Mai 2025

# Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage der Bepreisung

Andreas Jahn (RAP) und Benedikt Hümmer (Technische Hochschule Ingolstadt)

## Einleitung

Die fortgeschrittene Energiewende erfordert eine Anpassung des bestehenden Marktdesigns in Deutschland.[1] Die zunehmende Stromerzeugung aus fluktuierenden und dezentralen Anlagen sowie der Hochlauf von Sektorkopplungs- und Speichertechnologien führen im derzeitigen Energy-Only-Markt zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen. Um Kosten einzusparen, müssen Netzausbau und Netzbewirtschaftung stärker auf lokale Netzgegebenheiten und verfügbare Flexibilitäten ausgerichtet werden. Ein zentraler Ansatzpunkt bei der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns ist deshalb die Ergänzung lokaler Signale, um die Knappheit an Netzkapazitäten abzubilden.[2] Der bevorzugte Lösungsansatz für die Berücksichtigung knapper Netzkapazitäten ist die Einführung von Gebotszonen oder nodalen Preisen, welche die physikalischen Restriktionen des Netzes reflektieren, bei der Preisbildung am Strommarkt. Als Alternative oder ergänzende Maßnahme werden regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte diskutiert. Solche administrativ festgelegten Preissignale können grundsätzlich auf Übertragungs- und auch auf Verteilnetzebene eingesetzt werden, sind im Vergleich zu marktwirtschaftlichen Ansätzen jedoch eine „Second Best"-Lösung. Da auf Verteilnetzebene eine marktbasierte Preisbildung nicht realistisch ist, sind regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte hier besonders

[1] Die Autoren danken [redacted] Technische Hochschule Ingolstadt; [redacted] Technische Universität Nürnberg; [redacted] und [redacted] Regulatory Assistance Project für die Beiträge zu den ersten Entwürfen dieses Papiers. Dieser Beitrag wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexIMa – Flexibilität in den Markt" verfasst. Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (Förderkennzeichen 03EI1072).

[2] Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem. (2024). *Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Deutschland*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4

relevant, um Millionen von Netznutzern effektiv zu koordinieren und eine effiziente Nutzung der begrenzten Netzinfrastruktur anzureizen.

In der Regel weisen selbst stark ausgelastete Netze beziehungsweise Netzteile viele Stunden am Tag freie Kapazitäten auf. Damit bleiben für flexible Nutzungen erhebliche Spielräume, die kaum zusätzliche Kosten verursachen. Diese Spielräume sind von der lokalen Erzeugungs- und Nachfragesituation abhängig, sodass ihre gezielte, regional differenzierte Adressierung Effizienzpotenziale birgt. Orte und Zeiten mit Engpässen verpflichten den Netzbetreiber hingegen zum Netzausbau. Werden die damit verbundenen Kosten in Form von zeit- und ortsabhängigen Entgelten sichtbar gemacht, können sich die Netznutzenden im Rahmen ihrer soziotechnischen und ökonomischen Möglichkeiten daran ausrichten und so Kosten auf betriebs- und volkswirtschaftlicher Ebene einsparen. Diese Art der Netzentgeltausgestaltung vereint die im europäischen Rechtsrahmen geforderten Ausgestaltungskriterien Kostenreflexivität und (System-)Effizienz.[3] Die aktuelle Netzentgeltsystematik, mit einem jahreseinheitlichen Arbeits- und Leistungspreis für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers, kann diesen Anspruch nicht erfüllen.

# Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Einen ersten Schritt zur Signalisierung der Netzverfügbarkeit stellt seit April 2025 das Modul 3 des §14a EnWG dar. Erstmals gelten in der Niederspannung wählbare, statisch-zeitvariable Netzentgelte.[4] Die Zeitfenster für Niedrig- und Hochtarifstufen für das gesamte Niederspannungsnetzgebiet eines Netzbetreibers werden jährlich festgelegt und müssen mindestens für zwei Quartale im Jahr gelten. Diese Preissignale sollen dazu beitragen, dass flexible, steuerbare Verbräuche der Haushalte prognostizierten Erzeugungs- oder Nachfragepeaks entgegenwirken. Bereits in der Konsultationsphase für diese Festlegung wurde jedoch deutlich, dass lokale Preissignale über ein gesamtes Verteilnetzgebiet mittelfristig nicht zielführend sind.[5] Die für die Anreizwirkung relevante Preishöhe wurde bei der Festlegung der 14a-Entgelte regulatorisch aus den bestehenden Niederspannung-Netzentgelten abgeleitet. Da statisch-zeitvariable Netzentgelte nicht die fluktuierenden Wetterbedingungen und daraus resultierende spezifische Netzsituationen reflektieren können, werden zunehmend dynamisch-zeitvariable Netzentgelte als potenzielle Weiterentwicklung diskutiert.[6] Im Unterschied zu den statisch-zeitvariablen Netzentgelten gemäß §14a EnWG spiegeln dynamisch-zeitvariable Netzentgelte die Netzsituation

