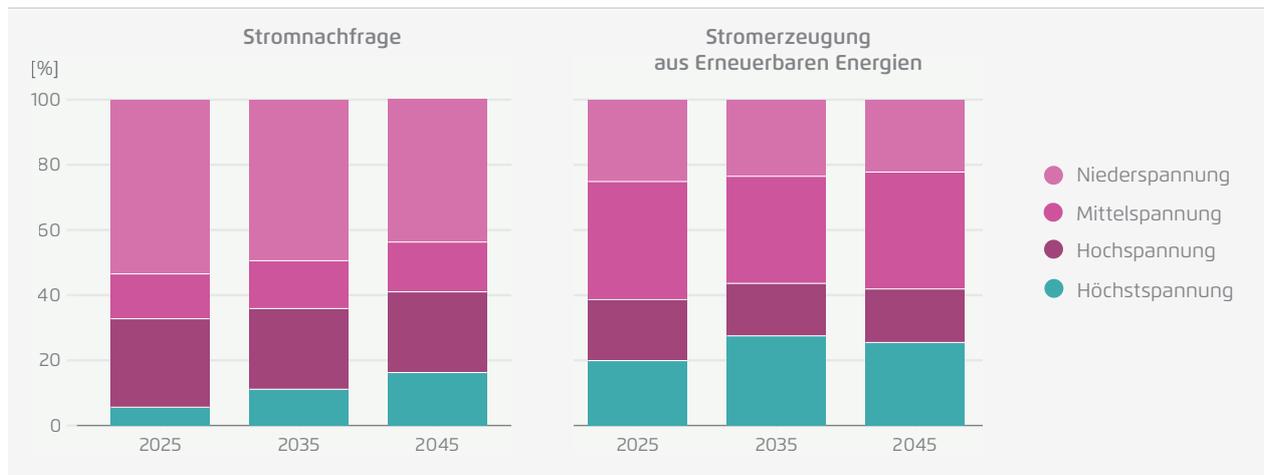
→ Abb. 6



Agora Energiewende (2025)

## Stromnachfrage und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Spannungsebene

→ Abb. 7



Agora Energiewende (2025) basierend auf Agora Think Tanks (2024) und Marktstammdatenregister Stand März 2025.

Netzbetreiber deutschlandweit erheblich variieren, ohne dass die Gründe transparent nachvollziehbar wären, ist genau eines der Probleme der aktuellen Netzentgeltsystematik. In der durchgeführten Berechnung werden daher zunächst mittlere Netzentgelte je Spannungsebene berechnet. Diese Netzentgelte entsprechen nicht dem realen gewichteten Durchschnitt der Netzentgelte aller Verteilnetze in Deutschland, sondern stellen vielmehr ein hypothetisches einheitliches Verteilnetzentgelt dar. Die hier berechneten Netzentgelte und Umlagen sind daher vor allem in Bezug auf die Veränderung im Vergleich zum heutigen Niveau sowie Veränderungen in der Kostenumverteilung, weniger aber in Bezug auf das exakte absolute Niveau aussagekräftig. Regionale Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten werden in Kapitel 2.3 näher beleuchtet.

**Die Hälfte der Netzgesamtkosten sind Übertragungsnetzkosten, während der Großteil des Stromverbrauchs und der erneuerbaren Stromerzeugung in den Verteilnetzen angeschlossen ist.** Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der jährlichen Netzkosten je Spannungsebene für Gesamtdeutschland.<sup>23</sup> Etwa die Hälfte der Netzkosten sind Übertragungsnetz-kosten, fallen also im Höchstspannungsnetz an. Der

Stromverbrauch hingegen erfolgt zu knapp 50 Prozent in Niederspannung. Erneuerbare-Energien-Anlagen sind vorwiegend an der Mittelspannung angeschlossen. Die hier modellierte Verteilung von Netzkosten, Last und Stromerzeugung hat schließlich Einfluss auf die Kostenwälzung im Netzentgeltsystem. Dabei ist aber zu beachten, dass die im bestehenden Mechanismus durch Umlagen finanzierten Kostenanteile bis 2045 deutlich zunehmen werden.<sup>24</sup>

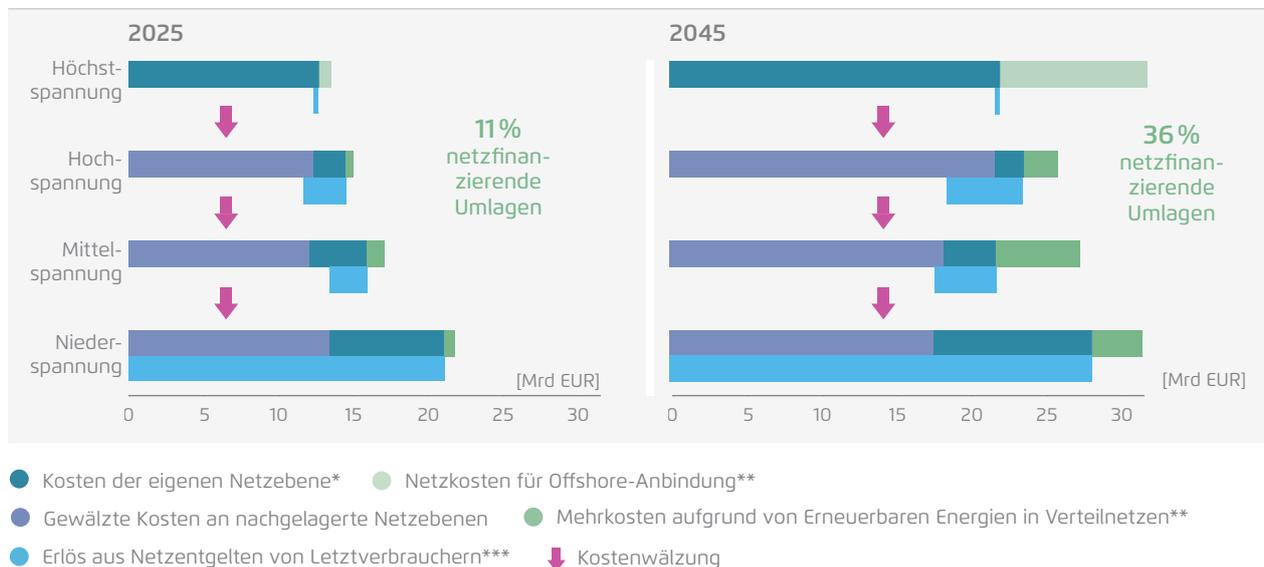
**Aufgrund der vertikalen Kostenwälzung wird ein Großteil der Netzkosten von Verbrauchern auf Niederspannungsebene gedeckt.** Der Großteil der Netzkosten, die nicht über Umlagen finanziert werden, wird in die Niederspannung gewälzt. In der Höchstspannung gibt es heute wenige Letztverbraucher und damit kaum Erlöse aus Netzentgelten zu verzeichnen. Der in Abbildung 7 skizzierte zunehmende Verbrauch in der Höchstspannung ist auf Elektrolyseure zurückzuführen, die der Herstellung von grünem Wasserstoff für die Industrie dienen und von Netzentgelten befreit sind. In der Hoch- und Mittelspannung sind wiederum industrielle Verbraucher angeschlossen, deren Stromverbrauch jeweils geringer ist als der Strombezug der an die Mittelspannung angeschlossen Niederspannungsnetze,

<sup>23</sup> Die Verteilung der heutigen Netzkosten auf die verschiedenen Spannungsebenen wurde durch eine Regressionsanalyse der veröffentlichten Erlösobergrenzen bestimmt.

<sup>24</sup> Die Höhe des Ausgleichs der EE-bedingten Mehrkosten in Verteilnetzen ist (Möst, Büttner, & Glynos, 2024) entnommen.

## Die Netzkosten werden künftig immer mehr durch netzfinanzierende Umlagen gedeckt

→ Abb. 8



Agora Energiewende (2025). \*enthält Kosten für vermiedene Netznutzung; \*\*Kostendeckung über Umlagen; \*\*\*enthält Erlöse der § 19.2 Strom-NEV-Umlage

die unter anderem die Haushaltsbedarfe decken. Die Netzentgelte dieser industriellen Verbraucher decken jeweils nur 15 Prozent bis 20 Prozent der Kosten auf der Mittel- und der Hochspannungsebene. Die hier nicht gedeckten Kosten werden so schließlich in die Niederspannungsebene gewälzt, wo dann in Summe mehr als 60 Prozent der Netzkosten aus übergeordneten Spannungsebenen stammen (siehe Abbildung 8). Zwischen den heterogenen Verteilnetzen kann dieser Anteil regional aber stark variieren.

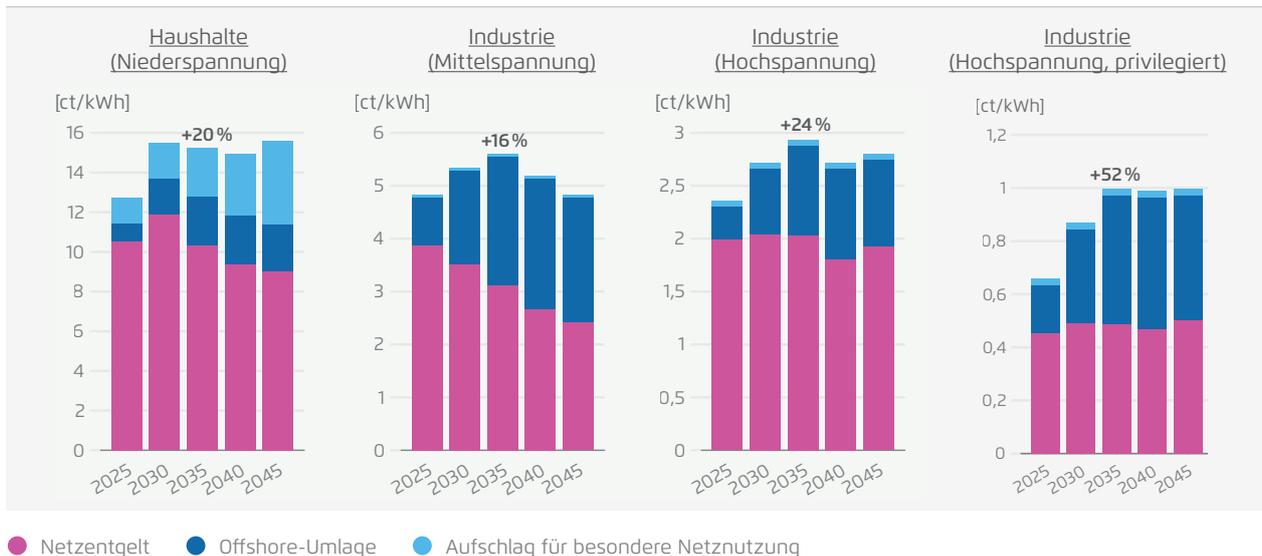
**Umlagen decken einen steigenden Teil der Netzkosten ab.** Seit kurzem werden die Netzkosten teilweise direkt per Umlage finanziert. In der Vergangenheit wurden Umlagen vornehmlich noch für die Finanzierung von Netzentgeltbefreiungen eingesetzt, wie beispielsweise im Fall der bis 2024 bestehenden § 19.2 StromNEV-Umlage. Nach § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können bestimmte Verbraucher dann von reduzierten Netzentgelten profitieren, wenn sie besonders gleichmäßig Strom beziehen (Bandlastprivileg); die so entgehenden Erlöse werden im Sinne der Verordnung schließlich durch eine Umlage kompensiert, welche

die Stromverbraucher zahlen. Mittlerweile wurde die Anwendung des Umlageformats aber ausgedehnt; sie umfasst nun die folgenden Instrumente:

- Im Jahr 2019 wurde die Offshore-Umlage so angepasst, dass sämtliche Netzkosten zur Anbindung der Windparks auf See per Umlage finanziert werden. Da diese Offshore-Netzkosten im Zuge des Ausbaus der Windenergie auf See deutlich zunehmen, wird nach dem bestehenden Mechanismus auf Übertragungsebene im Jahr 2045 circa ein Drittel der Kosten aus dem Netzentgelt-system ausgegliedert sein.
- Für die Ebene der Verteilnetze wurde im Jahr 2024 die sogenannte § 19.2 StromNEV-Umlage erweitert und umbenannt; sie heißt nun „Aufschlag für besondere Netznutzung“ und erstattet die Mehrkosten jener Verteilnetzbetreiber, die durch die Integration Erneuerbarer Energien überdurchschnittliche Kosten (EE-bedingte Mehrkosten) haben. Die Mittel dafür werden nun also zusammen mit den Mitteln für das nach wie vor geltende Bandlastprivileg per Umlage auf die

## Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen

→ Abb. 9



Agora Energiewende (2025). Die Netzentgelte werden hier als mittlerer Preis pro Kilowattstunde aus Leistungs- und Arbeitspreis berechnet. Für die Industrieverbraucher wird ein Jahresstromverbrauch von 100 Gigawattstunden angenommen.

Verbraucher finanziert. Wie eine aktuelle Studie zeigt,<sup>25</sup> werden diese umlagefinanzierten Mehrkosten bei bestehendem Mechanismus deutlich zunehmen, sodass im Jahr 2045 auf Verteilnetzebene circa 40 Prozent der Netzkosten dem eigentlichen Netzentgeltsystem entzogen sein werden.

Die beiden hier genannten Umlagen decken also einen wachsenden Anteil der Netzkosten außerhalb des Netzentgeltsystems ab und werden bis 2045 deutlich ansteigen. Anders als die regional unterschiedlichen Verteilnetzentgelte ist die Umlagenhöhe überall in Deutschland identisch; allerdings zeigen sich aufgrund von Ausnahmeregelungen für Industrie, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen (siehe Tabelle 5) Unterschiede zwischen den verschiedenen Verbrauchsgruppen.

**Die Methodik zur Berechnung der zukünftigen Netzentgelte erfolgt entsprechend dem heutigen System und wurde an Ist-Daten plausibilisiert.** Für die Berechnung der Netzentgelte müssen zunächst die spezifischen Netzkosten – „Briefmarke“

genannt – beziffert werden.<sup>26</sup> Die Briefmarke legt das Niveau der Netzentgelte je Spannungsebene fest.<sup>27</sup> Unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfunktionen (siehe Box) und Ausnahmen zur Entgeltminderung bestimmter Verbrauchsgruppen (siehe Tabelle 5) ergeben sich je Spannungsebene schließlich die Netzentgelte und Erlöse, sodass die in Abbildung 8 gezeigte Wälzung berechnet werden kann. Die berechneten Netzentgelte und Briefmarken stimmen mit den aktuellen Daten der Netzbetreiber überein.

<sup>26</sup> Die „Briefmarke“ ist der Quotient aus den Kosten einer Spannungsebene und dem maximalen Strombezug auf dieser Spannungsebene. Anhand von Zeitreihen zur Erzeugung und Last je Verbrauchstyp, Stromerzeugungstechnologie und Netzebene (Agora Energiewende, 2024) können der Strombezug je Netzebene sowie die Jahreshöchstlast berechnet werden. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Jahreshöchstlast je Spannungsebene besteht jedoch erhebliche Unsicherheit, da der Einsatz von Lastflexibilität, Speichern oder regelbaren Kraftwerken je Spannungsebene in Zukunft schwer vorherzusagen ist. Gemäß der hier zugrunde liegenden Berechnungslogik wird davon ausgegangen, dass auch 2045 weiterhin Strom aus übergeordneten Spannungsebenen bezogen werden muss, da nicht ausreichend lokale Flexibilität aktiviert wird.

<sup>27</sup> Für 2025 wurden die berechneten Briefmarken mit Stichproben aktueller Werte (Mittelwert der Briefmarken von Westnetz, Mitnetz, Bayernwerk, Avacon, E.dis EWE und SW Kiel) verglichen, und es wurde eine große Übereinstimmung festgestellt (Abweichung von 3 Prozent bis 6 Prozent in Hoch-, Mittel- und Niederspannung).

<sup>25</sup> (Möst, Büttner, & Glynos, 2024).

**Aktuell geltende Netzentgeltreduktion und Umlageausnahmen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen**

→ Tabelle 2

	Netzentgelte	Offshore-Umlage	Aufschlag für besondere Netznutzung
Elektrofahrzeuge	Reduktion auf 40 Prozent bei eigener Messung	befreit	befreit
Wärmepumpen		befreit	–

Übertragungsnetzbetreiber, 2024a; Übertragungsnetzbetreiber, 2024b

**Netzentgelte und Umlagen (in Summe) steigen analog der Netzkosten insbesondere bis 2035 für alle Verbraucher an.** Für Haushalte, Gewerbe und nicht privilegierte Industrie steigen Netzentgelte plus Umlagen bis 2045 um durchschnittlich 20 Prozent. Allerdings entfallen 95 Prozent des Anstiegs für diese Verbrauchsgruppen auf die nächsten zehn Jahre, also in den Zeitraum bis 2035. Die Gewichtung zwischen Netzentgelt- und Umlagevolumen verändert sich dabei mit der Zeit: Langfristig sinken die Netzentgelte für die meisten Verbrauchsgruppen, da mehr und mehr Netzkosten durch Umlagefinanzierung ausgelagert werden. Im Gegensatz zu den sinkenden Netzentgelten steigen bis 2045 die Volumina der beiden Umlagen (Offshore-Umlage und Aufschlag für besondere Netznutzung). In den nächsten fünf bis zehn Jahren – also in der kritischen Phase der Elektrifizierung – ist der Anstieg der Netzkosten für Verbraucher hingegen durch den Anstieg der Netzentgelte verursacht; denn in den kommenden fünf Jahren steigen die im Entgeltsystem verbleibenden Netzkosten schneller an, als die Stromnachfrage

steigt. Die beiden Umlagen hingegen steigen bis 2045 an. Besitzer von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen profitieren, falls sie an einem eigenen Stromzähler angeschlossen sind, von reduzierten Netzentgelten und teilweise von Ausnahmen bei der Umlagefinanzierung (siehe Tabelle 2). Die steigenden Netzentgelte aber treffen auch die Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen direkt.

