

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Entwicklung der Netzentgelte in Bayern

vbw

Studie

Stand: November 2025

Eine vbw Studie, erstellt von FfE

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Dieses Werk darf nur von den Mitgliedern der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. zum internen Gebrauch sowie zur Unterstützung der jeweiligen Verbandsmitglieder im entsprechend geschlossenen Kreis unter Angabe der Quelle vervielfältigt, verbreitet und zugänglich gemacht werden. Eine darüber hinausgehende Nutzung – insbesondere die Weitergabe an Nichtmitglieder oder das Einstellen im öffentlichen Bereich der Homepage – stellt einen Verstoß gegen urheberrechtliche Vorschriften dar.

Vorwort

Netzentgelte im Wandel – Auswirkungen auf Bayerns Industrie

Ein leistungsfähiges Stromnetz ist Grundlage einer erfolgreichen Energie- und Klimapolitik. Netzentgelte als zentraler Bestandteil des Strompreises wiederum entscheiden maßgeblich über die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und die Akzeptanz der Transformation. Mit dem Wandel des Energiesystems wachsen die Anforderungen an das Netz und damit auch an eine faire und planbare Verteilung der zunehmenden Infrastrukturkosten.

Die vorliegende Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) im Auftrag der vbw analysiert, wie sich die Netzentgelte in Bayern bis 2045 entwickeln können, welche Mechanismen die Entgeltbildung prägen und welche Wirkungen die verschiedenen Reformoptionen im AgNES-Prozess der Bundesnetzagentur entfalten würden.

Aktuell steht der Umfang des mittelfristig erforderlichen Infrastrukturausbaus wieder in der Diskussion. Zwei Szenarien – ein ambitionierter Technologiemix und ein „Business-as-usual“-Pfad – zeigen daher die Spannbreite möglicher Entwicklungen auf. Die Ergebnisse sind eindeutig: Ein zügiger, bedarfsgerechter Netzausbau bleibt auch dann unverzichtbar, wenn die Elektrifizierung zeitlich hinter dem Plan zurückbleibt, und löst tendenziell steigende Kosten aus. Damit braucht es eine kostenreflexive, transparente und verlässliche Netzentgeltstruktur.

Verursachungsgerechtigkeit, Flexibilität und Netzdienlichkeit müssen eine größere Rolle in der künftigen Netzentgeltsystematik spielen, wobei zugleich die Tragfähigkeit für den einzelnen Industriekunden im Blick zu behalten ist. So können Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaneutralität in Einklang gebracht werden, damit Bayern ein starker Industriestandort bleibt.

Bertram Brossardt
14. November 2025

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Netzentgelte auf dem Prüfstand	3
1.1 Elektrifizierung und Netzausbau als zentrale Komponenten der Netzentgeltberechnung	3
1.2 Umlagen und Zuschüsse beeinflussen das Netzentgeltniveau	4
2 AgNes Reformvorschläge als Antwort auf strukturelle Herausforderungen	7
3 Faktoren für die Entwicklung der Netzentgelte in Bayern	11
3.1 Funktionsweise der Netzentgeltberechnung: Briefmarken und Wälzung zwischen Netzebenen	11
3.2 Kapitalkosten als wichtiger Baustein zur Berechnung der Netzentgelte	13
3.3 Weitere Kostenkomponenten	16
3.4 Zuschüsse können die umzulegenden Netzkosten senken	17
3.5 Kapitalkosten werden über die Jahreshöchstlast zwischen den Netzebenen verteilt	18
3.6 Der steigende Einfluss der Offshore-Umlage und § 19 StromNEV	18
3.7 Zwei Szenarien zeigen mögliche Entwicklungen der Jahreshöchstlast auf	20
3.8 Aus den Briefmarken können die mittleren Netzentgelte berechnet werden	21
4 Ergebnisse der Netzentgeltprognose	24
4.1 Im Technologiemix-Szenario steigen die Briefmarken leicht an	24
4.2 Geringerer Netzausbau im BAU-Szenario senkt die Kosten nicht – Entgelte steigen durch schwache Elektrifizierung	25
4.3 Die Entwicklung der Netzentgelte je Typkunde hängt von der jeweiligen Netzebene ab	28
4.4 Einfluss der Offshore-Netzumlage auf das Kostenniveau	31

4.5	Netzentgelte im Technologiemix-Szenario auf ähnlichem Niveau wie in anderen Studien	32
4.6	Ergebnisse der Netzentgeltprognose und Implikationen für Unternehmen	33
5	Einfluss der AgNes-Vorschläge auf die Netzentgeltentwicklung	35
5.1	Einheitliche Verteilnetzentgelte und eine bidirektionale Kostenwälzung sind unwahrscheinlich	35
5.2	Dynamische Netzentgelte können die Flexibilität von Verbrauchern anreizen	35
5.3	Über eine Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten wird nachgedacht	36
5.4	Verursachungsgerechte Netzentgelte erfordern neue Netzentgeltkomponenten	37
5.5	Für Batteriespeicher und Elektrolyse soll netzdienliches Verhalten angereizt werden	37
5.6	Die Reformvorschläge können sich auf die Verteilung der Netzkosten sowie Netzausbau und Höchstlast auswirken	38
	Literaturverzeichnis	39
	Abbildungsverzeichnis	41
	Ansprechpartner/Impressum	42

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht die Entwicklung der Netzentgelte in Bayern bis zum Jahr 2045. Grundlage der Analyse sind die erwarteten Netzkosten, insbesondere die aus dem Netzentwicklungsplan und den Netzausbauplänen abgeleiteten Kapitalkosten, sowie die Prognose der netzebenenspezifischen Jahreshöchstlasten. Aus der Gegenüberstellung dieser Größen werden sogenannte Briefmarken je Netzebene berechnet, aus denen sich mittlere Netzentgelte für typische Verbrauchergruppen ableiten lassen. Betrachtet werden zwei Energiesystempfade: ein ambitioniertes **Technologiemix-Szenario** mit zügiger Elektrifizierung und konsequentem Netzausbau sowie ein **Business-as-usual-Szenario (BAU)**, in dem die Elektrifizierung langsamer voranschreitet und die Ausbaugeschwindigkeit der Netze geringer ausfällt.

Die Entwicklung der Netzentgelte wird dabei maßgeblich durch das Zusammenspiel von Netzkosten und Finanzierungsbasis bestimmt. Steigen die Netzkosten infolge hoher Investitionen, ohne dass gleichzeitig mehr Verbraucher an der Finanzierung des Netzes beteiligt sind, erhöht sich das spezifische Entgeltniveau. Umgekehrt kann ein wachsender Stromverbrauch durch Elektrifizierung die Kostenbasis verbreitern und den Anstieg der Netzentgelte dämpfen. Entscheidend ist somit das Verhältnis von Netzausbau zu Elektrifizierung: halten sich beide Entwicklungen die Waage, bleiben die Netzentgelte weitgehend stabil; verlaufen sie asynchron, steigt der Kostendruck. Umlagen, insbesondere die Offshore-Netzumlage, und staatliche Zuschüsse wirken sich zusätzlich auf das Gesamtpreisniveau aus. Ein Zuwarten beim Netzausbau ist dabei keine Option, wie die Szenarien der Studie zeigen: für ein Gelingen der Transformation sind die Stromnetze entscheidend, da zunehmend mehr Anwendungen elektrifiziert werden. Dabei steigen die Entgelte selbst bei moderatem Ausbau deutlich an, wenn die Elektrifizierung nicht Schritt hält.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzentgelte im Technologiemix-Szenario bei ambitioniertem Netzausbau und dynamischer Elektrifizierung nur moderat steigen. Im BAU-Szenario hingegen führt der verlangsamte Hochlauf der Elektrifizierung zu einer deutlichen Verteuerung, die selbst durch einen um etwa 20 Prozent geringeren Netzausbau nicht ausgeglichen werden kann. Je nach Netzebene erhöhen sich die Netzentgelte dort zwischen rund 17 und 37 Prozent bis 2045. Dabei zeigt sich ein differenziertes Bild: In der Höchstspannung bleiben die Entgelte konstant oder sinken leicht, in der Hochspannung sind sie weitgehend stabil, während in Mittel- und insbesondere Niederspannung die höchsten Anstiege auftreten. Hier trifft ein erheblicher Ausbaubedarf auf eine nur begrenzt wachsende Finanzierungsbasis, da immer mehr Haushalte und Betriebe durch Eigenverbrauch den Netzbezug verringern, die Anschlussleistung aber unverändert bleibt.

Für die bayerische Wirtschaft bedeuten diese Ergebnisse, dass künftig mit einem moderaten, aber stetigen Anstieg der Netzentgelte insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene zu rechnen ist. Unternehmen, die große Teile ihres Stroms über diese Netzebenen beziehen, sollten daher verstärkt auf Maßnahmen zur Reduktion ihrer Lastspitzen und zur Flexibilisierung ihres Verbrauchs setzen. Eine aktive Nutzung vorhandener Flexibilität – etwa durch verschiebbare Prozesse, Speicher oder Eigenerzeugung – kann helfen, netzdienlich zu agieren und Kostenvorteile zu erzielen, insbesondere wenn künftig

[Zusammenfassung](#)

dynamische Netzentgelte eingeführt werden. Gleichzeitig bleibt die Stabilität der regulatorischen Rahmenbedingungen entscheidend: Für die Industrie sind – unter der Prämisse eines insgesamt wettbewerbsfähigen Strompreisniveaus – planbare und verursachungsgerechte Entgelte vorteilhafter als kurzfristige Zuschüsse oder komplizierte Umlagesysteme. Eine Netzentgeltstruktur, die Flexibilität belohnt, Komplexität begrenzt und gleichzeitig Anreize für effizienten Netzausbau setzt, wäre aus Sicht der bayerischen Wirtschaft der richtige Weg, um Kostensteigerungen zu begrenzen und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu sichern.

1 Netzentgelte auf dem Prüfstand

Energiewirtschaftlicher Hintergrund der AgNes Netzentgeltreform

Netzentgelte sind ein zentraler Bestandteil des Strompreises und beeinflussen unmittelbar die Energiekosten von Industrie und Haushalten. Ihr Zweck ist es, die Netzbetriebskosten, Investitionen in Instandhaltung sowie den Netzausbau anteilig auf die verschiedenen Verbrauchergruppen umzulegen. Die Transformation des Energiesystems – geprägt durch starke Elektrifizierung, Dezentralisierung und volatile Einspeisung aus erneuerbaren Quellen – steht in enger Wechselwirkung mit der Netzentgeltsystematik.

Vor diesem Hintergrund steht die bayerische Industrie vor Herausforderungen: Steigende Netzentgelte können die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Bayern im internationalen Vergleich vermindern und führen schon heute zu Investitionszurückhaltung und Produktionsverlagerungen infolge hoher Strombeschaffungskosten [1]. So können die Netzentgelte bis zu 40 Prozent des gesamten Strombeschaffungspreises ausmachen [2]. Diesem Umstand wird in der aktuellen Regulatorik durch Zuschüsse, Befreiungen und Umlagen zur Entlastung industrieller Verbraucher Rechnung getragen.

Diese Studie beleuchtet die aktuellen Netzentgelte in Bayern und deren Entwicklung mit besonderem Fokus auf Industrienetzentgelte. Die Entwicklung der Netzentgelte, die Verbraucher in Bayern zahlen müssen, hängt von mehreren Einflussgrößen ab: von Betrieb und Ausbau der Stromnetze in Deutschland und Bayern, der Entwicklung der Strukturen von Stromerzeugung und -verbrauch sowie der regulatorisch festgelegten Berechnungssystematik. Veränderungen in der Erzeugungsstruktur, der regionalen Lastverteilung und der Spitzenlast führen unmittelbar zu Anpassungsbedarfen bei der Netzentgeltbildung. Dementsprechend werden hier auch potenzielle Reformansätze der Netzentgeltsystematik analysiert, die derzeit im Rahmen der Neugestaltung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) [3] diskutiert werden.

1.1 Elektrifizierung und Netzausbau als zentrale Komponenten der Netzentgeltberechnung

Die Transformation des Energiesystems erzeugt strukturelle Herausforderungen für die Finanzierung und Ausgestaltung der Stromnetze. Sowohl der notwendige Netzausbau als auch die zunehmende Elektrifizierung beeinflussen das Netzentgeltniveau, vergleichbar mit zwei Seiten einer Waage: Der Netzausbau erfordert erhebliche Investitionen und führt zu steigenden Kapital- und Betriebskosten auf Seiten der Netzbetreiber. Die Elektrifizierung hingegen erhöht die Zahl der Netznutzer und damit die Finanzierungsbasis, etwa durch den Anschluss neuer Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur oder elektrifizierter Industrieprozesse. Beide Entwicklungen sind kausal miteinander verknüpft. Die Elektrifizierung erfordert Netzausbau, dieser wiederum verursacht zusätzliche Kosten, die über die Netzentgelte refinanziert werden müssen.

Wenn Netzausbaukosten und Elektrifizierungsgrad im Gleichschritt steigen, kann sich das Gesamtniveau der Netzentgelte stabilisieren. Vereinfacht gesagt: Die neuen Verbraucher decken die durch ihren Anschluss verursachten Kosten. In der Praxis treten jedoch zeitliche und sektorale Asymmetrien auf. Die Verlagerung der Stromerzeugung von höheren auf niedrigere Netzebenen, insbesondere durch Photovoltaik und Wind, verändert die Flussrichtungen im Netz und damit die Lastverteilung. Diese strukturellen Verschiebungen können die Balance der Netzentgelte erheblich beeinflussen.

Zudem basieren die Netzplanungen der Betreiber auf der Erreichung der Klimaziele. Bleibt der Hochlauf der Elektrifizierung, beispielsweise im Verkehrs- oder Wärmesektor, hinter den Annahmen zurück, drohen Fehldimensionierungen und eine Unterauslastung der neu geschaffenen Netzinfrastruktur, was zu steigenden spezifischen Netzkosten führt. Entsprechend warnen Industrie und Energieversorger vor einem Anstieg des Netzentgeltlevels in den kommenden Jahren – eine Einschätzung, die auch die BNetzA teilt [4].

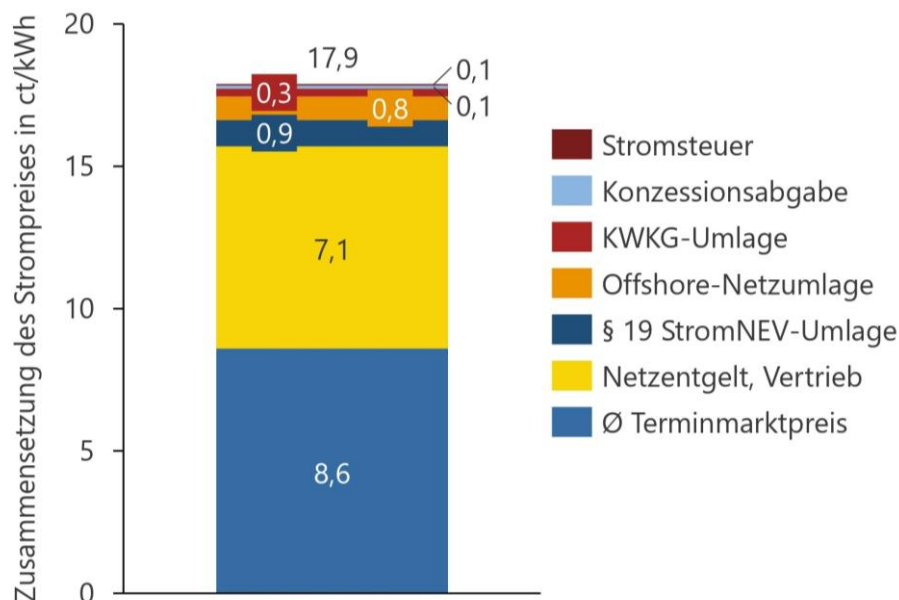
Die dargestellten Effekte beschreiben exemplarisch die Wechselwirkungen zwischen Elektrifizierung und Netzausbau und sind nicht als Handlungsempfehlung zu verstehen, Ausbauziele bei erneuerbaren Energien oder Netzen zu reduzieren. Ziel der Studie ist es vielmehr, die Sensitivität der Netzentgelte gegenüber unterschiedlichen Ausbaupfaden aufzuzeigen und damit eine fundierte Einordnung laufender Debatten zu ermöglichen. Beide Entwicklungen – Elektrifizierung und Netzausbau – bleiben zentrale Voraussetzungen für eine erfolgreiche Transformation und langfristig stabile Strompreise.

