

Netzentgelte, Strompreiszonen & Co.

Übersicht und Einordnungen

ZVEI - Vorstandsarbeitskreis Elektrifizierung und Klima (online)

Dr. Tobias Klarmann

21.05.2025

Agenda

- ▶ Strompreiszonen(-split)
- ▶ Netzentgelte
 - Der rechtlichen Rahmen der Netzentgeltsystematik
 - Bereits erfolgte Anpassungen und laufende Prozesse
- ▶ Exkurs: Kundenanlage



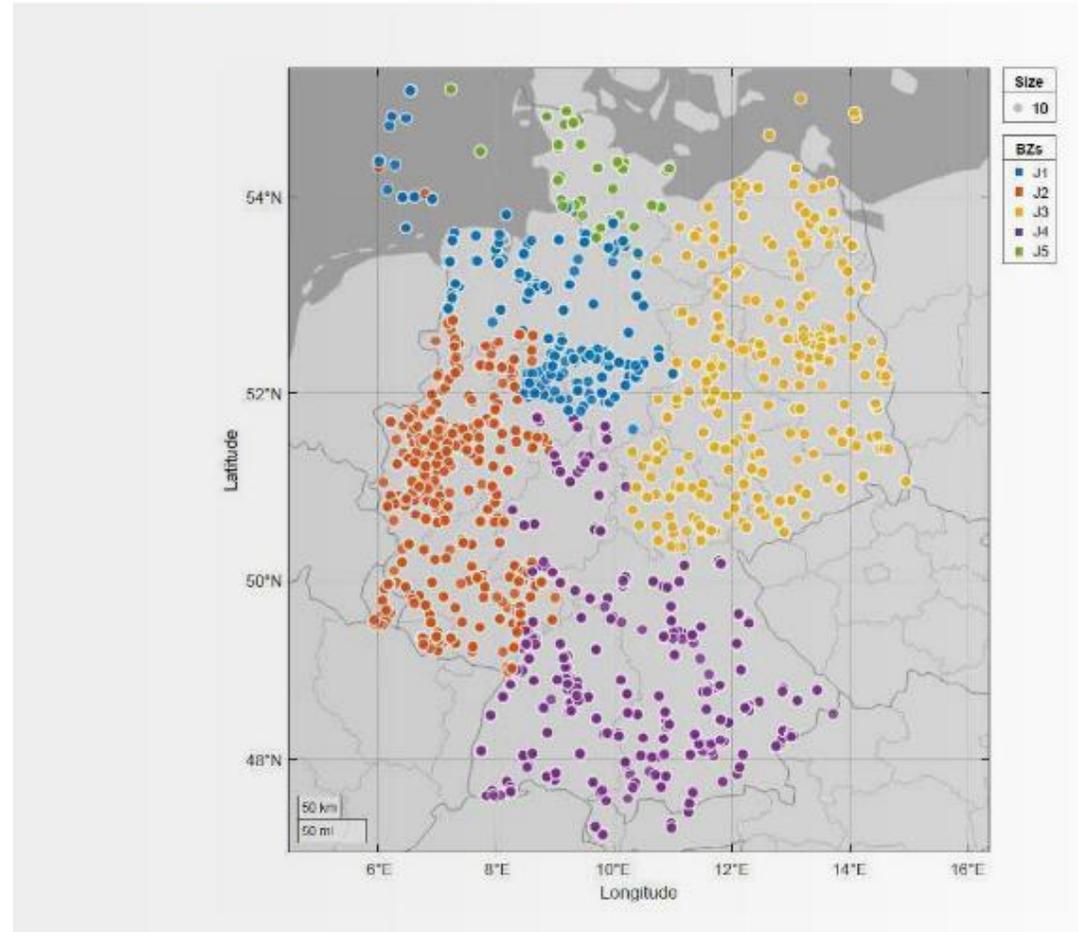
Strompreiszonen(-split)

Aktueller Stand und Einordnung

▶ ENTSO-E Bidding Zone Review (28. April 2025)

- Rechnerisch höchste Wohlfahrtsgewinne bei 5 Preiszonen (339 Millionen Euro pro Jahr)
- Berechnung für 2025 erfolgt (target year), relevanter Zeitraum aber später
- Umstellungskosten ca. 2,4 Milliarden Euro
- Umstellung erst nach ca. 7 Jahren wirtschaftlich