**2.3 Regionale Unterschiede durch Wälzungsmechanismus**

**Annahme von generischen Verteilnetzbetreibern zur Verdeutlichung regionaler Unterschied.** Die bisherige Berechnung der Netzentgelte erfolgte für Deutschland insgesamt und ging so von einheitlichen Verteilnetzentgelten aus. In der Realität gibt es aufgrund der Heterogenität der Verteilnetze in Deutschland sehr unterschiedliche Netzentgelte. Um regionale Unterschiede abzubilden, konstruieren wir an dieser Stelle vier generische Verteilnetze. Für alle generischen

**Abbildung der Unterschiede zwischen den Verteilnetzen durch generische Verteilnetze**

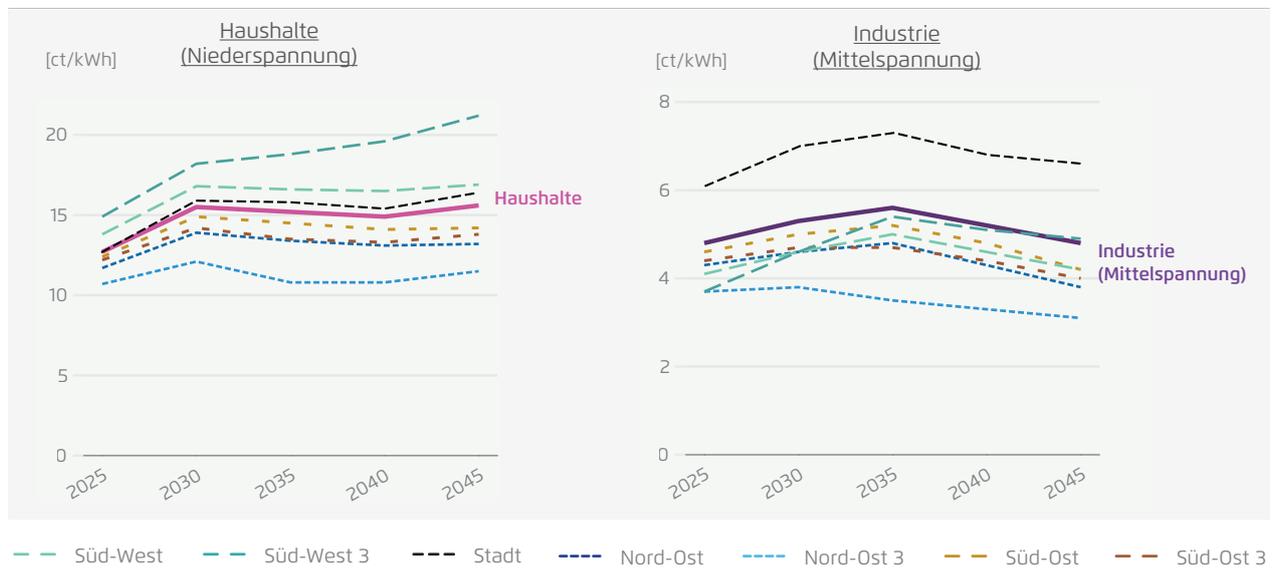
→ Tabelle 3

Name	Süd-West	Süd-Ost	Nord-Ost	Stadt
Beschreibung	Verteilnetz mit doppelter Eigenstromerzeugung aus Photovoltaik im Vergleich zum deutschen Durchschnitt	Verteilnetz mit doppelter Stromerzeugung aus Solarfreiflächen im Vergleich zum deutschen Durchschnitt	Verteilnetz mit doppelter Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land im Vergleich zum deutschen Durchschnitt	Verteilnetz ohne Windenergie, mit 40 Prozent der durchschnittlichen Eigenstromerzeugung und 10 Prozent der durchschnittlichen Stromerzeugung aus Solarfreiflächen
Variante	Süd-West 3: dreifach erhöhte Eigenstromerzeugung	Süd-Ost 3: dreifach erhöhte Stromerzeugung aus Solarfreiflächen	Nord-Ost 3: dreifach erhöhte Stromerzeugung aus Windenergie an Land	

Agora Energiewende (2025)

## Entwicklung der Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen für generische Verteilnetze

→ Abb. 10



Agora Energiewende (2025)

Netze nehmen wir an, dass sie sämtliche Verteilnetzebenen von Hoch- bis Niederspannung abdecken und die Gewichtung der Nachfrage über die verschiedenen Netzebenen hinweg dem deutschen Mittelwert entspricht. Zudem wird davon ausgegangen, dass keine Kostenunterschiede zwischen den Verteilnetzen bestehen. Es wird also vereinfachend vorausgesetzt, dass der Bundesnetzagentur eingeführte Ausgleichsmechanismus für Mehrkosten durch die Integration von Erneuerbaren Energien Anlagen die Kostenunterschiede zwischen den Verteilnetzen vollständig ausgleicht. Die hier betrachteten generischen Verteilnetze unterscheiden sich lediglich durch die dezentrale Einspeisung, weshalb die Kosten des Übertragungsnetzes unterschiedlich stark auf die vier generischen Verteilnetze verteilt werden. Die Übertragungsnetzkosten machen mehr als die Hälfte der Netzkosten aus. Mit dem Ansatz der generischen Verteilnetze wird der relevanteste Effekt, der durch die Unterschiede in Stromverbrauch und Erzeugung zwischen den Verteilnetzen auftritt, abgebildet. In der Realität unterscheiden sich die einzelnen Verteilnetze in Deutschland in vielen weiteren kosten- und strukturelevanten Aspekten (Alter, Netzdimensionierung, Betriebsführung etc.). Außerdem stellen die generischen Verteilnetze Stichproben, keine Repräsentanten der Gesamtheit

der Verteilnetzbetreiber dar: Es kann kein (gewichteter) Mittelwert der generischen Verteilnetzbetreiber gebildet werden und somit auch kein durchschnittlicher Wert der Netzentgelte.

**Die Erzeugungsstruktur im Verteilnetzgebiet hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Verteilnetzentgelte.** Die in Abbildung 10 modellierten regionalen Netzentgelte für die generischen Verteilnetze unterscheiden sich deutlich, obwohl die Kosten der Verteilnetze bereits als ausgeglichen angenommen wurden. Der hier auftretende Effekt ist also allein der unterschiedlichen Erzeugungsstruktur zuzuschreiben. Im Vergleich zur heute realen Spannweite der Verteilnetzentgelte von 5 bis 16 Cent pro Kilowattstunde sind die Annahmen hier konservativ, woraus eine geringere Spreizung bei den Entgelten resultiert. Bis 2045 steigen die Unterschiede zwischen den generischen Verteilnetzbetreibern aufgrund des wachsenden Anteils dezentraler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an:

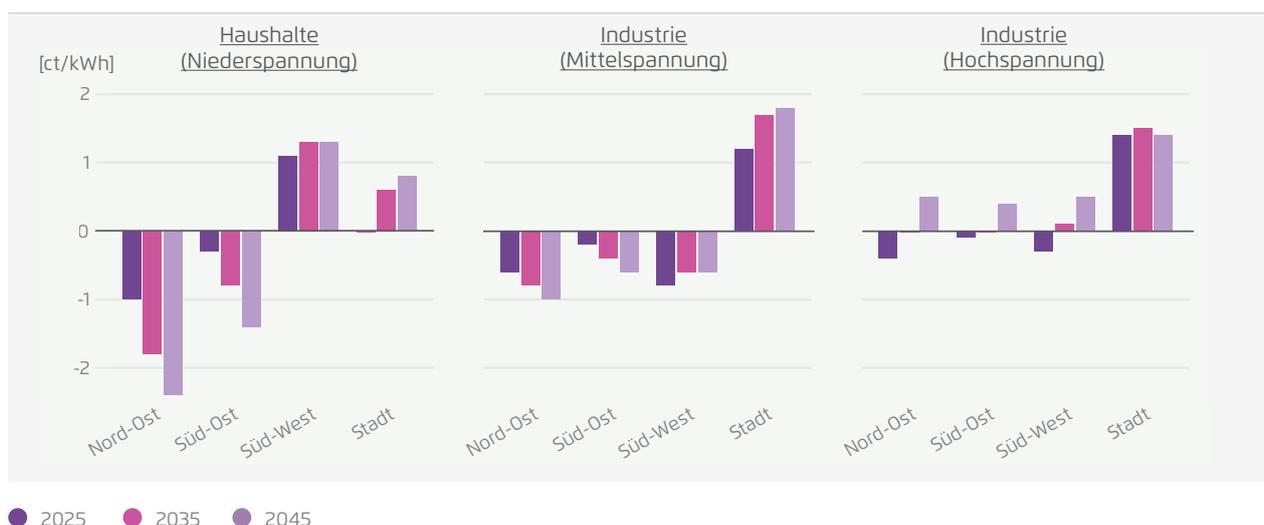
→ In der **Niederspannungsebene** liegen die Netzentgelte für die Verteilnetze mit viel Wind oder Freiflächen-Photovoltaik (Süd-Ost und Nord-Ost) unter dem deutschen Durchschnitt. Aufgrund des Verteilungsschlüssels werden weniger

Übertragungsnetz­kosten in diese Verteilnetze gewälzt. Die zu tragenden Gesamtkosten sinken durch den geringeren Teil der gewälzten Netzentgelte und in der Folge sinken auch die Netzentgelte in der Niederspannung. Dem städtischen Verteilnetzbetreiber werden höhere Übertragungsnetz­kosten zugeteilt, und so fallen hier die Netzentgelte durchweg höher aus. Dieser Effekt wirkt zunächst wie ein Vorteil: Netze mit einem großen Anteil an Erneuerbaren Energien haben tendenziell geringere Netzentgelte, weshalb die Ansiedlung von Verbrauchern in ihrem Versorgungsgebiet attraktiv sein könnte. Aufgrund von Heterogenität und Zerstückelung des Gesamtverteilnetzes (knapp 900 Verteilnetzgebiete) ist der entstehende Anreiz allerdings wenig systematisch und stark von den im jeweiligen Netzgebiet in einem Jahr vorliegenden Last- und Erzeugungsprofilen abhängig. Im hier skizzierten Süd-West-Netz treten in der Niederspannung für den Haushaltsstrom höhere Netzentgelte auf, denn hier entgehen dem Netzbetreiber durch die höhere Eigenerzeugung in der Niederspannung zusätzliche Erlöse, was durch höhere spezifische Netzentgelte in der Niederspannung kompensiert wird.

→ In der **Mittelspannung** ist in allen generischen Verteilnetzen mit höheren Anteilen an Erneuerbaren Energien ein geringeres Netzentgelt zu beobachten. Durch das Mehr an dezentraler Erzeugung wird weniger Strom aus dem Übertragungsnetz bezogen, weshalb hier auch weniger entsprechende Kosten anfallen. Im Gegenzug geht nach dem aktuellen Verteilungsschlüssel ein größerer Teil der Kosten an Verteilnetze mit unterdurchschnittlichen Anteilen an Erneuerbaren Energien, hier also an das städtische Netz. Insbesondere für industrielle Verbraucher in solchen Verteilnetzen mit hohem industriellen oder privaten Stromverbrauch führt das schließlich zu höheren Netzentgelten. Dieser Zusammenhang ist auch der Grund für den in den letzten Jahren überdurchschnittlichen Anstieg der realen Industrienetzentgelte. Denn größere industrielle Verbraucher sind oftmals in Stadtnähe zu finden und somit vermehrt an Verteilnetze angeschlossen, die strukturell dem hier konstruierten „städtischen Netz“ entsprechen. Das heißt: Diese Verbraucher tragen einen größeren Teil der Übertragungsnetz­entgelte.

### Abweichungen des Verbraucherstrompreises vom deutschen Referenzwert für die generischen Verteilnetze

→ Abb. 11



Agora Energiewende (2025). Positive Werte bedeuten, dass die Verbraucherstrompreise in den generischen Verteilnetzen um X ct/kWh höher sind, als die unter Annahme einheitlicher Verteilnetzentgelte berechneten deutschen Referenzwerte

→ In der **Hochspannungsebene** entfallen ebenfalls mehr Kosten auf den städtischen Verteilnetzbetreiber. Für die Verteilnetze mit einem großen Anteil an Erneuerbaren Energien überlagern sich dabei zwei Effekte: Da die Verteilnetze mit viel Erneuerbarer Energie weniger Strom aus dem Übertragungsnetz beziehen, sollten die Netzentgelte zunächst sinken. Gleichzeitig steigt aufgrund des sogenannten Briefmarkeneffekts aber das generelle Niveau der Hochspannungsnetzentgelte. Mehr Strom aus Windenergie in der Mittelspannung führt dazu, dass der Strombezug aus der Hochspannungsebene reduziert wird und ebenso – wenn auch in geringerem Maße – die maximale Netzlast. Steigen die Netzkosten der Hochspannung stärker an als die maximale Netzlast, steigt die Briefmarke, die durch den Quotienten der Netzkosten und der Jahreshöchstlast berechnet wird. Dieser Briefmarkeneffekt kann in Netzen mit starker Windenergie durchdringung in der Mittelspannung zu steigenden Netzentgelten für Hochspannungsnetze führen – ein aus Sicht der Energiewende unerwünschter Effekt; denn so steigt das Netzentgelt ausgerechnet dort, wo Erneuerbare Energien einen großen Beitrag zur Stromeinspeisung leisten.

**Grundsätzliche Umverteilungseffekte führen zu steigender Divergenz der Verteilnetzentgelte** Der Umverteilungseffekt zwischen den Verteilnetzen ist ähnlich dem innerhalb der Niederspannungsebene eines Verteilnetzes: In der Niederspannungsebene werden aufgrund der zunehmenden Eigenerzeugung die Netzkosten auf geringere Strombezugsmengen verteilt. Die Netzentgelte für den normalen Haushaltsstrom steigen, während Haushalte mit Eigenerzeugung weniger zur Deckung der Netzkosten beitragen, da ihr Strombezug geringer ist. Analog verteilen sich die Kosten der übergeordneten Netze auf die Verteilnetze: Jene Verteilnetze mit viel Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beziehen weniger Strom von der übergeordneten Ebene, beispielsweise aus dem Übertragungsnetz. Für die übrigen Verteilnetze wird es im Ausgleich also teurer. In beiden Fällen nutzt der Verbraucher (der Haushalt mit eigener Solarerzeugung beziehungsweise das Verteilnetz mit viel

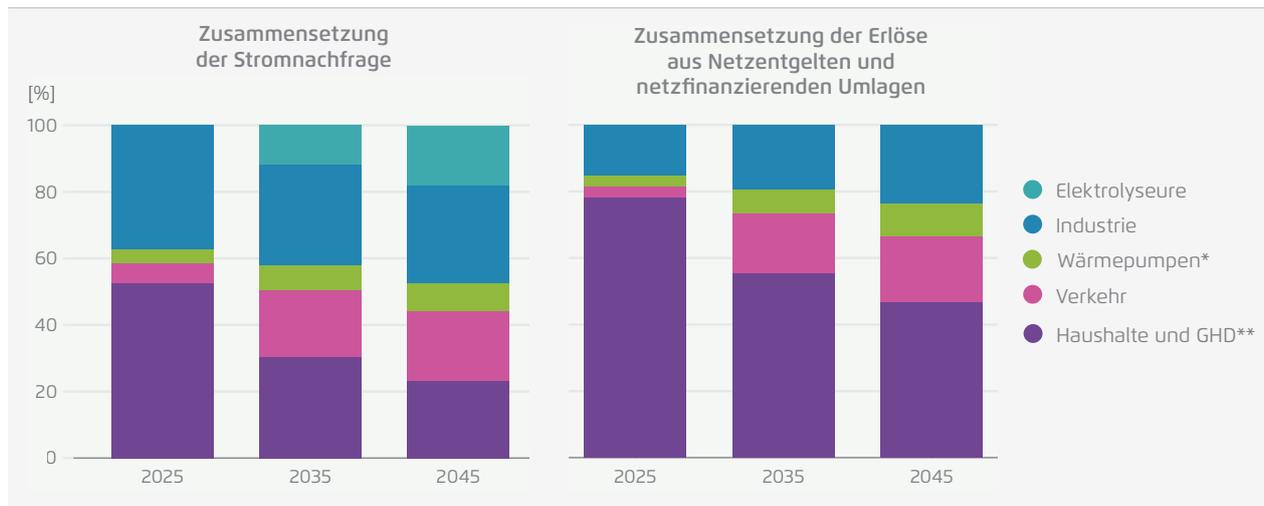
Windenergieerzeugung) das Netz, an dem er angeschlossen ist, in geringerem Maße und zahlt entsprechend weniger. Allerdings führt diese Umverteilung zu einer Entsolidarisierung, da die EE-starken Verbraucher das jeweils übergeordnete Stromnetz trotzdem oder aufgrund von Rückspeisungen und Strombezug bei wenig Wind oder Sonne sogar besonders benötigen, aber weniger dafür bezahlen.

**Die Folge: Zuschüsse auf Übertragungsnetzebene kommen regional sehr unterschiedlich in Verteilnetzentgelten an.** In der Vergangenheit wurden die Übertragungsnetzentgelte durch staatliche Zuschüsse reduziert, mit dem Ziel die Netzentgelte allgemein zu reduzieren. Durch die ungleiche Verteilung der Kosten des Übertragungsnetzes auf die darunterliegenden Verteilnetze werden solche Zuschüsse oder auch Kosteneinsparungen auf Übertragungsebene regional unterschiedlich an die Verbraucher in den Verteilnetzen weitergegeben: Netze mit weniger Erneuerbaren Energien oder dezentraler Erzeugung (beispielsweise aus Kraftwärmekopplungsanlagen) tragen größere Anteile an den Übertragungsnetzkosten und profitieren so stärker von Zuschüssen; Netze mit hohem Anteil an dezentraler Erzeugung profitieren hingegen weniger. Ein Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten von 3 bis 3,5 Cent pro Kilowattstunde kommt im Durchschnitt zu 60 Prozent bis 70 Prozent im Bereich der Niederspannung an. Allerdings ist es auch möglich, dass, beispielsweise in einem windenergielastigen Verteilnetz mit wenig Strombezug der übergeordneten Ebene, nur 10 Prozent bis 20 Prozent dieses Zuschusses auf Ebene der Niederspannung „ankommen“.

**Umlagen dämpfen regionale Unterschiede.** Durch die relevanten netzbedingten Umlagen (Offshore-Umlage und Aufschlag für besondere Netznutzung) werden erhebliche Anteile der Netzkosten in ein paralleles System ausgelagert. Da die Umlagen deutschlandweit identisch sind, werden die Netzkosten für die Verbraucher so regional etwas angeglichen. Im Umkehrschluss bedeutet das: Sollten, im Zuge einer stringenteren Kostenallokation, die Offshore-Umlage abgeschafft und die Offshore-Netzkosten wieder in das Netzentgeltsystem integriert werden, so steigen die Unterschiede zwischen den Verteilnetzbetreibern

## Die kleineren Verbraucher, wie beispielsweise Haushalte und kleines Gewerbe, tragen anteilig einen größeren Netzkostenanteil

→ Abb. 12



Agora Energiewende (2025). \*Zentrale und dezentrale Wärmepumpen; \*\*Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

an. Die Übertragungsnetzentgelte würden dann höher ausfallen, und die verschiedenen Verteilnetze würden entsprechend ihrem Strombezug von vorgelagerten Ebenen unterschiedliche Anteile dieser Übertragungsnetzkosten tragen.

### 2.4 Verteilung der Netzkosten nach Verbrauchsgruppen

**Die Zusammensetzung der Stromnachfrage und Kostenbeiträge zu den Netzentgelten verändern sich erheblich.** Die Zusammensetzung der Stromnachfrage<sup>28</sup> wird sich künftig verschieben. Durch mehr Elektrifizierung und Sektorenkopplung steigt die Stromnachfrage in der Industrie sowie für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen an, die zum Großteil Strom auf der Niederspannungsebene beziehen. Mit der Elektrolyse für die Herstellung grünen Wasserstoffs kommt zudem ein neuer, industrieller Verbrauchstyp hinzu, dessen Anbindung im Bereich der Hoch- und Höchstspannung zu erwarten ist. Elektrolyseure tragen aber nicht zur Deckung der

Netzkosten bei, da wir entsprechend der aktuellen Forderungen vereinfachend davon ausgehen, dass sie von Netzentgelten und Umlagen befreit sein werden.

Die Netzkosten werden heute zu mehr als 80 Prozent von den Verbrauchern auf Niederspannungsebene getragen, während diese nur in etwa 60 Prozent der Nachfrage ausmachen (siehe Abbildung 12). Die in Mittel- und Hochspannung angebundene Industrie trägt aufgrund der vertikalen Wälzung weniger zur Kostendeckung bei. Diese Verteilung wird sich in Zukunft fortsetzen, nur kommen Elektromobilität und Wärmepumpen als neue Verbraucher in den Niederspannungsnetzen hinzu, die ebenfalls einen Teil der Netzkosten tragen. Des Weiteren wird der Kostenanteil, den die Industrie trägt, bis 2045 leicht ansteigen, was vor allem dem oben beschriebenen Briefmarkeneffekt zuzuschreiben ist: Aufgrund der Berechnungslogik der Netzentgelte steigen die Netzentgelte im Bereich der Hochspannung bis 2045 überproportional an. Das führt zusammen mit einer wachsenden Nachfrage schließlich zu einem leicht ansteigenden Anteil der Gesamtnetzkosten, der von den industriellen Verbrauchern in der Hochspannungsversorgung zu tragen ist.

**Die umlagebedingten Verzerrungen in der Netzkostenverteilung steigen und damit die Relevanz der Ausnahmetatbestände für Industrie, E-Autos und**

<sup>28</sup> Als Nachfrage bezeichnen wir hier den Strombedarf insgesamt, der durch Netzbezug oder auch durch Eigenerzeugung gedeckt werden kann.

