

MEMORANDUM

Zeitvariable Verteilnetzentgelte

Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche
Netzentgeltsystematik

23. Juli 2023

Im Auftrag von LichtBlick SE

Verfasst von Neon Neue Energieökonomik durch



Zeitvariable Verteilnetzentgelte

Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin



Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Optimale netzdienliche Preissignale in der Theorie.....	8
3	Anreize aus Netzentgelten im Status Quo	9
	3.1 Struktur der Netzentgelte heute.....	9
	3.2 Leistungspreis als zeitvariables Netzentgelt	12
4	Zeitvariable Netzentgelte für Kleinverbraucher	15
5	Ausblick.....	19

1 Einleitung

Energiewende. Die Dekarbonisierung des Energiesystems bedeutet einerseits die Umstellung der Stromerzeugung auf vor allem Wind und Sonne und andererseits die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Raumwärme (primär durch Wärmepumpen), Transport (primär durch Batterie-elektrische Fahrzeuge) und Industrie. Dies bedeutet einen massiven Anstieg des Jahres-Stromverbrauchs. Wenn Haushalte keinen entsprechenden Anreizen ausgesetzt sind, bedeutet dies außerdem einen massiven Anstieg der Spitzenlast, weil Menschen dann heizen und ihre Fahrzeuge laden, wann es praktisch ist oder eben zufällig passiert. Die Folgen wären hohe Kosten für die Bereitstellung des Stroms durch Großspeicher und Wasserstoff sowie massiver Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze.

Flexibilität. Allerdings besitzen viele der neuen Verbrauchseinrichtungen eine inhärente Flexibilität: Wärmepumpen durch thermische Trägheit der Gebäude oder auch Wasser-Wärmespeicher, Elektrofahrzeuge durch Batterien. Eine Verschiebung der Last um einige Stunden oder (bei Autos) Tagen ist technisch prinzipiell oft ohne wesentliche Kosten oder Komfortverzicht möglich. Dafür braucht es jedoch finanzielle Anreize, die heute in der Breite fehlen. Dabei spielt dezentrale Flexibilität, also Geräte, die an die Niederspannung angeschlossen sind und von privaten Haushalten oder Kleingewerbe betrieben werden, wegen ihrer schieren Masse eine herausragende Rolle.

Großes Volumen. Heute beträgt die kumulierte Anschluss- bzw. Ladeleistung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern in der Niederspannung etwa 20 GW und entspricht damit rund 25% der installierten Leistung flexibler Kraftwerke. Nach Erwartung der Bundesregierung kehrt sich dieses Verhältnis bereits 2030 um: mit 250 GW Leistung dezentraler Flexibilität steigt die dezentrale Flexibilität auf etwa 350% der flexiblen Kraftwerksleistung an. Für 2045 erwarten die BMWK-Langfristszenarien dann eine weitere Erhöhung auf 630% der Kraftwerksleistung. Die kumulierte Leistung dezentraler Flexibilitäten übersteigt nicht nur die verfügbare Kraftwerksleistung um ein Vielfaches, sondern sie übertrifft auch die installierte Leistung von großskaligen Flexibilitätsoptionen wie Elektrolyseure, Großbatterien und Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen (Abbildung 1).

Installierte flexible Leistung bei Erzeugung und Verbrauch

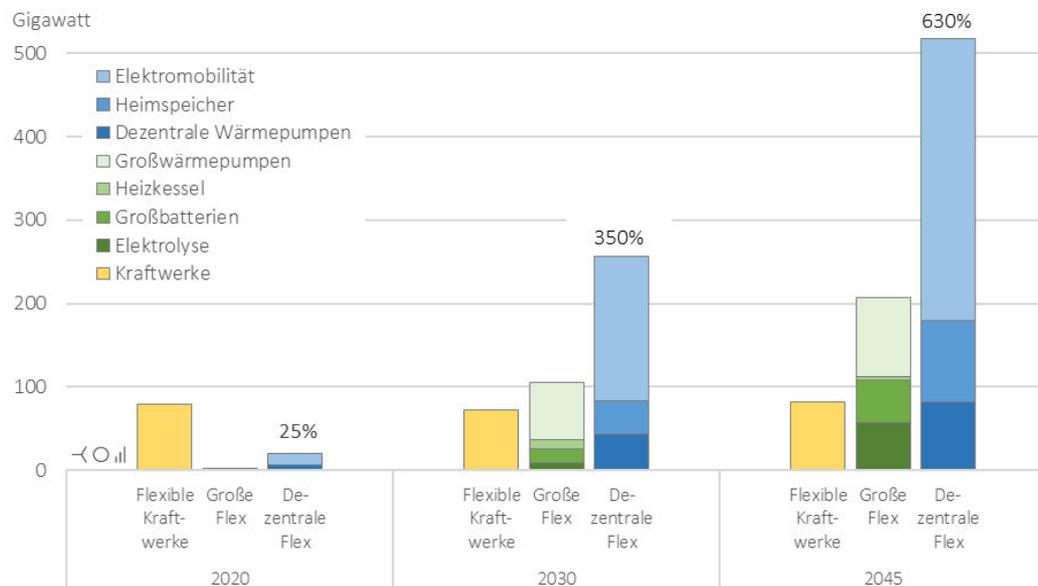


Abbildung 1. Installierte Leistung verschiedener potenziell flexibler Technologien heute und in der Zukunft. Dezentrale Flexibilität bezieht sich auf Anschluss in der Niederspannung. Eigene Darstellung auf Basis des BMWK-Langfristszenarios „T45-Strom“ (2022); die Elektromobilität-Anschlussleistung wurde errechnet als 11 kW für 75% der PkWs; die Kapazität von Großbatterien und Heimspeichern basiert auf den entsprechenden Angaben im Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023) und wurden für das Jahr 2030 durch lineare Interpolation zwischen den Angaben für 2020 und 2037 berechnet.

Systemdienlicher Betrieb. Eine zentrale Herausforderung der Energiewende besteht darin, Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher dazu zu bringen, bevorzugt dann Strom zu beziehen, wenn Wind weht oder die Sonne scheint und die Netze ausreichend freie Kapazität haben. Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wird in der Regel gut über den Strompreis abgebildet; bei hoher Verfügbarkeit sinkt der Preis. Es reicht also, wenn Verbraucher Echtzeitpreisen ausgesetzt sind. Die Netzauslastung wird hingegen im zonalen deutschen Strommarkt nicht abgebildet. Grundsätzlich lassen sich netzdienliche Signale im Verteilnetz mit Wirkung auf den Anlageneinsatz durch vier Mechanismen implementieren: Einen lokalen Strommarkt, einen lokalen Flexibilitätsmarkt, Eingriffsrechte für Netzbetreiber und administrative Preissignale wie Netzentgelte.

Lokaler Strommarkt. In einem hoch-granularen Strommarkt bestimmen sich Preise an jedem Verteilnetz-Anschlusspunkt durch Angebot und Nachfrage sowie Netzkapazität als Gleichgewichtspreis (Verteilnetz-Nodal Pricing). Aus vielerlei Gründen erscheint dies im Verteilnetz für die kommenden Jahrzehnte keine realistische Option, selbst dann, wenn es im europäischen Übertragungsnetz eingesetzt werden würde.

Flexibilitätsmarkt. Lokale Flexibilitätsmärkte funktionieren im Prinzip wie Nodal Pricing im Verteilnetz. Sie ersetzen den zonalen Großhandelsmarkt jedoch nicht, sondern werden zusätzlich und parallel zu diesem aufgesetzt. Aus der Parallelität beider Märkte ergibt sich jedoch ein Anreiz für strategische Gebote, um von Preisunterschieden zu profitieren. Solche Gebotsstrategien werden als Inc-Dec-Gaming bezeichnet (siehe Box). Ein solches Inc-Dec-Gaming ist aus verschiedenen Gründen problematisch. Es ergibt sich inhärent aus der

fundamentalen Marktstruktur und lässt sich nur schwer regulatorisch einhegen, weshalb wir lokale Flexibilitätsmärkte für keine sinnvolle Option halten.