1.2 Umlagen und Zuschüsse beeinflussen das Netzentgeltniveau

Für die Bewertung der gesamten Strombeschaffungskosten sind neben den Netzentgelten auch die verschiedenen Umlagen und staatliche Zuschüsse relevant, die das endgültige Preisniveau spürbar beeinflussen können. Umlagen werden als Teil der Strombeschaffungskosten zwar separat von den Netzentgelten ausgewiesen, stehen aber in direktem Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik, da sie Kostenbestandteile des Netzbetriebs und Entlastungen einzelner Verbrauchergruppen ausgleichen. Beispielhaft zeigt Abbildung 1 die Zusammensetzung des Strompreises eines durchschnittlichen Industriekunden. So betrug im Jahr 2025 die Summe aus Netzentgelten, Vertrieb und Umlagen rund 9,3 ct/kWh, wovon rund ein Viertel auf Umlagen (z.B. Offshore, § 19 StromNEV, KWKG) entfiel. Damit zeigt sich, dass Umlagen in der Gesamtsystematik eine wichtige Rolle für die Kostentransparenz und Wettbewerbsfähigkeit spielen.

Abbildung 1

Zusammensetzung des Strompreises für Industriekunden in 2025, in ct/kWh



Quelle: Eigene Darstellung. Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie, Jahresverbrauch 160 MWh bis 20 GWh, mit reduzierter Stromsteuer. Daten nach [2], Terminpreise für kommendes Jahr nach EEX Lieferung BASE.

Die Bundesregierung kann über jährlich neu festgelegte Zuschüsse sowie das Design der Umlage nach § 19 StromNEV aktiv auf das Netzentgeltniveau einwirken und so temporäre Entlastungen schaffen. Wie in Kapitel 4.4 dargelegt, wird die Offshore-Netzumlage voraussichtlich deutlich steigen, von derzeit 0,81 ct/kWh (2025) auf knapp 3 ct/kWh in den 2030er-Jahren. Auch die Umlage nach § 19 StromNEV wird ohne Anpassungen der Netzentgeltsystematik zunehmen. Prognosen [5] gehen davon aus, dass der Anteil umlagefinanzierter Netzkosten bis 2045 auf bis zu 40 Prozent der Summe aus Netzentgelten und Umlagen anwachsen kann.

Neben Umlagen wirken auch direkte staatliche Zuschüsse auf das Netzentgeltniveau ein (Kapitel 3.4). Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass staatliche Zuschüsse (etwa zur Absenkung der Übertragungsnetzentgelte) erhebliche Größenordnungen erreichen: Im Jahr 2023 wurden 13 Mrd. Euro und im Jahr 2025 1,3 Mrd. Euro aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt [6][7]. Die Mittel waren entscheidend, um einen sprunghaften Anstieg der Übertragungsnetzentgelte zu verhindern und damit Strompreise für Industrie und Haushalte auf international wettbewerbsfähigem Niveau zu stabilisieren. Ein angekündigter Zuschuss in Höhe von 5,5 Mrd. Euro im Jahr 2024 wurde letztendlich nicht gezahlt, sodass sich die Netzentgelte im Übertragungsnetz im Vergleich zum antizipierten Niveau verdoppelten [8].

[Netzentgelte auf dem Prüfstand](#)

Für das Jahr 2026 ist bereits erneut ein Zuschuss aus Bundesmitteln vorgesehen, um den zu erwartenden Anstieg der Übertragungsnetzentgelte abzufedern. Die politische Diskussion zeigt zugleich, dass neben zeitlich befristeten Zuschüssen auch eine (teilweise) Finanzierung bestimmter Umlagen direkt aus dem Bundeshaushalt ein wirksames Mittel zur Entlastung der Verbraucher sein kann – analog zur Abschaffung der EEG-Umlage oder der künftig aus Haushaltsmitteln getragenen Gasspeicherumlage. Eine solche Vorgehensweise könnte dazu beitragen, die Kostenbasis langfristig zu stabilisieren und Preisspitzen im industriellen Strompreis zu vermeiden.

2 AgNes Reformvorschläge als Antwort auf strukturelle Herausforderungen

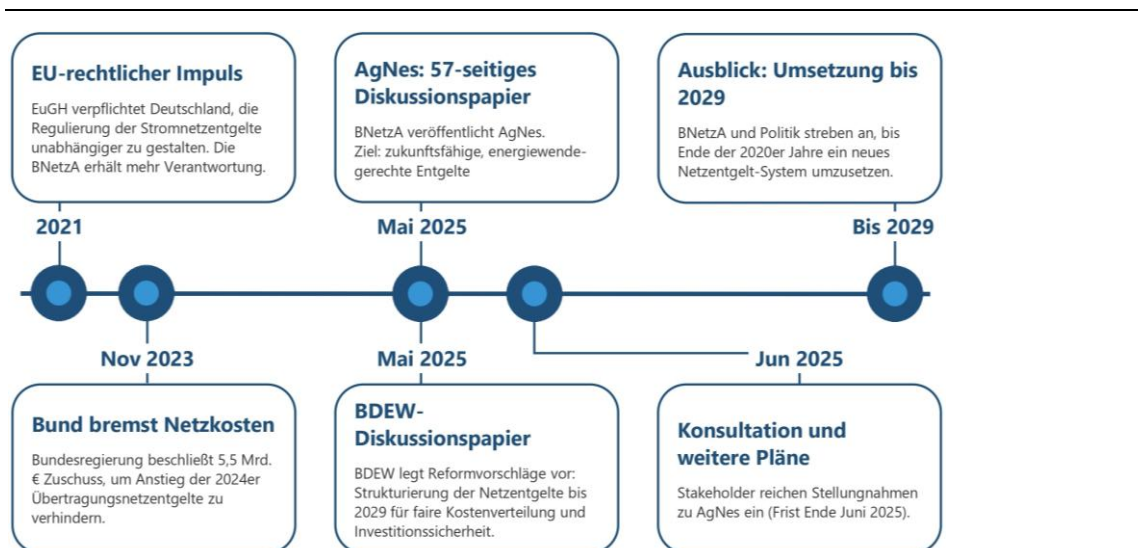
Im AgNes-Prozess werden unterschiedliche Reformvorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diskutiert

Die BNetzA hat mit dem Diskussionspapier „Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)“ [3] eine umfassende Reformdebatte angestoßen und damit den Grundstein für eine Neuausrichtung der Netzentgeltlogik gelegt. Ziel ist eine verursachungsgerechtere, technologieoffene und systemdienliche Kostenverteilung, die auf die geänderten Strukturen von Erzeugung und Verbrauch reagiert.

Abbildung 2 zeigt die zeitliche Entwicklung des Reformprozesses. 2021 verpflichtet ein EuGH-Urteil Deutschland zu Anpassungen bei der Regulierung der Stromnetzentgelte. 2025 startet die BNetzA mit AgNes die Neuausrichtung der Netzentgeltlogik; es folgen Stellungnahmen und Fachworkshops. Bis Ende 2028 ist die StromNEV zu ersetzen, spätestens ab 2029 gilt das neue System. Das Diskussionspapier der BNetzA bietet eine ergebnisoffene Übersicht möglicher Reformoptionen, beschreibt verschiedene Gestaltungsvarianten und benennt potenzielle Effizienz- und Steuerungswirkungen ebenso wie Umsetzungshemmnisse. In diesem Kapitel werden die relevantesten Reformvorschläge inhaltlich zusammengefasst und energiewirtschaftlich eingeordnet. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die betrachteten Reformvorschläge.

Abbildung 2

Historie des Netzentgeltreformprozesses in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 1

Reformvorschläge, basierend auf dem AgNes Positionspapier

Nr.	Vorschlag	Kurzbeschreibung
1	Dynamische Netzentgelte	Zeit- und ortsvariable Entgelte, die Netzknappheiten in Preissignale übersetzen; Kombination aus festen und variablen Komponenten möglich.
2	Einheitliche Verteilnetzentgelte	Bundesweiter Ausgleich der Netzentgelte auf Verteilnetzebene zur Reduktion regionaler Unterschiede.
3	Pauschaler Grundpreis	Fester, anschlussbezogener Entgeltbestandteil zur Abbildung strukturbedingter Kosten.
4	Kapazitätspreis statt Leistungspreis	Bepreisung der bestellten Anschlusskapazität anstelle der gemessenen Höchstleistung.
5	Bidirektionale Kostenwälzung	Kostenverteilung auf Basis tatsächlicher Lastflüsse zwischen Netzebenen.
6	Einführung Netzentgelte für Einspeiser	Einbeziehung von Erzeugern in die Netzkostenfinanzierung.
7	Baukostenzuschüsse für Erzeuger	Einmalige Anschlusskostenbeiträge bei Errichtung oder Erweiterung von Erzeugungsanlagen.
8	Privilegierte Integration von Speichern	Entgeltsystematik, die netzdienliches Verhalten von Speichern ermöglicht und Fehlanreize vermeidet.

Der erste Reformvorschlag betrifft die Einführung **dynamischer Netzentgelte**. Diese sollen Netzengpässe und Auslastungssituationen in zeit- und ortsabhängige Preissignale übersetzen. Dadurch können sie Anreize für netzdienliches Verbrauchsverhalten setzen und gleichzeitig als Steuerungsinstrument zur Lastverlagerung dienen. Mögliche Ausgestaltungen reichen von zeitvariabel-statischen Tarifen mit regional einheitlichen Preisstufen bis hin zu zeitvariabel-dynamischen Tarifen, die sich kurzfristig an der aktuellen Netzauslastung orientieren und durch einen fixen Grundpreis für strukturbedingte Kosten ergänzt werden.

Für eine praxistaugliche Umsetzung müssen Preiszonen sinnvoll abgegrenzt und die Interdependenzen zwischen Netzebenen berücksichtigt werden, da rein lokalisierte Preissignale sonst Fehlsteuerungen verursachen können. Zudem hängt die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte von der Digitalisierungs- und Messinfrastruktur (Smart Metering, Echtzeitdaten) ab, die aktuell noch nicht flächendeckend verfügbar ist.

Der zweite Reformvorschlag betrifft die **Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte** auf Bundesebene. Ziel ist ein bundesweiter Ausgleich unterschiedlicher regionaler Netzstrukturen, da Faktoren wie Netzalter, Topographie oder Versorgungsdichte außerhalb des Einflusses der Letztverbraucher liegen. Ein solcher Ausgleich könnte regionale Kostendifferenzen reduzieren und eine stärkere Standortneutralität der Strompreise schaffen. Die BNetzA weist jedoch selbst darauf hin, dass eine vollständige Vereinheitlichung Effizienzanreize für Netzbetreiber abschwächen und zu einem hohen administrativen Aufwand führen würde. Zudem würde eine zentrale Wälzung der Kosten über mehr als 850 Verteilnetzbetreiber komplexe Abrechnungs- und Kontrollmechanismen erfordern. Eine partielle

Harmonisierung oder ein Zonenkonzept mit regionalem Ausgleich könnte daher als pragmatischere Lösung gelten.

Der dritte Reformvorschlag sieht die Einführung eines **anschlussbezogenen Grundpreises** vor. Dieser würde als pauschaler Entgeltbestandteil neben Arbeits- und Leistungspreis die fixen, strukturbedingten Kosten des Netzanschlusskosten besser widerspiegeln. Für Netzebenen mit homogener Struktur könnten einheitliche Grundpreise angesetzt werden; individuelle Anschlussbewertungen gelten dagegen als administrativ nicht umsetzbar.

Eine Variation dieses Vorschlags ist die verstärkte Grundpreiskomponente für Prosumer, um eine angemessene Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzkosten sicherzustellen. Für industrielle Großverbraucher wäre die Wirkung begrenzt, für Haushalte und Prosumer hingegen potenziell deutlich spürbar.

Der vierte Reformvorschlag betrifft die Einführung eines **Kapazitätspreises** als Alternative zum Leistungspreis. Während sich der heutige Leistungspreis an der maximal abgenommenen Leistung orientiert, würde der Kapazitätspreis auf der vertraglich bestellten Anschlusskapazität basieren. Dies spiegelt den tatsächlichen Infrastrukturbedarf und die Netzdimensionierungskosten besser wider. Ein solches System ist im Gasfernleitungsnetz bereits Standard. Abnehmer würden ihre benötigte Kapazität im Voraus festlegen; eine Überschreitung könnte mit Pönalen oder höheren Entgelten belegt werden.

Vorteil wären eine höhere Planbarkeit und verursachungsgerechte Kostenzuordnung. Nachteile können in einer geringeren Flexibilität und potenziell höheren Risiken bei Fehleinschätzung des Kapazitätsbedarfs gesehen werden.

Der fünfte Reformvorschlag adressiert eine **bidirektionale Kostenwälzung** zwischen den Netzebenen. Das aktuelle System verteilt Kosten einseitig von der Höchstspannung bis zur Niederspannung, was der Realität zunehmend bidirektionaler Lastflüsse nicht mehr gerecht wird. Durch die Einspeisung aus dezentralen Anlagen kann Strom von unteren in höhere Netzebenen fließen, wodurch Verteilnetze auch als Transport- und Einspeisernetze fungieren.

Eine bidirektionale Wälzung würde die Kostenverteilung an den tatsächlichen physikalischen Flüssen ausrichten. Technisch und regulatorisch wäre dies jedoch hochkomplex und würde tief in die heutige Netzentgeltstruktur eingreifen, weshalb eine kurzfristige Umsetzung als unwahrscheinlich gilt.

Der sechste Reformvorschlag sieht die Einführung von **Netzentgelten für Einspeiser** vor. Hintergrund sind die steigenden Netzkosten auf niedrigen Spannungsebenen infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien. Durch eine Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten ließe sich die Finanzierungsbasis verbreitern und die Belastung der Verbraucher potenziell senken. Die Umsetzung könnte über Arbeitspreise, Leistungspreise, Kapazitätspreise oder Grundpreise erfolgen.

Zentrale Herausforderung ist die Abgrenzung zwischen netzdienlicher und netzbelastender Einspeisung sowie die Vermeidung von Investitionshemmnissen für Erneuerbare. Eine zu kleinteilige oder pauschale Anwendung könnte Fehlanreize setzen und das Investitionsklima beeinträchtigen.

Der siebte Reformvorschlag betrifft die Einführung von **Baukostenzuschüssen** (BKZ) für Erzeuger. Diese wären einmalige Anschlussbeiträge, die im Zuge der Errichtung oder Erweiterung von Einspeiseanlagen anfallen. Sie sollen Anreize für eine effiziente Nutzung von Netzanschlusskapazitäten setzen und die Anschlusskosten verursachergerecht zuordnen.

Vorteile sind Transparenz, Planbarkeit und geringe administrative Komplexität. Gleichzeitig könnten BKZ die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsprojekte mindern, insbesondere bei kleineren Anlagen. In Kombination mit Einspeiseentgelten könnte jedoch ein balanciertes Anreizsystem entstehen, das die Finanzierung des Netzausbaus stabilisiert.