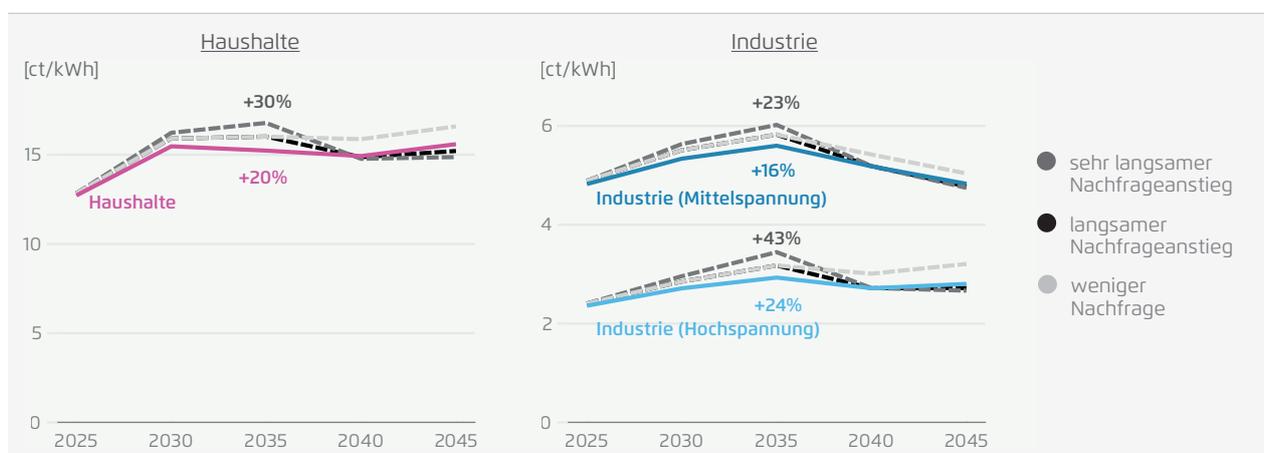
**Wärmepumpen.** Während die vertikale Wälzung im Netzentgeltsystem einen Grundsatz zur Verteilung der Kosten flächendeckend und differenziert abbildet, muss diese Verteilung bei den Umlagen durch Ausnahmen hergestellt werden. So zahlen Verbraucher aus der Industrie eine reduzierte Offshore-Umlage und nur einen kleinen Teil des Aufschlags für besondere Netznutzung (siehe Tabelle 5). Zudem werden in den entsprechenden Ausnahmeregeln auch andere, nicht aus der Netzentgeltsystematik stammende Ziele abgebildet. So sind Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit eigenem Zähler von der Offshore-Umlage ausgenommen, Elektrofahrzeuge darüber hinaus auch vom Aufschlag für besondere Netznutzung. Das kann als Förderung beider Technologien im Sinne des Elektrifizierungshochlaufs verstanden werden. In Zukunft steigen jedoch die Umlagen, und so gewinnen diese Ausnahmen weiter an Gewicht: Der pauschal sehr reduzierte Aufschlag für besondere Netznutzung für die Industrie sowie die geringeren Offshore-Umlagen führen dazu, dass die Industrie wenig zur umlagefinanzierten Deckung der Netzkosten beiträgt. Die Verbraucher im Bereich der Niederspannung teilen sich dann die verbleibenden Kosten. Mit steigendem Anteil von Verkehr und Wärme am Stromverbrauch führen die Ausnahmeregeln also auch hier zu einem spürbaren Anstieg

der Umlagebelastung für die restlichen Verbraucher. Aufgrund des pauschalisierten Ansatzes des Umlagesystems erfolgt eine Anpassung an die Gegebenheiten nicht turnusgemäß wie in der jährlichen Netzentgeltberechnung, sondern erfordert immer eine Anpassung der Gesetzgebung.

**Das Eigenverbrauchsprivileg führt zunächst zu geringeren Einnahmen im Netzentgelt- und Umlagesystem.** Eigenverbrauch ist von Netzentgelten und Umlagen grundsätzlich befreit. Dadurch entgehen dem Netzentgelt- und Umlagesystem Erlöse. Mit steigendem Eigenverbrauch verteilen sich die Kosten auf immer weniger Schultern. Die dezentralen Solaranlagen auf Dächern und Balkonen sind heute und auch in Zukunft in den Niederspannungsnetzen angeschlossen. Die Haushalte, Gewerbe oder Quartiere, die mit diesen Anlagen einen Teil ihres Strombedarfs decken, beziehen in der Folge weniger Strom aus dem Netz. Dadurch entgehen dem Umverteilungssystem bereits heute in etwa 10 Prozent der Erlöse; bis 2045 könnte dieser Wert auf 15 Prozent bis 20 Prozent ansteigen. Gleichzeitig profitieren die sogenannten *Prosumer* – also Haushalte mit eigener Stromproduktion – von weit mehr Dienstleistungen aus dem Netz als nur von der Deckung des verbleibenden Strombedarfs: Das Stromnetz gleicht

## Auswirkungen eines langsameren Nachfrageanstiegs auf die Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen

→ Abb. 13



Agora Energiewende (2025). Anmerkung: In den Szenarien „langsamer Nachfrageanstieg“ und „weniger Nachfrage“ beträgt die Stromnachfrage 2035 etwa 50 TWh weniger als das Referenzniveau von knapp 800 TWh, im Szenario „sehr langsamer Nachfrageanstieg“ 100 TWh weniger. Im Szenario „weniger Stromnachfrage“ wird auch 2045 das Referenzniveau um 130 TWh unterschritten.

Spannungsschwankungen (Flicker) aus und hält die Netzfrequenz stabil, sodass elektrische Geräte im Haushalt nicht zu Schaden kommen; zudem ermöglicht es *Prosumer*-Haushalten die Deckung des Strombedarfs auch in Zeiten ohne eigene Stromerzeugung (Versorgungssicherheit). Solche Haushalte mit Eigenverbrauch tragen zur Deckung der Netzkosten heute weniger finanziell bei und sind aufgrund von Einspeisespitzen darüber hinaus zunehmend Verursacher von Netzausbaubedarfen. Kapitel 3.2.1 zeigt, wie dynamische Netzentgelte dazu beitragen können, diesen Widerspruch zu entschärfen.

## 2.5 Der Einfluss geringerer Stromnachfrage auf die Netzentgelte und netzfianzierenden Umlagen

Eine entscheidende Rolle für die Höhe der Netzentgelte spielt auch das Ausmaß der Stromnachfrage. Sollte die Nachfrage durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Großindustrie langsamer als in der Studie *Klimaneutrales Deutschland*<sup>29</sup> angenommen anwachsen und 2035 um 50 oder 100 Terawattstunden geringer ausfallen, steigen die netzbezogenen Strompreisanteile. Abbildung 13 veranschaulicht die entsprechende Sensitivität. In diesem Fall würde sich die Summe aus Netzentgelten und Umlagen für Haushalte bis 2035 um zusätzlich 1 bis 2 Cent pro Kilowattstunde erhöhen. Der Anstieg der Netzentgelte für Haushalte und Industrie betrüge dann also nicht mehr 20 Prozent bis 2035, sondern zwischen 25 Prozent und 30 Prozent. Falls die Verzögerung im

Elektrifizierungshochlauf danach kompensiert werden kann, sinkt die Summe aus Netzentgelten und Umlagen wieder, andernfalls bleiben sie hoch.

Während die Entwicklung der Stromnachfrage von vielen Faktoren beeinflusst wird und daher unsicher bleibt, sind die Netzkosten größtenteils Jahre im Voraus bekannt, Infrastrukturinvestitionen unterliegen langen Planungs- und Genehmigungszeiträumen: Die Kostenbeiträge für die vergangenen Investitionen in das Bestandsnetz sind auf lange Sicht fixiert. Die Betriebskosten für Verlustenergie und Systemdienstleistungen sind zwar volatiler, da sie von den Strombörsenpreisen abhängen, sie machen aber nur etwa 15 Prozent der Gesamtnetzkosten im Jahre 2035 aus. Die Netzausbauinvestitionen der kommenden Jahre, die 2035 insgesamt 35 Prozent der Netzkosten ausmachen werden, werden ebenfalls langfristig geplant. Sollte die Stromnachfrage langfristig geringer ausfallen, könnten die Netzausbaupläne grundsätzlich nach unten korrigiert werden. Um jedoch das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, ist der zielkonforme Ausbau der Erneuerbaren Energien, die ambitionierte Förderung der Elektrifizierung und damit auch der Ausbau eines starken Stromnetzes notwendig. Wir gehen daher hier unabhängig von einer etwaig verzögerten Elektrifizierung von einem zielkonformen Netzausbau aus. Der verbleibende, entscheidende Einflussparameter für die kurz- und mittelfristige Entwicklung der Netzentgelte ist also die Entwicklung der Stromnachfrage. Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzentgelte müssen daher so konstruiert sein, dass sie den Nachfragezuwachs nicht hemmen und auf Schwankungen in der Nachfrage reagieren können.

<sup>29</sup> (Agora Think Tanks, 2024).

### 3 Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen

In diesem Kapitel analysieren wir die Auswirkungen eines Maßnahmenpakets, mit dem sich die Summe aus Netzentgelten und Umlagen im bestehenden System nachhaltig stabilisieren lässt, sodass der andernfalls prognostizierte Anstieg um 20 Prozent bis 2035 vermieden werden kann. Das Paket setzt bei der Entstehung der Netzkosten an, indem es einen effizienteren Netzausbau und geringere Zinsen ermöglicht. Hinzu kommt die Steigerung der Kostenreflexivität durch Einführung dynamischer Netzentgelte. Mithilfe dieser systemischen Verbesserungen lässt sich der für die Stabilisierung der Netzentgelte und Umlagen notwendige staatliche Zuschuss auf weniger als ein Fünftel dessen reduzieren, was bei alleiniger Nutzung staatlicher Zuschüsse nötig wäre.

Für die Entwicklung des Maßnahmenpakets werden zunächst zwei Varianten zur Stabilisierung von Netzentgelten und Umlagen zu analysieren sein: staatliche Zuschüsse (Kapitel 3.1) sowie Maßnahmen zur Reduktion der Gesamtnetzkosten (Kapitel 3.2). Anschließend widmen wir uns der Herleitung des Maßnahmenpakets für eine Steigerung der Kosteneffizienz (Kapitel 3.3). Dabei zeigt sich, dass mit beiden Ansätzen – also sowohl mit staatlichen Zuschüssen als auch mit dem Maßnahmenpaket für mehr

Kosteneffizienz – die Summe aus Netzentgelten und Umlagen erfolgreich auf heutigem Niveau stabilisiert werden kann; der zweite Ansatz ist jedoch deutlich sparsamer, sodass bis 2045 statt knapp 200 Milliarden Euro staatlicher Zuschüsse nur 35 Milliarden Euro benötigt werden.

Die Stabilisierung der Summe aus Netzentgelten und Umlagen ist dringend geboten. Denn die obenstehenden Ergebnisse zeigen, dass diese bei fortbestehendem Mechanismus für alle Verbrauchsgruppen und in den meisten Regionen beziehungsweise Verteilnetzen bis 2035 spürbar ansteigen und somit die geplante Elektrifizierung aller Sektoren hemmen werden.

#### 3.1 Stabilisierung der Netzentgelte durch staatliche Zuschüsse

**Der Koalitionsvertrag sieht vor, durch Zuschüsse auf Übertragungsnetzebene die Netzentgelte zu senken und auf niedrigerem Niveau zu stabilisieren.** Der bisherige Ansatz zur Stabilisierung der Netzentgelte besteht darin, die Netzkosten durch Zuschüsse auf der Übertragungsnetzebene zu reduzieren. Auf Ebene

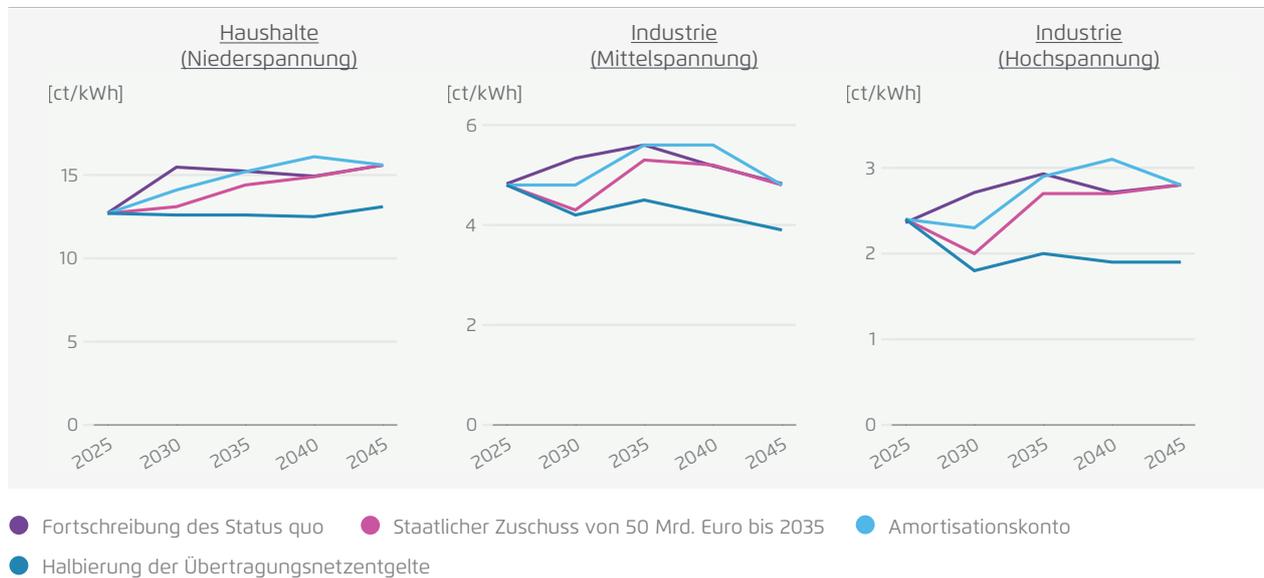
#### Ausgestaltungsvarianten zur Subventionierung von Netzkosten

→ Tabelle 4

Name	Beschreibung	Volumen
Staatlicher Zuschuss von 50 Milliarden Euro bis 2035	Subventionierung der Übertragungsnetzkosten bis 2035, um Netzentgeltanstieg zu glätten	50 Milliarden Euro bis 2035 (Volumen aus Fortführung des bisherigen jährlichen Zuschusses von circa 5 Milliarden Euro abgeleitet)
Halbierung der Übertragungsnetzentgelte durch Staatszuschuss	Ausreichende Subventionierung, um die Übertragungsnetzentgelte dauerhaft bis 2045 auf die Hälfte des sonst gültigen Niveaus zu reduzieren	197 Milliarden Euro bis 2045
Amortisationskonto	Reduktion der Übertragungsnetzkosten bis 2035 durch Amortisationskonto um Netzentgelte zu glätten; Rückzahlung bis 2043	25 Milliarden Euro bis 2035; Rückzahlung 25 Milliarden Euro bis 2043

## Entwicklung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen nach Ausgestaltung des staatlichen Zuschusses

→ Abb. 14



Agora Energiewende (2025)

der Verteilnetze anzusetzen wäre aufgrund der Vielzahl der Betreiber in Deutschland deutlich komplexer. Daher werden nachfolgend drei Varianten der Bezuschussung für Übertragungsnetzbetreiber betrachtet.

**Die Stabilisierung der Netzentgelte und Umlagen durch staatliche Zuschüsse ist zielführend, aber sehr kostspielig.** Abbildung 14 zeigt die Auswirkung staatlicher Zuschüsse auf die Summe aus Netzentgelten und Umlagen beispielhaft für Haushalte und Industrieverbraucher im Bereich der Mittelspannung: Die zuschussbedingte Halbierung der Übertragungsnetzentgelte führt zu einem flachen Verlauf der Verteilnetzentgelte – sie ist mit knapp 200 Milliarden Euro Kosten bis 2045 aber nicht finanzierbar. Als Alternative wird hier daher ein zielgerichteter Zuschuss von 50 Milliarden Euro zu den Übertragungsnetzentgelten bis 2035 betrachtet. Dieser ist deutlich effizienter; der schnelle Anstieg der Netzentgelte kann gedämpft werden. Durchschnittlich werden im 50-Milliarden-Euro-Szenario pro Jahr zwar 5 Milliarden Euro an Zuschuss geleistet; im Jahr 2030 sind es aber 7 Milliarden Euro und damit fast jene 8 Milliarden Euro, die in dem gleichen Jahr für die Halbierung der Übertragungsnetzentgelte

notwendig sind. Während für die dauerhafte Halbierung der Übertragungsnetzentgelte ab 2035 circa 10 Milliarden Euro pro Jahr an Zuschuss notwendig wären, geht der jährliche Zuschuss bei dem hier per Szenario-Definition begrenzten Volumen von 50 Milliarden Euro ab 2036 auf null. Mit einem Amortisationskonto könnte der schnelle Anstieg ebenfalls gedämpft werden, jedoch kommt es nach 2035 dann zu Nachholeffekten und höheren Netzentgelten.

**Werden statt der Übertragungsnetze die Umlagen bezuschusst, stellen sich regional gleichmäßigere, bis 2030 aber etwas geringere Entlastungen ein.**

Werden die Subventionen für die Senkung der Umlagen statt der Übertragungsnetzentgelte verwendet, lassen sich grundsätzlich sehr ähnliche Entlastungen für die Verbraucher erzielen. Es gibt jedoch zwei Nachteile bei einem solchen Vorgehen: Zum einen sind einige Verbraucher in der Industrie sowie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen von den Umlagen ausgenommen und würden von einem Zuschuss nicht oder – bei reduzierter Umlage – weniger profitieren. Zum anderen sind die umzulegenden Kosten in den beiden Umlagesystemen (Offshore-Umlage und Aufschlag für besondere Netznutzung) bis 2030

noch zu gering, um jährlich genauso hohe Entlastungen aufzunehmen wie im oben beschriebenen 50-Milliarden-Euro-Szenario. Aus diesen Gründen ist eine Entlastung der Übertragungsnetzentgelte vorteilhafter und im Hinblick auf eine Rückführung der Umlagen ins Netzentgeltsystem (siehe Kapitel 3.6) zukunftsfähiger.

**Zuschüsse auf Übertragungsebene kommen regional unterschiedlich an.** Die auf Übertragungsebene zugeführten Mittel werden nach dem in Kapitel 2.3 beschriebenen Schlüssel auf die nachgelagerten Verteilnetze aufgeteilt. Von der bundesweiten Förderung kommt daher regional unterschiedlich viel Entlastung an: Im Bereich der Niederspannung kommen so durchschnittlich circa zwei Drittel der Reduktionseffekte beim Übertragungsnetzentgelt an. Dadurch, dass Verteilnetze mit viel dezentraler Erzeugung (hier die Netze Nord-Ost und Süd-Ost) einen kleineren Anteil der Übertragungsnetzkosten tragen, wirkt sich das geringere Übertragungsnetzentgelt hier weniger stark aus. Im städtischen Netz jedoch hat die Entgeltreduktion im Übertragungsnetz einen größeren Effekt, und die Netzentgelte sinken dort dank des staatlichen Zuschusses auf Übertragungsebene stärker. Netze mit einem großen

Anteil an Erneuerbaren Energien erfahren hingegen einen schwächeren Minderungseffekt durch reduzierte Übertragungsnetzkosten.

## 3.2 Nachhaltige Stabilisierung der Netzentgelte ohne staatliche Zuschüsse

### 3.2.1 Steigerung der Verteilungsgerechtigkeit durch dynamische Netzentgelte

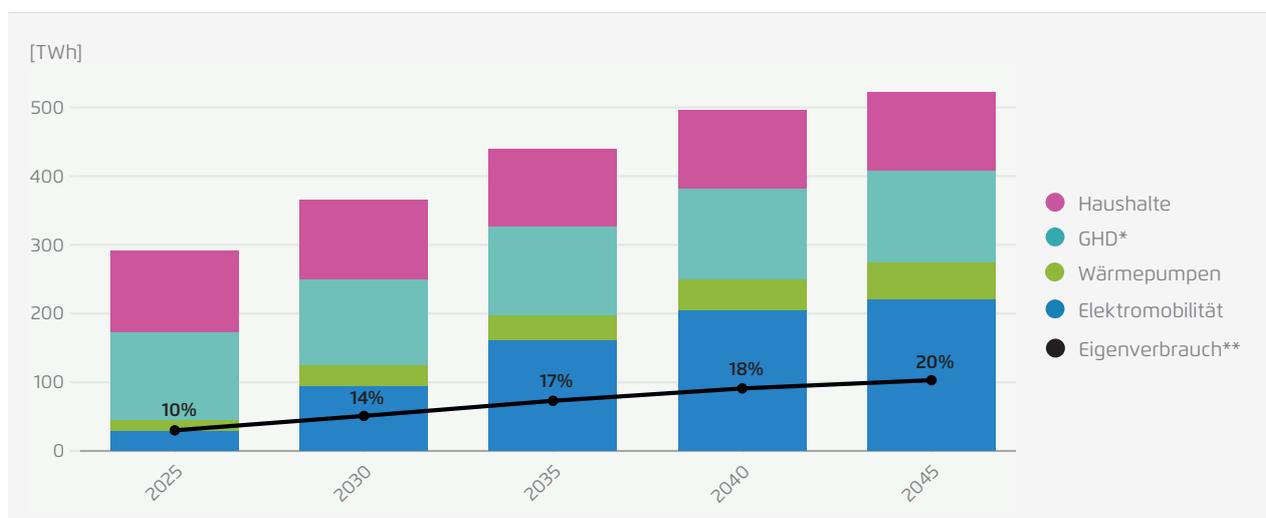
Neben der Reduktion der Kosten stellt sich auch die Frage nach ihrer fairen Verteilung. Dafür betrachten wir hier dynamische Netzentgelte beispielhaft für die Niederspannungsnetze.