Box: Inc-Dec-Gaming in Märkten für Redispatch und lokale Flexibilität

Abrufbasierte Redispatchmärkte. Ein abrufbasierter Redispatchmarkt zeichnet sich dadurch aus, dass die Teilnahme für Marktakteure freiwillig ist und die Kompensation für den Abruf und auf Basis von Geboten eben dieser Marktteilnehmer:innen erfolgt. Solche abrufbasierten Redispatchmärkte wurden in vorherigen Untersuchungen als problematisch eingeschätzt, da sie zu strategischem Gebotsverhalten führen können (Hirth & Schlecht 2020).

In Knappheitsregionen. Im Kern setzt ein Abruf-basierter Redispatchmarkt problematische Anreize für Erzeugungsanlagen und für Verbraucher:innen, die engpassverschärfend wirken. Im Folgenden werden die Anreize am Beispiel von Erzeugungsanlagen dargestellt. Erzeuger in Knappheitsregionen antizipieren, dass sich durch Vermarktung ihrer Erzeugung auf dem Redispatch-Markt (höhere) Profite erwirtschaften lassen. Sie bieten deshalb auf dem Strommarkt zu höheren Preisen an und preisen sich so aus dem zonalen Markt, um für den nachgelagerten Redispatch-Markt zur Verfügung zu stehen. Man kann diese Strategien als eine Optimierung zwischen zwei Märkten verstehen.

In Überschussregionen. Umgekehrt antizipieren Erzeuger in Überschussregionen Profite durch Herunterregeln auf dem Redispatch-Markt. Um dies zu ermöglichen, geben sie auf dem Strommarkt niedrige Gebote unterhalb ihrer Grenzkosten ab und drücken sich so in den Markt. Sie können zu diesem Preis anbieten, da sie sich auf dem später stattfindenden Redispatch-Markt zu noch geringeren Preisen wieder von ihren Lieferpflichten befreien können. Im Prinzip kaufen sie somit den zuvor teuer am Strommarkt verkauften Strom später günstiger zurück.

Verbraucher. Dieselben Anreize, die im obigen Beispiel für Erzeuger dargestellt sind, bestehen für Verbraucher:innen jeweils gespiegelt, aber mit derselben engpassverschärfenden Wirkung. In Knappheitsregionen kaufen sie günstig im Strommarkt und verkaufen im Redispatch-Markt. In Überschussregionen ziehen sie sich vom Strommarkt zurück um anschließend günstig im Redispatch-Markt kaufen zu können.

Konsequenzen. Dieses strategische Verhalten von Marktteilnehmenden auf beiden Seiten des Engpasses führt zu einer Verschärfung der Engpässe, Windfall-Profits, Problemen für finanzielle Sicherungsgeschäfte, falschen Investitionsanreizen und birgt operative Risiken.

Abregelung. Eingriffsrechte für Netzbetreiber können beispielsweise die Form von Abregelungen oder Leistungs-drosselungen haben, wie sie in Deutschland im Kontext des §14a EnWG seit Jahren intensiv diskutiert werden. Solche Eingriffsrechte sind für den Notfall wünschenswert und sinnvoll, um Systemstörungen, Frequenzabfall oder den Abwurf ganzer Verteilnetze zu verhindern. Als alltägliches Instrument für lastseitige Flexibilität haben sie jedoch eine Reihe von Nachteilen. Insbesondere besteht im Abruffall keine Möglichkeit, zwischen Kosten und Nutzen der Flexibilitätserbringung abzuwägen, weil zumindest der Abruf nicht freiwillig ist. Die starke Rolle der Netzbetreiber dürfte außerdem die Entwicklung

innovativer Geschäftsmodelle und Produkte behindern. Außerdem können sie die Erbringung von marktlicher Flexibilität behindern, etwa die Bereitstellung von Regelleistung oder Fahrplanprodukten. Nicht zuletzt sind sie auch kommunikativ eine Hürde für die Annahme von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, wie die hitzige Debatte in der Presse zeigt.

Administrative Preise. Administrative Preissignale sind solche, die sich nicht unmittelbar aus dem lokalen, momentanen Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage ergeben, sondern durch einen zentralen Akteur ex-ante festgelegt werden. In der Regel stammen solche Proxy-Preise aus einer räumlichen und/oder zeitlichen Differenzierung von Netzentgelten, werden also durch Netzbetreiber parametrisiert. Es liegt in der Natur der Sache, dass Preise nur approximativ abgebildet werden, weil sie sich nicht auf Basis des aktuellen Systemzustands aus Geboten und Netzengpässen bilden. Beispielsweise unterscheiden sich Time-of-use-Netzentgelte in der Regel nur innerhalb weniger Zeitstufen, die darüber hinaus lange im Vorhinein festgelegt werden und für das ganze Verteilnetz gelten. Sie sind also hinsichtlich zeitlicher und räumlicher Auflösung und hinsichtlich Vorlaufzeit mehr oder weniger grobe Annäherungen an „wahre“ Preise. Variable Netzentgelte können daher Überlastung von Netzelementen nicht immer verhindern. Sie machen nur Überlastung unwahrscheinlicher, in dem der Stromverbrauch in Zeiten von hoher Belastung tendenziell reduziert wird. Eine solche stochastische Herangehensweise ist allerdings schon immer Grundlage der Netzauslegung gewesen.

Bewertung. Lokale Strommärkte im Verteilnetz scheinen für die nächsten Jahrzehnte nicht umsetzbar zu sein und lokale Flexibilitätsmärkte weisen inhärent Inc-Dec-Anreize auf. Als Folge halten wir eine Kombination aus administrativen Preissignalen in Form von variablen Netzentgelten (im Regelfall) und Eingriffsrechten für Netzbetreiber (im Notfall) für den bevorzugten Ansatz, um dezentrale Flexibilitäten netzdienlich zu betreiben und Netzüberlastungen zu verhindern.

Struktur. Mit diesem Memorandum wollen wir zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in Deutschland beitragen. Dazu beschreiben wir in Abschnitt 2, wie optimale netzdienliche Preissignale in der Theorie aussehen. In Abschnitt 3 beleuchten wir die derzeitige Netzentgeltsystematik auf ihre Anreizwirkung und zeigen, dass es in Deutschland durch den Leistungspreis bereits heute defacto zeitvariable Netzentgelte gibt. Allerdings tragen diese nicht zur Entlastung der Verteilnetze bei. Daher beschreiben wir in Abschnitt 4, wie durch explizite zeitvariable Netzentgelte netzdienliche Anreize gegeben werden können. Wir enden mit einem Ausblick auf mögliche nächste Schritte.

2 Optimale netzdienliche Preissignale in der Theorie

Gedankenexperiment. Bei der Diskussion von konkreten Vorschlägen zur Weiterentwicklung der Netzentgelte ist es hilfreich, zunächst zu durchdenken, wie theoretisch optimale netzdienliche Strompreise aussähen. Selbst wenn diese theoretischen Preissignale aus guten Gründen in der Praxis unerreichbar bleiben, bilden sie einen sinnvollen Maßstab, um konkrete Vorschläge zu bewerten.