[3] Stiftung Umweltenergierecht. (2024). *Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor*. EU-Richtlinie. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzengelte.pdf

[4] Bundesnetzagentur. *Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz*. (2023). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/841_SteuVE/BK6_SteuVE_node.html

[5] TU Dresden (2024): *Analyse der Auswirkungen einer überregionalen Wälzung von Stromnetzentgelten in Deutschland*. https://tud.qucosa.de/landing-page/?tx_dlf[id]=https%3A%2F%2Ftud.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A92004%2Fmets

[6] Weidlich, A. (2025). *Preissignale durch Netzentgelte – welche Rolle können dynamische Stromnetzentgelte für den systemdienlichen Verbrauch spielen?* https://freidok.uni-freiburg.de/data/265452

differenzierter wider, da sie mit deutlich kürzerer Vorlaufzeit und verbesserter Prognosegüte bestimmt werden. Das Preisniveau wird in diesen Ansätzen häufig über die aus der aktuellen Netzentgeltsystematik resultierenden Refinanzierungsanforderungen der entsprechenden Netzebene abgeleitet oder über vorgegebene Grenzwerte definiert.[7]

Die volkswirtschaftliche Effizienz solcher Preissignale hängt wesentlich von einer transparenten Festlegung des Preisniveaus ab. Netznutzenden müssen die Kosten signalisiert werden, die sie mit ihrer Netznutzung vor Ort zu einem bestimmten Zeitpunkt verursachen. Dieses Prinzip der Kostenreflexivität erlaubt es den Netznutzenden, eine bewusste ökonomische Entscheidung zu treffen: das Netz unverändert zu nutzen und die damit verbundenen Kosten zu tragen – oder ihre Nutzung anzupassen. Eine Anpassung der Netznutzung kann über den Einsatz vorhandener Flexibilität oder über die Investition in zusätzliche Flexibilität realisiert werden. Die Preisdifferenz der Netzentgelte zwischen Zeiten mit hoher Netzauslastung und Zeiten mit freier Netzkapazität definiert den Anreiz für netzdienliche Bereitstellung von Flexibilität. Sie stellt damit eine zentrale Stellschraube dar, um ein ökonomisches Gleichgewicht zwischen Netzausbau und Nutzungsanpassung der Netzkunden im Rahmen ihrer Zahlungsbereitschaft zu erreichen. Zur Vermeidung von Fehlanreizen und den daraus resultierenden Ineffizienzen muss die Festlegung des Preisniveaus auf einem fundierten ökonomischen Ansatz beruhen.

In diesem Zusammenhang plädieren Ökonomen und Ökonominnen[8] für die Bepreisung begrenzter Netzinfrastruktur anhand ihrer kurz- und langfristigen Grenzkosten (*forward looking costs*). Insbesondere die langfristigen Grenzkosten gewinnen an Bedeutung, da der Netzausbaubedarf international deutlich steigt. Sie treten zunehmend an die Stelle der bisher weit verbreiteten historischen Kostenallokation,[9] die sich auf eine faire Verteilung der Bestandskosten (*legacy costs*) konzentriert. Historische Kostenallokationen, zu denen auch die aktuelle Netzentgeltsystematik in Deutschland zählt, stammen aus einer Zeit, in der die Stromerzeugung zentral, konventionell und steuerbar war. Die Netznutzung erfolgte weitestgehend inflexibel und der Netzausbau war kein politisch relevantes Thema. Die Transformation des Stromsektors auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite sowie die damit verbundenen Anforderungen an eine langfristig bezahlbare und effiziente Netzinfrastruktur machen eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zwingend notwendig. Es müssen Ansätze diskutiert werden, die es ermöglichen, die prognostizierten Netzausbaukosten von hunderten Milliarden Euro auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen.[10] Grenzkostenbasierte Ansätze können hierbei einen relevanten Beitrag leisten. Zugleich müssen dafür systematische Fehlanreize im heutigen Netzregime abgebaut werden, die

---

[7] Agora Energiewende. (2023). *Haushaltsnahe Flexibilität nutzen*. und Agora Energiewende. (2023). *Windstrom nutzen statt abregeln*. https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen

[8] Meeus, L. et al. (2020). *Cost-reflective network tariffs*. https://www.researchgate.net/publication/343079018_Cost-reflective_network_tariffs_experiences_with_forward_looking_cost_models_to_design_electricity_distribution_charges und MIT Energy Initiative. (2016). *Utility of the future*. https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf

[9] ACER. (2025). *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe*. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf

[10] Beispielsweise EWI, ef.Ruhr. *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf

einem volkswirtschaftlich optimalen Gleichgewicht aus Netzausbau und Anpassung der Netznutzung entgegenstehen – etwa die heutige Besserstellung von Investitionen gegenüber operativen Lösungen (CAPEX-Bias).[11]

# Grenzkosten für die Bepreisung von Netzkapazitäten

In vollkommenen Märkten stellt sich ein wohlfahrtsmaximierendes Gleichgewicht ein, wenn der Preis eines Gutes (oder einer Dienstleistung) den Grenzkosten entspricht – also den Kosten für die Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit. Solange der Wert der zusätzlichen Einheit für die Nachfrageseite höher ist als die Bereitstellungskosten der Angebotsseite, ist es ökonomisch effizient, diese Einheit bereitzustellen. Eine solche Bepreisung bringt den Nutzen der Inanspruchnahme und die Kosten der Bereitstellung ins Gleichgewicht.

Bei Stromnetzen als natürliche, resistente Monopole[12] kommt der Regulierung grundsätzlich die Aufgabe zu, Wohlfahrtsverluste zu vermeiden, die durch allokative Ineffizienzen infolge von Marktversagen entstehen. Zur Sicherstellung der allokativen Effizienz gelten bei der Bepreisung der Netzinfrastruktur Grenzkosten daher als „First-Best“-Lösung.[13]

Bei der Bestimmung von Grenzkosten der Stromnetzinfrastruktur wird grundsätzlich zwischen zwei Konzepten unterschieden:

- **Kurzfristige Grenzkosten von Netzkapazitäten** reflektieren die Kosten des Transports einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie unter der Annahme fixer Netzkapazitäten.
- **Langfristige Grenzkosten von Netzkapazitäten** berücksichtigen die Kosten des Transports einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie unter der Annahme einer veränderbaren Netzkapazität – insbesondere durch zusätzlichen Netzausbau.

Bei Überlastung der Netzinfrastruktur entsprechen kurzfristige Grenzkosten den Engpassbewirtschaftungskosten zuzüglich der Kosten für Netzverluste. Langfristige Grenzkosten spiegeln hingegen die Kosten zur Beseitigung dieser Engpässe durch Netzausbau wider. Beide Konzepte bepreisen die vorhandene Knappheit, leiten den Preis jedoch aus unterschiedlichen Perspektiven ab. Sie können jeweils die Grundlage für eine regional und zeitlich differenzierte Bepreisung von Netzkapazitäten bilden.

Das Konzept der kurzfristigen Grenzkosten von Netzkapazitäten spiegelt sich in Strommärkten wider, die auf dem Locational-Marginal-Pricing-Mechanismus (LMP) beruhen.

---

[11] Zeitnahe Berücksichtigung der OPEX soll in neuer Anreizregulierung berücksichtigt werden. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Zwischenstand_Jahreswechsel_24_25/artikel.html

[12] Dwenter u. Heimeshoff. (2010). *Regulierung*, in: Apolte et al. (2007): *Kompendium der Wirtschaftstheorie und -politik III*. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-21775-4_3

[13] Meyer. (2021). *Die Netzentgeltsystematik Strom – Eine rechtlich ökonomische Analyse*. https://www.researchgate.net/publication/351668039_Die_Netzentgeltsystematik_Strom_Eine_rechtlich-okonomische_Analyse

Basierend auf den Grenzkosten der Stromerzeugung und den Grenzkosten der Netzinfrastruktur, die Engpässe und Verluste reflektieren, werden volumetrische Marktpreise (€/MWh) bestimmt, die regional und zeitlich variieren. Obwohl der Mechanismus ursprünglich für das Übertragungsnetz konzipiert wurde, könnte er theoretisch auch auf Verteilnetze übertragen werden.[14]