#### **Der Eigenverbrauch in den Niederspannungsnetzen steigt bis 2045 auf 20 Prozent der Stromnachfrage.**

Die Nachfrage auf Niederspannungsebene steigt an, vor allem getrieben durch den Zuwachs der Elektromobilität. Allerdings wird hier nicht für jede Kilowattstunde auch das volle Netzentgelt bezahlt; denn Elektromobilität und Wärmepumpen profitieren nach § 14a EnWG von reduzierten Netzentgelten und teilweiser Umlagenbefreiung (unter Bedingung der

Der Eigenverbrauch auf Niederspannungsebene steigt auf 20 Prozent der Stromnachfrage

→ Abb. 15



Agora Energiewende (2025), basierend auf Agora Think Tanks (2024). \*Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; \*\*Prozentzahl gibt Anteil des Eigenverbrauchs an der Stromnachfrage auf Niederspannungsebene an.

Steuerbarkeit). Die Eigenerzeugung von Strom mittels Dach- oder Balkonsolaranlagen und Heimspeicher sind von den Netzentgelten ausgenommen. Im Jahr 2045 werden voraussichtlich durchschnittlich 20 Prozent der Stromnachfrage in der Niederspannungsversorgung durch Solaranlagen und Speicher gedeckt werden. Dabei kommt es jedoch zu großen regionalen Unterschieden: In ländlichen Verteilnetzen kann deren Anteil so beispielsweise deutlich höher sein. In der Konsequenz werden die Netzkosten dann auf weniger Kilowattstunden umverteilt, sodass das Netzentgelt insbesondere für den klassischen, nicht privilegierten Strombezug auf Niederspannungsebene steigt. Dies betrifft beispielsweise Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung.

**Steigender Eigenverbrauch schwächt das Prinzip der Verteilungsgerechtigkeit.** Ein Haushalt, der einen Teil seiner Stromnachfrage durch Eigenerzeugung deckt, zahlt aktuell in Jahressumme weniger Netzentgelte als ein vergleichbarer Haushalt ohne eigene Solaranlage. Während der erste zwar weniger Strom bezieht, nutzen beide das Stromnetz jedoch für die Stromqualität (Frequenz- und Spannungshaltung) und die Garantie der Versorgungssicherheit. Ein möglicher Spitzenverbrauch an Winterabenden wird nämlich in der Regel für Haushalte mit und ohne Solaranlage gleichermaßen aus dem Stromnetz gedeckt und verursacht somit weitestgehend unabhängig von der Eigenerzeugung Kosten im Netz. Zudem hat die aktuelle Fahrweise von Heimspeichern, die in aller Regel auf die Maximierung des Eigenverbrauchs abzielen, zur Folge, dass es trotz Speichereinsatzes gerade im Sommer zu solarbedingten Einspeisespitzen im Niederspannungsnetz kommt. Solche Einspeisespitzen die hervorgerufen werden durch Verbraucher, die weniger für die Netznutzung zahlen müssen, verursachen allerdings zusätzliche Netzkosten. Es wird daher eine höhere Beteiligung von Haushalten mit Eigenverbrauch gefordert. Als eine Option wird in diesem Zusammenhang ein höherer jährlicher Fixbetrag beziehungsweise die stärkere Kopplung der Netzkosten an den maximalen Leistungsbezug diskutiert. Solche Fixbeträge haben aber den Nachteil, dass sie keine Anreize für eine systemdienliche Fahrweise von Heimspeichern, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen setzen. Werden Leistungspreise

anhand von Jahresbezugsspitzen bemessen, können diese für die Bereitstellung von Flexibilität, beispielsweise für die Erhöhung der Stromnachfrage bei Einspeise-bedingter Netzüberlastung, sogar ein erhebliches Hemmnis darstellen.

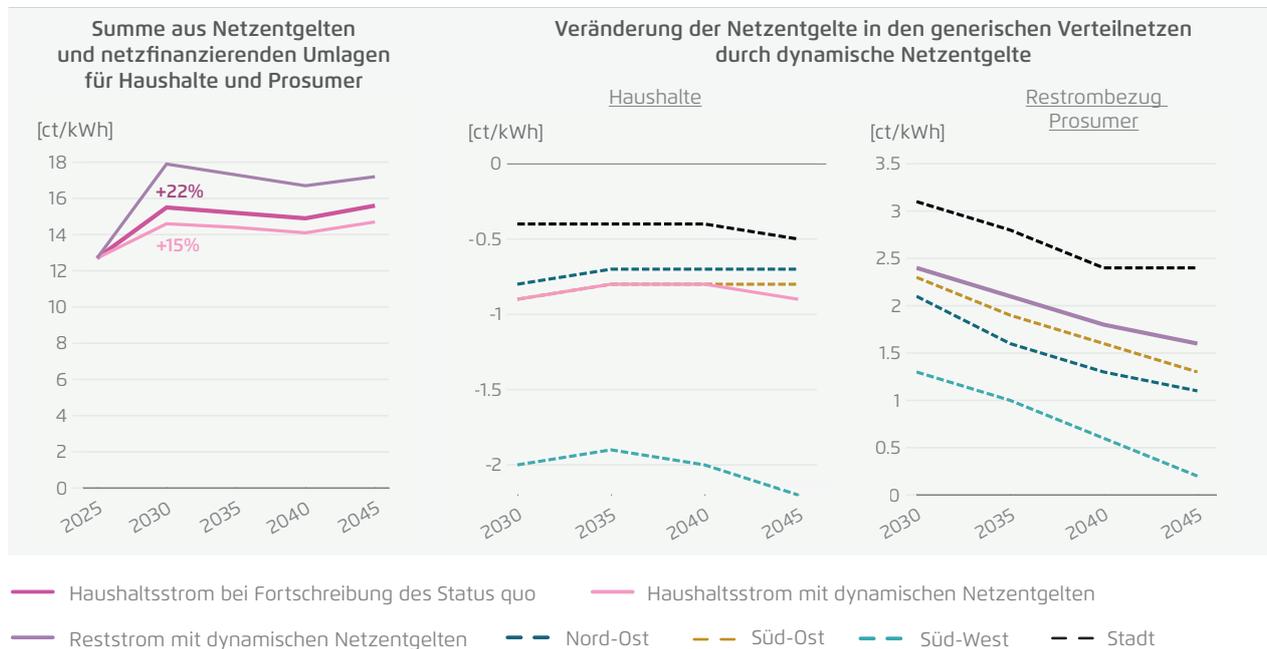
**Dynamische Netzentgelte sind ein vielversprechender Lösungsansatz.** Dynamische Netzentgelte dienen dazu, die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromnetz anzureizen. Gleichzeitig können sie zum Kostenausgleich zwischen den verschiedenen Verbrauchern beitragen. Denn bei dynamischen oder zeitvariablen Netzentgelten wird preislich zwischen Phasen mit geringer Netzauslastung und Phasen mit Netzüberlastung unterschieden. In der Folge zahlen Verbraucher, die das Netz zu Zeiten hoher Netzbelastung nutzen, höhere spezifische Entgelte. Geht man davon aus, dass Haushalte mit Eigenerzeugung (*Prosumer*) verpflichtend dynamischen Netzentgelten unterliegen, so würden diese mehr zur Kostendeckung im Stromnetz beitragen; für sie steigt dann das mittlere Netzentgelt durch die Einführung dynamischer Netzentgelte. Ihr verbleibender Strombezug – der sogenannte Reststrom – erfolgt vor allem in den sogenannten Schulterstunden, also morgens und abends. Schulterstunden sind in Verteilnetzen typischerweise die Stunden mit hoher Belastung und damit hohen Netzentgelten.<sup>30</sup> Dass die aus Netzsicht anspruchsvollen *Prosumer* für einen höheren Anteil der Netzkosten aufkommen als gegenwärtig, entspricht dem Prinzip der Kostenreflexivität. Zudem können dynamische Netzentgelte, wie die Studie *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen*<sup>31</sup> zeigt, den Ausbaubedarf im Verteilnetz und so auch die Netzkosten deutlich reduzieren, indem sie Anreize setzen, den Einsatz der Speicher nicht mehr allein am Eigenverbrauch, sondern auch an der Netzdienlichkeit zu orientieren.

30 Hier werden um 30 Prozent höhere Netzentgelte für den Reststrom der Haushalte sowie der Verbraucher in Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbereich mit Eigenerzeugung angenommen.

31 (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023).

## Dynamische Netzentgelte sorgen für einen Kostenausgleich von Prosumern zu Haushalten

→ Abb. 16



Agora Energiewende (2025)

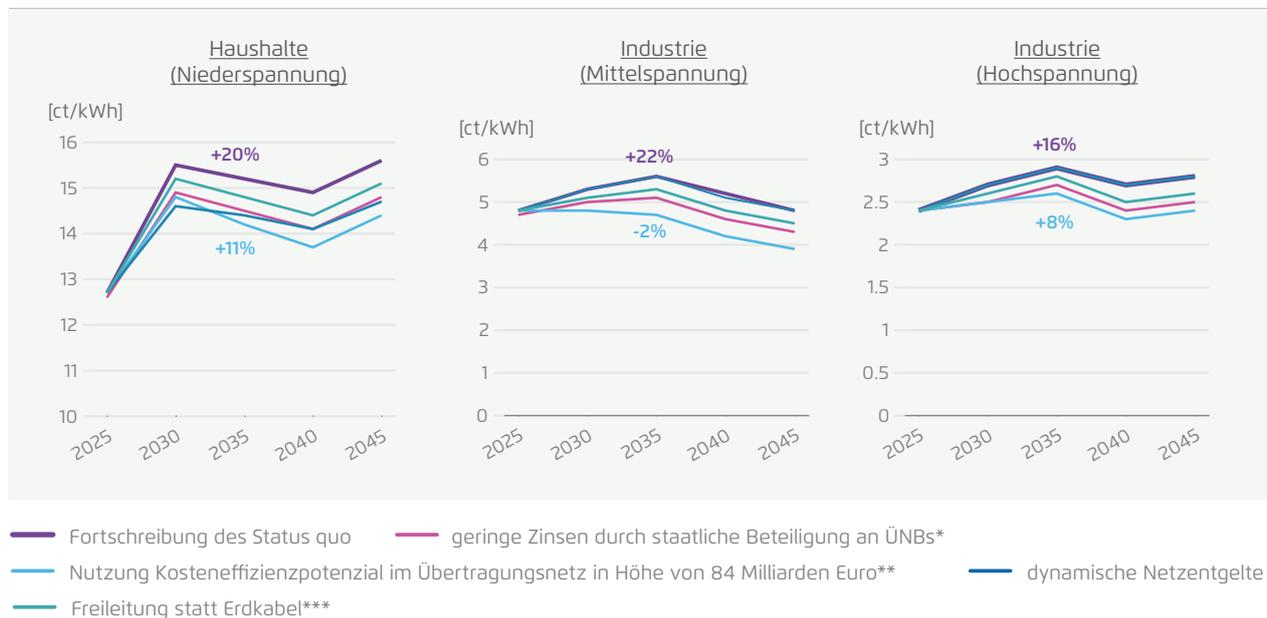
**Eine Rücknahme der Netzentgeltprioritäten für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ist nicht zielführend.** Ein anderer Ansatz zur gleichmäßigeren Umverteilung der Netzkosten im Bereich der Niederspannung wäre eine Rücknahme der Privilegien für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Da diese Verbraucher aber bis 2035 noch einen kleineren Anteil am Verbrauch ausmachen, ist der Effekt in den entscheidenden Jahren des Elektrifizierungshochlaufs nicht sehr groß. Mit dynamischen Netzentgelten wiederum können sie einen wichtigen Teil zur Netzentlastung beitragen. Denn die Besitzer dieser Anlagen zahlen dann, wenn die Lade- oder Heizvorgänge in Zeitfenstern mit günstigen Tarifen liegen, wiederum geringere Entgelte, was einen Anreiz zur Entlastung des Niederspannungsnetzes setzt und somit zur Minderung des Netzausbaubedarfs beiträgt.

**Dynamische Netzentgelte entlasten die Verbraucher und stärken das Prinzip der Verteilungsgerechtigkeit.** Dynamische Netzentgelte setzen nicht nur Anreize für Lastverschiebung zur Netzentlastung, die Prosumer werden hierdurch auch stärker an den Netzkosten beteiligt (siehe Abbildung 16). In

der Konsequenz gehen die Netzentgelte für klassischen Strombezug, beispielsweise durch Haushalte und Gewerbe, zurück (siehe Abbildung 17). Darüber hinaus führt die Einführung dynamischer Netzentgelte für Prosumer zu deutlichen Entgeltreduktionen für alle Verbraucher. Besonders stark lässt sich dieser Effekt im hier modellierten Süd-West-Netz beobachten, in dem der Eigenverbrauchsanteil in der Niederspannungsebene bis 2045 auf insgesamt 40 Prozent ansteigt. Tragen die Prosumer stärker zur Deckung der Netzkosten bei, sinken die Netzkosten in diesem generischen Verteilnetz für den Haushaltsstrom um 2 ct/kWh gegenüber einer Fortführung des aktuellen Modells. Im städtischen Netz, in dem weniger Eigenverbrauch besteht, kann hingegen nur eine kleinere Reduktion des Entgelts für den normalen Niederspannungsverbrauch erreicht werden.

## Vergleich der Optionen zur nachhaltigen Stabilisierung der Netzentgelte und netzfinanzierenden Umlagen: lokale Preissignale sind die beste Option

→ Abb. 17



Agora Energiewende (2025). \*Übertragungsnetzbetreiber; \*\*Kosteneinsparungen durch lokale Preissignale und Freileitungen statt Erdkabeln ab 2030; \*\*\*Einsparungen von 24 Mrd. Euro

### 3.2.2 Stabilisierung der Netzentgelte durch Netzkostenreduktion

Als Alternative zum Instrument der staatlichen Zuschüsse zur Stabilisierung der Netzentgelte werden im Folgenden vier Möglichkeiten untersucht, die zu geringeren Netzkosten führen:

#### → Kosteneffizienter Übertragungsnetzausbau.

Die aktuelle *Kopernikus*-Studie<sup>32</sup> zeigt, dass beim Übertragungsnetzausbau – unter Einhaltung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien – große Effizienzpotenziale bestehen. Durch lokale Preissignale, welche zu netzdienlichen Standorten neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wie Elektrolyseure führt, eine integrierte Netzausbauplanung unter Einbeziehung von Wasserstoffinfrastruktur

32 (Luderer, Bartels, Brown, & al., 2025). Die Studie geht von 92 Milliarden Euro Einsparungspotenzial aus, von dem jedoch 7,7 Milliarden Euro auf eine vorausgesetzte Reduktion der Offshore-Windparks zugunsten von Wind-an-Land-Anlagen entfallen. Unter Beibehaltung des 70-Gigawatt-Ziels für Offshore-Wind werden hier entsprechend nur 84 Milliarden Euro Einsparpotenzial berücksichtigt.

und Kraftwerken sowie die Verlegung von Freileitungen statt Erdkabeln können insgesamt 84 Milliarden Euro eingespart werden.

- **Freileitung statt Erdkabel.** Der Bau von Freileitungen statt Erdkabeln werden als Teil des oben genannten Szenario separat betrachtet, da die Umsetzung lokaler Preise, welche zu zusätzlichen Einsparpotenzialen führen, aktuell unsicher ist. Allein durch die Verlegung von Freileitungen statt Erdkabeln für den Transport von Hochspannungsgleichstrom können laut Aussage der Bundesnetzagentur 35,3 Milliarden Euro eingespart werden<sup>33</sup>.
- **Berücksichtigung von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz.** Wenn die Strombezugsflexibilität neuer haushaltsnaher Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher zielgerichtet zur Entlastung des Netzes eingesetzt wird, lässt sich der Netzausbaubedarf im Bereich der Niederspannung um 5,8 Milliarden

33 (Tagesspiegel Background, 2024). Von dem von der Bundesnetzagentur berechneten Einsparpotenzial von 35 Milliarden Euro werden anteilig ab 2030 nur 24 Milliarden Euro Einsparungen angenommen.

Euro bis 2035 reduzieren.<sup>34</sup> Das entspricht einer Reduktion der in den Netzausbauplänen bis 2035 veranschlagten Investitionskosten für die Niederspannungsversorgung um 13 Prozent.

→ **Geringere Zinsen.** Durch eine staatliche Beteiligung an den Übertragungsnetzbetreibern über einen Infrastrukturfonds könnten die Kapitalkosten für Investitionen deutlich gesenkt werden. Zu diesem Ergebnis kommt eine Studie des Thinktanks *Dezernat Zukunft*.<sup>35</sup> Denn wird das Kapital für den Netzausbau teilweise über eine staatlich finanzierte Energieinfrastrukturgesellschaft beschafft, sinken die Zinsen, was zu geringeren Finanzierungskosten und damit zu einer Minderung der Netzkosten und somit der Netzentgelte führt.

Die vier Aspekte reduzieren jeweils die Netzinvestitionskosten. Auf die Gesamtnetzkosten, die für die Höhe der Summe aus Netzentgelten und Umlagen entscheidend sind, haben reduzierte Investitionskosten einen etwas zeitverzögerten Effekt; denn die Investitionen und deren Zinsen gehen kumulativ in die Gesamtkosten ein. Daher zeigt sich der Effekt geringerer Investitionskosten je nach Variante erst zwischen 2030 und 2035 (siehe Abbildung 18).

### 3.3 Maßnahmenpaket für Kosteneffizienz

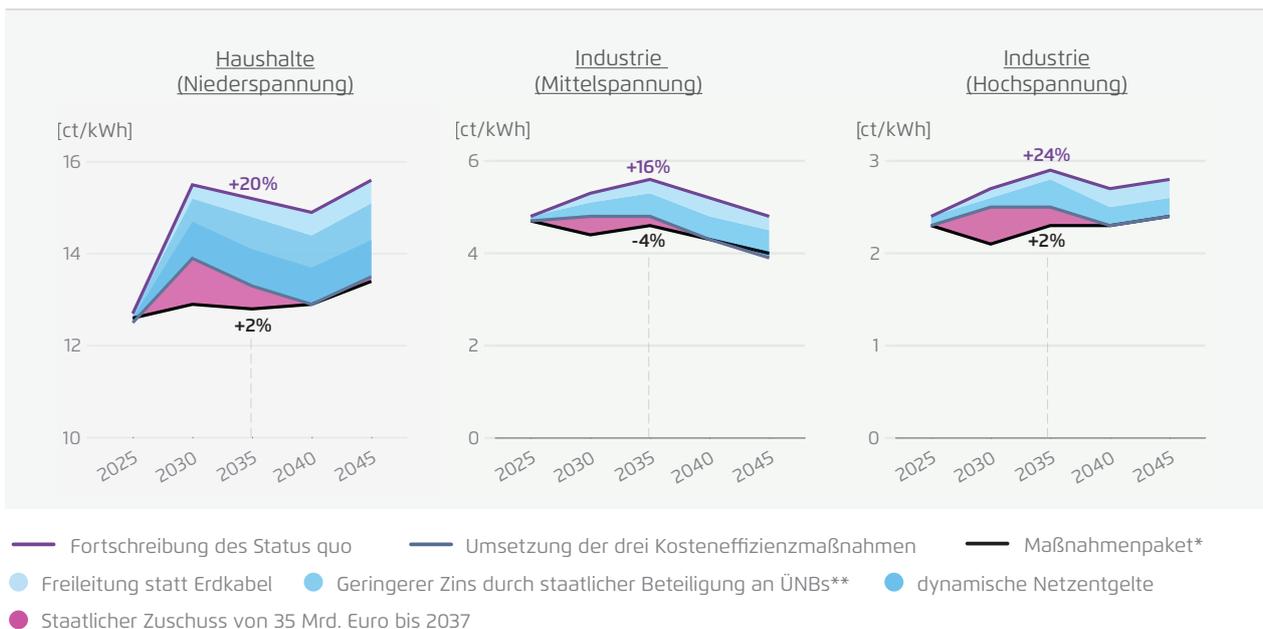
**Ein Maßnahmenpaket zur Steigerung der Kosteneffizienz reduziert staatliche Zuschüsse auf weniger als 20 Prozent.** Um ein gleichermaßen effektives wie realisierbares Maßnahmenpaket zur Senkung der Netzentgelte zu schnüren, werden drei der vier oben genannten Maßnahmen zur Reduktion der Netzkosten nachfolgend kombiniert. Um insbesondere bis 2035 die Steigung der Summe aus Netzentgelten und Umlagen abzupuffern, ist zwar weiterhin ein

34 (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023).