Vollständiger Strommarkt. In einem hypothetischen vollständigen Strommarkt werden die Präferenzen und Zahlungsbereitschaften aller Verbraucher:innen sowie die Kostenstruktur und die begrenzte Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen und Speichern wie auch der Übertragungs- und Verteilnetzen *in einem Preissignal* aggregiert. Der Preis für Strom bildet sich hier also nicht nur anhand der variablen Kosten von Kraftwerken in einem zonalen Strommarkt (wie im Merit-Order-Modell illustriert), sondern berücksichtigt auch die Knappheit der Netze. Abgesehen von An- und Abfahrkosten von Kraftwerken lassen sich alle Kosten in einem Preis je Energie (€/MWh) abbilden, insbesondere auch die Investitionskosten in Erzeugungsanlagen und Netze. Einen separaten Leistungspreis oder Kapazitätzahlungen gibt es hier also nicht.

Systemkostenminimierung. Wenn dieses Preissignal ohne Marktversagen entstehen kann – also ohne Marktmacht, Transaktionskosten, Externalitäten, verzerrende Steuern und staatliche Beeinflussung von Preisen –, dann treffen Marktakteure volkswirtschaftlich effiziente Entscheidungen: der Einsatz von Kraftwerken, das Laden von Elektroautos, die Standortauswahl von Erzeugungsanlagen, der Betrieb von Speichern, etc. erfolgt jeweils so, dass die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden, inklusive Netzkosten.

Granulare Preise. Da Strom nur begrenzt und unter Kosten gespeichert und transportiert werden kann, ändert sich ein solcher hypothetischer Preis über die Zeit (z.B. jede Minute) und unterscheidet sich an jedem Ort (z.B. jedem Netzanschlusspunkt). Mathematisch lässt sich ein solcher Preis ermitteln, in dem man Erhöhung der Systemkosten durch die marginale Erhöhung des Stromverbrauchs an einem Ort zu einem Zeitpunkt ermittelt (Schweppe et al., 1988). Dieser theoretische optimale Strompreis ist dann an jedem Netzanschlusspunkt im Verteilnetz unterschiedlich. In Zeiten unterausgelasteter Netze sind die lokalen Preisunterschiede klein und spiegeln lediglich Netzverluste wider. In Zeiten ausgelasteter Netze sind lokale Preisunterschiede jedoch groß, weil sie die momentane Knappheit der Ressource Netz und die unterschiedliche Wirkung auf Engpässe zwischen den Netzanschlusspunkten widerspiegeln. Während eine Entnahme an einem Ort engpassentlastend sein kann, kann eine Entnahme an einem anderen Ort engpassverschärfend sein und entsprechend teurere Erzeugung an anderer Stelle notwendig machen.

Realer Strommarkt. Jeder reale Strommarkt ist unvollständig, das heißt, er bildet nur einen Teil der Kosten und Knappheiten im Preis ab. Dafür gibt es gute Gründe, etwa das Vermeiden von übermäßigen Transaktionskosten eines hoch granularen Preissignals oder politisch erwünschte Verteilungseffekte. Ein vollständiger Strommarkt wird also immer eine hypothetische, theoretische Überlegung bleiben. Jedoch sollte es das Ziel des Strommarktdesigns sein, sich unter Abwägung der damit verbundenen Kosten diesem Idealbild anzunähern. Ein gutes Strommarktdesign in diesem Sinne ist also eines, das Anreize für Anlagenbetrieb und -investitionen schafft, die nahe am ökonomischen Optimum sind. Dies ist dann ein Strommarkt, in dem Preise aussagekräftig sind, weil sie reale Kosten und Knappheiten abbilden.

Verteilnetzentgelte. Dies gilt auch für die Ausgestaltung von Verteilnetzentgelten. Unter Berücksichtigung des weiteren Strommarktdesigns, beschränkter Information über den aktuellen Netzzustand und der Anforderungen die Netzkosten zu decken, sollten Netzentgelte aus dieser Perspektive dazu beitragen die theoretisch optimalen lokalen Strompreise zu approximieren. Aus Netzentgelten sollten also Anreize entstehen, die den weiteren Strommarkt sinnvoll ergänzen und die Knappheiten der Netze in ein vernünftiges lokales Preissignal umsetzen.

3 Anreize aus Netzentgelten im Status Quo

Ziele der Netzentgelte. Die Netzentgelte in Deutschland sind nicht mit dem Ziel entwickelt worden netzdienliche Anreize für Verbraucher:innen zu geben. Sie stehen vielmehr unter dem Leitgedanken die Kosten des Netzes in einer als fair empfundenen Verteilung unter den Netznutzer:innen aufzuteilen. Wir empfehlen jedoch die Netzentgelte stärker unter Anreiz-Gesichtspunkten zu verstehen, da wir den Netzentgelten eine entscheidende Rolle bei dem netzdienlichen Betrieb dezentraler Flexibilitäten zugestehen. Dazu beschreiben wir in diesem Abschnitt zunächst, wie Netzentgelte derzeit in Deutschland berechnet werden und analysieren anschließend die daraus resultierenden Anreize.

3.1 Struktur der Netzentgelte heute

Arten. Deutsche Netzbetreiber erheben Netzentgelte für den erstmaligen Anschluss und dann für die laufende Nutzung von Netzen. Wir konzentrieren uns hier auf Netznutzungsentgelte, die in Deutschland ausschließlich bei Stromentnahme anfallen, während in einigen europäischen Ländern auch Erzeugungsanlagen Entgelte in Rechnung gestellt werden.

ÜNB vs. VNB. Netzentgelte werden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern genauso erhoben wie von den etwa 900 Verteilnetzbetreibern. Dabei kaskadieren Netzentgelte von hohen auf niedrigere Spannungsebenen: nachgelagerte Netzbetreiber zahlen Netzentgelte an vorgelagerte Netze höherer Spannung. Dies reflektiert die Logik traditioneller Stromsysteme, dass erzeugter Strom zunächst auf Höchstspannung hochtransformiert wird, um dann stufenweise auf Hoch-, Mittel- und Niederspannung heruntertransformiert zu werden. In der Folge sind die Netzentgelte umso höher, je geringer die Anschlussspannung. Während Übertragungsnetzentgelte bundesweit gewälzt werden, ist dies für Verteilnetze nicht der Fall. Die Kosten des lokalen Verteilnetzes tragen die lokalen Stromverbraucher:innen, selbst wenn diese beispielsweise durch Netzausbau für Erzeugung verursacht wurden.

Basis. Je nach Verbrauchstyp fallen Entgelte in Deutschland auf drei verschiedene Basen an: auf den Jahres-Strombezug (Arbeitspreis in ct/kWh), auf die individuelle Spitzenlast je Viertelstunde im Jahr (Leistungspreis in €/kW pro Jahr) und eine verhaltensunabhängige Pauschalzahlung (Grundpreis in € pro Jahr). Dabei ergibt sich der Leistungspreis aus der tatsächlichen Bezugsspitze und nicht aus der Anschlussleistung. Die Struktur der Netzentgelte unterscheidet sich zwischen Großverbrauchern ab 100 MWh Jahresverbrauch mit einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) und kleinen Kund:innen, die meist nach Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden.

SLP. SLP-Kund:innen zahlen im Normalfall einen Grundpreis sowie einen Arbeitspreis, der mit dem jährlichen Stromverbrauch multipliziert wird. Dies gilt auch für Kund:innen mit einem intelligenten Messsystem („Smart Meter“), die nicht nach SLP sondern nach Zählerstandgangmessung abgerechnet werden. Reduzierte Netzentgelte sieht §14a EnWG für Wärmepumpen, private Elektroauto-Ladepunkte und andere steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vor. Die „Steuerung“ kann dabei durch wirtschaftliche Anreize wie zeitvariable Netzentgelte, über die Netzanschlussleistungen oder durch die tatsächliche Steuerung einzelner Geräte erfolgen. Hierzu legt die Bundesnetzagentur aktuell Vorgaben fest.