Der achte Reformvorschlag betrifft die künftige **Integration von Batteriespeichern** in die Netzentgeltsystematik. Nach dem Auslaufen der derzeitigen Befreiungen ab 2029 soll ein neues Regime entwickelt werden, das die Bedeutung von Batteriespeichern als zentralem Bestandteil des zukünftigen Stromsystems widerspiegelt. Ziel ist es, die Vorteile ihres flexiblen Einsatzes an Strom- und Systemdienstleistungsmärkten zu erhalten und zugleich eine faire, kostenreflektierte Beteiligung an den Netzkosten sicherzustellen. Künftig soll vor allem das jeweilige Betriebsverhalten über die Netzentgelthöhe entscheiden. Ein mögliches Modell sieht vor, netzdienliche Betriebsweisen durch reduzierte Entgelte oder Befreiungen zu belohnen, während netzbelastende Betriebsweisen höhere Entgelte zahlen. Damit würden wirtschaftliche Anreize für eine systemstabilisierende Nutzung geschaffen. Vergleichbare Überlegungen gelten auch für Elektrolyseanlagen, deren Betriebssystematik der von Batteriespeichern ähnelt.

3 Faktoren für die Entwicklung der Netzentgelte in Bayern

Mögliche Entwicklungen der Netzentgelte in Bayern unter Berücksichtigung der zukünftigen Netzkosten und dem Hochlauf der Stromnachfragen

Die Methodik, mit der Netzentgelte berechnet werden, bildet das Zusammenspiel zwischen Netzbetrieb und -ausbau und dem Stromverbrauch auf verschiedenen Netzebenen ab. Sie basiert auf einem Energiesystem, in dem Strom ursprünglich in fossilen und nuklearen Großkraftwerken in der Höchstspannung (HöS) erzeugt und über die nachgelagerten Verteilnetze in die in der Fläche angesiedelten Verbrauchszentren verteilt wurde. Auch die Netzentgeltberechnung startet aus diesem Grund auf der Höchstspannungsebene. Die Kosten werden anschließend mittels Wälzung auf die nachgelagerten Netzebenen weiterverteilt.

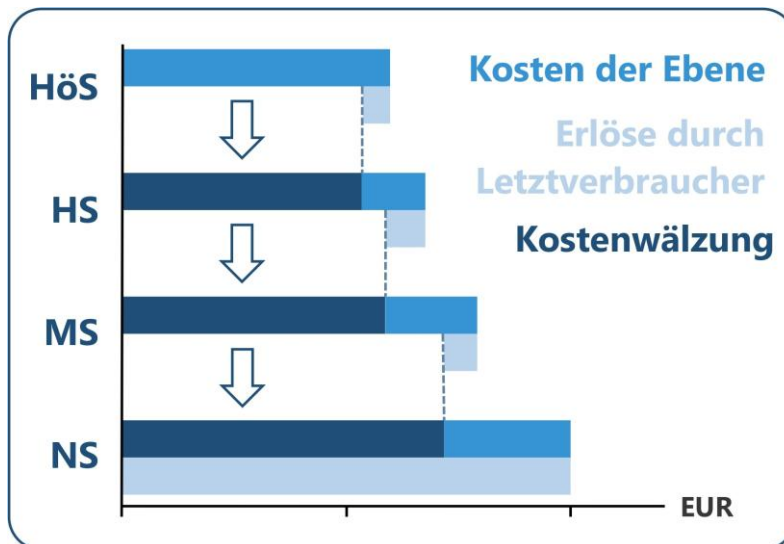
Seit der Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte in Deutschland im Jahr 2023 [9] gilt im gesamten Übertragungsnetz aller vier Übertragungsnetzbetreiber ein einheitliches Netzentgelt. Auf Verteilnetzebene wird hingegen je Netzbetreiber und Netzebene ein eigenes Netzentgelt berechnet.

3.1 Funktionsweise der Netzentgeltberechnung: Briefmarken und Wälzung zwischen Netzebenen

Konzeptionell basiert die Netzentgeltberechnung auf der Gegenüberstellung von Netzkosten und Jahreshöchstlasten, die in der jeweiligen Netzebene in einem spezifischen, als Briefmarke bezeichneten Kostenniveau mündet. Die Briefmarke berechnet sich je Ebene aus der Division der jährlichen Gesamtkosten der jeweiligen Netzebene durch die Jahreshöchstlast, ausgedrückt in Euro/kW, und stellt den zentralen Kostensatz einer Netzebene in einem Netzgebiet dar. Alle an diese Netzebene angeschlossenen Letztverbraucher werden über aus der Briefmarke abgeleitete Arbeits- und Leistungspreise bepreist. Nachgelagerte Netzebenen müssen dann für die Kosten der vorgelagerten Netzebene aufkommen, die nicht durch direkt angeschlossene Letztverbraucher gedeckt werden. Dieses Durchreichen der Kosten an nachgelagerte Netzebenen nennt sich Wälzung und ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt. Auf diese Weise werden von der Höchstspannung Teile der auf der Netzebene anfallenden Kosten bis in die Niederspannung weitergegeben, wo schließlich die vollen, gewälzten Kosten durch erhobene Netzentgelte gedeckt werden müssen.

Abbildung 3

Schematische Abbildung der Wälzung von Kosten über die Netzebenen



Quelle: Eigene Darstellung, angelehnt an [5]

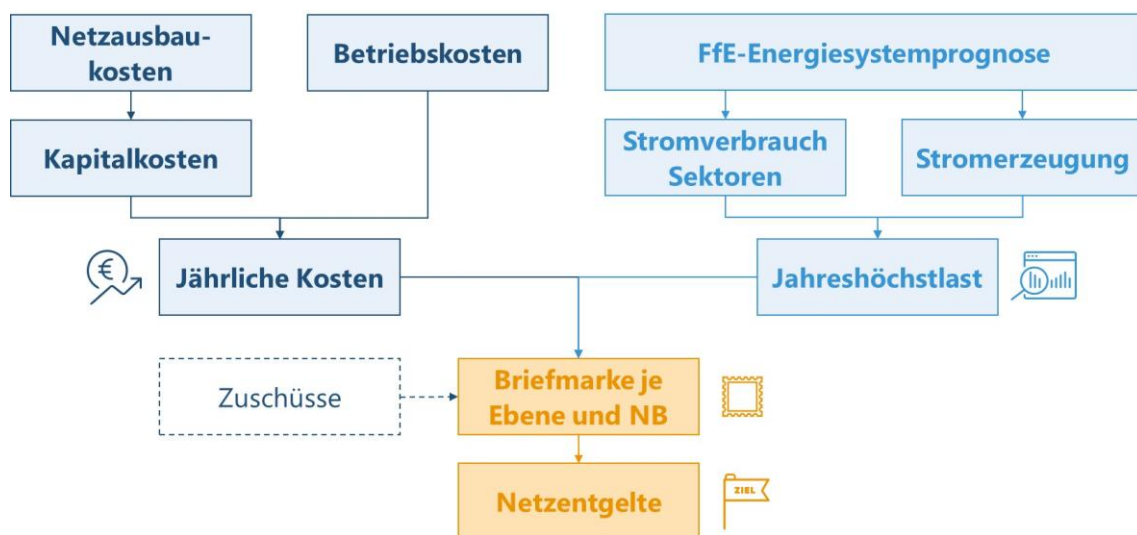
In dieser Studie stehen die netzebenenspezifischen Briefmarken an zentraler Stelle der Netzentgeltprognose, da sie, wie oben erwähnt, das je Netzebene einheitliche Kostenniveau repräsentieren. In der Realität werden Briefmarken für Spannungsebenen und Umspannebenen berechnet, wobei letztere aufgrund ihrer geringeren Relevanz häufig den Spannungsebenen zugeordnet werden. Auch in dieser Studie werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich die Spannungsebenen des Stromnetzes in die Berechnung einbezogen, wobei die jeweiligen Umspannebenen der nachgelagerten Spannungsebene zugerechnet werden. Die Briefmarke als das je Netzebene spezifische Kostenniveau wird hier je Spannungsebene aus der Gegenüberstellung der jährlichen Netzkosten (Kapital-, Betriebs- und sonstige laufende Kosten) mit der Jahreshöchstlast dieser Ebene berechnet. Die Gegenüberstellung mit der Lastspitze statt mit der Energiemenge hebt die Relevanz der dimensionierungsrelevanten Last in Bezug auf den notwendigen Netzausbau hervor, der durch einzelne Lastspitzen und nicht durch Durchschnittslasten ausgelöst wird.

Werden Netzentgelte in der Realität berechnet, können Netzbetreiber ihre spezifischen Kosten und Lastdaten gegenüberstellen und direkt die jeweilige Briefmarke in Euro/kW ermitteln. Zur Prognose zukünftiger Briefmarken müssen sowohl die Kosten als auch die Jahreshöchstlast je Netzebene und Netzgebiet abgeschätzt werden. Abbildung 4 zeigt eine schematische Übersicht über die in dieser Studie genutzte Methode zur Prognose der Netzentgelte sowie der relevanten Faktoren und deren Zusammenspiel. Aus den Netzausbaukosten werden mittels Annuitäten die Kapitalkosten abgeleitet. Zusammen mit den Betriebskosten ergeben sie die jährlichen Kosten je Netzebene. Auf Basis der FfE-Energiesystemmodellierung werden Stromverbrauch und Erzeugung projiziert und daraus die netzebenenspezifische Jahreshöchstlast bestimmt. Der Quotient aus jährlichen Kosten und

Jahreshöchstlast ergibt die jeweilige Briefmarke, wobei Zuschüsse kostensenkend wirken. Aus der Briefmarke werden anschließend mittlere Netzentgelte je Netzebene abgeleitet. Die beschriebene Methode bildet Ergebnisse je Netzebene ab und ermittelt somit Durchschnittswerte für alle Netzbetreiber dieser Netzebene. Aufgrund lokaler Besonderheiten und anderer Unterschiede zwischen den Netzbetreibern können die tatsächlichen Kosten, Jahreshöchstlasten, Briefmarken und Netzentgelte einzelner Netzbetreiber deutlich von den ermittelten Werten abweichen.

Abbildung 4

Methodik zur Prognose der Briefmarken und Netzentgelte basierend auf Netzkosten, Jahreshöchstlast, Zuschüssen und Umlagen



Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Kapitalkosten als wichtiger Baustein zur Berechnung der Netzentgelte

Die jährlichen Netzkosten einer Netzebene eines Netzbetreibers setzen sich aus Kapitalkosten, Betriebskosten und sonstigen laufenden Kosten zusammen. Kapitalkosten beinhalten dabei die Kosten für die bestehenden, noch abzubezahlenden Betriebsmittel sowie die Kapitalkosten getätigter Investitionen. Betriebskosten sind die Kosten für den technischen Betrieb des Stromnetzes, vornehmlich die Wartung und Instandhaltung der existierenden Betriebsmittel. Sonstige laufende Kosten beinhalten die Kosten für Systemdienstleistungen (darunter Engpassmanagement, Verlustenergie, Regelenenergie/-reserve, Redispatch) sowie weitere Kosten wie Gebäudekosten und Konzessionsabgaben.

Zur Prognose der zukünftigen Kapitalkosten der bayerischen Netzbetreiber müssen einerseits kommende Investments in den Netzausbau und andererseits die laufenden Kapitalkosten berücksichtigt werden. Die laufenden Kapitalkosten sind die Kosten für die

bestehenden, noch abzubezahlenden Betriebsmittel, die mittels Eigen- und Fremdkapital finanziert werden und dadurch laufende Kosten verursachen. Bei gleichbleibender Dimensionierung des Stromnetzes und gleichbleibenden finanzwirtschaftlichen Bedingungen wie Zinssätzen wird davon ausgegangen, dass die laufenden Kapitalkosten zur Sicherung der Versorgungsaufgabe langfristig näherungsweise stabil bleiben. Zwar laufen die Zahlungsverpflichtungen früherer Investments nach und nach aus, sodass diese die Gesamtmenge des Kapitalkostenstocks verringern würden. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass Investments in Betriebsmittel üblicherweise über mehrere Jahrzehnte abgeschrieben werden, sodass das jeweilige Betriebsmittel bei vollständiger Abschreibung das Ende seiner Lebenszeit erreicht hat und deshalb durch ein gleichwertiges Betriebsmittel ersetzt werden muss. Die Investition in solche Modernisierungsmaßnahmen erzeugt erneut Kapitalkosten, sodass das Gesamtniveau an Kapitalkosten bei gleichbleibender Netzdimensionierung tendenziell konstant bleibt.

Die hier getroffenen Annahmen vereinfachen die Realität notwendigerweise. Verschiedene Abweichungen von der Realität können sich auf das Niveau der prognostizierten Netzentgelte auswirken. Wenn die technische Lebensdauer der Betriebsmittel in der Realität durchschnittlich länger als die Abschreibungsdauer ist, verringert sich der Grundstock laufender Kapitalkosten bei gleichbleibenden Bedingungen, da Betriebsmittel zeitweise ohne anfallende Kapitalkosten genutzt werden könnten. Kürzere technische Lebensdauern, beispielsweise durch Schaden oder frühzeitigen Modernisierungsbedarf, erhöhen den Kapitalkostengrundstock. Ein weiterer Einflussfaktor sind die inflationsbereinigten Realkosten für Investitionen in Betriebsmittel. Sinken die Realkosten mit den Jahren (z.B. durch Effizienzgewinne), werden Modernisierungs- und Ersatzinvestitionen verhältnismäßig günstiger und der Kapitalkostengrundstock nimmt ab. Steigen die Realkosten hingegen, steigt auch der Kapitalkostengrundstock an.

Der Netzausbau und die damit einhergehende Vergrößerung des Betriebsmittelportfolios führen durch die Vergrößerung des Kapitalkostengrundstocks zu steigenden jährlichen Kapitalkosten. In dieser Studie werden die zukünftigen Investments in den Netzausbau für das Übertragungsnetz über den Netzentwicklungsplan (NEP) [10] und für das bayerische Verteilnetz über die Netzausbaupläne (NAPs) [11] der jeweiligen Verteilnetzbetreiber ermittelt. Die neueste Version des Netzentwicklungsplans, die konkrete Kosten für den Netzausbau angibt, ist der zweite Entwurf des NEP 2037/2045 (2023), der in dieser Form bestätigt wurde. Die genannten Quellen geben die Netzausbaukosten lediglich für einzelne Stützjahre an (2037 und 2045 im NEP sowie 2028, 2033 und 2045 in den NAPs), sodass die Netzausbaukosten für die Zwischenjahre linear interpoliert wurden, um die jährlich notwendigen Netzausbaukosten zu berechnen. Da der Realisationspfad des Ausbaus zeitlich schwanken kann (Bau-/Genehmigungsrhythmen), können jährliche Briefmarken von den hier modellierten Glättungen abweichen. Tabellen 2 und 3 zeigen die zugrunde liegenden Netzausbaukosten aus NEP und NAPs.