35 (Kölschbach Ortego & Steitz, 2024). Vereinfachte Abbildung des Wirkmechanismus durch geringere Realzinsen von 3,0 Prozent statt 4,5 Prozent bei Berechnung der annualisierten Investitionskosten im Übertragungsnetz.

Senkung des Preisniveaus der Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen durch vorgeschlagenes Maßnahmenpaket

→ Abb. 18



Agora Energiewende (2025). \*Aus Kosteneffizienzmaßnahmen und staatlichem Zuschuss; \*\*Übertragungsnetzbetreiber

staatlicher Zuschuss notwendig – aber das Zuschussvolumen beträgt nach unseren Berechnungen nur 17 Prozent des oben veranschlagten staatlichen Zuschusses zur Halbierung der Übertragungsnetzentgelte in Höhe von knapp 200 Milliarden Euro. So kann auch aus Sicht des Staatshaushalts die Kosteneffizienz deutlich gesteigert werden. Darüber hinaus ist das Paket mit den Zielen der Netzentgelt-systematik (und der anstehenden Reform des jetzigen Mechanismus zur Kostenverteilung) kompatibel (siehe Abbildung 19).

Die vier Maßnahmen für Kosteneffizienz sind:

1. Priorisierung von Freileitungen gegenüber Erdkabeln zur Minderung der Investitionskosten beim Netzausbau (Projekte ab 2030)<sup>36</sup>
2. Staatliche Beteiligung an den Übertragungsnetzbetreibern zur Zinsminderung für Investitionen (ab 2027)

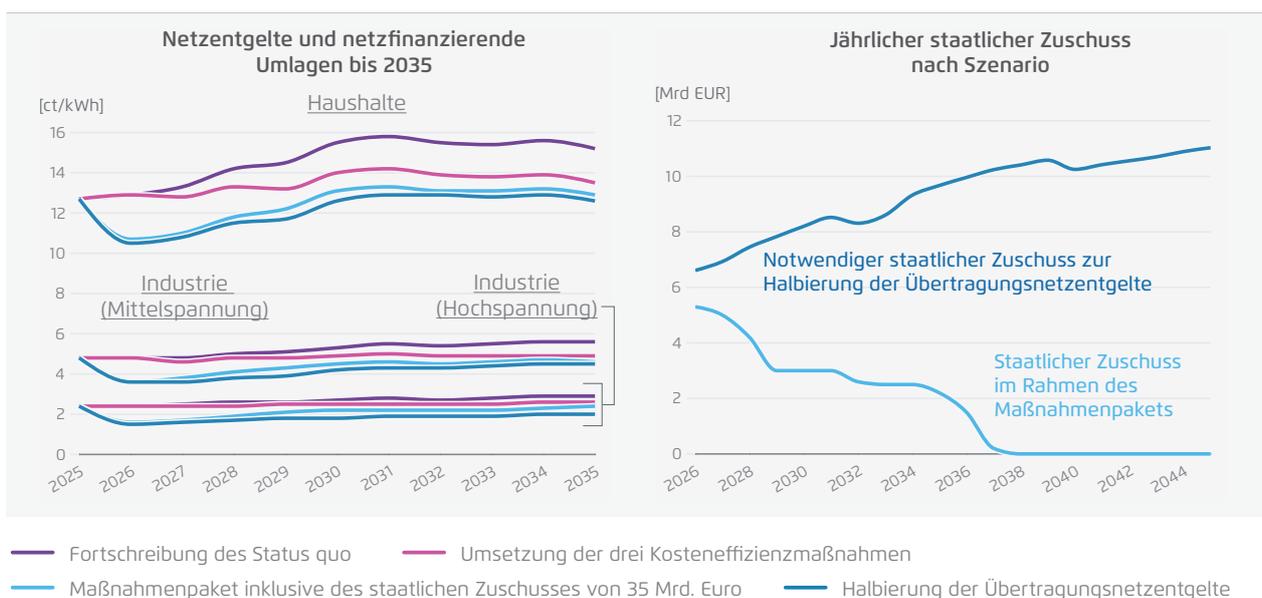
3. Schrittweise Einführung dynamischer Netzentgelte ab 2027
4. Jährlich sinkender staatlicher Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten mit einem Gesamtvolumen von 35 Milliarden Euro bis 2037

**Geringere Netzkosten und die Einführung dynamischer Netzentgelte stabilisieren die Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen langfristig.** Die drei Maßnahmen ermöglichen eine nachhaltige Reduktion der Netzentgelte bis 2045 über alle Verbrauchsgruppen hinweg (siehe Abbildung 18). Die Stabilisierung setzt sich aus einer geringeren Offshore-Umlage – aufgrund der günstigeren Freileitungsanbindung, einem geringeren Aufschlag für besondere Netznutzung aufgrund reduzierter Verteilnetzkosten und schließlich geringeren Netzentgelten zusammen. Die Netzentgelte sinken über alle Spannungsebenen hinweg aufgrund der Kosteneffizienzmaßnahmen, im Bereich der Niederspannung zusätzlich aufgrund einer gerechteren Umverteilung durch dynamische Netzentgelte.

36 Aufgrund der Unsicherheit, ob lokale Preissignale in Deutschland implementiert werden, wird das Szenario des kosteneffizienten Netzausbaus nicht berücksichtigt.

## Das vorgeschlagene Maßnahmenpaket ist finanzierbar und senkt die Netzentgelte für alle Kundengruppen deutlich

→ Abb. 19



**Zielgerichtete, deutlich kleinere Zuschüsse stabilisieren die Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen bis 2035.** Auch mit den beschriebenen Maßnahmen zur Verringerung der Netzkosten und zur Dynamisierung der Netzentgelte (Maßnahmen 1 bis 3) steigt die Summe aus Netzentgelten und Umlagen insbesondere bis 2035 erheblich. Um diesem Anstieg und den Effekten einer möglicherweise ungünstigen Entwicklung der Stromnachfrage entgegenzuwirken, setzen wir eine Fortführung der staatlichen Zuschüsse zu den Übertragungsnetzkosten voraus: Unter Aufwendung eines deutlich kleineren Entlastungsvolumens von 35 Milliarden Euro können bis 2037 mit durchschnittlich 3 Milliarden Euro pro Jahr gezielt die Netzentgelte gesenkt werden. Im Ergebnis kann der ursprüngliche Anstieg der Summe aus Netzentgelten und Umlagen in Höhe von 20 Prozent bis 25 Prozent für Haushalte und Industrie bis 2035 vermieden werden – die Netzentgelte und Umlagen sinken in Summe 2026 und stabilisieren dank des Maßnahmenpakets auf dem Niveau von 2025. Die erzielte Wirkung für Haushalte, Gewerbe und Industriekunden in der Mittelspannungsversorgung ähnelt dem Effekt staatlicher Zuschüsse zur Halbierung der Übertragungsnetzentgelte mit einem Volumen von insgesamt 200 Milliarden Euro – allerdings bei weniger als einem Fünftel der eingesetzten Mittel. Die Industrie mit Hochspannungsanschluss profitiert allerdings etwas weniger; die Netzentgelte werden stabilisiert und nicht durch massive staatliche Zuschüsse reduziert.

**Der notwendige staatliche Zuschuss schmilzt dank der strukturellen Maßnahmen zügig ab.** Abbildung 19 zeigt ausdifferenziert in Jahresschritten das Zusammenwirken von staatlichem Zuschuss und Wirksamwerden der Kostenreduktionsmaßnahmen: 2026 werden die Übertragungsnetzkosten durch die Wiedereinführung der staatlichen Zuschüsse habiert auf rund 3 ct/kWh, mit entsprechenden, unterschiedlichen Wirkungen auf die verschiedenen Spannungsebenen und Kundengruppen. Ohne strukturelle Kostensenkungsmaßnahmen käme es im Zuge des hohen Investitionsvolumens in den folgenden Jahren zu deutlich steigendem Zuschussbedarf, um die Netzentgelte dauerhaft zu stabilisieren. Mit Ergreifen des Maßnahmenpakets steigen die zu refinanzierenden Kapitalkosten in geringerem Maße, ausgelöst zunächst durch niedrigere Finanzierungskosten des Eigenkapitals aufgrund der Bundesbeteiligung, bevor ab 2027 graduell die dynamischen Netzentgelte und ab 2030 die Kostenreduzierung durch die Priorisierung von Freileitungen gegenüber Erdkabeln wirksam werden. Der jährliche Zuschussbedarf sinkt hierdurch bereits ab 2028 deutlich, von über 5 auf rund 3 Milliarden Euro, reduziert sich dann bis 2035 weiter auf rund 2 Milliarden Euro und fällt bis 2037 gänzlich weg.

## 4 Reformbedarf der Netzkostenumverteilung

Unsere Berechnungen zeigen, dass die Fortschreibung des bestehenden Netzentgelt- und Umlagesystems nicht nur zu einem Preisanstieg führen würde, sondern auch zu erheblichen Verzerrungen. So werden beispielsweise trotz des Ausgleichs der Kostendifferenz zwischen den Verteilnetzbetreibern die regionalen Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten im bestehenden Mechanismus zunehmen. Zudem werden Umlagen dann künftig einen großen Teil der Netzkosten abdecken, was die gezielte und differenzierte Steuerung der Kostenumverteilung erschwert. Vor diesem Hintergrund lassen sich grundsätzliche Reformimpulse aus unseren Ergebnissen ableiten, die im Folgenden erläutert werden.

### 4.1 Prüfung der Zielkonformität des aktuellen Systems der Netzkostendeckung

Das Netzentgeltsystem unterliegt einer Reihe von Kriterien. Die Netzentgeltberechnung folgt grundsätzlichen Zielen wie beispielsweise der Kostenreflexivität. Darüber hinaus soll das Netzentgeltsystem noch weitere Ziele erfüllen: Hierzu gehören die Deckung der Netzkosten, Anreize zur Netzentlastung sowie die Steigerung der Kosteneffizienz. Im Rahmen des kürzlich von der Bundesnetzagentur angestoßenem Reformprozesses für die Netzentgeltsystematik hat die Bundesnetzagentur vier Zieldimensionen für eine neue Systematik formuliert: Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeitrag sowie Umsetzbarkeit.<sup>37</sup> Innerhalb der Zieldimensionen haben wir die relevantesten Aspekte für die Energiewende identifiziert und fügen diesen das Prinzip der Verteilungsgerechtigkeit hinzu, welches aus unserer Sicht in diesem Zusammenhang von großer Bedeutung ist.

- Alle Netznutzer sollten entsprechend den von ihnen jeweils verursachten Netzkosten finanziell belastet werden (Kostenreflexivität; Teil der Zieldimension Finanzierungsbeitrag).
- Aus dem Netzentgeltsystem sollte eine stabile und nachvollziehbare Netzentgelthöhe resultieren, so dass die Kostenbelastung der Verbraucher planbar ist (Planbarkeit; Teil der Zieldimension Kostenorientierung).
- Die Netzkosten sollten möglichst diskriminierungsfrei auf die Verbraucher und die verschiedenen Netzebenen verteilt werden, sodass dem Grundsatz der Verteilungsgerechtigkeit Genüge getan wird (Verteilungsgerechtigkeit).
- Die Netze sollten so kosteneffizient wie möglich betrieben und ausgebaut werden, sodass die Netzentgeltbelastung für die Verbraucher möglichst gering ausfällt (Kosteneffizienz; Teil der Zieldimension Anreizfunktion).
- Das Netzentgeltsystem sollte Anreize zur Optimierung der Netzauslastung schaffen und so zur Netzkosteneffizienz beitragen. Dabei sollten Anreize aus dem Strommarkt möglichst wenig behindert werden (Entlastungsanreiz; Teil der Zieldimension Anreizfunktion).

Die Netzentgelte sollen zudem dazu dienen, die Netzkosten zu refinanzieren, wobei hier, wie oben beschrieben, staatliche Zuschüsse denkbar sind. Die Refinanzierung ist die Grundlage der Kostenumverteilung per Netzentgelte und somit eine Grundvoraussetzung für mögliche Reformen. Daher wird die notwendige Bedingung der Refinanzierungsfunktion der Netzentgelte im Folgenden nicht als Kriterium bewertet.

**Das bestehende Netzentgelt- und netzfinanzierende Umlagesystem erfüllt die identifizierten Kriterien größtenteils nicht.** In Tabelle 5 werden die Kernelemente des heutigen Netzentgelt- und Umlagesystems sowie die in den letzten Jahren getroffenen Maßnahmen und Reformen aufgelistet und den oben eingeführten Kriterien gegenübergestellt. Zudem

<sup>37</sup> (Bundesnetzagentur, 2025a).

Bewertung des Status quo und des Maßnahmenpakets

→ Tabelle 5

	Reformkriterien (übergeordnet)					Zielgruppenspezifische Ziele		
	Kostenreflexivität (Finanzierungsbe- teiligung)	Plan- barkeit (Kostenori- entierung)	Vertei- lungsge- rechtig- keit	Kosten- effizi- enz (Anreiz- funktion)	Ent- lastungs- anreiz (Anreiz- funktion)	Angleichung der Verteil- netzent- gelte	Vorteile für Sek- torkopp- lung	Geringe Netz- entgelte für In- dustrie
<b>Kostenreflexivität</b>								
Vertikale Wälzung	✗	✗	✗					✓
Briefmarke und Gleich- zeitigkeits- funktion	✗		✓		✗		✗	✓
Kosten- verteilung zwischen VNBs*	✗	✗	✗				✗	✗
<b>Umlagen und Ausnahmen</b>								
Offshore- Umlage			✗	✗			✓	
Entlastung der Industrie**	✗		✗	✗	✗		✗	✓
Aufschlag für beson- dere Netz- nutzung			✗			✗	✓	✓
Entlastung der Prosumer	✗		✗	✗	✗		✓	
<b>Maßnahmenpaket (Vorschlag)</b>								
Freileitung statt Kabel				✓		✓		✓
Geringere Zinsen				✓		✓		✓
Dynami- sche Netz- entgelte	✓		✓	✓	✓		✓	

Ziel erreicht    
  Ziel nicht erreicht    
 ✓ positiver Nebeneffekt    
 ✗ negativer Nebeneffekt

Agora Energiewende (2025); \*Verteilnetzbetreiber; \*\* Reduzierte Netzentgelte für Bandlastverbraucher nach Stromnetzentgeltverordnung §19 Abs. 2; Anmerkung: In den Klammern werden die Kriterien den vier Reformdimensionen der Bundesnetzagentur zugeordnet.

war in letzter Zeit zu beobachten, dass mithilfe von Anpassungen im Netzentgeltregime weitere, verbrauchsgruppen-spezifische Ziele adressiert wurden. Deshalb werden die spezifischen Ziele in die Bewertung integriert. Die Analyse zeigt: Die Netzentgelte, die von oben nach unten gewälzt werden, erfüllen ihren originären Zweck nicht mehr, denn Kostenreflexivität und Verteilungsgerechtigkeit sind nicht mehr gegeben. Die in den vergangenen Jahren eingeführten Maßnahmen (Umlagen und Ausnahmen) hatten zum Ziel, die Situation zu verbessern, sie haben jedoch oft unerwünschte Nebeneffekte. So schwächt beispielsweise die Offshore-Umlage das Prinzip der Verteilungsgerechtigkeit; denn die Ausnahmen im sonst einfach gehaltenen Umlagesystem gewähren überproportional große Entlastung für ausgewählte Verbrauchsgruppen – zu Lasten der anderen Verbrauchsgruppen. Das System ist darüber hinaus mittlerweile von vielen Ausnahmen, Parallelstrukturen und regionalen Unterschieden zwischen den Verteilnetzbetreibern geprägt. Ein zielgerichteter Eingriff – ohne die Erzeugung neuer Verzerrungen durch Nebeneffekte – ist hier so gut wie unmöglich.

Wir schlagen daher eine grundlegende Reform des Systems vor, deren Bestandteile im Folgenden beschrieben werden.

## 4.2 Einführung einheitlicher Verteilnetzentgelte

**Die regionalen Unterschiede in Erzeugung- und Verbrauchsstruktur zwischen den Verteilnetzen nehmen zu.** In Deutschland gibt es knapp 900 Verteilnetzbetreiber mit zum Teil sehr unterschiedlichen Profilen. Schon heute führt das zu stark differierenden Verteilnetzentgelten in Höhe von 5 bis 16 Cent pro Kilowattstunde. Mit Fortschreiten der Energiewende werden die Unterschiede im bestehenden Mechanismus deutlich zunehmen. So werden ländliche Netze vermehrt mit Einspeisespitzen durch Erzeugung Erneuerbarer Energien konfrontiert sein, urban geprägte Netze hingegen mit neuen Verbrauchern und Lastspitzen. Die Berechnungen anhand der generischen Verteilnetze (siehe Kapitel 2.3) zeigen, dass sich die Unterschiede bis 2045 daher

verdoppeln könnten. Das würde dazu führen, dass in eher städtisch oder industriell geprägten Verteilnetzen das Netzentgelt stärker ansteige als in einem Verteilnetz mit viel Erneuerbarer Energie, da die steigenden Übertragungsnetzentgelte ungleich gewälzt werden.

**Der 2024 eingeführte Kostenausgleich ist keine langfristige Lösung, da er nur Kostenunterschiede, nicht aber unterschiedliche Last- und Erzeugungsstrukturen berücksichtigt.** Der von der Bundesnetzagentur neu eingeführte Mechanismus zur Verteilung der durch Erneuerbare Energien bedingten Mehrkosten zwischen den Verteilnetzbetreibern greift zu kurz. Zum einen wandert ein erheblicher Teil der Netzkosten damit in das Umlagesystem (langfristig bis zu 60 Prozent der Erlösobergrenze der Verteilnetzbetreiber<sup>38</sup>); da die Umlage pauschal für alle Verbraucher (mit Ausnahmen) gilt, wird eine differenzierte Verteilung der Netzkosten also erschwert. Zum anderen unterscheiden sich die Verteilnetze nicht nur durch die zu verteilenden Netzkosten, sondern auch durch ihre Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur – und diese Strukturdaten sind entscheidend für die Verteilung der Kosten aus vorgelagerten Netzen: Die Kosten eines vorgelagerten Netzes werden nämlich proportional zur Höchstlast des Strombezugs aus dem übergeordneten Netz auf alle hier angeschlossenen Verteilnetze gewälzt. Analog zur Vorgehensweise für verschiedene Verbrauchsgruppen werden dann auch für Verteilnetze Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt und die Netzkosten entsprechend verteilt. In der Konsequenz werden dann aber mehr Übertragungsnetzkosten in ein Verteilnetz mit viel Last und damit hoher Gleichzeitigkeit (beispielsweise städtische oder industriell geprägte Verteilnetze) gewälzt als in ein Verteilnetz mit viel dezentraler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Denn ein solches Verteilnetz bezieht weniger Strom aus dem vorgelagerten Netz und weist in vielen Fällen einen geringeren Gleichzeitigkeitswert auf. Aufgrund dieser unterschiedlichen Laststrukturen bleibt der Unterschied bei den Netzentgelten trotz Kostenausgleich bestehen und steigt mit

<sup>38</sup> (Möst, Büttner, & Glynos, 2024).

steigendem Anteil Erneuerbarer Energien sogar noch, da sich so die strukturellen Unterschiede der Verteilnetze verschärfen.