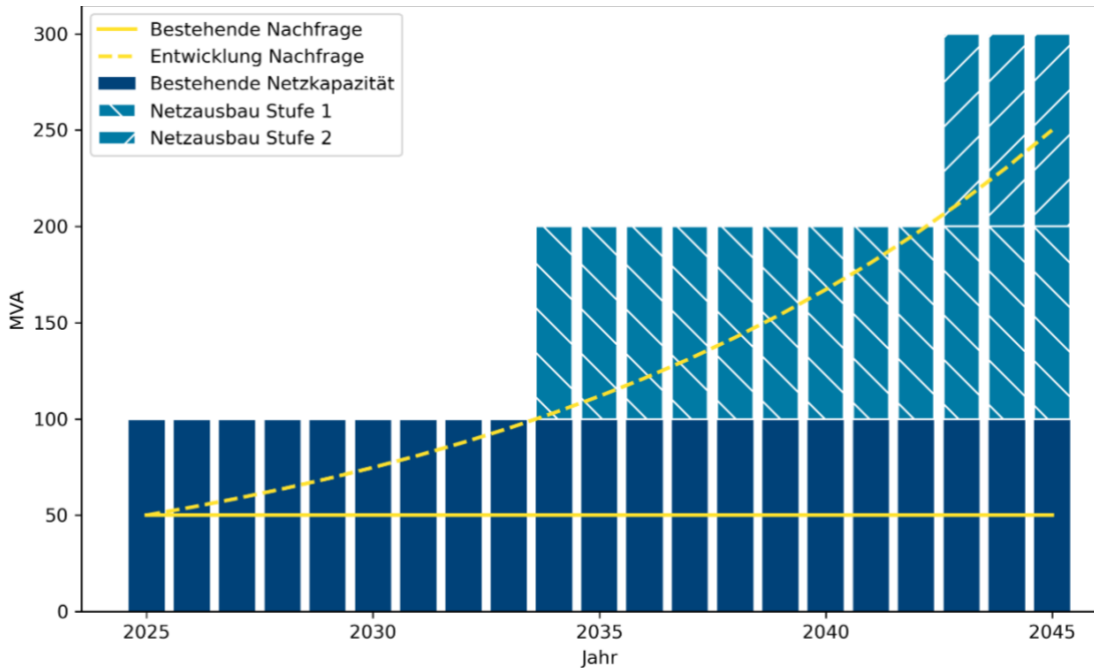
Eine deutschlandweite Implementierung eines derart regional differenzierten Strommarktes ist jedoch angesichts technischer und politischer Hürden in naher Zukunft unrealistisch. Auch eine isolierte Berechnung kurzfristiger, netzbezogener Grenzkosten[15] und deren administrative Aufprägung in Form dynamisch-zeitvariabler Netzentgelte steht vor den gleichen Herausforderungen. Folglich sind Preissignale auf Basis kurzfristiger Grenzkosten derzeit nur für Übertragungsnetze eine realistische Option. Für Ansätze, die die stark steigenden Netzausbaukosten und auch das Verteilnetz einbeziehen, sollte auf das Konzept der langfristigen Grenzkosten zurückgegriffen werden.

Eine Bepreisung von Netzkapazitäten auf Basis der langfristigen Grenzkosten ist unabhängig vom Marktdesign in Form von Netzentgelten auf allen Netzebenen anwendbar. Sie reflektiert die Kapitalkosten des Netzausbaus (einschließlich zugeordneter Betriebskosten), die beim Transport einer zusätzlichen Einheit zum Zeitpunkt der höchsten Belastung des jeweiligen Netzelementes anfallen. Ausgangspunkt für diesen Ansatz sind die Netzausbaupläne beziehungsweise entsprechende Netzausbaumodelle, die – unter Annahmen zur Entwicklung von Last und Erzeugung – den Netzausbau für zukünftige Zieljahre quantifizieren, wie exemplarisch in Abbildung 1 dargestellt.

[14] MIT Energy Initiative. (2016). *Utility of the future.* https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf

[15] Andrianesis, P. (2022). *Distribution Network Marginal Costs: Enhanced AC OPF Including Transformer Degradation*. https://par.nsf.gov/servlets/purl/10208117

**Abbildung 1: Exemplarischer Netzausbau, eigene Grafik nach Nunn, O. et al.[16]**




Beim verbreiteten AIC-Ansatz (*Average Incremental Cost*) nähert man sich den langfristigen Grenzkosten an, indem zunächst für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum die gesamten Ausbaukosten – bestehend aus annualisierten Kapitalkosten sowie den zugehörigen Betriebskosten – berechnet und anschließend in Relation zum prognostizierten Zuwachs der Spitzenlast (beziehungsweise der Peak-Erzeugung) gesetzt werden. Sowohl die Ausbaukosten als auch die Spitzenlast (beziehungsweise -erzeugung) werden dabei auf das Ausgangsjahr abgezinst. Im finalen Berechnungsschritt werden die jährlichen Quotienten über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg kumuliert.

Alternative Berechnungsmethoden, zum Beispiel der Turvey-Ansatz oder der Greenfield-Ansatz, unterscheiden sich bei der Bildung des jährlichen Quotienten, beruhen jedoch auf denselben Inputparametern.[17]

Unabhängig von der Berechnungsmethodik liegen die daraus resultierenden langfristigen Grenzkosten zunächst als Leistungspreis (€/kW) vor, der sich auf den Zeitpunkt der auslegungsrelevanten Jahreshöchstlast beziehungsweise -erzeugung bezieht.[18] Diese kalkulatorischen Grenzkosten fließen in die finale Netzentgeltbildung ein. Die Überführung in zeitvariable Arbeitspreise sowie die Festlegung der zu bepreisenden kritischen Zeiträumen