Tabelle 2

Investitionsvolumen für das Übertragungsnetz nach Netzentwicklungsplan Szenario B [10]

Zubaunetz HÖS DE	Bis 2037	2037 bis 2045	Summe
Offshore	103,5 Mrd. Euro	41,6 Mrd. Euro	145,1 Mrd. Euro
Onshore	106,1 Mrd. Euro	0,1 Mrd. Euro	106,2 Mrd. Euro
Summe	209,6 Mrd. Euro	41,7 Mrd. Euro	251,3 Mrd. Euro

Tabelle 3

Investitionsvolumen für das bayerische Verteilnetz nach Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber [11]

Zubaunetz BY	Bis 2028	2028 bis 2033	2033 bis 2045	Summe
Hochspannung (NE 3) + NE 2	5,4 Mrd. Euro	5,5 Mrd. Euro	3,4 Mrd. Euro	14,2 Mrd. Euro
Mittelspannung (NE 5) + NE 4	5,5 Mrd. Euro	5,3 Mrd. Euro	4,1 Mrd. Euro	14,8 Mrd. Euro
Niederspannung (NE 7)+ NE 6	3,9 Mrd. Euro	9,4 Mrd. Euro	9,2 Mrd. Euro	22,6 Mrd. Euro
Summe	14,8 Mrd. Euro	20,1 Mrd. Euro	16,6 Mrd. Euro	51,5 Mrd. Euro

Aus den Netzausbaukosten jedes Jahres können mittels Annuitätenmethode die daraus resultierenden zusätzlichen Kapitalkosten berechnet werden. Es werden gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC) von 5,5 Prozent [12][13] und eine durchschnittliche Abschreibungsdauer von 35 Jahren angenommen. Diese zusätzlichen Kapitalkosten werden je Netzebene und Netzbetreiber zum oben beschriebenen Grundstock laufender Kapitalkosten hinzugerechnet. Da Daten zur Höhe laufender Kapitalkosten der Netzbetreiber nicht öffentlich zugänglich sind, wurden diese aus aktuellen Studien übernommen [5]. Der Startpunkt jährlicher laufender Kapitalkosten für das deutschlandweite Übertragungsnetz liegt bei 6,3 Mrd. Euro und der für das bayerische Verteilnetz bei 1,3 Mrd. Euro. Die Kapitalkosten des gesamten bayerischen Verteilnetzes wurden anteilig auf die Netzebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung, jeweils mit den dazugehörigen Umspannebenen, verteilt. Die Verteilung beträgt 55 Prozent Niederspannung, 30 Prozent Mittelspannung und 15 Prozent Hochspannung und orientiert sich an existierenden Studien sowie Angaben der Netzbetreiber. Die Agora-Studie [5] gibt die Verteilung der Kosten auf die Netzebenen für Deutschland an. Unter Zuhilfenahme öffentlich verfügbarer Daten wurden die Werte leicht modifiziert auf Bayern angewendet.

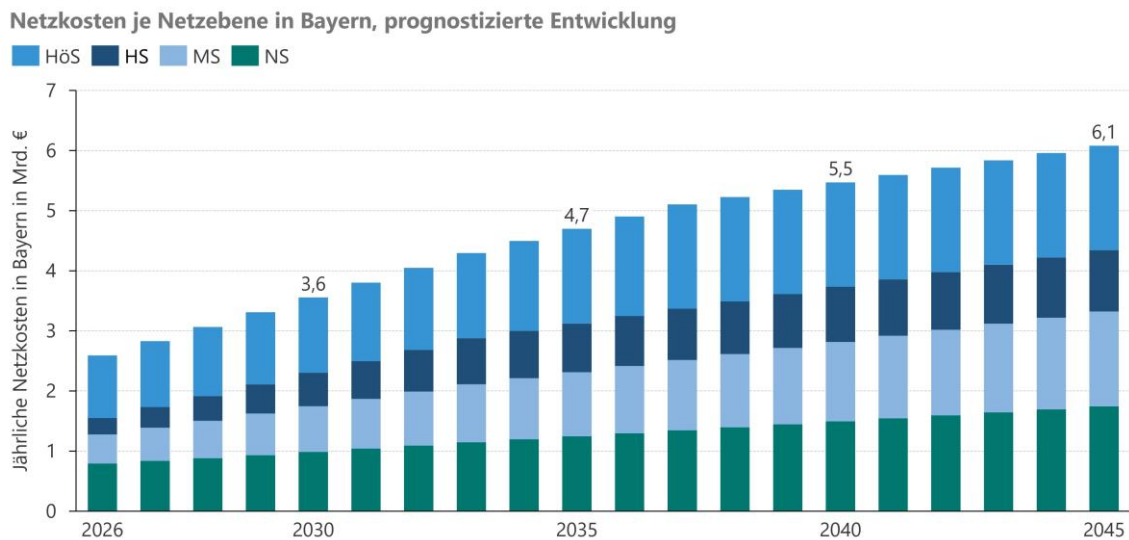
3.3 Weitere Kostenkomponenten

Die laufenden Kosten (inklusive Betriebskosten) enthalten unterschiedliche Kostenpositionen, die von vielen Faktoren beeinflusst werden. Für diese Studie werden die folgenden Vereinfachungen und Abschätzungen getroffen, um die Entwicklung des Netzentgeltniveaus zu berechnen: Analog zu existierenden Studien [2] werden die Betriebskosten an die Kapitalkosten gekoppelt. Zum Beginn der Prognose im Jahr 2026 wird dabei ein Verhältnis Kapitalkosten zu laufenden Kosten von 1:1 angenommen, sodass die laufenden Kosten für das deutschlandweite Übertragungsnetz wie die Kapitalkosten bei 6,3 Mrd. Euro und für das bayerische Verteilnetz bei 1,3 Mrd. Euro liegen. In aktuellen Studien wird davon ausgegangen, dass mit fortschreitendem Netzausbau und Transformation des Energiesystems die laufenden Kosten relativ zu den Kapitalkosten sinken werden. Dies basiert auf den Annahmen, dass bei den Betriebskosten Effizienzgewinne zu verzeichnen sind und dass die Bedarfe wie Engpassmanagement, Redispatch und Regelleistung nicht in gleichem Maße wie die Kapitalkosten ansteigen werden. Um diese perspektivische Entwicklung abzubilden, wurden die Betriebskosten in Abhängigkeit der Kapitalkosten mit einem Faktor skaliert, der im Jahr 2026 bei 1,0 startet und bis 2045 auf 0,7 abnimmt.

Aufgrund der Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte muss die Briefmarke des Übertragungsnetzes aus Kosten und Jahreshöchstlast für ganz Deutschland berechnet werden. Um den Anteil der Kosten zu bestimmen, der auf die nachgelagerten Netzebenen in Bayern gewälzt wird, wird der Anteil Bayerns an der Jahreshöchstlast Deutschlands berechnet. Dieser beträgt 17,5 Prozent und bestimmt den Anteil der deutschlandweiten Übertragungsnetzkosten, der auf die bayerische Hochspannungsebene gewälzt wird. Abbildung 5 zeigt die der Netzentgeltberechnung zugrunde liegende Entwicklung der jährlichen Netzkosten je Netzebene. Die Gesamtkosten über alle Netzebenen steigen ab dem Jahr 2026 bis zum Jahr 2027 zunächst um rund 9 Prozent und flachen danach kontinuierlich auf etwa 2 Prozent pro Jahr ab dem Jahr 2038 ab. Während Niederspannung und Höchstspannung mit 0–5 Prozent pro Jahr zulegen, erreichen Hochspannung bzw. Mittelspannung Maximalraten von ca. 25 Prozent bzw. 15 Prozent (in den Ausbauphasen). Mit zunehmendem Kostengrundstock nimmt der relative Zuwachs auf allen Ebenen ab.

Abbildung 5

Prognostizierte Entwicklung der Netzkosten je Netzebene in Bayern



Quelle: Eigene Darstellung

3.4 Zuschüsse können die umzulegenden Netzkosten senken

Ein weiterer Einflussfaktor auf die in die Berechnung der Briefmarken einfließenden Netzkosten sind Bundeszuschüsse zu den Netzkosten. In den Jahren 2021 und 2022 wurden erstmals im Rahmen der Energiepreisbremsen Bundesmittel zur Senkung der Übertragungsnetzentgelte bereitgestellt. Im Jahr 2023 wurde ein bundesweiter Zuschuss zum Übertragungsnetz von 13 Mrd. Euro aus dem Bundeshaushalt bewilligt, um einen starken Anstieg der Übertragungsnetzentgelte durch steigende Netzausbaukosten zu verhindern. Für das Jahr 2024 war erneut ein Zuschuss in Höhe von 5,5 Mrd. Euro vorgesehen, der jedoch letztlich nicht ausgezahlt wurde. In der Folge verdoppelten sich die Übertragungsnetzentgelte gegenüber dem ursprünglich erwarteten Niveau, was die Bedeutung stabiler Haushaltsmittel unterstreicht [8].

Gleichartige Zuschüsse wurden auch im Jahr 2025 (1,3 Mrd. Euro) [7] bereitgestellt sowie für das Jahr 2026 angekündigt (6,5 Mrd. Euro) [14]. Durch den Zuschuss im Jahr 2026 könnten Netzentgelte für Verbraucher zwischen 17 und 27 Prozent sinken [15], abhängig von den Verbrauchsprofilen der jeweiligen Abnehmer und mit deutlichen Unterschieden zwischen den Netzbetreibern. Diese Zuschüsse reduzieren direkt die in die Briefmarken eingehenden Kosten und dämpfen so das Netzentgeltelniveau. Für Unternehmen bedeuten sie temporäre Entlastungen, schaffen aber keine Planungssicherheit, da Umfang und Fortführung politisch determiniert und kurzfristig disponiert sind. Entsprechend werden für die Zeit nach 2026 keine Zuschüsse in dieser Studie angenommen. Weitere zukünftige Zuschüsse würden das prognostizierte Niveau entsprechend senken.

3.5 Kapitalkosten werden über die Jahreshöchstlast zwischen den Netzebenen verteilt

Die Briefmarke einer Netzebene ist, wie zuvor beschrieben, das Ergebnis der Division von Netzkosten und Jahreshöchstlast. Die Jahreshöchstlast beschreibt dabei die an einer Netzebene anliegende Last zum Zeitpunkt des Jahres mit der höchsten Last. Im historischen Netzentgeltsystem fiel diese Höchstlast über alle Netzebenen verteilt an, wurde durch Großkraftwerke auf der Höchstspannungsebene gedeckt und über das Netzentgeltsystem folgerichtig über die Briefmarke repräsentiert. Mit dem Anstieg dezentraler Einspeisung verändert sich die Lastflussrichtung häufiger. Durch Stromerzeugung von beispielsweise kleinen PV-Anlagen und Großbatteriespeichern in der Mittelspannung wird Strom in der Mittelspannung erzeugt und an Abnehmer in der Mittelspannung und Niederspannung verteilt, oft ohne die höhergelagerten Netzebenen Hochspannung und Höchstspannung zu beanspruchen. Dies führt dazu, dass ein sinkender Anteil der Jahresarbeit über die höheren Spannungsebenen fließt und die Finanzierungsbasis (arbeitspreisbasierte Erlöse) für diese Ebenen sinkt. Da die Netzkosten über die aus den Briefmarken abgeleiteten Arbeits- und Leistungspreise final auf die Arbeit der Endverbraucher einer Netzebene umgelegt werden, verkleinert sich die Finanzierungsbasis. Diese Restrukturierung des Energiesystems durch dezentrale Erzeugung führt allerdings nicht gleichzeitig zu einer sinkenden Jahreshöchstlast und dem dadurch bedingten Netzausbau, da die Lastspitzen meist in Zeiten auftreten, die durch geringe EE-Einspeisung gekennzeichnet sind (kalte, dunkle Winterperioden). Konsequenz ist, dass die Jahreshöchstlasten durch die Elektrifizierung in allen Netzebenen steigen, während die höheren Ebenen relativ weniger zusätzliche arbeitspreisrelevante Nachfrage sehen. Dies erzeugt zusätzlichen Finanzierungsdruck auf die höheren Netzebenen und führt perspektivisch zu steigenden Netzentgelten.

Eine spezielle Ausprägung dieses Mechanismus ist der Prosumer-Effekt. Er beschreibt den Einfluss von Aufdach-PV-Anlagen auf die Netzentgelte der Niederspannungsebene. Immer mehr Haushalte erzeugen einen Teil ihres Stroms selbst und beziehen dadurch weniger Energie aus dem Netz. Das verringert die Netzentgelteinnahmen der Verteilnetzbetreiber, obwohl der Netzausbaubedarf unverändert bleibt. Denn auch prosumierende Haushalte benötigen in Zeiten ohne eigene Stromproduktion dieselbe Anschlussleistung.

Für Netzbetreiber und Industrie entsteht dadurch ein Ungleichgewicht: Die Kostenbasis bleibt gleich, während die Zahl der zahlenden Verbraucher sinkt. Dieses Problem greift der AgNes-Reformprozess auf – etwa mit den Vorschlägen zur Einführung von Einspeiseentgelten oder einer stärkeren Grundpreiskomponente für Prosumer, um die Kostenverteilung gerechter zu gestalten.

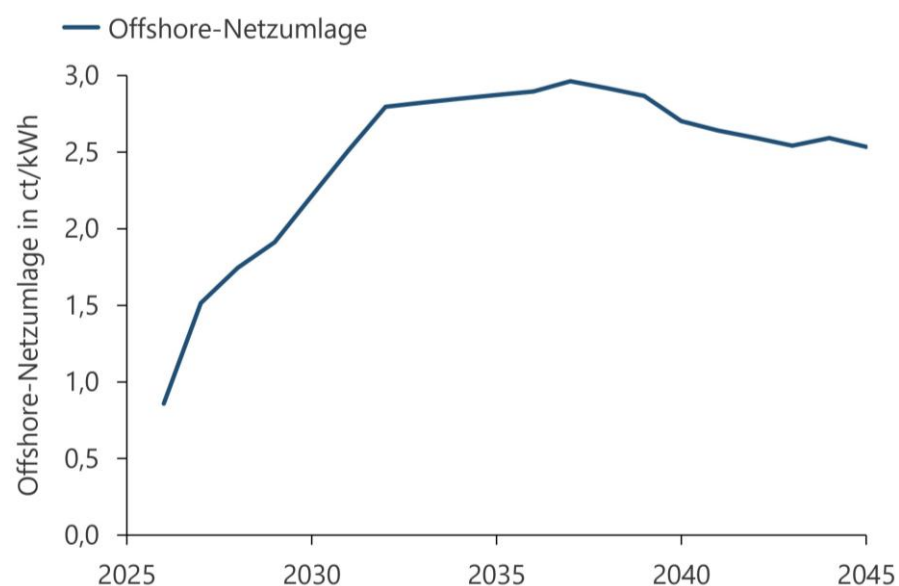
3.6 Der steigende Einfluss der Offshore-Umlage und § 19 StromNEV

Eine weitere zu beachtende Komponente sind Umlagen und Befreiungen. Neben den vergleichsweise kleinen Kostenbestandteilen „Konzessionsabgabe“ und „KWK-Aufschläge“ sind vor allem die Offshore-Netzumlage [16] sowie Befreiungen bzw. individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV [17] relevant.

Die Offshore-Umlage ergibt sich aus den Kosten des Netzausbaus für den Anschluss von Offshore-Windanlagen, die direkt auf die Verbraucher über den Energieverbrauch gewälzt werden. Für die jährliche Berechnung der Offshore-Netzumlage werden die im jeweiligen Jahr fälligen Investitionskosten auf den gesamten Energieverbrauch der nicht umlagebefreiten Letztverbraucher umgelegt, sodass sich deren Netzentgelt um einen Festbetrag je kWh erhöht. Im Jahr 2025 betrug die Offshore-Netzumlage 0,816 ct/kWh, bei Netzausbaukosten von ca. 2,9 Mrd. Euro [18]. Der NEP gibt ein Investitionsvolumen von 145,1 Mrd. Euro bis 2045 an, was ca. 6,6 Mrd. Euro jährlich entspricht. Perspektivisch werden deshalb die Offshore-Netzausbaukosten je Verbraucher steigen, da der verhältnismäßig kleinere Zuwachs des Energieverbrauchs nicht die steigenden Netzausbaukosten ausgleichen kann. Zeitliche Bauprofile, Verzögerungen und mögliche Zuschüsse können das auf Verbraucher umgelegte Kostenniveau jedoch dämpfen. Gleichzeitig erzeugt der Ausbau der Offshore-Netze – analog zum Onshore-Netz – steigende laufende Kapitalkosten, die die umzulegende Kostenbasis erhöht. Eine realistische zeitliche Verteilung weicht von einer linearen Annahme ab; Abbildung 6 zeigt eine auf Ausbauzielen und aktuellen Trends basierende mögliche Entwicklung. Durch steigende Kosten für den Offshore-Netzausbau nimmt die Offshore-Netzumlage bis 2033 um ca. 200 Prozent zu, um sich dann auf einem Niveau zwischen 2,5 und 3 ct/kWh zu stabilisieren. Ab 2038 setzt eine leichte Reduktion der Umlage ein, da die sinkende Notwendigkeit zusätzlichen Offshore-Netzausbaus einer weiter wachsenden Finanzierungsbasis durch arbeitsbasierte Erlöse gegenübersteht.