**Der bestehende Umverteilungsmechanismus kann zu erheblichen jährlichen Schwankungen bei den Netzentgelten führen.** Die Wälzung der Übertragungsnetzkosten – beziehungsweise allgemeiner: der Kosten aus vorgelagerten Netzebenen – auf die Verteilnetze anhand der Gleichzeitigkeit der Last stammt aus der Zeit des vertikalen Stromflusses von Großkraftwerken auf Spannungsniveaus zu Verbrauchern auf niedrigeren Spannungsebenen. Damals entsprach diese Art der Kostenverteilung einer weitgehend sachgerechten Aufteilung; sie erfolgte proportional zum größten Treiber für Netzbelastung und Netzausbaubedarf – nämlich zur Last. Heute wird diese Verteilung effektiv anhand der Residuallast, also der Last abzüglich der Erzeugung aus dezentralen Erneuerbaren Energien, berechnet. Während die Lastflüsse zu den Verteilnetzen früher jährlich nur wenig variierten – die Last der Haushalte, Gewerbe und Industrien veränderte sich nur langsam –, so sind sie in einem Stromsystem mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlich. Je nach Wetterjahr und lokaler Zubaudynamik bei den Erneuerbaren Energien und neuen Verbrauchsanlagen wie Elektrofahrzeugen oder Batteriespeichern wird mehr oder weniger Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen; und so variiert dann das lokale Netzentgelt von Jahr zu Jahr unter Umständen stark. Eine solche Volatilität bei gleichzeitig höherem Anteil der Netzkosten an den Gesamtkosten ist für die Planung von Elektrifizierungsmaßnahmen problematisch.

**Deutschlandweit einheitliche Verteilnetzentgelte verhindern problematische Verzerrungen.** Der Vergleich mit anderen Ländern wie Frankreich oder Portugal zeigt, dass trotz einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern (160 in Frankreich) einheitliche Verteilnetzentgelte umsetzbar sind.<sup>39</sup> Auch in Deutschland sollte diese Stoßrichtung verfolgt werden. Auf Übertragungsebene wurde die Vereinheitlichung

der Netzentgelte bereits erfolgreich umgesetzt, um regionale Unterschiede abzubauen. Für die Verteilnetzbetreiber wäre die Einführung einheitlicher Netzentgelte zwar eine erhebliche Umstellung, jedoch könnten auf diese Weise viele der oben beschriebenen Verzerrungen behoben werden. Durch die Einführung des Kostenausgleichs aufgrund des Zubaus der Erneuerbaren Energien wurden bereits erste Schritte zu einer engen Zusammenarbeit und einer betreiberübergreifenden Berechnung gemacht. Mit einheitlichen Entgelten würden der Arbeitsaufwand, aber auch die Unterschiede in der Entgeltberechnung für jedes einzelne Verteilnetz entfallen; es müsste lediglich der Kostenausgleich mit einer zu definierenden zentralen Ausgleichsstelle bestimmt werden.

**Als Zwischenschritt zu einheitlichen Verteilnetzentgelten sollte die Verteilung der Kosten auf die Verteilnetzbetreiber angepasst werden.** Im Übergang zu einheitlichen Verteilnetzentgelten könnte zeitnah die oben beschriebene Kostenaufteilung zwischen den Verteilnetzbetreibern angepasst werden. Erstes Ziel sollte dabei eine Verstetigung der jährlichen Schwankungen der Verteilungsschlüssels sein, beispielsweise indem mehrjährige Mittelwerte der Lastflüsse zugrunde gelegt werden. Um neben der Verstetigung auch eine gleichmäßigere Verteilung über verschiedene Netze hinweg zu erreichen und damit den Prinzipien der Diskriminierungsfreiheit und Kostenreflexivität stärker zu entsprechen, sollten kurzfristig alternative Parameter für die Verteilung der Netzkosten geprüft werden. Die historisch gewachsene Kostenverteilung zwischen den Verteilnetzbetreibern nach dem Last- beziehungsweise dem Residuallastprinzip ist überholt, denn sie führt heute zu einer ungleichen Verteilung der Kosten. Durch die Berücksichtigung von Rückspeisemengen könnten solche Ungleichheiten gegebenenfalls reduziert werden.

### 4.3 Novellierung der Kostenwälzung

**Die Strombezugsmenge eignet sich nicht mehr als Kriterium der Kostenverteilung.** Die aktuell geltende Netzentgeltsystematik fußt auf der Annahme, dass Strombezug und insbesondere Strombezug zu Spitzenlastzeiten die größte Herausforderung für das

<sup>39</sup> (Vogel, Bauknecht, Dünzen, Klarmann, & Hilpert, 2025).

Stromnetz darstellen. Briefmarke und Gleichzeitigkeitsprinzip, die der Festlegung der verbraucherspezifischen Netzkosten zugrunde liegen, werden bislang anhand des Strombezugs bestimmt. Der Strombezug oder die Last ist dabei immer die Gesamtstromnachfrage abzüglich der lokal aus Erneuerbaren Energien gedeckten Nachfrage. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien führt die Anwendung der bestehenden Netzentgeltsystematik auf die Residuallast oder den Reststrombezug zu Verwerfungen:

- Auf Haushaltsebene kann dies beim Eigenverbrauch beobachtet werden, denn *Prosumer* tragen weniger zur Deckung der Netzkosten bei als Haushalte ohne Eigenerzeugung und nutzen doch gleichwohl das Stromnetz für eine hohe Versorgungsqualität und -sicherheit sowie in kritischen Schulterstunden.
- Zwischen den Verteilnetzbetreibern führt die aktuelle Berechnungsmethode des Verteilungsschlüssels ebenfalls zu problematischen Effekten. Die Kosten des Übertragungsnetzes werden proportional zum Strombezug auf die darunterliegenden Verteilnetze aufgeteilt. Hier tritt der für die Haushaltsebene beschriebene Effekt auf größerer Skala Effekt auf. Die Verteilnetzbetreiber mit Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zahlen weniger Übertragungsnetzentgelt, während andere – stärker von Verbrauch geprägte –, städtische oder industrie-lastige Verteilnetzbetreiber für einen größeren Teil der Übertragungsnetzkosten aufkommen müssen. So trägt dann beispielsweise ein Haushalt in einem städtischen Verteilnetz stets einen größeren Anteil der Übertragungsnetzkosten als ein Haushalt mit identischem Stromverbrauch, der an ein Netz mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien angeschlossen ist.
- Auch bei der Berechnung des Netzentgelt-niveaus mittels spezifischer Netzkosten (Briefmarke) spielt die Residuallast eine entscheidende Rolle. Die Briefmarke steigt mit sinkendem Strombezug (Briefmarkeneffekt), insbesondere auf Hochspannungsebene, da aufgrund der großen Mengen an Erneuerbaren Energien auf der darunterliegenden Mittelspannungsebene der Strombezug aus dem Hochspannungsnetz sinkt. Die Hochspannungsnetzentgelte in Verteilnetzen mit viel Erneuerbaren

Energien steigen also an, da dort jeweils aus der Mittelspannung weniger Strom bezogen wird – die Kosten werden auch hier auf weniger Schultern verteilt. Gleichzeitig wandelt sich die Funktion der Hochspannungsnetze vom Versorger der Mittelspannungsnetze und der Industrie zum Versorger der Industrie und zum Aufnehmer von Rückspeisungen aus den Mittelspannungsnetzen.

**Das bestehende Entgeltsystem signalisiert weder Netzüberlastung noch Netzkostenzuwachs.** Netzkosten entstehen zu Zeiten der höchsten Netzbelastung durch Verluste, die insbesondere bei hoher Belastung ansteigen, durch Engpassmanagement und durch Netzausbau. In diesen wenigen Stunden müssen diese sogenannte Grenzkosten der Netznutzung für Netznutzer sichtbar gemacht werden, wodurch Anreize zur Netzentlastung entstehen und Netzkostenverursacher angemessen finanziell belastet werden. Nur so kann eine ökonomisch korrektes Preissignal weitergegeben werden und daher auch nur so ein volkswirtschaftlich kostengünstiges Ergebnis erzielt werden. Das heutige Entgeltsystem sozialisiert die Netzkosten durch größtenteils statische Tarife und ergänzende Umlagen; zudem reizt es ineffizientes Verbrauchsverhalten an, da die jeweils aktuellen realen Netzkosten in den Entgelten und Umlagen nicht abgebildet werden. Die sogenannte Kostenreflexivität ist hier also nicht länger gegeben. Ein aktueller Vorschlag sieht vor, dass in Zukunft weiterhin Teile der Kosten als Grundgebühr erhoben werden, die Grenzkosten, die durch die Netznutzung entstehen, aber so direkt wie möglich an die Verbraucher weitergegeben werden sollten<sup>40</sup>.

**Netzentlastung muss ein zentrales Kriterium künftiger Netzkostenverteilung sein.** Nach der geltenden Netzentgeltsystematik wird Netzentlastung kaum belohnt. Die Netze sind heute aufgrund mangelnder Anreize für Verbraucher unter anderem durch solarbedingte Einspeisespitzen belastet. Die teilweise Verschiebung des Strombezugs in solche Einspeisespitzenphasen würde ebenso zur Netzentlastung beitragen wie die Vermeidung von Strombezug zu

<sup>40</sup> (Jahn & Hümmel, 2025)

abendlichen Spitzenlastzeiten. Allerdings wird nur Letzteres und das auch nur teilweise im bestehenden Netzentgelt- und Umlagesystem angereizt oder belohnt. Ausnahmeregelungen wie das Bandlastprivileg (siehe Tabelle 5) verhindern sogar netzdienliches Verhalten und belohnen eine konstante Nachfrage, die heute keine Entlastung mehr darstellt.

**Einspeiseentgelte führen zu höheren Börsenstrompreisen.** Einspeiseentgelte sind ein weiterer Ansatzpunkt zur kostenreflexiven Verteilung der Netzkosten sowie zur vermeintlichen Entlastung der Verbraucher. Da die Erzeuger aber die Mehrkosten durch Einspeiseentgelte beispielsweise über höhere Gebote an der Strombörse an die Verbraucher weitergeben werden, gibt es effektiv keine Entlastung. Zu erwarten ist aber, dass die Einspeiseentgelte zu größeren Teilen von Industriekunden und höheren Spannungsebenen getragen, Haushalte und Gewerbe im Bereich der Niederspannung somit entlastet werden.

#### 4.4 Einführung dynamischer Netzentgelte

**Dynamische Netzentgelte setzen zielgerichtete Anreize zur Netzentlastung.** Die Netzbelastungssituation verändert sich im Laufe des Tages bzw. Auch saisonal. Um dies abzubilden, eignen sich dynamische Netzentgelte: das zeitweise höhere Entgelt zeigt jene Zeiten an, in denen das Netz durch hohen Strombezug überlastet ist und reizt so bei flexiblen Verbrauchern oder Speichern Lastreduktion an. In Zeiten von Netzüberlastung durch dezentrale Einspeisung zeigt ein geringes oder – auch denkbar – ein negatives Netzentgelt an, dass die Erhöhung lokal netzentlastend wirkt. So können das Netz besser ausgelastet und teilweise sogar Netzausbaubedarfe reduziert werden. Auf diese Weise senken dynamische Entgelte die Netzkosten und steigern zugleich die Kostenreflexivität.

**Dynamische Netzentgelte sollten Spannungsebenenübergreifend umgesetzt werden.** In den verschiedenen Spannungsebenen treten teilweise aus unterschiedlichen Gründen und zu unterschiedlichen

Zeitpunkten Überlastungen auf. Daher muss bei der Umsetzung dynamischer Netzentgelte sichergestellt werden, dass das Anreizsignal zur Netzentlastung die Wechselwirkungen mit anderen Spannungsebenen berücksichtigt.<sup>41</sup> Gegenwärtig ist dies nicht der Fall, da vorgelagerte Netzkosten als Block und nicht in ihrer Dynamik gewälzt werden. Die Novellierung der Wälzungslogik sollte dies entsprechend berücksichtigen.

**Dynamische Netzentgelte können auch bei einheitlichen Verteilnetzentgelten lokal unterschiedliche Preissignale geben.** Dynamische Netzentgelte entlasten das Netz umso effektiver, je lokaler die Netzbelastung in Preissignale überführt wird. Wie die Studie „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen“<sup>42</sup> gezeigt hat, entlasten dynamische Netzentgelte, die tagesaktuell auf der Ebene der Ortsnetztransformatoren berechnet werden, besonders effektiv das Verteilnetz. Diese lokalen Entgelte scheinen zunächst im Widerspruch mit der Einführung einheitlicher Verteilnetzentgelte zu stehen. Dem ist aber nicht so. Denn das Niveau der verschiedenen Entgeltstufen des dynamischen Netzentgelts und die oben beschriebene Grundgebühr kann durchaus deutschlandweit identisch sein. Allein der Zeitpunkt der Hoch- und Niedrigpreisenster sollte regional, entsprechend netztechnisch passender Abschnitte, variieren. Es ist zudem anzunehmen, dass eine deutschlandweit einheitliche Realisierung dynamischer Netzentgelte die Umsetzung vereinfacht.

#### 4.5 Rückführung der netzfanzierenden Umlagen ins Netzentgeltsystem

**Umlagen werden bei Festhalten am gegenwärtigen Verteilungsmechanismus in Zukunft einen Großteil der Gesamtnetzkosten ausmachen.** In den vergangenen Jahren wurde entschieden, wachsende Anteile der Netzkosten in Umlagen auszulagern. Seit 2019 werden so auf der Übertragungsnetzebene alle Offshore-Netzkosten per Umlage gedeckt

<sup>41</sup> (Weidlich, Bublitz, Fichtner, & al, 2025)

<sup>42</sup> (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023)

(Offshore-Umlage), seit 2025 zudem jene Mehrkosten auf Verteilnetzebene, die aufgrund der Integration von Erneuerbaren Energien anfallen (Aufschlag für besondere Netznutzung). Beide Posten sind heute noch relativ klein, wachsen aber deutlich an und werden – sofern die heutige Systematik fortbesteht – in Zukunft einen Großteil der Investitionskosten im Netz und mehr als ein Drittel der Netzgesamtkosten im Jahr 2045 ausmachen (siehe Abbildung 8).

**Umlagen dämpfen regionale Unterschiede der Verteilnetzentgelte.** Es werden vermehrt Kosten aus dem Netzentgeltsystem ins Parallelsystem der Umlagen ausgelagert. Beide Umlagen sind deutschlandweit je Verbrauchsgruppe identisch. Gleichzeitig steigen künftig die regionalen Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten, da die Heterogenität der Verteilnetze mit steigendem Anteil an Erneuerbaren Energien voraussichtlich zunehmen wird. Und da über die Netzentgelte weniger Kosten verteilt werden, fallen die regionalen Unterschiede nicht mehr so stark ins Gewicht. Die infolgedessen gleichmäßigere Kostenverteilung ist im Sinne des Diskriminierungsfreiheitsgebots also gerechter. Vor einer Abschaffung der Umlagen sollten daher zuerst Maßnahmen zur Nivellierung der regionalen Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten getroffen werden.

**Die Auslagerung steigender Netzkostenanteile in Umlagen erschwert eine differenzierte, zielkonforme Kostenverteilung.** Umlagen reduzieren die Netzkosten nicht, sie verteilen die Kosten nur pauschaler. So gelten die Umlagehöhen für viele Verbrauchsgruppen über Netzebenen und Verteilnetze hinweg grundsätzlich in gleicher Höhe. Gleichwohl gibt es Befreiungsausnahmen oder reduzierte Umlagen für verschiedene Verbrauchsgruppen. Mittels der entsprechenden Ausnahmeregelungen werden energiepolitische Ziele außerhalb der Netzentgeltlogik adressiert: So sind Elektrofahrzeuge (bei Ladeinfrastruktur mit eigenem Zähler) von der Offshore-Umlage und vom Aufschlag für besondere Netznutzung befreit, Wärmepumpen wiederum von der Offshore-Umlage, was die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors indirekt fördert. Auch industrielle Verbraucher profitieren ab 1.000 Megawattstunden Stromverbrauch von reduzierten Umlagen und

zahlen nur einen geringen Teil der vollen Umlagehöhen (siehe Tabelle 8). Insgesamt bleibt es aber eine pauschale Struktur mit einer sehr groben Differenzierung zwischen Verbrauchsgruppen.

Die über das Umlagesystem vermittelten Netzkosten werden auf die Verbraucher aller Netzebenen – abzüglich der Ausnahmen und unter Berücksichtigung von reduzierten Umlagen – verteilt. Diese Struktur macht eine differenzierte, kostenreflexive Verteilung der Netzkosten unmöglich. Die per Gesetz festgelegten Ausnahmen tragen zwar tendenziell zur Differenzierung bei, können aber – anders als die sich automatisch anpassenden Netzentgelte – nur per gesetzlicher Neuregelung angepasst werden. Das verlagert den Wettbewerb um Privilegien von den Netzentgelten ins Umlagesystem, führt tendenziell zu stufenförmigen Anpassungen der Umlagen für einzelne Verbrauchsgruppen und reduziert die Planbarkeit der Netzkostenbelastung für die Verbraucher. Schließlich bieten Umlagen nach gegenwärtigem Stand auch keine Anreize für eine Netzentlastung; durch eine Dynamisierung der Umlagen wäre das zwar grundsätzlich denkbar, aber es entstünde ein doppelter Umsetzungsaufwand sowie hohe Komplexität für die Kunden, wenn dynamische Netzentgelte und dynamische Umlagen kombiniert werden müssten. Die fehlenden ökonomischen Anreize im bestehenden Umlagesystem erhöhen mittelfristig die Gesamtkosten.

**Eine Rückführung der Umlagen zurück ins Netzentgeltsystem ist sinnvoll – Übergangsregelungen insbesondere für die Elektromobilität sind aber erforderlich.** Würde man die Offshore-Umlage und den Aufschlag für besondere Netznutzung abschaffen, stiegen die Netzentgelte in Summe entsprechend an. Für Haushalte bliebe der Gesamtstrompreis nahezu unverändert; Verbraucher, die aktuell von den Umlagen ausgenommen sind, hätten jedoch Nachteile: So würden die Netzkosten für Elektrofahrzeuge beispielsweise um mehr als 30 Prozent bis 2035 ansteigen. Bei gleichzeitiger Nutzung zeitvariabler oder dynamischer Netzentgelte entstünden allerdings

große Einsparpotenziale,<sup>43</sup> was den Nachteil voraussichtlich kompensieren könnte; der mögliche Nettoeffekt ist also detailliert zu bewerten. Gegebenenfalls sollten dann zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um die Strompreise für die bezugsflexiblen Elektrofahrzeuge möglichst gering zu halten. Für Wärmepumpen, die heute nur von der Offshore-Umlage befreit sind, würde durch den zusätzlichen Wegfall des Aufschlags für besondere Netznutzung das steigende Netzentgelt weitestgehend kompensiert werden. Für industrielle Verbraucher, die unterschiedlich stark von Umlagereduktionen profitieren, sind mögliche Effekte nicht ganz so eindeutig. Unsere Berechnungen zeigen jedoch, dass die finanzielle Belastung durch Abschaffung der Umlagen für die meisten industriellen Verbraucher nicht ansteigen würde.

**Bei Abschaffung der Umlagen sollte zuerst die Offshore-Umlage abgeschafft werden.** Umlagen sind überall in Deutschland gleich hoch und tragen so zur Angleichung regionaler Netzkostenunterschiede bei. Im Idealfall sollten daher vor einer Abschaffung des Umlagesystems einheitliche Verteilnetzentgelte eingeführt werden. Trotzdem ist aus unserer Sicht die Abschaffung der Umlagen auch ohne einheitliche Verteilnetzentgelte möglich, insbesondere die der Offshore-Umlage: Bei Abschaffung der Offshore-Umlage würden zunächst die Übertragungsnetzentgelte ansteigen, was die regionale Kostenspreizung zwischen den Verteilnetzen vergrößert, da mehr Kosten aus dem Übertragungsnetz ungleich verteilt werden. Wird der entsprechende Verteilungsschlüssel jedoch wie oben als Zwischenschritt empfohlen angepasst, können die regionalen Unterschiede begrenzt werden.

43 (neon, 2024).