[16] Nunn, O. et al. (2015). *Estimation of Long Run Marginal Cost and Other Concepts Related to the Distribution Pricing Principles*. https://www.essentialenergy.com.au/-/media/Project/EssentialEnergy/Website/Files/Our-Network/Attachment-4_Economic-Report-from-Houston-Kemp.pdf?rev=44dba437caf34866adc1d8b03c1b3f9b

[17] Tooth, R. (2014). *Measuring long run marginal cost for pricing*. https://srgexpert.com/wp-content/uploads/2023/10/Measuring-long-run-marginal-cost-for-pricing-2014.pdf

[18] Der heute genutzte Leistungspreis stellt hingegen die ungleiche zeitliche Nutzung über das Kalenderjahr dar, dem die Gleichzeitigkeitsfunktion (StromNEV Anlage 4) zugrunde liegt.

beziehungsweise die regionale Aggregation der Grenzkostensignale, sind durch regulatorische Vorgaben festzulegen.

Auch wenn eine langfristige Grenzkostenbepreisung den Netzausbau und die Netzbewirtschaftung effizient adressiert, können damit die festgelegten Erlösanforderungen nicht zielgenau abgedeckt werden. Dies liegt daran, dass die Erlösanforderungen teilweise auf historischen Kosten sowie auf Kosten beruhen, die in keinem direkten Zusammenhang mit der Netznutzung stehen – etwa für Regelleistungsvorhaltung und die Kapazitätsreserve.

Um der Refinanzierungsaufgabe der Netzentgelte gerecht zu werden, müssen grenzkostenbasierte, zeitvariable Arbeits- oder Leistungspreise um eine Komponente ergänzt werden, die die verbleibenden Residualkosten deckt. Diese Komponente sollte so gestaltet sein, dass sie die ökonomisch effizienten Grenzkostensignale möglichst wenig verzerrt. Dazu eignen sich grundsätzlich fixe monatliche oder jährliche Grundgebühren, da sie unabhängig vom direkten Strombezug sind. Es bestehen verschiedene Ansätze zur Differenzierung dieser Grundgebühr nach Netznutzergruppen: Eine Differenzierung nach dem Ramsey-Prinzip allokiert verstärkt auf Netznutzende mit geringer Preiselastizität[19] und rückt so die ökonomische Effizienz der Tarifstruktur in den Fokus. Andere Ansätze setzen auf eine sozioökonomisch ausgewogenere Lastenteilung, die sich beispielsweise an der Netzanschlusskapazität der Netznutzenden orientiert oder einkommensschwache Haushalte von dieser Tarifkomponente befreit.[20] Wenn Netzkosten – wie derzeit diskutiert – durch staatliche Zuschüsse abgedeckt werden, sollten diese hier eingebracht werden, um die grenzkostenbasierten Preissignale möglichst wenig zu beeinträchtigen.

# Pragmatische Regulierungsansätze für eine grenzkostenbasierte Netzentgeltsystematik

Preissignale von Netzentgeltstrukturen, die auf langfristigen Grenzkosten basieren, fokussieren auf Kostenreflexivität und ökonomische Effizienz bei der Bepreisung der Netzinfrastruktur. Eine gemeinwohlorientierte Netzentgeltstruktur berücksichtigt jedoch neben der allokativen Funktion der Netzentgelte auch Verteilungsfragen (distributive Funktion) sowie Anforderungen an Transparenz, Praktikabilität und Refinanzierung. Diese zusätzlichen Anforderungen machen allerdings Abweichungen vom ökonomischen Optimum notwendig.

Im Folgenden werden zentrale Spannungsfelder skizziert, die sich daraus ergeben und durch normative Entscheidungen des Regulierers aufgelöst werden müssen:

[19] Brown, T. und Faruqui, A. (2014). *Structure of Electricity Distribution Network Tariffs – Recovery of Residual Costs.* https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/6023_the_structure_of_electricity_distribution_network_tariffs_and_residual_costs.pdf

[20] Batlle, C. et al. (2020). *Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: A proposal to balance efficiency, equity and cost recovery*. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120304857

Der Ansatz der langfristigen Grenzkosten ermöglicht eine hohe **regionale Granularität** der Preissignale, da die zugrundeliegenden Berechnungen theoretisch anlagenspezifisch erfolgen können. Aufgrund fehlender, regional aufgelöster Informationen – insbesondere auf den unteren Spannungsebenen – sind regional aggregierte Preissignale jedoch teilweise unumgänglich. Eine pragmatische Aggregation sollte aber nicht vorrangig an der heterogenen Eigentumsstruktur der Netze ausgerichtet sein, sondern eine detaillierte Differenzierung nach Ein- und Ausspeiseregionen forcieren.