DE5 – ACER ID 14 (modified version of configuration 13 including a new bidding zone in Schleswig-Holstein)



Einordnung

- ▶ Prognostizierte Folgen eines Splits vielschichtig und umstritten ([FfE 2025](#) und [Amprion 2025](#))
- ▶ Deutschland kann selbst entscheiden, wie es weitergeht
 - Erlass eines neuen Aktionsplans zur Beseitigung struktureller Engpässe wohl ausreichend, um rechtlichen Vorgaben zu genügen (Art. 14 Abs. 7 und 8 EBM-VO)



Netzentgelte

Der rechtliche Rahmen der Netzentgeltsystematik

Relevanter Rechtsrahmen und Kompetenz

- ▶ Bei der Netzentgeltregulierung sind Vorstrukturierungen durch den nationalen Gesetz- oder Verordnungsgeber unionsrechtlich unzulässig
 - Das gilt auch für bloße politische Leitlinien (Art. 57 Abs. 4 S. 2 lit. b ii EBM-RL); (mindestens) bei der Netzentgeltregulierung ist die BNetzA vollkommen unabhängig
 - Hintergrund: EuGH-Urteil vom 2. September 2021, C-718/18
- ▶ **Kompetenz** liegt somit (ausschließlich) bei der **BNetzA**
- ▶ Diese ist in ihrer Entscheidung unabhängig und **nur durch die unionsrechtlichen Vorgaben gebunden**

Einheitlicher Rechtsrahmen aufgrund des umfassenden Anwendungsbereichs

- ▶ Die Netzentgeltvorgaben aus Art. 18 Abs. 1 S. 1 EBM-VO beziehen sich auf:
*„Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, **einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze**, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“*
- ▶ Keine Beschränkung auf Verbrauch; Einspeisenentgelte gleichermaßen umfasst
- ▶ Keine Beschränkung auf Strommengen-Durchleitung (Arbeitspreis und Grundpreis/Leistungspreis); auch einmalige Anschlusskosten (wie z. B. Baukostenzuschüsse) umfasst

Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor

Systematik und Reformbedarf

37 | 11.09.2024

erstellt von
Tim Schilderoth

unter Mitarbeit von
Dr. Tobias Klarmann
Dr. Johannes Hilpert
Dr. Markus Kahles

PANACEA OR OVERLOAD? – AN ANALYSIS OF THE LATEST LEGAL DEVELOPMENTS IN THE EU NET- WORK TARIFF REGULATION AND ITS ROLE IN SUPPORTING THE TRANSFORMATION TO E-MO- BILITY

Tobias Klarmann¹

¹Stiftung Umweltenergie recht (Foundation for Environmental Energy Law), Würzburg, Germany
^{*}klarmann@stiftung-umweltenergie recht.de

Keywords: EUROPEAN UNION, ELECTRICITY MARKET, NETWORK TARIFF REGULATION, LEGAL
FRAMEWORK, E-MOBILITY

Abstract

The paper analyzed the network tariff regulation at the EU level with a special focus on its role in supporting the transformation to e-mobility. Using traditional legal interpretation methods it shows how the complex and unsystematic legal framework can be made comprehensible and operable. The principle of cost-reflective non-discrimination is identified as the central guideline for network tariff regulation. Although there are many possible exceptions to this principle, they are not unlimited and are subject to a strict proportionality test. The paper points out that the expansion of the objectives resulting from the most recent reform of the legal text entails the risk that the legal framework will become dysfunctional due to its far-reaching mandate. Finally, the possibilities of incentivizing e-mobility through grid charges are evaluated, and the potential benefits of limiting the legal framework for network tariff regulation to its core are pointed out.

1. Introduction

1.1. What is it about? Network tariffs as a projection screen in the context of e-mobility

The regulation of network tariffs often serves as a projection screen for a variety of regulatory desires. In addition to its primary task of distributing grid costs, it is increasingly expected to fulfill a governance function in the context of the energy transition and to support the achievement of climate protection targets. Therefore, the question arises as to whether network tariff regulation is a panacea for the manifold problems or becoming dysfunctional because it is overloaded with regulatory wishes. This is being examined against the background of whether network tariff regulation may, or even must, privilege grid use for e-mobility purposes.