Abbildung 6

Prognostizierte Entwicklung der Offshore-Netzumlage für nicht-befreite Verbraucher in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

Relevant für das Netzentgeltniveau einzelner Verbraucher sind ferner Befreiungen und individuelle Netzentgelten nach § 19 StromNEV [17]. Die Befreiungen sind vielseitig und beinhalten beispielsweise die atypische Netznutzung in Zeiten niedriger Netzlast. Industrielle Verbraucher können Befreiungen und individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV abhängig von ihrem Verbrauchsprofil und ihrer Stromkostenintensität erhalten und genießen dadurch ein niedrigeres Netzentgelt. So beträgt nach § 19 Abs. 2 StromNEV das individuelle Netzentgelt 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungszahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr. Die Befreiungsvolumina werden dann über eine Umlage auf anderen Verbraucher verteilt. Das Volumen der umgelegten Kosten ist stark von der Struktur der im Netzgebiet und auf der Netzebene angeschlossenen Industrie abhängig und lässt sich aufgrund der daraus resultierenden Komplexität im Rahmen dieser Studie nicht zuverlässig prognostizieren.

Existierende Studien gehen jedoch sowohl von einem steigenden absoluten Umlagevolumen als auch von steigenden resultierenden Umlagekosten für einzelne Verbraucher aus [5]. Die nicht explizite Modellierung der Umlage nach § 19 StromNEV wirkt sich nur in geringem Maße auf die in dieser Studie prognostizierten Netzentgelte aus. Da die Umlage durch ihren Industriefokus vor allem in den höheren Netzebenen anfällt, erhöht sich in der Netzentgeltprognose das Kostenniveau auf höheren Netzebenen und führt zu leicht höheren Briefmarken; niedrige Ebenen tragen über die Wälzung die Gesamtheit der Zusatzkosten. Die Auswirkung dieser methodischen Vereinfachung hängt von der künftigen regulatorischen Ausgestaltung ab (Fokus auf Umlagen vs. Zuschüsse).

3.7 Zwei Szenarien zeigen mögliche Entwicklungen der Jahreshöchstlast auf

In dieser Studie wird die Jahreshöchstlast der verschiedenen Netzebenen über Szenarien mit Hilfe der FfE-Energiesystemmodellierung prognostiziert. Diese Szenarien simulieren die gesamte Entwicklung des Energiesystems über alle Sektoren und Energieträger und resultieren unter anderem in stündlichen Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen für Deutschland und Bayern jeweils für die Stützjahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045. Die Verbrauchszeitreihen beinhalten den Stromverbrauch der Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Die Erzeugungszeitreihen beinhalten PV, Wind und weitere Erzeugungstechnologien. Zwischen den Stützjahren wird linear interpoliert. Die einzelnen Verbrauchergruppen der Sektoren werden anteilig den Netzebenen zugeordnet und ergeben durch anteilige Addition der Lastgänge die Gesamtlastgänge der einzelnen Netzebenen. Der Einfluss von Erzeugung auf den unteren Netzebenen wird wie oben beschrieben bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast durch Berechnung der Residuallast berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz werden deutschlandweite Zeitreihen verschnitten und die Lastspitze im Übertragungsnetz ermittelt.

Die Szenarienanalyse ermöglicht es, die Bandbreite realistischer Entwicklungspfade und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte abzubilden. Ziel ist nicht die Bewertung einzelner Ausbaupfade, sondern die Einordnung der Wechselwirkungen zwischen Elektrifizierung, Netzausbau und Kostenentwicklung. Auf diese Weise lässt sich abschätzen, wie sich

unterschiedliche Rahmenbedingungen, etwa ein schnellerer Hochlauf der Elektrifizierung oder ein verlangsamer Netzausbau, auf die Höhe der Jahreshöchstlasten und damit auf das künftige Entgeltniveau auswirken können. Die Szenarien dienen damit als analytisches Werkzeug, um Sensitivitäten sichtbar zu machen und politische Debatten faktenbasiert zu strukturieren.

Um diese Effekte zu veranschaulichen, werden zwei FfE-Szenarien als Datenbasis verwendet, deren Ergebnisse im weiteren Verlauf ausgewertet werden: Das „**Szenario mit ausgewogenem Technologiemix**“ und das „**Business-as-usual-Szenario**“ der Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral [20] (Details in Kapitel 4).

Auf Basis der prognostizierten Netzkosten und Jahreshöchstlasten je Netzebene werden dann die zukünftigen Briefmarken für das Übertragungsnetz sowie für die bayerischen Verteilnetzebenen berechnet. Die jährliche Änderung der Briefmarken repräsentiert somit die Entwicklung der Netzkosten im Verhältnis zur Jahreshöchstlast. Das heutige Netzentgeltniveau (2025) wird als Ausgangspunkt fortgeschrieben, woraus sich für die einzelnen Netzebenen die Entwicklung der Netzentgelte ableiten lässt.

3.8 Aus den Briefmarken können die mittleren Netzentgelte berechnet werden

Nach Berechnung der Briefmarken je Netzebene sowie der Berücksichtigung von Zuschüssen und Umlagen kann der jeweilige Netzbetreiber Arbeitspreis (AP) und Leistungspreis (LP) für angeschlossene Verbraucher sowie Grundpreise (GP) für Abnehmer mit Standardlastprofil berechnen. Dazu wird die Benutzungsdauer je Abnehmer aus dem Verhältnis von Arbeit zu Leistung berechnet und die sogenannte Gleichzeitigkeitsfunktion parametrisiert, die jedem Endverbraucher abhängig von der Benutzungsdauer einen Gleichzeitigkeitsfaktor zuweist. Daraus ergeben sich der Höchstlastbeitrag und das Netzentgeltniveau jedes Endverbrauchers in einer Netzebene eines Netzgebiets. Generell gilt:

$$AP \cdot 8.760 \text{ h} + LP \triangleq \text{Briefmarke der jeweiligen Ebene (unter Beachtung der verwendeten Einheiten, z.B. ct/kWh und Euro/kW}\cdot\text{a)}.$$

Aufgrund der Vielzahl an Verteilnetzbetreibern und der beschränkten öffentlichen Zugänglichkeit der notwendigen Daten können die Gleichzeitigkeitsfunktionen der bayerischen Netzbetreiber nicht nachgebildet werden. Stattdessen werden in dieser Studie mittlere Netzentgelte für Typkunden ermittelt, um die Entwicklung des Netzentgeltlevels anschaulich als Netzentgelte in ct/kWh darstellen zu können. Tabelle 4 zeigt die zu betrachtenden Typkunden mit ihren jeweiligen Kennwerten Jahresverbrauch, Höchstleistung und zugeordnete Netzebene.

GHD und Gewerbe in der Niederspannung sind typischerweise Bäckereien, Restaurants oder Einzelhandelsgeschäfte, in der Mittelspannung zum Beispiel kleinere Produktionsbetriebe, größere Hotels oder Bürogebäude. Zu Industrie (klein) können metall- oder kunststoffverarbeitende Betriebe und kleine Maschinenbauer zählen, zu Industrie

(stromkostenintensiv) Gießereien, Papierfabriken oder Chemiebetriebe. Industrieunternehmen mit hoher Leistungsabnahme in der Hochspannung können Stahlwerke, große Chemieunternehmen oder große Automobilwerke sein und sind unter dem Typkunden Industrie (Groß) aufgeführt. Zuletzt fallen unter die Kategorie Industrie (Intensive Nutzung) die energieintensivsten Industrien wie Stahlwerke, Zementwerke und energieintensive Grundstoffindustrie.

Tabelle 4

Übersicht über beispielhafte Typkunden bayerischer Verbraucher und deren Eigenschaften

Typkunde	Netzebene	Mögliche § 19 StromNEV Befreiungen	Jahresverbrauch in MWh	Höchstleistung	Volllaststunden-Anteil	Mittleres Netzentgelt
Private Haushalte	NS	Keine	3,5	8 kW	5 %	9,78 ct/kWh
GHD und Gewerbe	NS	Atyp. Netznutzung	150	50 kW	34 %	7,48 ct/kWh
GHD und Gewerbe	MS	Atyp. Netznutzung	150	50 kW	34 %	6,51 ct/kWh
Industrie (Klein)	MS	Atyp. Netznutzung	5.000	1.000 kW	57 %	4,18 ct/kWh
Industrie (stromkostenintensiv)	HS	Stromkostenintensiver Betrieb	5.000	1.000 kW	57 %	3,90 ct/kWh
Industrie (Groß)	HS	Atypische Netznutzung	20.000	5.000 kW	46 %	4,74 ct/kWh
Industrie (Intensive Nutzung)	HS	Intensive Nutzung, Offshore-Umlage-Befreiung	40.000	5.000 kW	91 %	2,63 ct/kWh

Die Definition der Typkunden basiert auf verschiedenen Annahmen. Für Haushaltskunden wird häufig ein Jahresverbrauch von 3.500 kWh angenommen [21], für Industriekunden existieren unterschiedliche Definitionen von Jahresverbrauch und Höchstleistung. Neben nach Standardlastprofil und somit mittels GP und AP bepreisten privaten Haushalten konzentriert sich diese Studie bei der Berechnung der Netzentgelte auf den unter Industrieunternehmen vorherrschenden Fall mit mehr als 2.500 jährlichen Volllaststunden. Die Typkunden der Sektoren GHD und Industrie wurden deshalb so mit ihren jeweiligen Jahresverbräuchen und Höchstleistungen definiert, dass mindestens 2.500 jährliche Volllaststunden erreicht werden, unterschiedliche Verbrauchsprofile zum Vergleich entstehen und Befreiungen nach § 19 StromNEV angewendet werden können. Auf diese Weise wird eine große Bandbreite möglicher Kundentypen abgebildet.

Durch Umrechnung von GP bzw. LP auf den Jahresverbrauch kann je Typkunde ein mittleres Netzentgelt berechnet werden. Dieses mittlere Netzentgelt wird daraufhin mit der prognostizierten Entwicklung der Briefmarke je Netzebene skaliert, sodass die Entwicklung des jeweiligen mittleren Netzentgelts je Typkunde das Ergebnis der Netzentgeltentwicklung darstellt. Die Ergebnisse und Sensitivitäten werden im folgenden Kapitel detailliert dargestellt.

4 Ergebnisse der Netzentgeltprognose

Briefmarken und Netzentgelte im Technologiemix- und Business-as-usual-Szenario

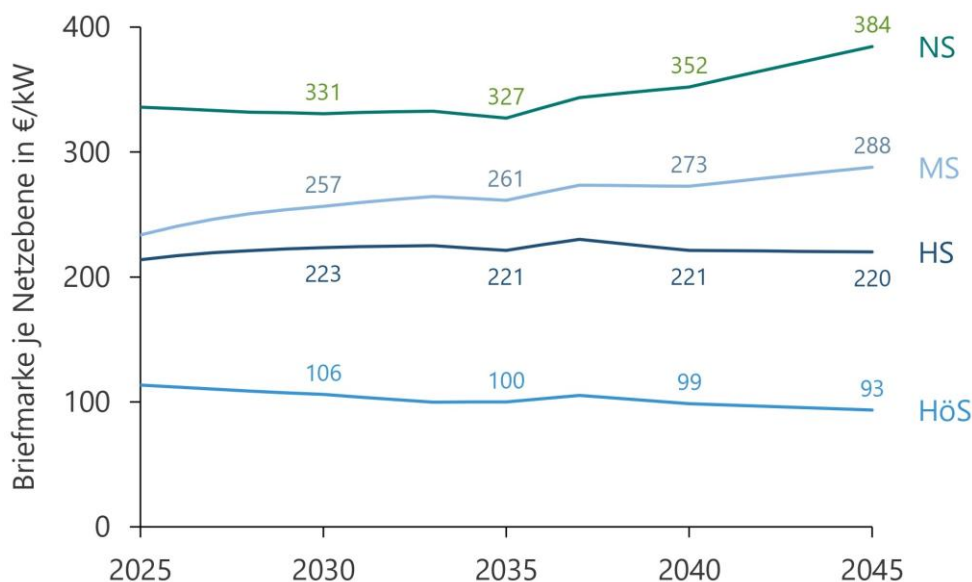
4.1 Im Technologiemix-Szenario steigen die Briefmarken leicht an

Die im vorherigen Kapitel beschriebene Methode zur Prognose der Netzentgeltentwicklung wurde für zwei Szenarien durchgeführt. Die Szenarien sind das „Szenario mit ausgewogenem Technologiemix“, im Folgenden Technologiemix-Szenario genannt, und das „Business-as-usual-Szenario“, im Folgenden BAU-Szenario genannt. Beide Szenarien entstammen der FfE-Studie *Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral* [20] und unterscheiden sich im Hochlauf von Stromverbrauchs- und Stromerzeugungstechnologien und somit in den für die Prognose genutzten Jahreshöchstlasten je Netzebene.

Das Technologiemix-Szenario stellt den Basisfall in dieser Studie dar. Es basiert auf einem ambitionierten Elektrifizierungshochlauf und ähnelt damit den Entwicklungstendenzen, die in die Szenariorahmen von NEP und NAPs eingeflossen sind. Elektrifizierung und Netzausbau folgen im Technologiemix-Szenario einer gleichartigen, ambitionierten Entwicklung. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Briefmarken aller Netzebenen im Technologiemix-Szenario. In der Höchstspannung (HöS) ist ein leicht sinkendes, in der Hochspannung (HS) ein nahezu konstantes und in der Mittel- und Niederspannung (MS beziehungsweise NS) ein leicht steigendes Netzentgeltniveau zu verzeichnen. In diesem Verlauf spiegeln sich die überproportionalen Ausbaubedarfe in den niedrigeren Spannungsebenen, die selbst bei steigenden Jahreshöchstlasten nicht vollständig ausgeglichen werden.

Abbildung 7

Prognostizierte Entwicklung der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene im Technologiemix-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Geringerer Netzausbau im BAU-Szenario senkt die Kosten nicht – Entgelte steigen durch schwache Elektrifizierung

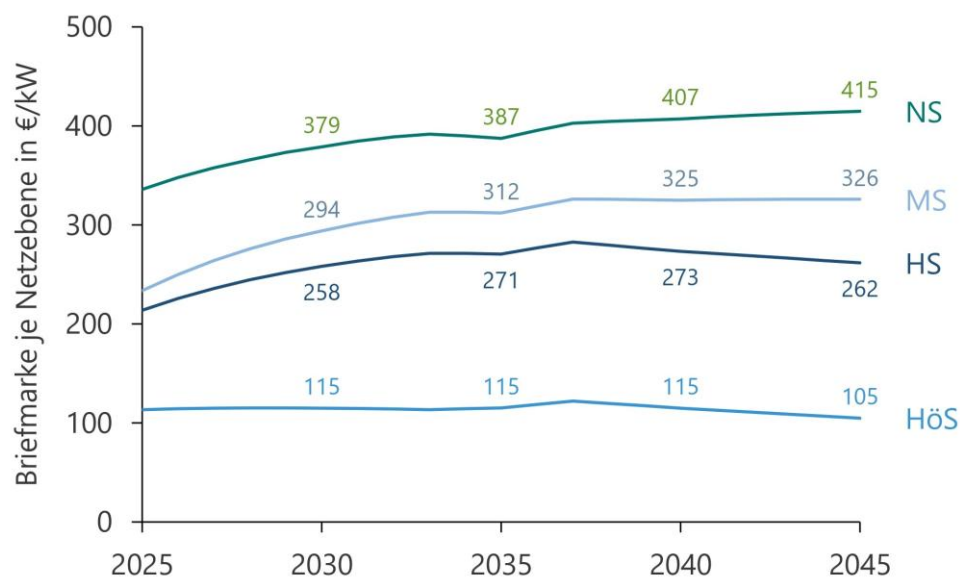
Als alternatives Szenario wird das BAU-Szenario verwendet. Es repräsentiert eine Entwicklung des Energiesystems, die auf unveränderten Trends basiert, das heißt eine Fortführung der Elektrifizierung mit der aktuellen Dynamik. Aus diesem Grund wird im BAU-Szenario die vom Bund und Ländern anvisierte Klimaneutralität zum Zieljahr 2045 nicht erreicht. Das BAU-Szenario stellt in dieser Studie die Sensitivität einer verlangsamten Elektrifizierung und dadurch geringer steigende Jahreshöchstlasten je Netzebene dar und verdeutlicht dadurch die Auswirkungen eines solchen Entwicklungspfades.