Die Festlegung der zu bepreisenden Zeiträume und die damit verbundene Vorlaufzeit zur Informationsbereitstellung sind entscheidend für die **zeitliche Differenzierung** grenzkostenbasierter Preissignale. Statisch-zeitvariable Preissignale mit langen Vorlaufzeiten und entsprechender Planungssicherheit für Netznutzende decken längere Zeiträume ab,[21] um relevante Stunden zuverlässig einzuschließen. Ökonomisch sind solche Preissignale jedoch nicht immer sinnvoll, da sie teilweise auch in Situationen mit freier Netzkapazität Knappheit signalisieren können. Dynamische Preissignale – beispielsweise *Critical Peak Pricing* – konzentrieren sich hingegen mit kurzer Vorlaufzeit gezielt auf wenige Stunden mit kritischer Netzauslastung. Dies verringert die Wahrscheinlichkeit unnötiger beziehungsweise falscher Knappheitssignale, geht jedoch zulasten der Planbarkeit für Netznutzende. Da die Flexibilität der Netznutzenden und die dazugehörige Mess- und Kommunikationsinfrastruktur noch im Aufbau ist, können statisch-zeitvariable Preissignale einen sinnvollen Startpunkt darstellen – wie etwa in den Niederlanden vorgeschlagen.[22] Die zeitliche Differenzierung sollte mit fortschreitendem Ausbau der entsprechenden Flexibilität und Messinfrastruktur verfeinert werden.

Grundsätzlich sollte diese Netzentgeltsystematik einheitlich und diskriminierungsfrei für **alle Netznutzenden** gelten. Industriepolitische Förderungen oder Privilegierungen für Eigenverbrauch und Speicher sollten außerhalb des Systems geregelt werden, um die grenzkostenbasierten Preissignale nicht zu verfälschen. Umfassende Änderungen vom Status quo hin zu einem grenzkostenbasierten System können durch Übergangstarife zeitlich abgefedert werden.

Sofern politisch gewollt, können Netzentgelte auf Basis langfristiger Grenzkosten auch die **Erzeugung einbeziehen**, sodass diese die durch sie verursachten Netzausbaukosten mittragen. Selbst negative Preissignale sind systematisch für Stromeinspeisung und -bezug denkbar, wenn dadurch Netzausbau reduziert wird. Ausnahmen für Kleinstverbraucher können aus ökonomischen und sozialpolitischen Erwägungen gerechtfertigt sein.

Letztlich sollten kostenreflexive Netzentgelte die Knappheiten spannungsebenen-übergreifend signalisieren und so eine umfassende Abwägung zwischen Netzausbau und Netznutzung der jeweils beanspruchten Infrastruktur ermöglichen. Denkbar wäre in diesem Zusammenhang ein Durchreichen grenzkostenbasierter Netzentgeltkomponenten der

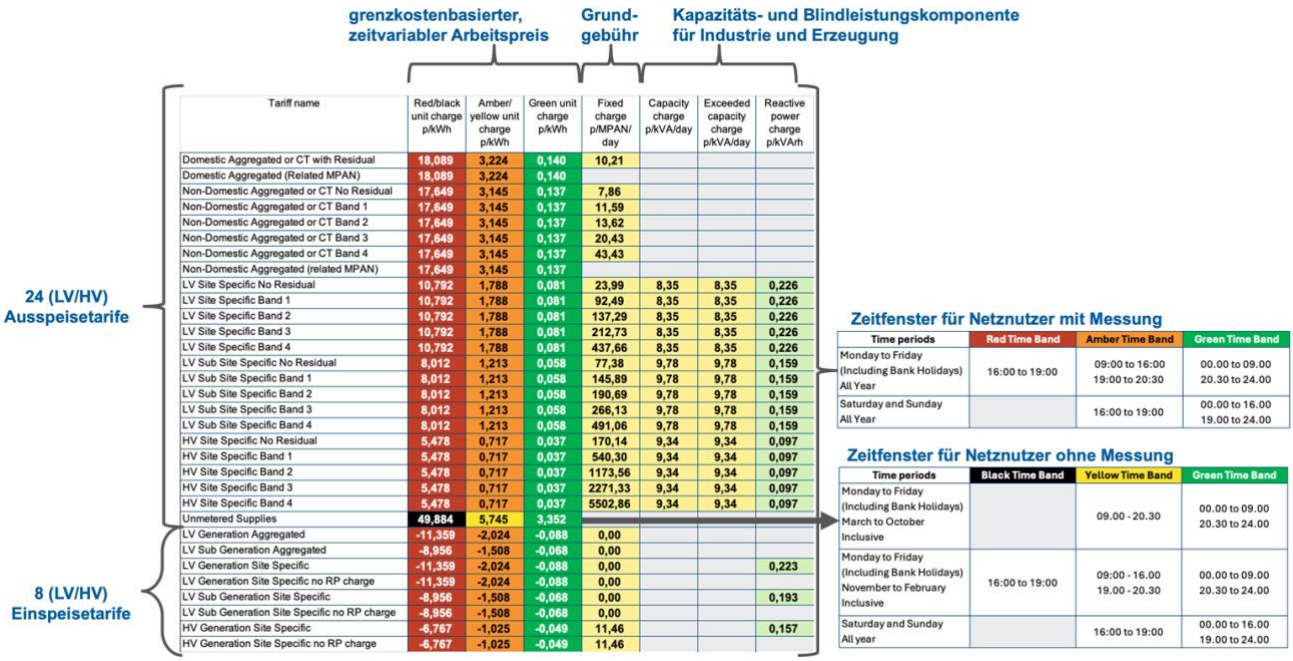
[21] Siehe Netzentgelte Modul 3 §14a EnWG beziehungsweise ACER. (2025). *Getting the signals right.* https://www.acer.europa.eu/news/getting-price-signals-right-fair-and-cost-reflective-electricity-network-tariffs