1.2. Why does it matter? Importance of network tariffs for the transformation to e-mobility

Network tariff regulation addresses a central economic factor for the successful establishment of e-mobility. In total cost of ownership assessments of electric vehicles, electricity costs are usually the second largest cost factor after depreciation costs [1]. Thus, electricity costs are decisive for the economic attractiveness of e-mobility. Network charges, in turn, account for a significant proportion of the total electricity price. Particularly in countries that do not levy injection charges, the importance of network charges on the consumer side is exceptionally high. This is the case in around half of all EU member states, including Germany [2].

The level of grid charges in Germany has risen continuously in recent years [3]. The share of grid costs in the total electricity price for an average household customer (3,500 kWh per year) has reached up to 25 percent [4]. As a result, grid charges are already a relevant economic factor today, and their importance will increase considerably in the coming years [5] due to the great need for grid expansion and digitalization.

However, it is not the economic weight of the network charges alone that makes the link between network tariff regulation and e-mobility so relevant. It is also the fact that the additional electricity demand associated with the increasing number of e-vehicles is, in most cases, very flexible. This flexibility may help optimize grid use and thus fulfill the network tariff regulation objective of efficient grid use and cost efficiency. The high significance arises from this reciprocal relation. The importance of e-mobility within the network regulation will increase even further when bi-directional charging is used across the board.

In this context a legal analysis is particularly relevant. This is because, unlike other price components that are mainly dependent on external market results, network charges can be determined to a large extent via regulation. Hence, the legal framework, that defines the network tariff structure, directly impacts the economic attractiveness of e-mobility and, thus, on its chances of success.

2. Research approach

The legal framework of the EU level and its amendments were analyzed as part of the UNITE² research project on integrated e-mobility using traditional legal interpretation methods as

CLIMATE CHANGE

51/2024

Kurzbericht

Verteilung der Netzkosten der Energiewende

Darstellung möglicher Ansätze einer fairen
Netzkostenverteilung

von:

Moritz Vogel, Prof. Dr. Dierk Bauknecht, Kaya Dünzen
Öko-Institut, Freiburg

Dr. Tobias Klarmann, Dr. Johannes Hilpert
Stiftung Umweltenergie recht, Würzburg

Herausgeber:
Umweltbundesamt

Die grundlegenden Vorgaben zur Netzentgelt-Strukturregulierung („Tarifgrundsätze“)

- ▶ **kostenorientiert**
(Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 Hs. 1 EBM-VO)
- ▶ **diskriminierungsfrei**
(Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 Hs. 1 EBM-VO)
- ▶ **transparent**
(Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EBM-VO)
- ▶ **effizienzdienlich**
(Art. 27 EnEffRL)
- ▶ Grundsätzlich keine Hierarchie in der Gesetzssystematik
- ▶ Können bzw. müssen gegeneinander abgewogen werden; aber weiter Ermessensspielraum

Ergänzende Regulierungsziele

- ▶ Forschungstätigkeiten
- ▶ Soziale Tarifstrukturen
- ▶ Förderung KWK-Anlagen
- ▶ Seit EMD-Reform 2024 u. a. auch (ausdrücklich in Art. 18 Abs. 2 EBM-VO):
 - Förderung der Integration erneuerbarer Energie
 - Förderung der öffentlichen Akzeptanz
 - Beitrag zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele
 - Unterstützung der Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen, Energiespeicherung und Laststeuerung

Grenzen der Gestaltungsmöglichkeiten

- ▶ Insbesondere Verhältnismäßigkeit
 - Keine anderen Maßnahmen, die das Ziel direkter und effektiver fördern
- ▶ Spezielle Schranken
 - Bestimmte Kostenfaktoren müssen wiedergespiegelt werden (z.B. Demand Response, dezentrale Erzeugung)
 - Keine Ungleichbehandlung aufgrund der Anschluss-Netzebene bei Erzeugungsanlagen, Energieaggregation und Speichern
 - Keine entfernungsabhängigen Netzentgelte
 - Keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung

Operationalisierung der Vorgaben

Tarifgrundsätze

- Kostenorientierung
- Diskriminierungsverbot
- Transparenz
- Effizienz

1. Spiegelt die (Un-)Gleichbehandlung die verursachten und zurechenbaren Netzkosten wider?

ja: ✓



Rechtfertigung von Abweichungen

- Transparenz
- Effizienz
- Soziale Tarifstrukturen
- Förderung KWK-Anlagen
- Forschungstätigkeiten
- Klima- und Umweltschutz
- Integration erneuerbarer Energie
- Versorgungssicherheit
- Unterstützung von Flexibilitätsdienstleistungen, Energiespeicherung und Laststeuerung

Lässt sich einer der (festgeschriebenen) Gründe zur Rechtfertigung heranziehen?

nein: ✗



Schranken für die Rechtfertigung

- Spezielle Schranken
- Verhältnismäßigkeit

Verstößt die Abweichung nicht gegen spezielle Schranken (1.) und ist sie verhältnismäßig (2.)?

nein: ✗

ja: ✓



nein



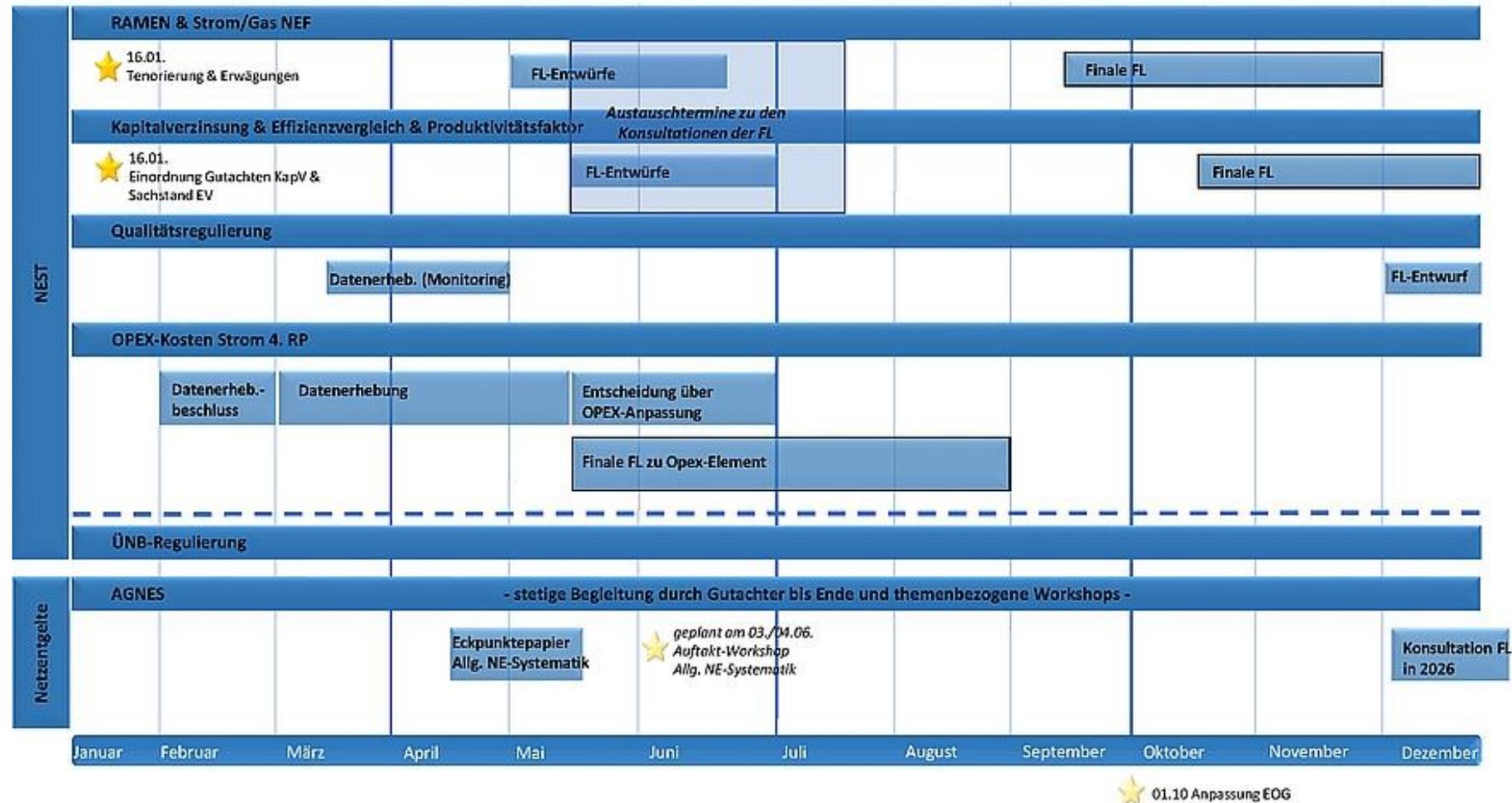
ja

Bereits erfolgte Anpassungen und laufende Prozesse

Bereits erfolgte Anpassungen

- ▶ **BNetzA-Festlegungen zu § 14a EnWG (BK6-22-300 und BK8-22/010-A)**
 - Am 27.11.2023 beschlossen, seit 01.01.2024 anzuwenden
 - SteuVE (Wärmepumpen, Wallboxen und Speicher) können zur Netzentlastung in der Niederspannung „gedimmt“ werden
 - Netzentgeltreduzierungen für SteuVE (Modul 1: pauschal oder Modul 2: verbrauchsabhängig)
 - Optional auch statisch zeitvariable Netzentgelte (Modul 3) ab 2025
- ▶ **BNetzA-Festlegung „zur fairen Verteilung von Netzkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien“ (BK8-24-001-A) vom 28.08.2024**
 - Teilweise Wälzung von Netzkosten in Regionen, die besonders von der Integration von EE-Anlagen betroffen sind
 - Besondere Kostenbelastung wird anhand eines Schwellenwertes ermittelt
 - Abwicklung über § 19 StromNEV-Umlage-Mechanismus

Laufende Prozesse (Übersicht)



Laufende Verfahren I

▶ „NEST“-Prozess der BNetzA