## Vorschläge zur grundlegenden Reform der Netzentgelte

→ Tabelle 6

Reformimpulse	Reformkriterien					
	Kostenreflexivität (Finanzierungs- beteiligung)	Planbarkeit (Kosten- orientierung)	Verteilungs- gerechtig- keit	Kosten- effizienz (Anreiz- funktion)	Entlastungs- anreiz (Anreiz- funktion)	Massentaugliche Umsetzbarkeit (Umsetzbarkeit)
Einheitliche Verteilnetzentgelte	✓	✓	✓			✓
Novellierung der Kostenwälzung	✓	✓	✓		✓	✓
Dynamische Netzentgelte	✓		✓	✓	✓	✓
Rückführung der Umlagen	✓	✓	✓	✓	✓	✓

✓ Kriterium wird erfüllt    ✓ Trägt zur Erfüllung des Kriteriums bei

Agora Energiewende (2025). Anmerkung: In den Klammern werden die Kriterien den vier Reformdimensionen der Bundesnetzagentur zugeordnet.

## 5 Fazit

Für das vorliegende Impulspapier wurde die Entwicklung von Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen in einem vereinfachten Verfahren bis zum Jahr 2045 berechnet. Grundlage sind die aktuellen Investitionspläne der Netzbetreiber. Das gegenwärtige Verteilungssystem wurde dabei auf seine Zukunftstauglichkeit hin geprüft. Dabei wird deutlich, dass mittel- und langfristig grundlegende Anpassungen notwendig erforderlich sind.

Zur Erreichung des Ziels der Klimaneutralität muss in den nächsten Jahren (bis 2035) der Hochlauf der Elektrifizierung beschleunigt werden. Hohe Strompreise könnten hier ein starkes Hemmnis darstellen. Da die Netzkosten einen zunehmend größeren Anteil der Stromrechnung ausmachen, sind Transparenz und Maßnahmen zur Kostensenkung für die Verbraucher von hoher Relevanz. Gleichzeitig ist genau in der Zeit bis 2035 im aktuellen Kostenverteilungssystem ein deutlicher Anstieg der Summe aus Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen zu erwarten. Zur Stabilisierung der Kosten schlägt die Koalition vor, die Übertragungsnetzentgelte mithilfe von staatlicher Unterstützung zu halbieren. Um dieses niedrigere Niveau bis 2045 zu garantieren, wären staatliche Zuschüsse in Höhe von knapp 200 Milliarden Euro bis 2045 nötig. Als Alternative dazu schlagen wir ein Maßnahmenpaket vor, das mit weniger als 20 Prozent dieser Summe die Netzkosten für Verbraucher nachhaltig senken kann. Das Paket umfasst die Verlegung von Freileitungen statt Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau (für Projekte ab 2030), die sukzessive Einführung dynamischer Netzentgelte ab 2027 und die Senkung der Finanzierungskosten für Übertragungsnetzbetreiber durch staatliche Beteiligung. Damit können die Netzkosten gesenkt und gleichmäßiger verteilt werden, sodass es zur Stabilisierung von Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen nur 35 Milliarden Euro an staatlichen Zuschüssen braucht.

Langfristig zeigen sich darüber hinaus allerdings grundsätzliche Reformbedarfe, um Kosten stringent und transparent zu verteilen, gezielt entlasten zu können und Anreize für effiziente Nutzung und Ausbau der Netze zu setzen. Mit zunehmendem Anteil der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zeigen sich gemäß der heute bestehenden Netzentgeltsystematik, wonach die Netzkosten proportional zum (verbleibenden) Strombezug verteilt werden, Verwerfungen: So werden heute die Übertragungsnetzkosten proportional zum Strombezug der Verteilnetze aus dem Übertragungsnetz umgelegt. Aufgrund der verschiedenen starken Ausprägung dezentraler, regenerativer Stromerzeugung beteiligen sich die Verteilnetze in sehr unterschiedlichem Maße an den Übertragungsnetzkosten, die heute aber knapp 50 Prozent der Gesamtnetzkosten ausmachen. Auch Stromrückspeisungen aus dezentraler Erzeugung in höher angesiedelte Netze, die weiter zunehmen werden, werden nach dem heutigen Umverteilungsmechanismus nicht berücksichtigt. Der Mechanismus kann in einem klimaneutralen Energiesystem daher nicht bestehen bleiben. Für eine kostenreflexive Umverteilung sollten neben dem Strombezug weitere Kriterien berücksichtigt werden. Es sollte die Netzentlastung wieder stärker gefördert werden, beispielsweise durch die Einführung dynamischer Netzentgelte.

Die Berechnung auf Basis des heutigen Netzentgelt- und netzfinanzierenden Umlagesystems zeigt außerdem, dass trotz des teilweisen Ausgleichs von Kostenunterschieden über netzfinanzierende Umlagen die regionalen Unterschiede der Verteilnetzentgelte bis 2045 ansteigen werden. Dieser Entwicklung sollte mittelfristig durch eine Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte entgegengewirkt werden. Schließlich zeigen unsere Berechnungen, dass die kürzlich eingeführten Umlagen künftig deutlich steigende Anteile der Netzkosten verteilen werden: Die Offshore-Umlage und der Aufschlag für besondere Netznutzung umfassen bei bestehender Systematik 2045 mehr als ein Drittel der Netzkosten.

Würden sie beibehalten, stellten die Umlagen zunehmend ein Parallelsystem zur Kostenverteilung neben den Netzentgelten dar, was eine differenzierte und möglichst kostenreflexive Verteilung der Netzkosten auf die verschiedenen Spannungsebenen erheblich erschweren würde. Eine Rückführung der netzfinanzierenden Umlagen in das Netzentgeltsystem ist daher dringend geboten, damit eine möglichst transparente und zielgerichtete Lastenverteilung in der Netzfinanzierung erreicht werden kann.

## 6 Anhang: Aktuelle Netzentgeltsystematik

Für die Bildung der Netzentgelte werden die Gesamtkosten des Netzes auf den Stromverbrauch umgelegt. Die Kosten sollten dabei kostenreflexiv beziehungsweise – laut Verordnung verursachergerecht verteilt werden (§ 4 StromNEV). Dieses Grundprinzip wird aber in der gegenwärtigen Transformation des Stromversorgungssystems mit der historisch gewachsenen Netzentgeltsystematik nicht mehr flächendeckend umgesetzt.

Die Verteilung der Kosten auf den Stromverbrauch erfolgt nach Spannungsebenen: Die Kosten kaskadieren von der höchsten Spannungsebene bis zur niedrigsten (vertikale Wälzung). Dabei wird je Spannungsebene jedes angeschlossene Element gleichbehandelt. So zahlen direkt auf der obersten Spannungsebene angeschlossene Verbraucher genauso Netzentgelte wie die ebenfalls an der obersten Spannungsebene angeschlossenen Verteilnetze. Je Spannungsebene wird ein Netzentgelt für alle angeschlossenen Elemente anhand von deren Charakteristika (Gleichzeitigkeitsfunktionen) berechnet. Von dieser Vorgehensweise gibt es allerdings Ausnahmen wie Netzentgeltprivilegien und die Bildung von Umlagen, die genauso wie strukturelle Faktoren (beispielsweise heterogene Verteilnetze) die grundsätzliche Systematik verzerren.

### 6.1 Berechnungsschritte der Netzentgeltsystematik

**Prinzip der Wälzung.** Die jährlichen Gesamtnetzkosten je Spannungsebene stehen am Anfang der Netzentgeltberechnung. Diese Kosten werden vertikal von der Höchst- bis zur Niederspannungsebene – oder bildlich gesprochen von der Stromautobahn über Schnell- und Landstraßen bis hin zur Anwohnerstraße – gewälzt. Die Höchstspannungsebene von 380 Kilovolt und 220 Kilovolt wird von den Übertragungsnetzbetreibern verantwortet, die darunterliegenden Ebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung von sogenannten

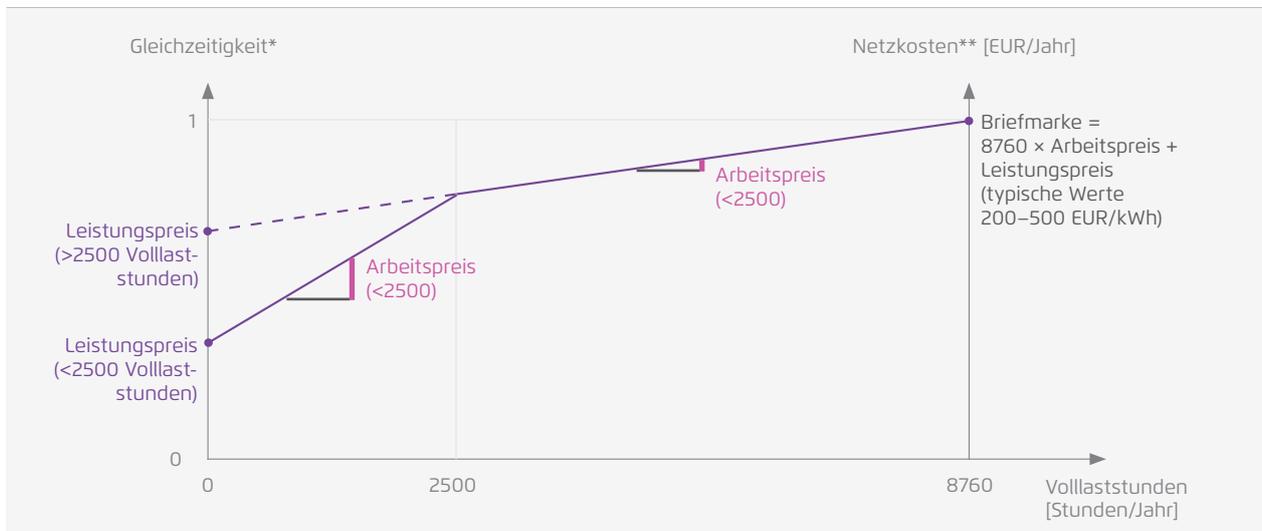
Verteilnetzbetreibern.<sup>44</sup> Bei der Kostenwälzung zwischen den Netzebenen werden die direkt auf einer Spannungsebene angeschlossenen Verbraucher und die nachgelagerten Netzebenen als gleichwertige Netzkunden der entsprechenden Spannungsebene behandelt. Die Netzkosten einer Spannungsebene werden also nicht ausschließlich durch die direkt angeschlossenen Letztverbraucher gedeckt, sondern von allen Netzkunden der jeweiligen Ebene gemeinsam. Anders formuliert: Die Netzkosten, die nicht von Letztverbrauchern auf der jeweiligen Spannungsebene gedeckt werden, werden dann an die darunterliegenden Spannungsebenen weitergegeben – gewissermaßen nach unten gewälzt.

**Briefmarke.** Auf jeder Spannungsebene wird anhand der Netzkosten, die sich aus den Kosten der eigenen Ebene und den gewälzten Kosten aus den darüberliegenden Spannungsebenen zusammensetzen, das Netzentgelt berechnet. Dazu werden zunächst die Kosten je Kilowatt Spitzenlast bestimmt – das spezifische Netzentgelt, auch „Briefmarke“ (Euro pro Kilowatt) genannt. Die Briefmarke ist der Quotient der Kosten der Netzebene und der Jahreshöchstlast (maximale zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen auf dieser Netzebene). Die zugrunde liegende Nachfragezeitreihe setzt sich beispielsweise im Bereich der Mittelspannung aus dem Strombezug der direkt dort angeschlossenen Letztverbraucher und dem Bezug durch die Niederspannungsnetze zusammen. Die Summe der so berechneten Nachfragezeitreihe wird „entnommene Jahresarbeit“ genannt. In den Bereichen der Niederspannung und der Mittelspannung geht aufgrund der dortigen Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen der Strombezug aus den darüberliegenden

<sup>44</sup> Eine vollständige Beschreibung der Netzebenen umfasst sieben Ebenen, da die Umspannebenen jeweils eine eigene Spannungsebene darstellen. In dieser Studie werden die Umspannebenen den jeweils darunterliegenden Spannungsebenen zugeteilt; so steht beispielsweise Niederspannung für den Bereich der Niederspannung und die Umspannebene zwischen Nieder- und Mittelspannung (NS = NS+ NS/MS).

## Berechnung der Netzentgelte mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor

→ Abb. 20



Agora Energiewende (2025) basierend auf Bundesnetzagentur (2015). \* Beitrag der individuellen Spitzenlast eines Verbrauchers zur Jahreshöchstlast im Netzgebiet; \*\* Die Netzkosten geben die jährlichen Kosten für die Netznutzung je nach Volllaststunden für einen hypothetischen Verbraucher mit 1 Kilowatt Spitzenlast an.

Spannungsebene zurück; das hat wiederum Auswirkungen auf die Jahreshöchstlast, die für die Briefmarke relevant ist. Im Bereich der Mittelspannung geht die Jahreshöchstlast, die oft in Abendstunden (mit wenig Solarstrom) auftritt, deutlich langsamer zurück als der Strombezug. Im Bereich der Hochspannung jedoch wird aufgrund der Windenergieanteile in der Mittelspannungsversorgung die Jahreshöchstlast bei hoher Winddurchdringung reduziert. Da dann bei Berechnung der Briefmarke durch einen kleineren Wert geteilt wird, steigen der Wert der Briefmarke für die Hochspannung und damit auch das grundsätzliche Niveau der Netzentgelte in der Hochspannung. Dieser Effekt wird hier „Briefmarkeneffekt“ genannt.

**Gleichzeitigkeitsfunktion.** Für jede Verbrauchsgruppe wird auf Basis historischer Daten festgelegt, wie viel die eigene Anschlussleistung typischerweise zur Jahreshöchstlast beiträgt. Diese sogenannte Gleichzeitigkeit bildet die Grundlage für die Umrechnung der Briefmarke (Euro pro Kilowattstunde) in die Netzentgelte, die sich aus Arbeits- und Leistungsentgelten zusammensetzen (Euro pro Kilowattstunde/Euro pro Kilowatt). Die Gleichzeitigkeit ist kleiner 1 und trägt der Tatsache Rechnung, dass nicht alle Verbraucher gleichzeitig Strom beziehen. So erfordert nicht jedes neue Kilowatt Anschlussleistung direkt

ein weiteres Kilowatt Netzkapazität, sondern nur einen Teil davon. Die ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktion wird je Verbrauchergruppe mit der Briefmarke verrechnet, und so erhält man die Netzentgelte je Verbrauchsgruppe in der Netzebene. Verbrauchsgruppen mit hoher Gleichzeitigkeit zahlen im Sinne der Kostenreflexivität tendenziell insgesamt höhere Netzentgelte. Bei Volllaststunden über 2.500 fallen höhere Leistungsentgelte an, sodass ein Anreiz entsteht, den maximalen Netzbezug zu reduzieren.

**Erlöse je Netzebene.** Auf jeder Spannungsebene werden Erlöse durch die Netzentgelte der direkt angeschlossenen Letztverbraucher erzielt. Die Erlöse ergeben sich aus der Multiplikation des Jahresstromverbrauchs (das heißt der Menge und Leistung) je Verbrauchsgruppe mit den jeweils gültigen Netzentgelten. Diese Erlöse decken in den Bereichen der Höchst-, der Hoch- und der Mittelspannung aber nur einen kleinen Teil der Kosten. Die verbleibenden Kosten werden zu den darunterliegenden Spannungsebenen der nachgelagerten Netzbetreiber gewälzt. Die Berechnung der Netzentgelte mit Briefmarke und Gleichzeitigkeitsfunktion startet erneut für die nächste Spannungsebene basierend auf den Gesamtkosten der Spannungsebene, die sich wiederum aus den eigenen Kosten und den gewälzten Kosten zusammensetzt. Im Bereich der Niederspannung

werden die Netzkosten dann vollständig auf alle Letztverbraucher verteilt. In einem Verteilnetz, das Mittel- und Niederspannung abdeckt, läuft die Netzentgeltberechnung beispielsweise wie folgt:

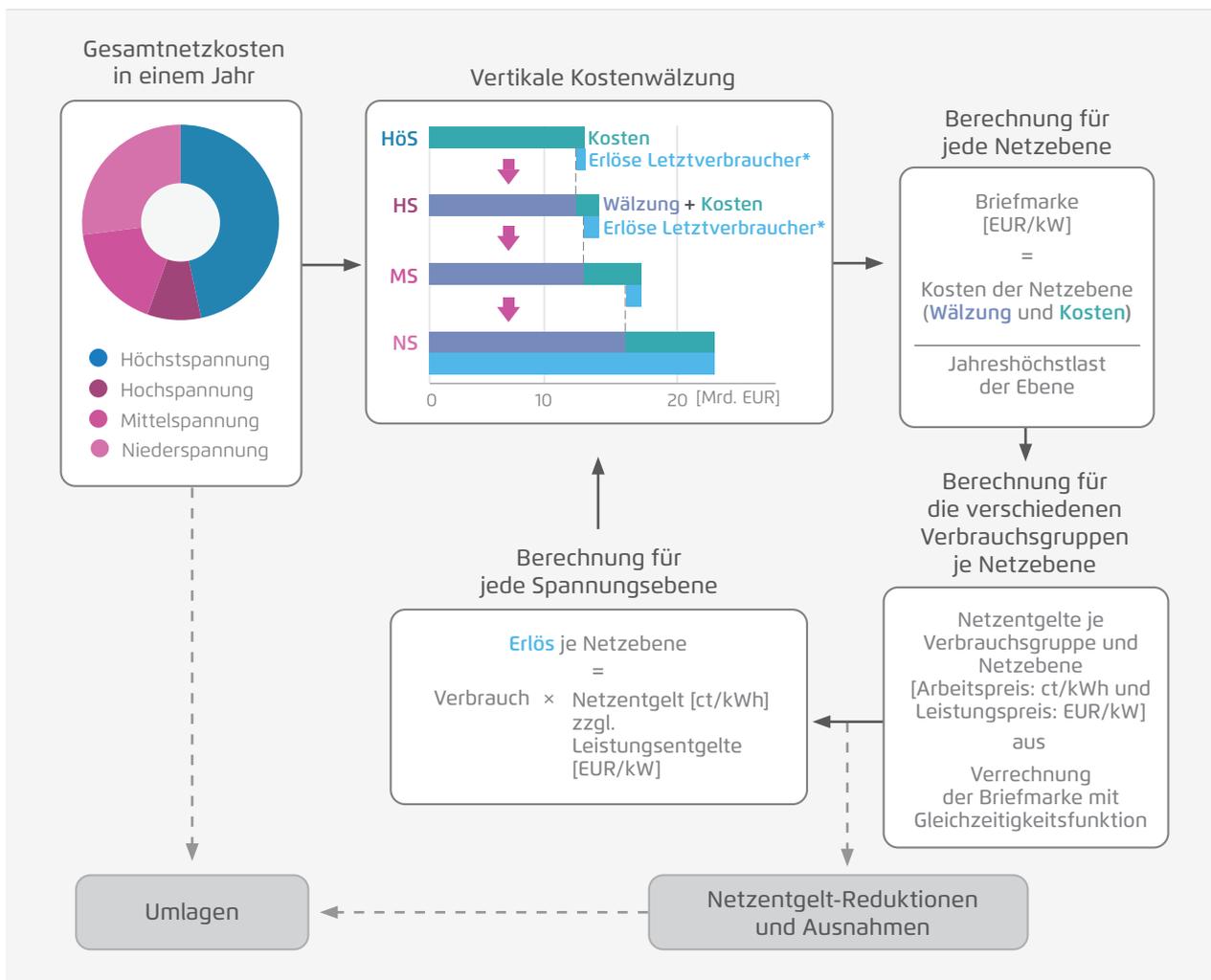
→ Der Verteilnetzbetreiber zahlt Netzentgelte an den Netzbetreiber des darüberliegenden Hochspannungsnetzes. Diese Netzentgelte sind die von der Hochspannungsebene nach unten gewälzten Kosten.

→ Die Netzentgelte in der Mittelspannung berechnet der Verteilnetzbetreiber basierend auf der Briefmarke. Der Briefmarke werden die eigenen Kosten der Mittelspannungsebene und die aus der Hochspannung gewälzten Kosten zugrunde gelegt.

→ Durch die Netzentgelte der direkt auf der Mittelspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher werden Erlöse für die Mittelspannung erzielt. Der andere Teil der Kosten wird durch die Verbraucher auf Niederspannungsebene getragen.