[22] Netbeheer Nederland. (2024). *Berenschot Verkenning alternatief nettariefstelsel kleinverbruik*. https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/berenschot-verkenning-alternatief-nettariefstelsel-kleinverbruik

einzelnen Spannungsebenen in Kombination mit einer Wälzung der Residualkosten. Eine weitreichende **Novellierung der aktuellen Kostenwälzung** wäre in jedem Fall erforderlich.[23]

Umsetzungen aus Großbritannien und Australien zeigen, dass das ökonomische Konzept der langfristigen Grenzkosten pragmatisch ausgestaltet werden kann und zugleich effiziente Preissignale liefert. Abbildung 2 veranschaulicht dies anhand eines Preisblattes, das auf der sogenannten *Common Distribution Charging Methodology* (CDCM)[24] eines nordenglischen Verteilnetzbetreibers beruht, der einen grenzkostenbasierten, statisch-zeitvariablen Arbeitspreis erhebt.

**Abbildung 2: Übersicht CDCM-Tarife in Großbritannien am Beispiel des Netzbetreibers Electricity North West Limited (ENWL) für die Niederspannung (NV) und Hochspannung (HV), dem ein lastgetriebener Netzausbau zugrunde liegt[25]**




| Tariff name | Red/black unit charge p/kWh | Amber/ yellow unit charge p/kWh | Green unit charge p/kWh | Fixed charge p/MPAN/ day | Capacity charge p/kVA/day | Exceeded capacity charge p/kVA/day | Reactive power charge p/kVArh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Domestic Aggregated or CT with Residual | 18,089 | 3,224 | 0,140 | 10,21 | | | |
| Domestic Aggregated (Related MPAN) | 18,089 | 3,224 | 0,140 | | | | |
| Non-Domestic Aggregated or CT No Residual | 17,649 | 3,145 | 0,137 | 7,86 | | | |
| Non-Domestic Aggregated or CT Band 1 | 17,649 | 3,145 | 0,137 | 11,59 | | | |
| Non-Domestic Aggregated or CT Band 2 | 17,649 | 3,145 | 0,137 | 13,62 | | | |
| Non-Domestic Aggregated or CT Band 3 | 17,649 | 3,145 | 0,137 | 20,43 | | | |
| Non-Domestic Aggregated or CT Band 4 | 17,649 | 3,145 | 0,137 | 43,43 | | | |
| Non-Domestic Aggregated (related MPAN) | 17,649 | 3,145 | 0,137 | | | | |
| LV Site Specific No Residual | 10,792 | 1,788 | 0,081 | 23,99 | 8,35 | 8,35 | 0,226 |
| LV Site Specific Band 1 | 10,792 | 1,788 | 0,081 | 92,49 | 8,35 | 8,35 | 0,226 |
| LV Site Specific Band 2 | 10,792 | 1,788 | 0,081 | 137,29 | 8,35 | 8,35 | 0,226 |
| LV Site Specific Band 3 | 10,792 | 1,788 | 0,081 | 212,73 | 8,35 | 8,35 | 0,226 |
| LV Site Specific Band 4 | 10,792 | 1,788 | 0,081 | 437,66 | 8,35 | 8,35 | 0,226 |
| LV Sub Site Specific No Residual | 8,012 | 1,213 | 0,058 | 77,38 | 9,78 | 9,78 | 0,159 |
| LV Sub Site Specific Band 1 | 8,012 | 1,213 | 0,058 | 145,89 | 9,78 | 9,78 | 0,159 |
| LV Sub Site Specific Band 2 | 8,012 | 1,213 | 0,058 | 190,69 | 9,78 | 9,78 | 0,159 |
| LV Sub Site Specific Band 3 | 8,012 | 1,213 | 0,058 | 266,13 | 9,78 | 9,78 | 0,159 |
| LV Sub Site Specific Band 4 | 8,012 | 1,213 | 0,058 | 491,06 | 9,78 | 9,78 | 0,159 |
| HV Site Specific No Residual | 5,478 | 0,717 | 0,037 | 170,14 | 9,34 | 9,34 | 0,097 |
| HV Site Specific Band 1 | 5,478 | 0,717 | 0,037 | 540,30 | 9,34 | 9,34 | 0,097 |
| HV Site Specific Band 2 | 5,478 | 0,717 | 0,037 | 1173,56 | 9,34 | 9,34 | 0,097 |
| HV Site Specific Band 3 | 5,478 | 0,717 | 0,037 | 2271,33 | 9,34 | 9,34 | 0,097 |
| HV Site Specific Band 4 | 5,478 | 0,717 | 0,037 | 5502,86 | 9,34 | 9,34 | 0,097 |
| Unmetered Supplies | 49,884 | 5,745 | 3,352 | | | | |
| LV Generation Aggregated | -11,359 | -2,024 | -0,088 | 0,00 | | | |
| LV Sub Generation Aggregated | -8,956 | -1,508 | -0,068 | 0,00 | | | |
| LV Generation Site Specific | -11,359 | -2,024 | -0,088 | 0,00 | | | 0,223 |
| LV Generation Site Specific no RP charge | -11,359 | -2,024 | -0,088 | 0,00 | | | |
| LV Sub Generation Site Specific | -8,956 | -1,508 | -0,068 | 0,00 | | | 0,193 |
| LV Sub Generation Site Specific no RP charge | -8,956 | -1,508 | -0,068 | 0,00 | | | |
| HV Generation Site Specific | -6,767 | -1,025 | -0,049 | 11,46 | | | 0,157 |
| HV Generation Site Specific no RP charge | -6,767 | -1,025 | -0,049 | 11,46 | | | |