Tabelle 1. Netzentgelte für SLP-Kund:innen am Beispiel Stromnetz Berlin (brutto, gerundet)

Entgelt	Höhe
Grundpreis	40 € pro Jahr
Arbeitspreis	9 ct/kWh

RLM. RLM-Kund:innen zahlen neben einem verhaltensunabhängigen Festpreis für den Messstellenbetrieb und einen Arbeitspreis auch einen Leistungspreis. Der Leistungspreis wird mit dem viertelstündlichen Maximalbezug im Jahr multipliziert, in Ausnahmefällen auch im Monat. Leistungs- und Arbeitspreise unterschieden sich dabei hinsichtlich der Benutzungsstunden (Jahresbenutzungsdauerstunden). Diese Zahl ermittelt sich als Quotient aus Jahresverbrauch und der Spitzenlast. Die Struktur der Netzentgelte ändert sich ab einer Benutzungsstundenzahl von 2500: bei weniger Benutzungsstunden ist der Arbeitspreis eher

hoch und der Leistungspreis eher gering; bei mehr als 2500 Benutzungsstunden ist es genau andersherum. Tabelle 2 zeigt dies beispielhaft für das Stromnetz Berlin.

Tabelle 2. Netzentgelte für RLM-Kund:innen am Beispiel Stromnetz Berlin (brutto, gerundet)

Anschlussspannung	Entgelt	< 2500 Benutzungsstunden	≥ 2500 Benutzungsstunden
Mittelspannung	Messtellenbetrieb	393 € pro Jahr	393 € pro Jahr
	Leistungspreis	7 €/kW pro Jahr	71 €/kW pro Jahr
	Arbeitspreis	6 ct/kWh	3 ct/kWh
Niederspannung	Messtellenbetrieb	392 € pro Jahr	392 € pro Jahr
	Leistungspreis	10 €/kW pro Jahr	113 €/kW pro Jahr
	Arbeitspreis	9 ct/kWh	5 ct/kWh

RLM-Ausnahmen. §19 StromNEV definiert eine Reihe von Ausnahmen und reduzierten Netzentgelten, von denen insbesondere die in Absatz beschriebenen Rabatte in der Praxis relevant sind. Dabei erhalten Verbraucher:innen mit einer atypischen oder gleichmäßigen Netznutzung eine Reduktion der Netzentgelte um bis zu 90%.

- Eine atypische Netznutzung liegt vor, wenn die individuelle Jahreshöchstlast außerhalb definierter Zeitfenster der Netz-Höchstlast liegt, beispielsweise im Sommer oder nachts. Dann wird ein Nachlass von bis zu 80% auf die Netzentgelte gewährt.
- Eine gleichmäßige Netznutzung liegt vor, wenn mindestens 7000 Benutzungsstunden erreicht werden. Abnehmer:innen ab 10 GWh Jahresverbrauch erhalten dann einen Nachlass von bis zu 80%. Bei über 8000 Benutzungsstunden steigt der Rabatt sogar auf 90%. Netzbetreiber schöpfen die maximale mögliche Entgelt-Reduktion in der Regel auch aus.

Relevanz. Diese Ausnahmen werden in sehr erheblichem Maße genutzt. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur wurde im Jahr 2021 auf 70 TWh Jahresverbrauch ein individuelles Netzentgelt angewendet, also knapp ein Drittel des industriellen Stromverbrauchs. Das Rabattvolumen betrug 800 Mio. Euro, mehr als doppelt so viel wie noch fünf Jahre zuvor. Zahlreiche Beratungsfirmen haben sich darauf spezialisiert, mithilfe von Blockheizkraftwerken und Batteriespeichern hinter der Messstelle die Benutzungsstunden von Großverbrauchern über Schwellenwerte der Ausnahmeregeln zu hieven. In vielen Unternehmen ist es eine wesentliche Aufgabe des Energiemanagements, den Stromverbrauch hinsichtlich auf Gleichmäßigkeit zu optimieren, um in den Genuss der Rabatte zu kommen.

3.2 Leistungspreis als zeitvariables Netzentgelt

Leistungspreise. In diesem Abschnitt beschreiben wir die Anreize, die im Status Quo aus den Netzentgelten entstehen. Insbesondere die Leistungspreise sind hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf Flexibilitätserbringung essentiell und in ihrer ökonomischen Wirkung auch in der Fachdiskussion oft nicht ausreichend verstanden. Aus diesem Grund arbeiten wir im Folgenden vier Aspekte heraus:

- Leistungspreise setzen Anreize für eine inflexible Anlagenauslegung, die von der Rabattierung bei gleichmäßigem Netzbezug noch verstärkt wird
- Leistungspreise sind faktisch zeitvariable Netzentgelte
- Leistungspreise implizieren bizarr hohe Grenzkosten bei Mehrverbrauch in einzelnen Stunden und stellen deswegen eine Barriere gegen Flexibilitätserbringung dar
- Leistungspreise orientieren sich am individuellen Verbrauchsprofil, während unter ökonomischen Gesichtspunkten eine Orientierung an der Netzlast sinnvoll wäre

Anlagenauslegung. Abbildung 2 zeigt die Netzentgelte je Megawattstunde Stromverbrauch am Beispiel der Berliner Mittelspannung. Eine flexible Anlagenauslegung mit variablem Stromverbrauch und folglich geringen Benutzungsstunden ist links dargestellt, eine inflexible Auslegung für Grundlastbetrieb rechts. Eine Anlage mit 100 Benutzungsstunden zahlt pro Megawattstunde 32-mal so hohe Netzentgelte wie eine Anlage im Dauerbetrieb. Das aktuelle Entgeltdesign setzt also an sich Anreize für eine inflexible Anlagenauslegung; diese werden von den Rabatten für eine gleichmäßige Netznutzung noch zusätzlich verstärkt.

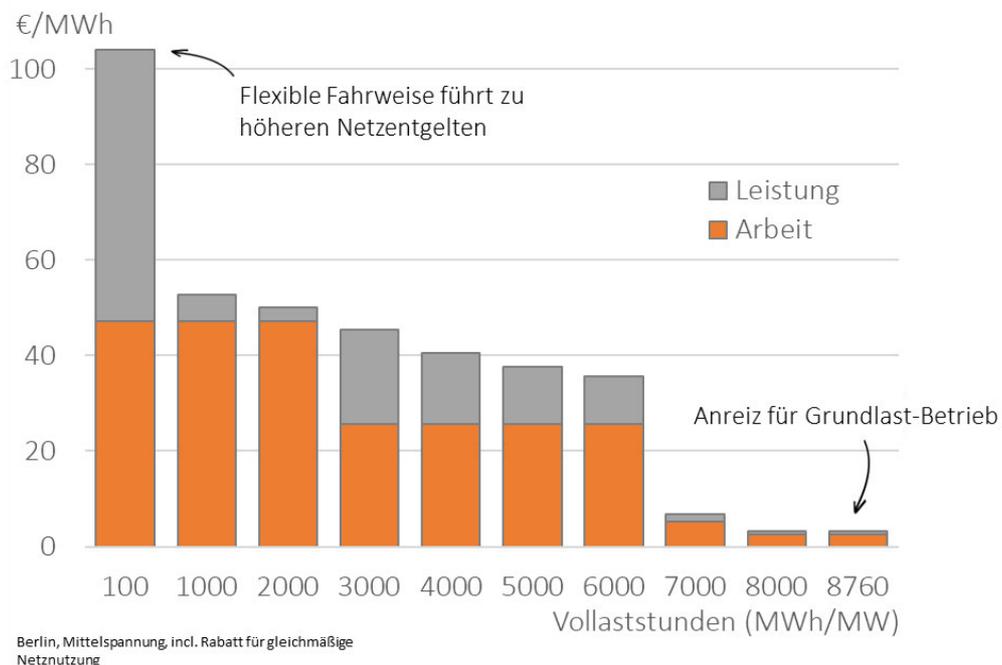


Abbildung 2. Netzentgelte bei unterschiedlichen Benutzungsstunden für Großkunden in Berlin mit Anschluss an die Mittelspannung.