Eine Elektrifizierung mit der geringen Geschwindigkeit des BAU-Szenarios würde mittelfristig zu geringeren Netzausbaukosten führen. Letztere sind primär auf die steigenden Netzkapazitäten zurückzuführen, die für eine verlässliche Stromversorgung in einem sich elektrifizierenden Energiesystem notwendig sind. Aus diesem Grund wurde für das BAU-Szenario eine langsamere Entwicklung der Netzkosten angenommen. Diese basiert auf einer anteiligen Reduktion der Kapital- und Betriebskosten des Technologiemix-Szenarios, deren Berechnung in Kapitel 3.3 detailliert beschrieben wurde. Die Netzkosten je Ebene werden dazu mit einem Faktor multipliziert, der im Jahr 2025 bei 1,0 startet und bis zum Jahr 2035 linear auf 0,8 reduziert wird. Für die Jahre 2035 bis 2045 wird ein konstanter Faktor von

0,8 angesetzt. Dieser Faktor wurde gewählt, um eine merkliche Reduktion der Netzkosten zu repräsentieren, ohne grundlegend von den Szenariorahmen der Netzbetreiberprognosen abzuweichen. Er liegt in der gleichen Größenordnung wie die Netzkostenreduktionen, die in den Studien von Aurora [22] und des BDI [23] zur Anpassung der Energiewende ausgewiesen werden. Das BAU-Szenario bildet damit neben der Sensitivität der verlangsamten Elektrifizierung auch die Sensitivität eines weniger umfangreichen und somit günstigeren Netzausbaus ab, wie er z.B. in der Studie *Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040* von Aurora Energy Research [22] dargestellt wird. Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Briefmarken aller Netzebenen im BAU-Szenario. Die Briefmarken in Hoch-, Mittel- und Niederspannung steigen zwischen den Jahren 2025 und 2033 konstant um 27, 37 bzw. 17 Prozent an, bis sie sich auf einem weniger variablen Niveau stabilisieren. Im Vergleich zum Basisszenario unterscheidet sich die Entwicklung der Briefmarke der Höchstspannungsebene nur gering und zeigt eine konstante Tendenz bei etwas höherem Endniveau. Deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen in den Verteilnetzebenen, deren Niveau im BAU-Szenario absolut und relativ zum Technologiemark-Szenario ansteigt.

Abbildung 8

Prognostizierte Entwicklung der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene im BAU-Szenario



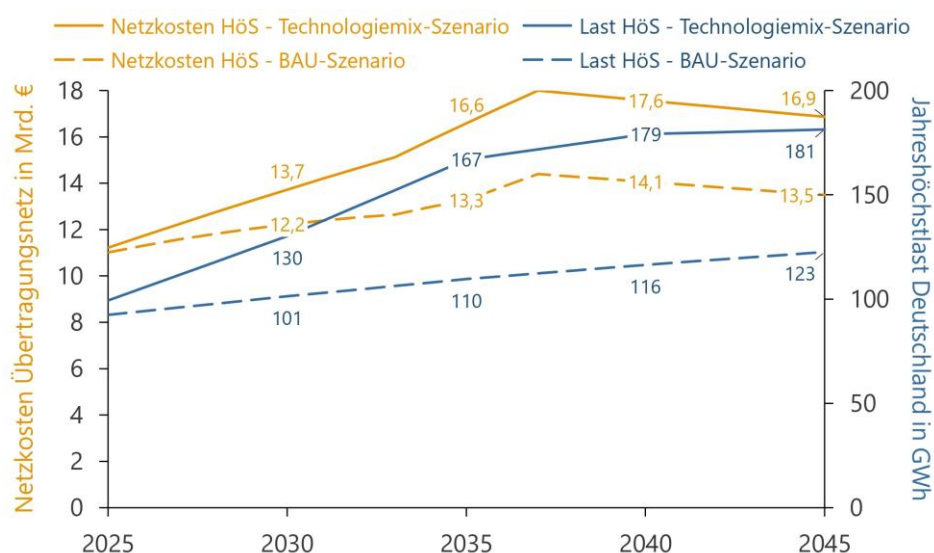
Quelle: Eigene Darstellung

Eine hohe Sensitivität bei gleichbleibenden Jahreshöchstlasten liegt in der Skalierung des gewählten Netzkosten-Faktors. Würde dieser beispielsweise auf 0,7 gesetzt werden – das entspricht aufgrund der schrittweisen Heranführung an diesen Faktor einer Netzkostenreduktion von insgesamt 28 Prozent – würden im Jahr 2045 Netzentgeltniveaus in Höhe des Technologiemark-Szenarios erreicht, bei leicht höheren Niveaus in den Zwischenjahren.

Abbildung 9 zeigt die Unterschiede in der Entwicklung der Jahreshöchstlast und der Netzkosten zwischen den beiden Szenarien. Die Netzkosten folgen dabei einem ähnlichen Verlauf bei unterschiedlichem absolutem Niveau (bedingt durch Faktor). So sind im BAU-Szenario die Netzkosten für das Übertragungsnetz im Jahr 2030 11 Prozent und in den Jahren 2035 und 2040 20 Prozent niedriger. Der Verlauf der Jahreshöchstlast unterscheidet sich deutlich: Das BAU-Szenario zeigt eine näherungsweise lineare Fortschreibung des aktuellen Trends, das Technologiemix-Szenario hingegen einen deutlichen Zuwachs, der ab 2035 etwas abflacht. Die Abweichung zwischen den Szenarien nimmt dabei von 23 Prozent (2030) auf 34 Prozent (2035) und 35 Prozent (2040) zu.

Abbildung 9

Gegenüberstellung der prognostizierten Jahreshöchstlasten und Netzkosten zwischen den beiden Szenarien am Beispiel der deutschlandweiten Höchstspannungsebene

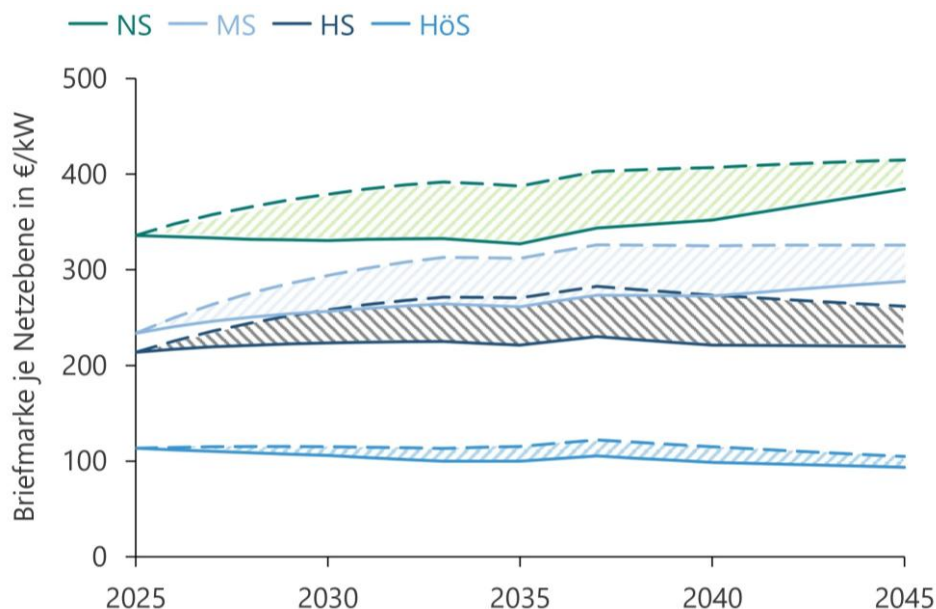


Quelle: Eigene Darstellung

Aus der Kombination der beiden Szenarien lassen sich Prognosekorridore der Briefmarken je Netzebene ableiten, wie in Abbildung 10 dargestellt. In allen Netzebenen zeigen die Briefmarken im BAU-Szenario ein höheres Niveau als im Technologiemix-Szenario. Die Differenz ist am kleinsten für die Übertragungsnetzebene und am größten für die Niederspannungsebene. Dieser Unterschied liegt primär in den größeren Zuwächsen der Jahreshöchstlast in den niedrigeren Netzebenen des Technologiemix-Szenarios, die überdurchschnittlich von der Fortschreibung aktueller Trends im BAU-Szenario abweichen. Die Entwicklung der Netzentgelte zwischen ambitioniertem Hochlauf (Technologiemix-Szenario) und Minimalveränderung (BAU-Szenario) bildet einen breiten, aber realistischen Lösungsraum der möglichen Entwicklung der Netzentgelte ab.

Abbildung 10

Prognosekorridore der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene der beiden Szenarien



Durchgehende Linien: Technologiemix-Szenario. Gestrichelte Linien: BAU-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung.

Zusammenfassend zeigt das BAU-Szenario, dass eine geringere Investitionstätigkeit beim Netzausbau nicht automatisch zu niedrigeren Netzentgelten führt. Zwar fallen die Netzkosten kurzfristig etwas niedriger aus, doch die verlangsamte Elektrifizierung verengt gleichzeitig die Finanzierungsbasis. Dadurch müssen die Kosten des Netzes auf weniger Abnehmer verteilt werden, was das spezifische Entgeltniveau erhöht. Während im Technologiemix-Szenario der ambitionierte Ausbau durch eine wachsende Stromnachfrage abgedeckt wird und die Entgelte nur moderat steigen, kommt es im BAU-Szenario trotz reduzierter Ausbaukosten zu einem deutlicheren Anstieg – insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene. Das Ergebnis verdeutlicht: Ein langsamer Hochlauf der Elektrifizierung ist aus Kostensicht keine Entlastung, sondern erhöht langfristig den Druck auf die Netzentgelte.

4.3 Die Entwicklung der Netzentgelte je Typkunde hängt von der jeweiligen Netzebene ab

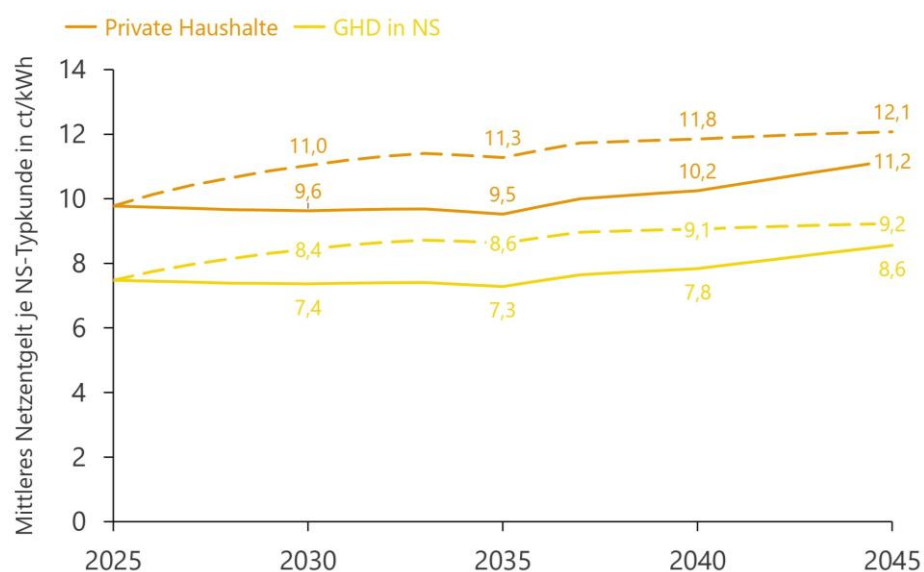
Auf Grundlage der Änderungsraten der jeweiligen Briefmarken lässt sich die Entwicklung der mittleren Netzentgelte der in Tabelle 4 dargestellten Typkunden prognostizieren. Abbildung 11 stellt die mittleren Netzentgelte der Typkunden in der Niederspannung, Abbildung 12 die der Typkunden in der Mittelspannung und Abbildung 13 die der Typkunden in

der Hochspannung dar. Die maßgebliche Unterscheidung zwischen den Typkunden ist die Netzebene, die die Dynamik der jeweiligen Netzentgelte vorgibt. Innerhalb einer Netzebene verlaufen die Entgelte prozentual ähnlich, unterscheiden sich aber im Niveau durch Jahresverbrauch, Höchstleistung und Benutzungsdauer. Somit ergeben sich für Typkunden in der Niederspannung stärker steigende Netzentgelte als für Typkunden in Mittel- und Niederspannung. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind in den Verteilnetzebenen ausgeprägter, da die Elektrifizierungsdynamik und die daraus resultierenden Lastspitzen hier stärker auf die Briefmarken wirken.

In den folgenden Abbildungen zeigt die durchgehende Linie das TechnologiemiX-Szenario und die gestrichelte Linie das BAU-Szenario.

Abbildung 11

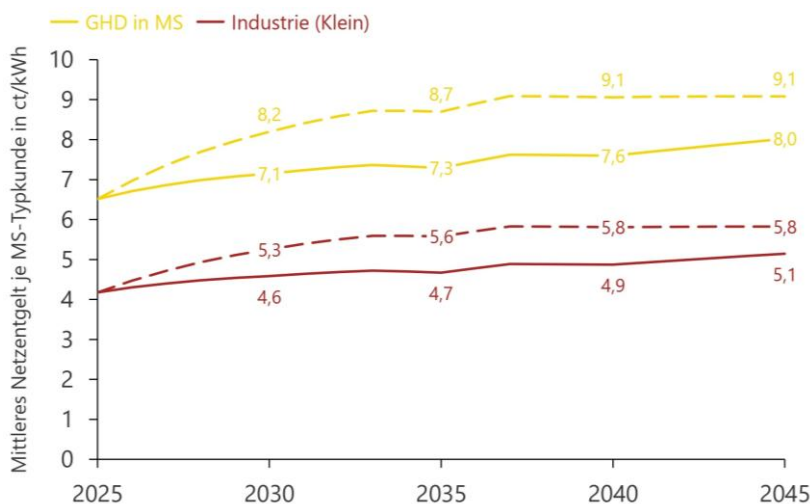
Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Niederspannung



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 12

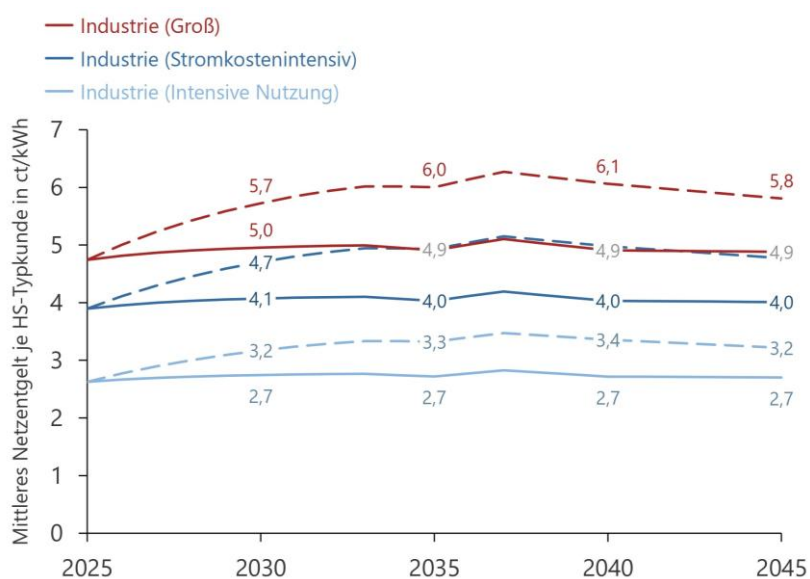
Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie (Klein) in der Mittelspannung