| Time periods | Red Time Band | Amber Time Band | Green Time Band |
|---|---|---|---|
| Monday to Friday (Including Bank Holidays) All Year | 16:00 to 19:00 | 09:00 to 16:00<br>19:00 to 20:30 | 00.00 to 09.00<br>20.30 to 24.00 |
| Saturday and Sunday All Year | | 16:00 to 19:00 | 00.00 to 16.00<br>19.00 to 24.00 |

| Time periods | Black Time Band | Yellow Time Band | Green Time Band |
|---|---|---|---|
| Monday to Friday (Including Bank Holidays) March to October Inclusive | | 09.00 - 20.30 | 00.00 to 09.00<br>20.30 to 24.00 |
| Monday to Friday (Including Bank Holidays) November to February Inclusive | 16:00 to 19:00 | 09:00 - 16.00<br>19.00 - 20.30 | 00.00 to 09.00<br>20.30 to 24.00 |
| Saturday and Sunday All year | | 16:00 to 19:00 | 00.00 to 16.00<br>19.00 to 24.00 |

# Fazit

Die optimierte Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur und die Reduzierung des Netzausbaus auf das volkswirtschaftliche Optimum erfordern eine kostenreflexive und damit grenzkostenbasierte Bepreisung von Netzkapazitäten. Daraus resultierende Preissignale, die die regionale und zeitliche Auslastung des Netzes abbilden, fördern eine veränderte Netznutzung und leisten somit einen Beitrag zur Reduzierung der Netzkosten.

[23] Tagesspiegel Background. Fritz, W; Jahn, A. (2025). *Reformbedarf bei der Wälzung der Stromnetzkosten*. https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/reformbedarf-bei-der-waelzung-der-stromnetzkosten

[24] Ofgem. (2009). *CDCM Report.* https://www.ofgem.gov.uk/publications/common-distribution-charging-methodology-cdcm-report

[25] Charging Information Electricity North West Limited. (2025). https://www.enwl.co.uk/about-us/regulatory-information/use-of-system-charges/current-charging-information/

Die Wertigkeit netzdienlichen Verhaltens kann über den fundierten ökonomischen Ansatz der langfristigen Grenzkosten bestimmt werden. In Kombination mit den Preissignalen des Stromgroßhandels entstehen so gesamtsystemdienlich Preise.

Die anstehenden Diskussionsprozesse und Festlegungen der Bundesnetzagentur im Bereich der Stromnetzentgelte bieten die Chance, die Berechnungsmethode für kostenreflexive Netzentgelte über einen wissenschaftlich fundierten Ansatz zu gestalten.

**Regulatory Assistance Project (RAP)®**
Belgium · China · Germany · India · United States

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
D – 10178 Berlin
Germany

info@raponline.org
**raponline.org**

© Regulatory Assistance Project (RAP)®. This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial License (CC BY-NC 4.0).