Zeitvariable Entgelte. In der deutschen Diskussion um zeitvariable Netzentgelte wird meistens übersehen: Wir haben mit Leistungspreisen in Deutschland seit langem de facto zeitvariable Netzentgelte. Leistungspreise führen dazu, dass die Netzentgelte, die für den Verbrauch einer zusätzlichen („marginalen“) Megawattstunde anfallen, innerhalb des Jahres schwanken. Faktisch gibt es zwei Preisstufen: Bei Strombezug unterhalb der Spitzenlast wird nur der Arbeitspreis fällig. Liegt der momentane Stromverbrauch bereits bei der Spitzenlast, führt eine Verbrauchserhöhung zusätzlich auch zu einer höheren Leistungszahlung. Mit anderen Worten: in diesen Stunden sind die marginalen Netzentgelte, die für eine Erhöhung des Verbrauchs fällig werden, sehr viel höher.

Beispiel. Das folgende Beispiel zeigt dies illustrativ, wieder anhand der Berliner Mittelspannung. Angenommen, der Betrieb hat jeden Tag den gleichen Strombezug wie in Abbildung 3 (links) dargestellt. Erhöht sich der Stromverbrauch morgens, abends oder nachts, muss lediglich der Arbeitspreis von etwa 26 € pro Megawattstunde gezahlt werden. Erhöht sich jedoch der Tagesverbrauch gleichmäßig über alle Stunden mit Spitzenlastbezug (im Beispiel sind dies 2.920 Stunden, täglich von 9 Uhr bis 17 Uhr), ist eine höhere Leistungszahlung fällig. Im Beispiel beträgt das Netzentgelt pro Megawattstunde zusätzlichen Verbrauch dann rund 46 Euro. Wenn das Unternehmen also durch Einführung einer neuen Nachtschicht den Strombezug in jeder Nacht-Stunde des Jahres um 1 Megawatt erhöht, kostet dies Netzentgelte in Höhe von 26 €/MWh; bei einer Tag-Schicht wären es hingegen 46 €/MWh. So gesehen gilt für das Unternehmen bereits heute de facto ein zeitvariables Netzentgelt (Time-of-use), das im Tagesverlauf schwankt – nur dass das Hochpreisfenster allein vom Zeitpunkt der *individuellen* Höchstlast abhängt und somit in keinem Zusammenhang mit der Netzbelastung steht.

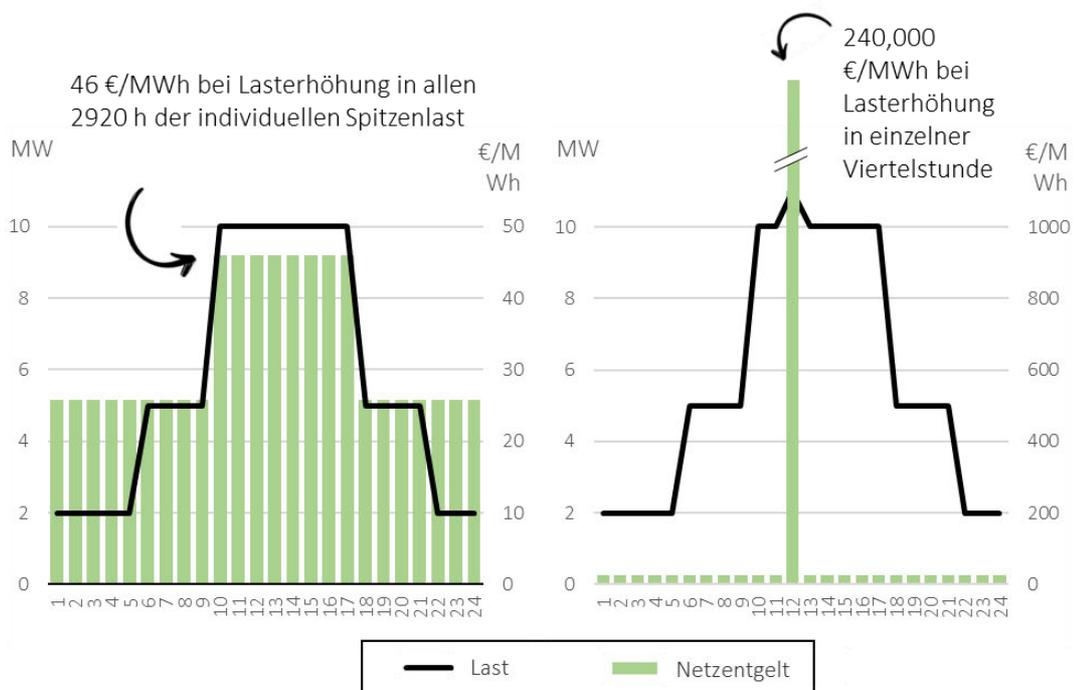


Abbildung 3: Netzentgelte für den Verbrauch einer zusätzlichen Megawattstunde im Tagesverlauf bei Lasterhöhung über das Jahr (links) und bei Lasterhöhung in einer Viertelstunde (rechts) (Beispiel)

Flex-Anreize. Die Unterschiede in den effektiven Netzentgelten sind noch bizarrer, wenn nicht eine gleichmäßige Erhöhung des Stromverbrauchs, sondern eine Flexibilitätserbringung in Form von einer kurzfristigen Verbrauchserhöhung stattfindet. Wird an einem Netzanschluss eine Megawattstunde in nur einer einzelnen Viertelstunde zusätzlich bezogen, muss der Leistungspreis auf vier Megawatt zusätzlich gezahlt werden, in der Berliner Mittelspannung sind dies fast 240.000 Euro (siehe Abbildung 4, rechts). Das effektive Netzentgelt beträgt hier also knapp 240.000 Euro pro Megawattstunde – das ist fast zehntausend Mal mehr als für den Arbeitspreis gezahlt werden muss. Selbst wenn die zusätzlich verbrauchte Megawattstunde sich auf 100 Stunden verteilt, betragen die Mehrkosten für die zusätzliche Megawattstunde noch 600 Euro, also 20-mal mehr als der Arbeitspreis. Aus diesem Beispiel wird ersichtlich, dass es sich für Großkund:innen mit registrierender Leistungsmessung (RLM) im aktuellen Netzentgeltdesign wegen der Leistungspreise praktisch nie lohnen dürfte den Stromverbrauch über die Spitzenleistung hinaus zu erhöhen, um sich systemdienlich zu verhalten. Netz- oder marktdienliche Anreize werden diesen Anstieg in den Netzentgelten in der Regel nicht ausgleichen können.

Individuelle Last. Problematisch an der Leistungspreis-Komponente der Netzentgelte ist, dass diese am *individuellen* Verbrauch ansetzt. Es ist die individuelle Spitzenlast, die die Zeitpunkte definiert, an denen das individuelle Netzentgelt de facto höher ist, weil eine Erhöhung des Stromverbrauchs zu einer zusätzlichen Leistungszahlung führen würde. Dies bedeutet auch, dass die so entstehenden „Hochpreisfenster“ für alle Verbraucher:innen zu anderen Zeiträume gelten.