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 13

Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Industrie (Groß), Industrie (Stromkostenintensiv) und Industrie (Intensive Nutzung) in der Hochspannung



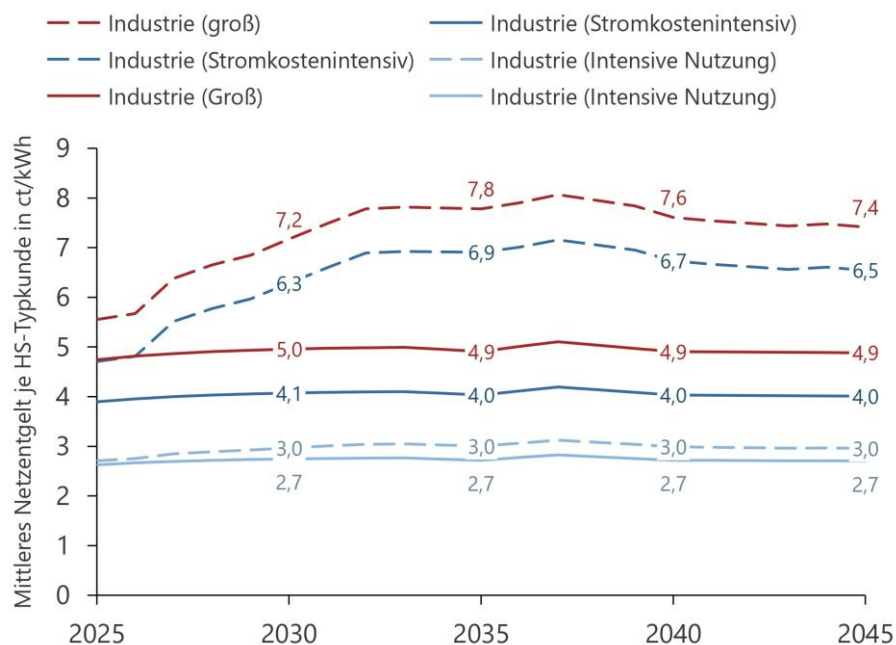
Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Einfluss der Offshore-Netzumlage auf das Kostenniveau

Schließlich kann der Einfluss der Offshore-Netzumlage am Beispiel der Hochspannungs-Typkunden dargestellt werden. Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der mittleren Netzentgelte im Technologiemix-Szenario mit und ohne Offshore-Netzumlage. Für den Typkunden Industrie (Intensive Nutzung) wurde eine Befreiung von der Offshore-Netzumlagen in Höhe von 90 Prozent angenommen. Dieser Befreiungsanteil, der in der Realität von den genauen Eigenschaften des jeweiligen Unternehmens abhängt und jährlich neu festgelegt wird, befindet sich in der typischen Größenordnung für Industrieunternehmen mit intensiver Nutzung [21]. Die Typkunden Industrie (Groß) und Industrie (Stromkostenintensiv) werden ohne Befreiung (volle Offshore-Netzumlage) dargestellt. Die Betrachtung verdeutlicht, dass die Offshore-Netzumlage einen substantziellen Einfluss auf das Kostenniveau der verschiedenen Typkunden haben kann und dass Befreiungen – wie im Fall der Industrie (Intensive Nutzung) – deutliche Entlastungen bringen können. Zu beachten ist die hohe Unsicherheit der künftigen Umlagehöhe (Ausbaupfade, Zuschüsse, Befreiungsregime).

Abbildung 14

Prognostizierte mittlere Netzentgelte der Hochspannungs-Typkunden ohne Offshore-Netzumlage (durchgezogene Linien) und mit Offshore-Netzumlage (gestrichelte Linien)



Hinweis: Für die Industrie (Intensive Nutzung) wurde eine Befreiung von der Offshore-Netzumlage in Höhe von 90 Prozent angenommen.

Quelle: Eigene Darstellung

4.5 Netzentgelte im Technologiemix-Szenario auf ähnlichem Niveau wie in anderen Studien

Netzentgelte legen die Kosten für Ausbau und Betrieb des Stromnetzes kostenreflexiv auf die Verbraucher um. Die in dieser Studie genutzten Szenarien illustrieren diesen Zusammenhang zwischen entstehenden Kosten für den Betrieb und Ausbau des Stromnetzes und kostentragenden Verbrauchern. Das Technologiemix-Szenario beschreibt einen Entwicklungspfad mit zügigem Netzausbau und ambitionierter Elektrifizierung. Die berechneten Netzausbaukosten sind mit denen der Studie *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom* im Auftrag des BDEW [2] vergleichbar. Die BDEW-Studie, die sich auf ganz Deutschland bezieht, prognostiziert stark zunehmende jährliche Netzkosten (Kapital-, Betriebskosten und sonstigen Kosten), die von 2025 bis 2045 um den Faktor 2,3 ansteigen. Im Technologiemix-Szenario wird mit einem vergleichbaren Anstieg (Faktor 2,1) gerechnet. Auf der Verbrauchsseite nimmt die BDEW-Studie eine Verdoppelung des deutschlandweiten jährlichen Stromverbrauchs an und liegt auch hier in derselben Größenordnung wie das Technologiemix-Szenario. Eine weitere vergleichbare Studie ist die „Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045“ der ef.Ruhr GmbH vom 14.03.2024 [12]. Konzeptionell mit der vorliegenden Studie vergleichbar, zeigt die ef.Ruhr-Studie die hohe Sensitivität von Annahmen zu den Netzausbaukosten. Da sie auf älteren Daten basiert, konnte die ef.Ruhr-Studie nicht auf die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber zurückgreifen und traf eigene Abschätzungen zu den Kosten des Verteilnetzausbaus. Die ef.Ruhr-Studie nimmt deshalb für Deutschland 431 Mrd. Euro Netzausbaukosten für die Verteilnetze sowie 145 Mrd. Euro für die Übertragungsnetze bis zum Jahr 2045 an und liegt damit für das Verteilnetz um 50 Prozent und für das Übertragungsnetz um 36 Prozent über den Werten der vorliegenden Studie. Da diese höheren Netzkosten nicht durch zusätzliche Elektrifizierung ausgeglichen werden, kommt die ef.Ruhr-Studie im Ergebnis auf stark steigende Netzentgelte. Beispielsweise verdoppeln sich die Haushaltskunden-Netzentgelte bis zum Jahr 2045. Zuletzt können die vorliegenden Studienergebnisse mit den Ergebnissen der Studie „Stromnetzentgelte – gut und günstig“ der Agora Energiewende vom 30.06.2025 [5] verglichen werden. Die Agora-Studie basiert auf vergleichbaren deutschlandweiten Investitionskosten (Offshore, HÖS-Onshore und Verteilnetze) bis zum Jahr 2045 in Höhe von 560 Mrd. Euro (Technologiemix-Szenario: 545 Mrd. Euro). Auch die Entwicklung der Stromnachfrage um den Faktor 1,9 zwischen 2025 und 2045 ist vergleichbar mit den Werten in dieser Studie (Technologiemix-Szenario: Faktor 2,1). Die Agora-Studie sieht als Ergebnis leicht sinkende Netzentgelte bei merklich steigenden Umlagen, die in Summe zu einem Anstieg der Gesamtkosten führen. Ein Ergebnis, zu dem auch die vorliegende Studie kommt.

Der Vergleich mit bestehenden Studien, die die vorliegende Thematik im deutschlandweiten Kontext untersuchen, zeigt, dass Netzkosten, Elektrifizierung und resultierende Netzentgelte im Technologiemix-Szenario ähnlichen Entwicklungen folgen. Dies ist auch den jeweiligen Eingangsdaten geschuldet – Netzentwicklungsplan (NEP) und Netzausbaupläne (NAPs) sind zum aktuellen Zeitpunkt die besten Quellen für zukünftige Netzausbaukosten und stellen gleichzeitig offizielle Ausbaupläne der Netzbetreiber dar. Annahmen zur Elektrifizierung sind tendenziell stärker variabel, da hier vielseitige Abschätzungen zur Entwicklung des Energiesystems einfließen. Das BAU-Szenario hingegen unterscheidet sich von

den bestehenden Studien sowie dem TechnologiemiX-Szenario, da es auf abweichenden Tendenzen bei Netzausbau und Elektrifizierung basiert. Es repräsentiert einen vermehrt aufkommenden Diskurs in der Energiewirtschaft, der sich damit beschäftigt, ob die Netzausbauambitionen aufgrund der stockenden Elektrifizierung nicht gedrosselt werden sollten, um das Netzentgeltniveau zu stabilisieren. Einerseits könnte eine Abweichung von den erstellten Netzausbauplänen wiederum die Elektrifizierung hemmen, die auf funktionierende Netze angewiesen ist, andererseits wurden die Einflüsse der Netzausbaukosten auf das Netzentgeltniveau durch die vorliegende Studie deutlich. Das BAU-Szenario zeigt aber auch, dass selbst bei reduziertem Netzausbau (Faktor 0,8) und nur geringer Elektrifizierungsdynamik die Netzentgelte stärker steigen als im TechnologiemiX-Szenario. Entscheidend ist daher, dass Netzausbau und Elektrifizierung im Gleichschritt verlaufen – nur eine abgestimmte Entwicklung beider Seiten kann Kostensteigerungen wirksam begrenzen. Die AgNes-Reformvorschläge setzen hierbei primär bei der Anpassung der Verteilung der Kosten auf die verschiedenen Verbraucher an, wie das nachfolgende Kapitel erläutert.

4.6 Ergebnisse der Netzentgeltprognose und Implikationen für Unternehmen

Die Prognose der Netzentgelte bis 2045 zeigt deutlich, dass ihre Entwicklung in Bayern maßgeblich vom Gleichschritt zwischen Netzausbau und Elektrifizierung abhängt. Steigen die Netzkosten infolge hoher Investitionen schneller als die Zahl der beitragenden Verbraucher, erhöht sich das spezifische Entgeltniveau deutlich. Eine breite Elektrifizierungsbasis – etwa durch Wärmepumpen, E-Mobilität und den Ersatz fossiler Prozesse in der Industrie – wirkt dagegen stabilisierend, da mehr Verbraucher die Fixkosten des Netzes tragen.

Im TechnologiemiX-Szenario mit ambitionierter Elektrifizierung und Netzausbau nach den bestehenden Planungen steigen die Netzentgelte nur moderat. Während die Entgelte in der Höchstspannung leicht sinken und in der Hochspannung weitgehend stabil bleiben, zeigen sich in Mittel- und Niederspannung moderate Anstiege. So steigt das Netzentgelt für den Typkunden Industrie (Klein) in der Mittelspannung um 20 Prozent von 3,98 ct/kWh im Jahr 2026 auf 4,75 ct/kWh im Jahr 2045 an. Niederspannungskunden erfahren im TechnologiemiX-Szenario im selben Zeitraum einen Netzentgeltanstieg von 15 Prozent, solche in der Hochspannung lediglich von einem Prozent. Im BAU-Szenario hingegen führt eine verlangsamte Elektrifizierung in Kombination mit einem rund 20 Prozent geringeren Netzausbau zu spürbaren Mehrkosten: Die Netzentgelte steigen je nach Netzebene zwischen 17 und 37 Prozent bis 2045. Besonders betroffen ist die Niederspannung, wo ein erheblicher Ausbaubedarf auf eine nur langsam wachsende Finanzierungsbasis trifft. Umlagen wie die Offshore-Netzumlage verstärken diesen Effekt zusätzlich, während staatliche Zuschüsse nur kurzfristig dämpfen und keine Planungssicherheit schaffen.

Das klare Zwischenfazit lautet daher: Weder das Ausbremsen des Netzausbaus noch ein verlangsamter Hochlauf der Elektrifizierung sind geeignete Wege, um das Netzentgeltniveau zu stabilisieren. Nur wenn beide Entwicklungen im Gleichschritt verlaufen, können Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaziele zugleich erreicht werden.

Für die bayerische Wirtschaft lässt sich daraus ableiten, dass insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene mit einem anhaltenden Kostenanstieg zu rechnen ist, wenn es zu keiner Reform der Netzentgelte kommen sollte. Unternehmen sollten ihre Anschlussstruktur und Lastprofile strategisch überprüfen, um auf künftige Entgeltentwicklungen reagieren zu können. Entscheidend sind Flexibilität und netzdienliches Verhalten: Durch aktives Lastmanagement, verschiebbare Prozesse, Eigenerzeugung oder den gezielten Einsatz von Energiespeichern können Netzentgelte reduziert und Entlastungspotenziale genutzt werden. Konkrete Handlungsempfehlungen zur wirtschaftlichen Nutzung von Speichertechnologien bietet der vbw/FfE-Praxisleitfaden *Energiespeicher für die Industrie*.

Langfristig bleibt für Unternehmen zentral, dass die Netzentgelte planbar, verursachungsgerecht und transparent ausgestaltet sind. Kurzfristige Zuschüsse können Belastungen mildern, ersetzen aber keine stabile Regulierung. Aus Sicht der bayerischen Industrie ist daher entscheidend, dass künftige Reformen Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen, Effizienzsteigerungen belohnen und gleichzeitig eine verlässliche Kostenbasis gewährleisten – nur so lässt sich die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen dauerhaft sichern.

5 Einfluss der AgNes-Vorschläge auf die Netzentgeltentwicklung

Auswirkungen der Reformvorschläge auf das zukünftige Netzentgeltniveau der bayerischen Industrie

In Kapitel 2 wurden die relevantesten Reformvorschläge vorgestellt. In diesem Kapitel werden die Vorschläge in den Gesamt-Studienkontext eingeordnet und unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Netzentgeltprognose ihr potenzieller Einfluss auf die Netzentgelte der bayerischen Industrie beschrieben.

5.1 Einheitliche Verteilnetzentgelte und eine bidirektionale Kostenwälzung sind unwahrscheinlich

Die AgNes-Reformvorschläge schlagen mögliche Änderungen der Netzentgeltsystematik vor. Zwei Vorschläge würden sich bei ihrer Umsetzung direkt auf die Briefmarken der Netzebenen der einzelnen Netzbetreiber auswirken, da sie eine grundlegende Restrukturierung der Systematik zur Folge hätten: Bundesweit einheitliche Verteilnetzentgelte und die bidirektionale Kostenwälzung. Beide Vorschläge finden derzeit wenig Unterstützung, da sie hohe Komplexität verursachen und zusätzlichen Verwaltungsaufwand samt Kosten mit sich bringen.

Während der Zweck der bidirektionalen Kostenwälzung – die stärkere Abbildung von Kosten, die durch Erzeugung auf niedrigeren Spannungsebenen entstehen – fachlich Zuspruch findet, bewertet die BNetzA den Umsetzungsaufwand aufgrund tiefgreifender Systemänderungen zurückhaltend. Einheitliche Verteilnetzentgelte würden primär regionale Kosten umverteilen und damit das Netzentgeltniveau einzelner Verteilnetzbetreiber teils deutlich verändern, ohne systemweit Entlastungen zu generieren; zudem würden Effizianzanreize für Verteilnetzbetreiber abgeschwächt. Beide Vorschläge sind daher kurzfristig wenig wahrscheinlich und in dieser Studie von nachgeordneter Relevanz.