### Schematische Abbildung der Berechnung der Netzentgelte

→ Abb. 21



Agora Energiewende (2025). \*Erlöse von Letztverbrauchern je Netzebene. HöS = Höchstspannung; HS = Hochspannung; MS = Mittelspannung; NS = Niederspannung

→ Die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene werden ebenfalls basierend auf den eigenen Kosten des jeweiligen Niederspannungsnetzes und den aus der Mittelspannungsebene gewälzten Kosten berechnet.

## 6.2 Verzerrungen der grundsätzlichen Netzentgeltsystematik

**Reduzierte Netzentgelte und Umlagen.** Für einige Verbrauchsgruppen gelten abweichend von der oben beschriebenen Systematik reduzierte Netzentgelte. Ein Großteil dieser Privilegierungen wird gegenwärtig außerhalb des Netzentgeltsystems über Umlagen finanziert, das heißt, die fehlenden Erlöse je Netzebene werden durch entsprechende Umlagen kompensiert. Die Offshore-Umlage und der Aufschlag für besondere Netznutzung werden nach bestehendem Mechanismus künftig deutlich ansteigen. Damit werden immer mehr Kosten aus dem Netzentgeltsystem entnommen. Die Höhe der Umlagen ist zwar nach Verbrauchsgruppen abgestuft – so zahlt beispielsweise ein Haushalt einen höheren Aufschlag für besondere Netznutzung als ein großer Industriekunde –, der Grundsatz der Verursachergerechtigkeit oder Kostenreflektivität wird durch pauschale Umlagen jedoch nicht berücksichtigt. Auf Niederspannungsebene genießen derzeit die sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge und Heimspeicher pauschal reduzierte Netzentgelte. Die dadurch entgangenen Erlöse gehen bei den Verteilnetzbetreibern auf das Regulierungskonto ein, das zwischenjährliche Mehr- und Mindererlöse ausgleicht. Die Systematik führt dazu, dass die

Netzentgelte für nicht privilegierten Haushaltsstrom in der Folge steigen. Auch hier ist also Verteilungsgerechtigkeit nicht gegeben.

**Heterogene Verteilnetzbetreiber.** Es gibt in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber und 866 Verteilnetzbetreiber. Für die Übertragungsnetze werden einheitliche Netzentgelte gebildet, sodass sie im vorliegenden Kontext wie ein Gesamt-Übertragungsnetzbetreiber behandelt werden können. Die Verteilnetzbetreiber berechnen jedoch jeweils für ihr Netzgebiet eigene Netzentgelte, basierend auf den gewälzten und den eigenen Netzkosten. Die Zusammensetzung der Netzgebiete der Verteilnetzbetreiber ist sehr heterogen. Es gibt große und kleine Verteilnetzbetreiber, städtisch oder ländlich geprägte, Verteilnetzbetreiber mit viel oder wenig Erneuerbaren Energien. Zudem können Verteilnetzbetreiber untereinander verknüpft sein, da kleine Verteilnetzbetreiber oft nur die Mittel- und Niederspannungsversorgung umfassen und damit an der Hochspannung eines anderen Verteilnetzbetreibers angebunden sind. Diese Heterogenität führt zu unterschiedlichen Netzentgelten für die Letztverbraucher in den Verteilnetzen. Die Anreizregulierung hat zum Ziel, dass die Netzbetreiber möglichst kosteneffizienten Netzausbau und betrieb erzielen. Trotzdem galten in der Vergangenheit für Verteilnetze mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien typischerweise höhere Netzentgelte, denn durch die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien treten höhere Kosten auf. Diese Mehrkosten sollen nun durch die oben genannte Umlage aus dem Netzentgeltsystem entfernt werden.

### Angenommene Netzentgeltreduktionen

→ Tabelle 7

Anteil der zu zahlenden Netzentgelte aufgrund von gesetzlich festgelegten Reduktionen	Elektrofahrzeuge (basierend auf § 14a EnWG)	Wärmepumpen (basierend auf § 14a EnWG)	Privilegierte Industrie (§ 19.2 StromNEV)	Fernwärme (Annahme)
2025	40 %	40 %	23 %	95 %
2035	65 %	60 %	24 %	55 %
2045	70 %	60 %	26 %	55 %

Agora Energiewende (2025) und Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

## Aktuell geltende Ausnahmen von den regulären Netzentgelten und netzfinanzierenden Umlagen

→ Tabelle 8

Name	Spannungsebene	Beschreibung	Gesetz	Finanzierung	Höhe aktuell (Mrd. EUR) und Trend	Höhe der Umlage für Haushalte	Ausnahmeregelungen für Verbraucher
7.000-h-Regel oder Bandlastprivileg	HS, (MS)	Ermäßigung für gleichmäßigen, großen Verbrauch (> 10 GWh, > 7000 Volllaststunden)	§ 19 Abs. 2 Satz 2 Strom-NEV	Umlage: Aufschlag für besondere Netznutzung (ehemals § 19.2.-Umlage)	1,97 Mrd. EUR (leicht steigend / Reformbedarf)	1,558 ct/kWh	Ausgenommen sind Elektrofahrzeuge; ab 1 GWh Verbrauch: 0,05 ct/kWh, statt wenn Stromkosten > 4 % des Umsatzes: 0,025 ct/kWh
Atypische Netznutzung	HS, MS	Ermäßigung für atypische Netznutzung	§ 19 Abs. 2 Satz 1 Strom-NEV				
EE-bedingter Mehrkostenausgleich für Verteilnetzbetreiber	HS, MS, NS	Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Erneuerbaren Energien	Festlegung der BNetzA (BK8-24-001-A)		2,4 Mrd. EUR (steigend)		
Offshore-Umlage	HöS	Finanzierung der Kosten für den Offshore-Netzausbau und -betrieb	§ 17 f. EnWG	Offshore-Umlage	2,7 Mrd. EUR (steigend)	0,816 ct/kWh	Ausgenommen sind Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen; ab 1 GWh 25 % bis 35 % der Umlage, statt 15 % bei bestimmten Branchen; 20 % für Elektrobusse und Bahnstrom
Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	NS	Reduzierte Netzentgelte für dezentrale, steuerbare Verbraucher in der Niederspannung	§ 14a EnWG	Regulierungskonto: Fehlende Erlöse führen zu steigenden Netzentgelten für andere Verbraucher	ca. 1 Mrd. EUR (steigend)		nicht anwendbar
Vermiedene Netznutzungsentgelte	HS, MS, NS	Netzentgeltzahlungen an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen	§ 18 Strom-NEV	Kosten werden als Netzkosten über alle Spannungsebenen verteilt	1 Mrd. EUR (auslaufend)		nicht anwendbar

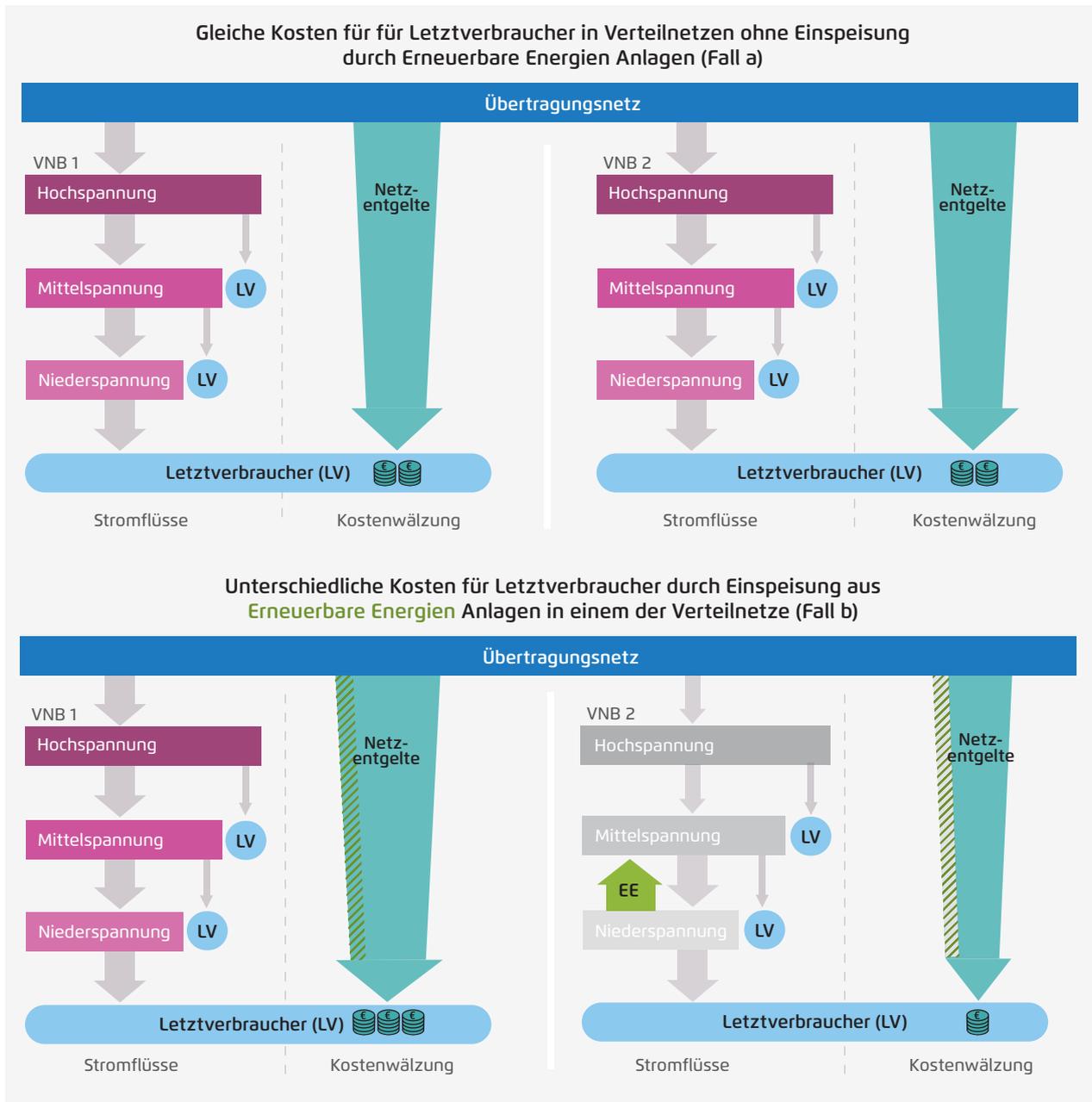
Agora Energiewende (2025). Anmerkung: HöS: Höchstspannung; HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung; StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung; EnWG: Energiewirtschaftsgesetz; BNetzA: Bundesnetzagentur

**Kostenverteilung zwischen Verteilnetzbetreibern.**  
 Auswertungen der aktuell geltenden Netzentgelte im Verteilnetz zeigen nach wie vor eine große Bandbreite bei den Netzentgelten in Deutschland auf. Ein entscheidender Grund dafür ist die Verteilung der

Kosten der höheren Netzebenen auf alle direkt dort angeschlossenen Verteilnetzbetreiber. Die Kostenverteilung zwischen den Verteilnetzbetreibern erfolgt heute entsprechend der Gleichzeitigkeitsfunktion des jeweiligen Verteilnetzes. Je höher also der Strombezug

**Netzkostenwälzung auf Letztverbraucher in Netzen mit und ohne dezentraler Einspeisung**

→ Abb. 22



- Zunahme der gewälzten Netzkosten
- ▨ Wegfall der gewälzten Netzkosten

Agora Energiewende (2025). ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber; VNB = Verteilnetzbetreiber; EE = Erneuerbare Energien

---

eines Verteilnetzbetreibers von der übergeordneten Netzebene ist, desto größer ist wahrscheinlich der Beitrag zur Jahreshöchstlast und damit auch der Anteil der Kosten der höheren Netzebene, der dem Verteilnetzbetreiber zugeteilt wird. Diese Vorgehensweise stößt mit zunehmender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Fläche der Verteilnetze an seine Grenzen. Abbildung 22 zeigt das Prinzip an einem vereinfachten Beispiel auf. Es werden zwei Fälle verglichen. In Fall a) sind zwei identische Verteilnetzbetreiber an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die Kosten des Übertragungsnetzes werden jeweils hälftig aufgeteilt. In Fall b) tritt bei

einem Verteilnetzbetreiber eine Veränderung auf: Durch dezentrale Erzeugung auf Mittelspannungsebene (beispielsweise Windenergie) ist weniger Strombezug aus dem Hochspannungsnetz nötig, und mittelbar wird weniger elektrische Energie aus dem Höchstspannungsnetz bezogen. Damit müssen geringere Übertragungsnetzentgelte gezahlt werden, sodass in das Verteilnetz mit Erneuerbaren Energien weniger Übertragungsnetzkosten gewälzt werden. Für den anderen Verteilnetzbetreiber, bei dem sich nichts geändert hat, steigen hingegen die Netzkosten und damit die Netzentgelte.

## Literaturverzeichnis

**Agora Energiewende (2024):** *Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen.* [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30\\_DE\\_KNDE\\_Update/A-EW\\_347\\_KNDE\\_Investitionsbedarfe\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf).

**Agora Energiewende (2025):** *Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024.*

**Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2023):** *Haushaltsnahe Flexibilität nutzen: Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.*

**Agora Think Tanks (2024):** *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.*

**Bauermann, T., Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2024):** *Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Düsseldorf,* <https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009011>: IMK Study 87.

**Bundesnetzagentur (2015):** *Bericht Netzentgelt-systematik Elektrizität.* [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht\\_Netzentgeltssystematik\\_12-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht_Netzentgeltssystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1).

**Bundesnetzagentur (2024):** *Netzentgeltentwicklung der wälzungsberechtigten Netzbetreiber.* [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/ListeNB2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/ListeNB2.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

**Bundesnetzagentur (2025a):** *Diskussionspapier: Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNeS).*

**Bundesnetzagentur (2025b):** *Update: Verteilernetze bis 2045.* <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215544>.

**Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8 (2024):** *Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.; BK8-24-001-A.* [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_06\\_Netzentgelte/69\\_Para29\\_Kostenw\\_EE/BK8\\_29Abs.1\\_EnWG.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/69_Para29_Kostenw_EE/BK8_29Abs.1_EnWG.html).

**CDU, CSU, SPD (2025):** *Verantwortung für Deutschland; Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. In Verbindung mit dem Sondierungspapier (8.März 2025). Berlin.* [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20250308\\_Sondierungspapier\\_CDU\\_CSU\\_SPD.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20250308_Sondierungspapier_CDU_CSU_SPD.pdf)

**consentec (2025):** *Optionen zur Absenkung der Netzentgelte für die Strombeteilnetze durch staatlichen Zuschuss. Kurzgutachten für VKU und ZVEI.* [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2025/250306\\_Consentec\\_VKU\\_ZVEI\\_Zuschuss\\_Netzentgelte.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2025/250306_Consentec_VKU_ZVEI_Zuschuss_Netzentgelte.pdf)

**ef.Ruhr GmbH; Energiewirtschaftliches Institut zu Köln (2024):** *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045.* [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024\\_04\\_Abschlussbericht\\_Netzentgelte\\_BW\\_DE.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf): Netze Südwest.

**ENTSO-E (2025):** *Bidding Zone Review of the 2025 Target Year.* [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding\\_Zone\\_Review\\_of\\_the\\_2025\\_Target\\_Year.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding_Zone_Review_of_the_2025_Target_Year.pdf): ENTSO-E Main Report.

**Jahn, A., & Hümmel, B. (2025):** *Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage der Bepreisung.* <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/05/RAP-Jahn-Huemmer-Netzentgelte-Langfristige-Grenzkosten-als-Grundlage-der-Bepreisung-May-2025-final1.pdf>: Regulatory Assistance Project und TH Ingolstadt.

**Kölschbach Ortego, A., & Steitz, J. (2024):** *Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren – Effekte staatlicher Beteiligung auf den Stromübertragungsnetzausbau.* Berlin; [https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2025/02/20250207\\_Stromnetzfinanzierung-V1.2.pdf](https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2025/02/20250207_Stromnetzfinanzierung-V1.2.pdf); Dezernat Zukunft.

**Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., & al., e. (2025):** *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045.* Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam; <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>.

**Möst, D., Büttner, A., & Glynos, D. (2024):** *Analyse der Auswirkungen einer überregionalen Wälzung von Stromnetzentgelten in Deutschland.* TU Dresden, Fakultät Wirtschaftswissenschaften; im Auftrag der VSB Neue Energien Deutschland GmbH.

**neon. (2024):** *Kurzstudie: Intelligentes Laden.* <https://neon.energy/Neon-Intelligentes-Laden.pdf>.

**Tagesspiegel Background. (2024):** *Kostenersparnis durch Freileitungen laut BNetzA bei 35 Milliarden.* <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/kostenersparnis-durch-freileitungen-laut-bnetza-bei-35-milliarden>.

**Übertragungsnetzbetreiber. (2023):** *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023.* 50 Hz, TenneT, Transnet BW, Amprion.

**Übertragungsnetzbetreiber (2024a):** *Ermittlung der Offshore-Netzumlage 2025 – Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber Stand: 25.10.2024.* <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/offshore-netzumlage/offshore-netzumlagen-uebersicht/offshore-netzumlage-2025/konzept%20zur%20ermittlung%20on-umlage%202025.pdf> : 50 Hz, TenneT, Transnet BW, Amprion.

**Übertragungsnetzbetreiber (2024b):** *Anlage 1: Ermittlung des Aufschlags für besondere Netznutzung für das Jahr 2025.* <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/sons->

[tische-umlagen/-19-stromnev-umlage/datenbasis%20zum%20aufschlag%20of%C3%BCr%20besondere%20netznutzung%202025.pdf.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/offshore-netzumlage/offshore-netzumlagen-uebersicht/offshore-netzumlage-2025/konzept%20zur%20ermittlung%20on-umlage%202025.pdf)

**Verteilnetzbetreiber (2024):** *Netzausbaupläne.* <https://www.vnbdigital.de/>.

**Vogel, M., Bauknecht, D., Dünzen, K., Klarmann, T., & Hilpert, J. (2025):** *Verteilung der Netzkosten in der Energiewende.* Freiburg, Würzburg: Umweltbundesamt.

**Weidlich, A., Bublitz, A., Fichtner, W., & al, e. (2025):** *Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland; Impulspapier.* <https://doi.org/10.6094/UNIFR/265452>; Universität Freiburg.

---

## Publikationen von Agora Energiewende

---

### Auf Deutsch

#### Factsheet EU-Klimaziele

Eine Einordnung zur europäischen Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation)

#### Lokale Strompreise

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

#### Kurs auf Zielerreichung

Weichenstellungen für die Klima- und Energiepolitik der 21. Legislaturperiode

#### Factsheet Grüngasquote

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

#### Factsheets Klima und Energie

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

#### Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen

Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können

#### Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025

#### Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung – Vertiefung der Szenariopfade

#### Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland

Finanzbedarfe und Politikoptionen

#### Klimaneutrales Deutschland

Von der Zielsetzung zur Umsetzung

#### Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar

Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?

#### Meer-Wind für Klimaneutralität

Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

## Publikationen von Agora Energiewende

---

### Auf Englisch

#### Making the most of green electricity

Key principles for identifying flexibility gaps in the power system

#### Climate-neutral Germany (Study)

From target-setting to implementation

#### The carbon price for buildings and road transport

A concept for the transition from national to EU emissions trading

#### Boosting the clean heat market

A policy for guiding the transition of the EU heating industry

#### Climate-neutral Germany (Executive Summary)

From target-setting to implementation

#### Enabling a just coal transition in Kazakhstan

Opportunities, challenges and strategic pathways

#### Investing in the Green Deal

How to increase the impact and ensure continuity of EU climate funding

#### EU climate policy between economic opportunities and fiscal risks

Assessing the macroeconomic impacts of Europe's transition to climate neutrality

#### Low-carbon hydrogen in the EU

Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

#### 9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

#### 12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

#### The benefits of energy flexibility at home

Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

#### EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.org](http://www.agora-energiewende.org)

---

## Publikationsdetails

---

### Über Agora Energiewende

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

### Agora Energiewende

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

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

**Korrekturat/Lektorat:** Jürgen Schreiber

**Satz:** Urs Karcher

**Titelfoto:** herreneck | AdobeStock

**370/06-I-2025/DE**

Version 1.1, Juni 2025



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



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