Analogie Strommarkt. Dieser Ansatz widerspricht diametral der ökonomischen Logik von Preisen, die sich anhand der *gesamten* Nachfrage eines Markts bilden. Dies gilt auch für den Großhandelsmarkt für Strom: An der Strombörse wird der Gleichgewichtspreis durch die Gesamtnachfrage und nicht eine individuelle Nachfrage bestimmt. Würde man die Logik von Netzentgelt-Leistungszahlungen auf die Strombörse anwenden, würden dort alle Verbraucher:innen einen individuellen Preis zahlen. Der individuelle Strompreis wäre immer dann hoch, wenn individuell viel Strom verbraucht wird, auch wenn in diesem Moment viel Wind- und Solarstrom vorhanden sind. Andersherum wäre der individuelle Strompreis dann sehr niedrig, wenn individuell kaum Strom verbraucht wird, auch in einer dramatischen Knappheitssituation.

Netzlast. Nach ökonomischer Logik sollten Netzentgelte von der gesamten Netzlast abhängen, also dem gemeinsamen Verbrauchsprofil aller Kund:innen und nicht dem individuellen Verbrauchsprofil jedes Kunden. In einem Netzgebiet sollten zu jedem Zeitpunkt alle die gleichen Netzentgelte für eine Erhöhung ihres Verbrauchs bezahlen, denn sie haben ja alle den gleichen Effekt auf die beschränkte Ressource Netz.

Leistungspreise als Proxy. Die am individuellen Spitzenverbrauch orientierten Leistungspreise sind eigentlich sogar dazu gedacht, den Einfluss des Verbrauchs auf die Netzlast widerzuspiegeln. Durch die in der StromNEV (Anlage 4 von § 16 Abs. 2) beschriebene Höchstlastbeitragskalkulation wird abgeschätzt, welchen Anteil Verbraucher:innen an der maximalen Netzbelastung haben. Diese Abschätzung erfolgt in Abhängigkeit ihrer Benutzungsstunden, weil es wahrscheinlich ist, dass Verbraucher:innen mit hohen Benutzungsstunden einen höheren Anteil an der maximalen Netzbelastung verursachen als

solche mit weniger Benutzungsstunden. Daher zahlen Verbraucher:innen mit hohen Benutzungsstunden entsprechend ihrem approximierten Gleichzeitigkeitsgrad auch einen höheren Leistungspreis. In einem Energiesystem ohne lastseitige Flexibilität sowie ohne Einspeisung von größeren Mengen Strom in Verteilnetze mag eine Approximierung von Gleichzeitigkeitsgraden durch die Anzahl der Benutzungsstunden plausible Ergebnisse geliefert haben. Jedoch muss im zukünftigen Energiesystem die Last flexibel auf Strompreise und Netzbelastung reagieren und dezentraler Erzeugung wird zunehmend in Verteilnetze eingespeist, sodass die Approximation schlichtweg falsche Ergebnisse liefert.

Zusammenfassung. Scheinbar gibt es in Deutschland aktuell keine zeitvariablen Netzentgelte. Das System des Leistungspreises, der auf die viertelstundenscharfe Jahreshöchstlast erhoben wird, bewirkt de facto jedoch eine zeitliche Stufung der Netzentgelte. Diese setzen jedoch in verschiedener Hinsicht falsche Anreize:

- Eine inflexible Auslegung von Anlagen und Prozessen (möglichst gleichmäßiger Stromverbrauch) wird systematisch befördert. Dieser Effekt des Leistungspreises wird durch die Rabattierung bei gleichmäßiger Netznutzung noch weiter verstärkt.
- Das faktisch resultierende Profil der individuellen Netzentgelte steht in keinem direkten Zusammenhang mit der Netzlast. Selbst in einem überspeisten Netz wird zusätzlicher Verbrauch unter Umständen finanziell massiv bestraft.
- Leistungspreise basierend auf individueller Spitzenlast führen zu bizarr hohen Grenzkosten, wenn der Stromverbrauch nur in einzelnen Stunden erhöht wird. Industrielle Flexibilität im Sinne des Nutzens von Strom bei negativen Börsenpreisen oder bei Netzengpässen wird so verhindert.

Vor dem Hintergrund von Solar-Eigenstromerzeugung und netzdienlichem Laden von Elektroautos wird immer wieder die Einführung von Leistungspreisen auch für Haushalte diskutiert. Wir halten dies aus den oben beschriebenen Gründen nicht für sinnvoll. Stattdessen empfehlen wir explizite zeitvariable Netzentgelte einzuführen, die netzentlastend wirken. Die wichtigsten Ausgestaltungsvarianten dafür beschreiben wir im folgenden Abschnitt.

4 Zeitvariable Netzentgelte für Kleinverbraucher

Technische Voraussetzungen. Um zeitvariable Netzentgelte für Kleinverbraucher einführen zu können, müssen diese ihren Stromverbrauch in mindestens viertelstündlicher Auflösung messen können. Dies ist durch intelligente Messsysteme oder den Einsatz einer

Zählerstandgangmessung möglich. Ohne diese technischen Voraussetzungen, kann ein zeitvariables Netzentgelt nicht abgerechnet werden. Bis alle Verbraucher:innen die notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllen, ist es denkbar zeitvariable Netzentgelte als optionales, nicht verpflichtendes Abrechnungsmodell anzubieten.

Zeitlicher Vorlauf. Bei der Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte für Kleinverbraucher stellt sich als wesentliche Frage, wann die Netzentgelte festgelegt werden. Hier gibt es die im Folgenden vorgestellten Ansätze der statischen und dynamischen Bestimmung, sowie Mischformen daraus.

Statische Netzentgelte. Bei statisch-zeitvariablen Netzentgelten werden die Hochpreisfenster mit langem Vorlauf und für einen längeren Zeitraum definiert, typischerweise ein Jahr. Im einfachsten Fall unterscheiden sich Hoch- und Niedrigpreisfenster nur in der Uhrzeit, jedoch sind auch mehrere Preisstufen und/oder eine Berücksichtigung von Jahreszeiten, Wochentagen und Feiertagen möglich. Diese Tarifstruktur wird auch „Time-of-use“ genannt, weil die Höhe der Netzentgelte alleine vom kalendarischen Zeitpunkt bestimmt wird. Eine solche Parametrisierung der Netzentgelte auf Basis von statistischen Erkenntnissen über die Netzbelastung ist dann sinnvoll, wenn eine hohe Auslastung der relevanten Netzelemente vorhersehbaren Rhythmen unterliegt. Dies ist zum Beispiel häufig in Netzgebieten der Fall, die von privatem Verbrauch oder von solarer Erzeugung dominiert sind. So ist in Last-dominierten Netzen die Spitzenlast am frühen Abend während eines Wochentages im Winter zu erwarten und mittags regelmäßig eine zweite Lastspitze zu beobachten. In Netzen, die von solarer Erzeugung mitgeprägt sind, wird in den Sommermonaten mittags so viel Strom erzeugt, dass die Netzlast negativ wird, Strom also in vorgelagerte Netze zurückgespeist wird. In den meisten ländlichen Verteilnetzen Deutschlands dürfte dies bereits heute oder spätestens in wenigen Jahren der Fall sein. Abbildung 4 zeigt beispielhaft die Netzlast und passende statisch-zeitvariable Netzentgelte für beide Fälle.