5.2 Dynamische Netzentgelte können die Flexibilität von Verbrauchern anreizen

Wahrscheinlicher ist eine Anpassung im Bereich dynamischer Netzentgelte. Deren Hauptziel es ist, Flexibilität von Verbrauchern über zeit- und örtlich variable Netzentgelte zu fördern, indem Netzknappheit differenzierte Tarife übersetzt werden. Denkbar sind variabel-statische, variabel-dynamische sowie freiwillige oder verpflichtende Modelle. Dynamische Netzentgelte gelten als wirksames Instrument zur Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten und zur Abbildung des aktuellen Netzzustands. Herausforderungen betreffen Komplexität, Planbarkeit/Unsicherheit, die notwendige Mess- und Steuerungsinfrastruktur (Smart

Meter, Steuerbox) sowie eine sinnvolle Differenzierung nach Kundengruppen (Groß-/Kleinverbraucher). Die Umsetzung dynamischer Netzentgelte in irgendeiner Form gilt als wahrscheinlich.

Da dynamische Netzentgelte grundsätzlich für alle Verbraucher gelten können, kann die bayerische Industrie hiervon spürbar betroffen sein. Politökonomisch ist mit geringen direkten Preiserhöhungen und mit Entlastungen für flexible Lasten zu rechnen; hochflexible Industrien profitieren, während Netzentgelterlöse, die dadurch sinken, kurzfristig von weniger flexiblen Kunden zu kompensieren wären. Mittelfristig kann die Glättung von Lastspitzen Netzausbau vermeiden und so die zugrunde liegenden Netzkosten senken. Damit kann die Industrie insgesamt von effizienteren Netzen profitieren; weniger flexible Lasten könnten leichte Nachteile erfahren.

Bestehende Umlagen/Instrumente (z.B. atypische Netznutzung) ließen sich in dynamische Netzentgelte integrieren, wodurch Kosten aus Umlagen in Netzentgeltkomponenten übergehen. Zu beachten ist, dass für Verbraucher mit nur bedingt planbaren Lastgangs die Kalkulierbarkeit der Stromkosten sinken kann. Die genaue Wirkungsrichtung hängt von der konkreten Tarifgestaltung ab.

5.3 Über eine Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten wird nachgedacht

Ein weiteres Themenfeld des AgNes-Reformprozesses ist die Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten. Der primäre Wirkmechanismus besteht darin, die Finanzierungsbasis der Stromnetze zu verbreitern, indem neben Verbrauchern auch Erzeuger beteiligt werden. Zur Diskussion stehen laufende Netzentgelte für Einspeiser (Arbeits-, Leistungs-, Kapazitäts- und/oder Grundpreis) sowie einmalige Baukostenzuschüsse (BKZ) bei Anschluss/Erweiterung.

Einspeiseentgelte werden vielfach kritisch gesehen, weil sie Investitionssignale für Erneuerbare schwächen und primär eine Kostenverschiebung ohne Effizienzgewinne bewirken könnten. Regional differenzierte BKZ werden hingegen überwiegend positiv bewertet, da diese einfach, zielgerichtet und mit Steuerungswirkung umsetzbar wären. Der grundlegende Mechanismus bei regional differenzierten BKZ besteht darin, diese mit höherem Niveau dort zu erheben, wo der Anschluss zusätzlicher Erzeugungsanlagen mehr Netzausbau nach sich ziehen würde als an anderer Stelle. Der aktuellen Diskussion nach ist irgendeine Form der Erzeugerbeteiligung wahrscheinlich.

Einspeiseentgelte belasten direkt Erzeuger. Industrien mit Eigenerzeugung wären dementsprechend direkt zusätzlich belastet. Rein verbrauchende Industrien könnten über niedrigere Netzentgelte profitieren, wären indirekt aber von steigenden Stromgestehungskosten betroffen.

BKZ betreffen vor allem Unternehmen, die neue Erzeugungsanlagen errichten; die Projektrentabilität sinkt, dafür steigt die Kostentransparenz/Planbarkeit. Die Wahl des Standortes

und der Anschlussdimension gewinnen an Relevanz. Für die Gesamtindustrie ist bei regionalen BKZ ein eher kleiner, aber langfristig wirksamer dämpfender Effekt auf das Netzentgeltniveau zu erwarten.

5.4 Verursachungsgerechte Netzentgelte erfordern neue Netzentgeltkomponenten

Vorgeschlagen wird ein pauschaler Grundpreis als verbrauchsunabhängiger Entgeltbestandteil je Anschluss, um Bereitstellung und Vorhaltung des Netzanschlusses unabhängig von der Nutzung zu bepreisen. Eine Variante ist die stärkere Grundpreiskomponente für Prosumer. Auf unteren Netzebenen findet der Grundpreis eher Zuspruch (insbesondere zur Bepreisung von Prosumern), als allgemeiner Bestandteil wird er kritischer gesehen: zusätzliche Komplexität, geringere Transparenz/Planbarkeit. Industrieseitig wird gewarnt, dass bei wenigen Anschlüssen in höheren Ebenen die Belastung je Anschluss steigen und Anreize zur Abmeldung/Reduktion von Anschlüssen entstehen könnten, was zukünftige Erweiterungen erschwert.

Ergänzend wird ein Kapazitätspreis als Netzanschlusskapazitätsentgelt diskutiert, der den heutigen Leistungspreis (Spitzenlast) ersetzen oder ergänzen könnte. Ziel ist es, den physisch vorgehaltenen Anschluss und dessen kapazitätsinduzierte Kosten zu bepreisen, nicht nur die gemessene Höchstleistung. Der Vorteil wäre, dass eine Überbauung der Anschlusskapazität unattraktiv wird und Anreize für netzdienliche Dimensionierung geschaffen werden. Der Nachteil wäre, dass ein Bandlastverbrauch nahe der maximalen Anschlussleistung begünstigt wird, was der Flexibilisierung und dynamischen Netzentgelten entgegenwirken könnte.

Der Effekt ist branchen- und anschlussgrößenabhängig; gleichzeitig ist der Industrieanteil der heute bereits leistungsbasierten Netzkosten hoch, sodass die Gesamtwirkung begrenzt sein dürfte. Unternehmen müssten entsprechend auf neue Netzentgeltkomponenten reagieren. Bei Einführung eines Kapazitätspreises lohnt sich eine präzise und konstante Anschlussdimensionierung sowie eine Optimierung des Stromverbrauchs hin zur Bandlast. Eine Überbauung des Netzanschlusses würde hingegen voraussichtlich teurer werden.

5.5 Für Batteriespeicher und Elektrolyse soll netzdienliches Verhalten angereizt werden

Schließlich adressiert der AgNES-Prozess Batteriespeicher (nach Auslaufen heutiger Befreiungen ab 2029) und Sonderregelungen für Elektrolyseure. Ziel ist ein Entgeltschema, das netzdienliches Verhalten ermöglicht und Fehlanreize vermeidet. Pauschale Befreiungen stoßen zunehmend auf Ablehnung; präferiert wird eine Privilegierung, die an Netzdienlichkeit gekoppelt ist (z. B. reduzierte Entgelte für netzentlastende Betriebsweisen, höhere Entgelte bei netzbelastenden Fahrweisen). Wahrscheinlich ist daher eine Kombination aus (begrenzter) Privilegierung und Kostenbeteiligung.

Heute führt die Wälzung nicht erhobener Speicherentgelte auf andere Systemteilnehmer zu zusätzlichen Kosten für die Industrie, denen aber systemweite Effizienzgewinne gegenüberstehen. Das künftige Befreiungsniveau beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten der Industrie direkt. Für Elektrolyse gilt Entsprechendes; eine zusätzliche Netzentgeltbelastung würde die ohnehin knappen Business-Cases weiter belasten, während die netzdienliche Fahrweise potenziell entlastet werden kann.

5.6 Die Reformvorschläge können sich auf die Verteilung der Netzkosten sowie Netzausbau und Höchstlast auswirken

Das Festlegungsverfahren AgNes wurde ergebnisoffen und bewusst ohne konkrete Empfehlungen durch die BNetzA initiiert [3]. Nach ersten Branchenworkshops im Juni 2025 sowie öffentlicher Stellungnahmen verschiedener energiewirtschaftlicher Stakeholder sollen weitere Expertenaustausche zu einzelnen Themen des Diskussionspapiers folgen, die voraussichtlich in eine schrittweise Konkretisierung der Netzentgeltreform übergehen. Mit Ablauf des 31. Dezember 2028 tritt die aktuelle Stromnetzentgeltverordnung außer Kraft, bis dahin sind die bisherigen Regelungen (§§ 12 ff. StromNEV) durch eine oder mehrere Festlegungen zu ersetzen.

Zusammenfassend zeigt sich: Der Fokus der BNetzA liegt auf einer kostenreflexiven Verteilung der Netzkosten. Neue Teilnehmergruppen (Erzeuger, perspektivisch Speicher) sollen einbezogen, bestehende Gruppen differenzierter bepreist werden. Neue Komponenten (Grund-/Kapazitätspreis) und zeitlich/örtlich variable Elemente (dynamische Entgelte) können bestimmte Nutzungsarten anreizen. Über zeitvariable Elemente lassen sich Hoch- und Niedriglast annähern, Jahreshöchstlasten und damit Briefmarken könnten sinken – vorausgesetzt, das Verbrauchsverhalten ändert sich tatsächlich.

Indirekte Effekte auf den Netzausbaubedarf sind möglich: weniger Lastspitzen und bessere Nutzung bestehender Anschlüsse (Kapazitätspreis) können Ausbaubedarfe reduzieren. Gleichzeitig interagieren die Vorschläge; Einzelmaßnahmen sollten nur im Gesamtsystem bewertet und schrittweise implementiert werden, um negative Nebenwirkungen zu minimieren.

In der Gesamtschau bedeutet dies: Damit die Netzentgelte für die bayerische Industrie auch künftig auf einem international wettbewerbsfähigen Niveau bleiben, muss die Neuregelung mehrere Ziele zugleich erfüllen. Sie sollte Kostenverursachung und Entlastungsstatbestände ausgewogen gestalten, Planbarkeit und Transparenz für Unternehmen gewährleisten und Investitionen in Flexibilität und Effizienz gezielt fördern. Energieintensive Betriebe müssen weiterhin durch gezielte Entlastungen vor strukturellen Wettbewerbsnachteilen geschützt werden, während netzdienliches Verhalten (z.B. durch flexible Lasten, Speicher oder Eigenerzeugung) ökonomisch belohnt werden sollte. Nur eine Regulierung, die Kostenreflexion mit Investitionssicherheit und fairer Lastverteilung verbindet, kann die Transformation des Energiesystems voranbringen, ohne die Industrie übermäßig zu belasten.

Literaturverzeichnis

- [1] Energieprobleme verfestigen Abwanderungstendenzen. In <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/energiewende-barometer-24/energieprobleme-verfestigen-abwanderungstendenzen-120314>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: DIHK, 2024.
- [2] Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom. Berlin: BDEW, 2025.
- [3] Festlegungsverfahren AgNes. In https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/AgNes/start.html. (Abruf am 2025-11-04); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [4] Diskussionspapier zu Industrienetzentgeltreduktionen. In https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250924_AgNes.html. (Abruf am 2025-11-04); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [5] Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen. Berlin: Agora Energiewende, 2025.
- [6] Energiewirtschaftsgesetz - § 24b. Zuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetz-kosten; Zahlungsmodalitäten. In <https://dejure.org/gesetze/EnWG/24b.html>. (Abruf am 2025-11-04); Mannheim: dejure.org Rechtsinformationssysteme GmbH, 2025.
- [7] 1,32 Milliarden Euro Zuschuss zu Übertragungsnetzentgelten. In <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1032752>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: Deutscher Bundestag -Parlamentsnachrichten, 2024.
- [8] Wegfall des Zuschusses für Übertragungsnetzentgelte: Neuberechnung und vermutlich Preiserhöhungen für Kunden. In <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/wegfall-des-zuschusses-fuer-uebertragungsnetzentgelte-neuberechnung-und-vermutlich-preiserhoehungen-fuer-kunden/>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: VKU-Hauptgeschäftsstelle, 2023.
- [9] Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. Berlin: Bundesregierung, 2018.
- [10] Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0, 2023.
- [11] Zustand und Ausbau 2024 - Update: Verteilernetze bis 2045. In <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544>. (Abruf am 2025-11-04); Bonn: SMARD (Bundesnetzagentur), 2025.
- [12] Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Dortmund, München: ef.Ruhr und EWI gGmbH, 2024.
- [13] Der Eigenkapitalzinssatz. In <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/start.html>. (Abruf am 2025-11-04); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [14] Netzbetreiber sollen 2026 Zuschuss erhalten. In <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1112410>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: Deutscher Bundestag -Parlamentsnachrichten, 2024.

Literaturverzeichnis

- [15] Wetzel, Daniel: Minus 17,4 Prozent – Strom-Netzentgelte sinken 2026 auch für Privathaushalte deutlich. In <https://www.welt.de/wirtschaft/article6904904edf9fa029228eeee0/strom-minus-17-4-prozent-strom-netzentgelte-sinken-2026-auch-fuer-privathaushalte-deutlich.html>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: Axel Springer Deutschland GmbH, 2025.
- [16] Offshore-Netzumlage. In <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Offshore-Netzumlage>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Übertragungsnetzbetreiber, 2025.
- [17] Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 StromNEV-Umlage. In <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Aufschlag-f%C3%BCr-besondere-Netznutzung-19-StromNEV-Umlage>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Übertragungsnetzbetreiber, 2025.
- [18] Jahresabrechnungen der Offshore-Netzumlage. In <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Offshore-Netzumlage/Jahresabrechnungen-der-Offshore-Netzumlage>. (Abruf am 2025-11-04); Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Übertragungsnetzbetreiber, 2025.
- [19] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) - § 19 Sonderformen der Netznutzung. In https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/__19.html?level=1. (Abruf am 2025-11-04); Berlin: Gesetze im Internet, 2025.
- [20] Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral. München: FfE, 2023.
- [21] Netzentgelte. In https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html. (Abruf am 2025-11-04); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [22] Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040. Karlsruhe: Aurora Energy Research für EnBW Energie Baden-Württemberg, 2025.
- [23] Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Berlin: BDI, 2025.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Zusammensetzung des Strompreises für Industriekunden in 2025, in ct/kWh
Abbildung 2	Historie des Netzentgeltreformprozesses in Deutschland
Abbildung 3	Schematische Abbildung der Wälzung von Kosten über die Netzebenen
Abbildung 4	Methodik zur Prognose der Briefmarken und Netzentgelte basierend auf Netzkosten, Jahreshöchstlast, Zuschüssen und Umlagen
Abbildung 5	Prognostizierte Entwicklung der Netzkosten je Netzebene in Bayern
Abbildung 6	Prognostizierte Entwicklung der Offshore-Netzumlage für nicht-befreite Verbraucher in Deutschland
Abbildung 7	Prognostizierte Entwicklung der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene im Technologiemix-Szenario
Abbildung 8	Prognostizierte Entwicklung der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene im BAU-Szenario
Abbildung 9	Gegenüberstellung der prognostizierten Jahreshöchstlasten und Netzkosten zwischen den beiden Szenarien am Beispiel der deutschlandweiten Höchstspannungsebene
Abbildung 10	Prognosekorridore der Briefmarken bayerischer Verteilnetzebenen und der deutschlandweiten Höchstspannungsebene der beiden Szenarien
Abbildung 11	Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in der Niederspannung
Abbildung 12	Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie (Klein) in der Mittelspannung
Abbildung 13	Prognosekorridore der mittleren Netzentgelte der Typkunden Industrie (Groß), Industrie (Stromkostenintensiv) und Industrie (Intensive Nutzung) in der Hochspannung
Abbildung 14	Prognostizierte mittlere Netzentgelte der Hochspannungs-Typkunden ohne Offshore-Netzumlage (durchgezogene Linien) und mit Offshore-Netzumlage (gestrichelte Linien)

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw November 2025

Weiterer Beteiligter

FfE

Forschungsgesellschaft für Ener-
giewirtschaft mbH

Lennart Herrmann
Stephan Kigle
Dr.-Ing. Timo Kern