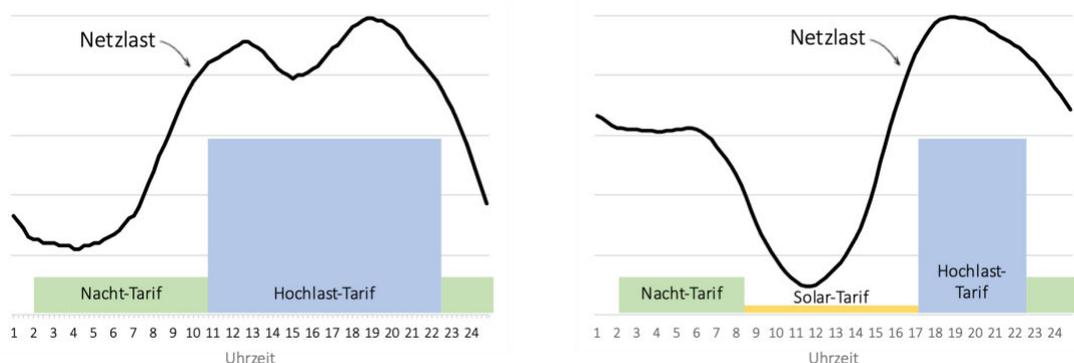


Abbildung 4. Illustrationen von statisch-zeitvariablen Netzentgelt mit zwei Tarifstufen in einem Last-dominierten Netz (links) und mit drei Tarifstufen in einem von Last und Solarerzeugung geprägtem Netz (rechts).

Dynamische Netzentgelte. Die Alternative zu einer Festlegung statischer Zeitfenster im Voraus ist die Bestimmung von Netzentgelten in Kenntnis des tatsächlichen Systemzustands. Ein solch dynamisches Netzentgelte kann daher den aktuellen Systemzustand viel besser widerspiegeln, als statische Netzentgelte (Abbildung 5). Dynamischen Netzentgelte sind insbesondere dann

sinnvoll, wenn sich die Netzbelastung nur schlecht kalendarisch beschreiben lässt, etwa wenn Netze durch Windstromerzeugung oder elektrisches Heizen dominiert sind. In letzterem Fall ist zwar die Spitzenlast vorhersehbar an einem Winterabend, aufgrund der starken Außentemperaturschwankungen über den Winter ist der Tag jedoch im Vorfeld nicht abzusehen. Wie kurzfristig die Höhe der Netzentgelte festgelegt wird, hat Auswirkungen auf die Effizienz und Effektivität der Netzentgelte als Anreizinstrument: Je kurzfristiger die Festlegung erfolgt, desto genauer kann der aktuelle Systemzustand wiedergespiegelt werden. Allerdings sind kurzfristige Vorlaufzeiten sowohl auf Seiten der Netzbetreiber wie auch der Netznutzer aufwändig. Denkbar ist die Festlegung mit wenigen Tagen Vorlauf auf Basis von Wettervorhersagen, nahe Echtzeit auf Basis von Lastflussmessungen, oder ex-post auf Basis finaler Netzdaten. Eine ex-post Festlegung wie sie beispielsweise im Wintertrimester im Vereinigten Königreich angewandt wird, stellt sicher, dass die Netzentgelte in den Stunden mit der höchsten Netzbelastung am höchsten sind. Allerdings wird dadurch die Prognose der Netz-Spitzenlast privatisiert, sodass ein hoher Aufwand und Unsicherheit bei Kleinverbraucher:innen entsteht.

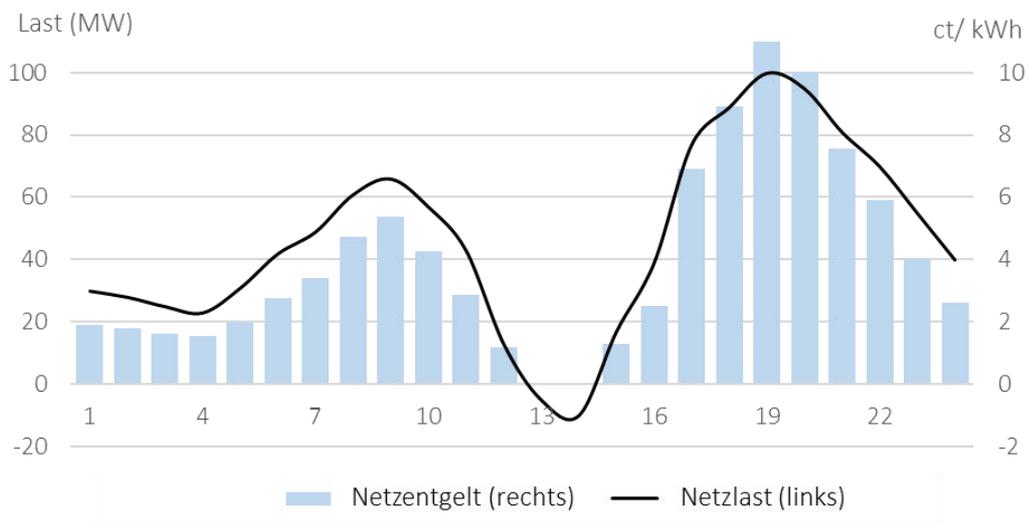


Abbildung 5. Illustration eines dynamisches Netzentgelt, das in Abhängigkeit der gemessenen Netzlast variiert.

Critical peak pricing. Eine Mischform aus statischen und dynamischen Entgelten ist Critical Peak Pricing (CPP). Hier werden lange im Vorfeld festgelegte Zeitfenster unterschiedlicher Tarifstufen kombiniert mit kurzfristig bekanntgegebenen Preisanreizen in kritischen Stunden. CPP wird meistens als Ergänzung zu ToU-Tarifen für besonders flexible Verbraucher:innen angeboten, die dafür eine einmalige Zahlung oder geringere Entgelte in Niedriglastzeitfenstern erhalten.

Übersicht. Laut ACER (2023) verwenden aktuell 21 der 27 EU-Mitgliedsstaaten statisch-zeitvariable Netzentgelte im Verteilnetz. Etwa die Hälfte davon hat zusätzlich auch zeitvariable Entgelte auf Ebene der Übertragungsnetze (Abbildung 6). Die statisch-zeitvariablen Netzentgelte sind in Form von zwei oder wenigen Preisstufen umgesetzt, wie Abbildung 7 zeigt. Neben Italien ist Deutschland das einzige westeuropäische ohne explizite zeitvariable

Netzentgelte. Eine dynamische Komponente in den Netzentgelten gibt es hingegen nur in den drei Ländern Frankreich, Norwegen und Schweden.

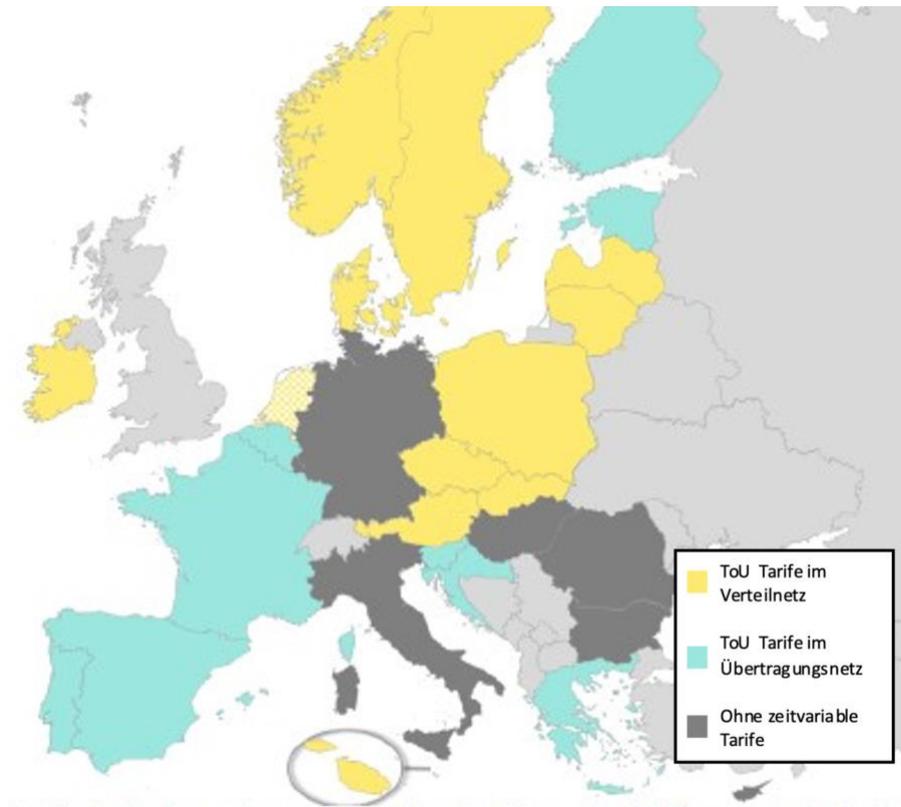


Abbildung 6. Zeitvariable Netzentgelte in Europa. Quelle: ACER (2023)

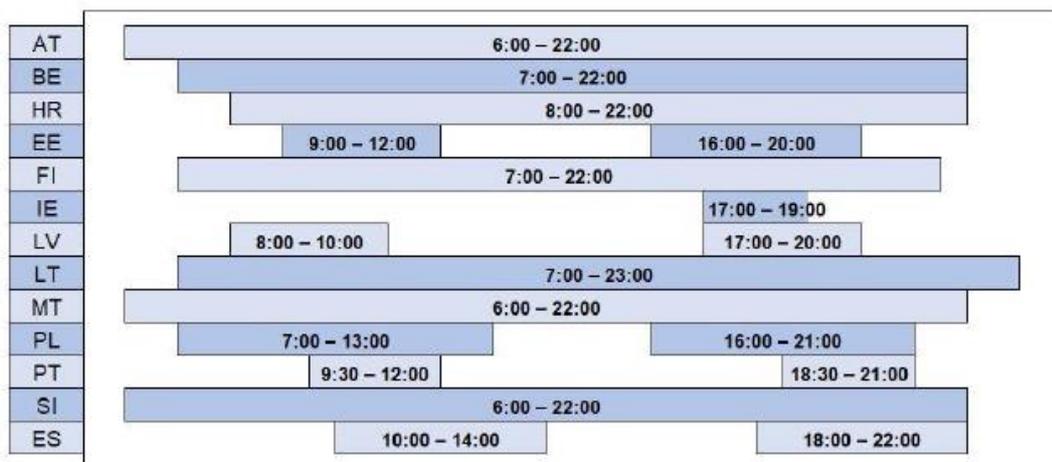


Abbildung 7. Hochpreis-Zeitfenster für Verteilnetzentgelte. Quelle: ACER (2023)

5 Ausblick

Dezentrale Flexibilitäten. Angesichts einer zunehmenden Flexibilisierung der Stromnachfrage empfehlen wir Netzentgelte stärker unter Anreiz-Gesichtspunkten zu verstehen und dementsprechend weiterzuentwickeln. Nur so kann eine Überlastung von Verteilnetzen verhindert werden, ohne dass Verteilnetzbetreiber die komplette Steuerung flexibler Anlagen in Privathaushalten übernehmen.

Henne-Ei. In Deutschland gibt es für kleine Endkund:innen keine zeitvariablen Netzentgelte und auch zeitvariable Endkundentarife stecken noch in den Kinderschuhen. Deswegen ist es wenig verwunderlich, dass Technologie, Algorithmen, Schnittstellen und Geschäftsmodelle für nachfrageseitige Flexibilität bislang weitgehend fehlen.

Innovationspolitik. Die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten für Haushalte ist also im Kern Innovationspolitik. Es geht nicht darum, kurzfristig signifikante Flexibilitäts-Potentiale zu heben. Vielmehr sollten jetzt, angesichts des zunehmend schnellen Wachstums von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern, die Weichen für die technisch, regulatorische, vertragliche und betriebswirtschaftliche Entwicklung von dezentraler Flexibilität gelegt werden. Für zeitvariable Netzentgelte bedeutet dies, dass ein schrittweises Vorgehen, pragmatische Lösungen, klare öffentliche Kommunikation und regelmäßige Evaluierung sinnvoller erscheinen als die akademische Suche nach dem theoretisch besten System. Plausibel erscheint beispielsweise ein Vorgehen entlang folgender Module:

- Modul 1: Statisch-zeitvariable Netzentgelte für Kleinverbraucher:innen
- Modul 2: Reform der Netzentgeltsystematik für RLM-Kund:innen
- Modul 3: Pilotprojekt der regionalen Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten
- Modul 4: Integration von Modulen 1 bis 3 in ein kohärentes System
- Modul 5: Verfeinerung

Modul 1. Als ein wesentliches Element scheint die kurzfristige Einführung von statisch-zeitvariablen Netzentgelten für Kleinverbraucher:innen sinnvoll, wie sie in den meisten anderen europäischen Ländern bereits üblich ist. Dies sollte bevorzugt in den Verteilnetzen geschehen, in denen Engpässe relevanter Netzelemente durch kalendarische Zeit gut beschrieben wird, was insbesondere für lastgeprägte urbane und suburbane Verteilnetze zutreffen sollte, sowie solche, die durch solare Stromerzeugung dominiert werden.

Modul 2. Eine tiefgreifende mittelfristig aber unabdingbare Reform ist die der Netzentgeltsystematik für RLM-Kund:innen. Wir sind überzeugt, dass dabei nicht nur die Ausnahmeregelungen des §19 StromNEV, sondern auch der Leistungspreis grundlegend reformiert werden sollten. Möglicherweise ließen beide durch ein sinnvoll ausgestaltetes zeitvariables Netzentgelt ersetzen.

Modul 3. Parallel halten wir ein Pilotprojekt zur regionalen Absenkung von Netzentgelten in Starkwindzeiten in Schleswig-Holstein und Hamburg für sinnvoll.¹ Immer, wenn viele Windanlagen abgeregelt werden müssten, werden die Netzentgelte aller lastganggemessenen Verbraucher:innen in der selben Region dynamisch abgesenkt. Dadurch werden Anreize zur Flexibilisierung der Stromnachfrage geschaffen und die temporäre und regional begrenzte Erhöhung des Stromverbrauchs schafft zusätzliche grüne Wertschöpfung durch ansonsten abgeregelten erneuerbaren Strom. Dieser Ansatz reiht sich ein in verschiedene Maßnahmen zur Nutzung statt Abregelung und zielt insbesondere auf die Hebung von Flexibilitätspotentialen bei Kleinverbrauchern.

Modul 4. Während Modul 1 bis 3 parallel entwickelt und implementiert werden können, folgt Modul 4 im Anschluss. In diesem Model werden, basierend auf den gemachten Erfahrungen, die Module 1 bis 3 zusammengeführt in eine kohärente, deutschlandweite Netzentgeltsystematik, die ggf. statische mit dynamischen Elementen verbindet.

Modul 5. Langfristig wird daraufhin mit fortschreitender Automatisierung und Digitalisierung sowie besserer Lastfluss-Messtechnik auf Seiten der Netzbetreiber die zeitliche und räumliche Auflösung zeitvariabler Entgelte verfeinert und Vorlaufzeiten verkürzt, so dass Netzentgelte zunehmen akkurat die tatsächliche, momentane Situation in den einzelnen Netzsträngen abbildet.

¹ Siehe: <https://www.agora-energiewende.de/blog/windstrom-nutzen-statt-abregeln/>