- NEST = Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.
- Umfassende Weiterentwicklung im Bereich Kosten- bzw. Erlösbestimmung und Anreizregulierung (Eckpunkte vom 18.01.2024; Umfassende Tenorierung und Erwägungen vom 16.01.2025)
- „Energiewendekompetenz“, Dauer der Regulierungsperiode, Kapitalerhaltungskonzeption, OPEX-Anpassung,...
- RAMEN & StromNEF-Prozesse adressieren nicht unmittelbar Netzentgelte
 - Aber Regelung zu Erlösobergrenzen haben Einfluss auf die Gesamthöhe der Netzentgelte

Laufende Verfahren II

▶ **BNetzA-Eckpunkte zu § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-24-027)**

- Teil des AgNeS-Prozesses
- Sonderregelungen für Netzentgelte von Industrie/Großverbrauchern
- Bisher: Privileg für hohen kontinuierlichen (Bandlast) bzw. atypischen Verbrauch
- Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung eingeleitet mit Eckpunkten vom 24.07.2024; zuvor wurden bereits übergangsweise Anpassungen der Regelungen vorgenommen
- Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen sind bisherige Sonderregelungen dysfunktional geworden und sollen durch systemdienliche Anreize ersetzt werden

„Dem Aufschlag auf die Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, den die Netznutzer gesamthaft tragen, steht kein kostensenkender Effekt für das Energieversorgungssystem gegenüber.“ (S. 6, Eckpunktepapier)

Laufende Verfahren III

▶ **Vermiedene Netzentgelte (GBK-25-02-1#1)**

- Festlegungsentwurf am 23.04.2025 veröffentlicht
- Kosteneinsparung durch dezentrale Erzeugung sollten an Anlagenbetreiber weitergeben werden und so zu deren Konkurrenzfähigkeit beitragen
- Hat sich nicht bewahrheitet: „*Es kommt zu keiner Einsparung von Infrastrukturkosten.*“ (Rn. 34, Festlegungsentwurf)
- Schrittweises Auslaufen, bis StromNEV 2029 außer Kraft tritt (2026 - 75%, 2027 - 50%, 2028 - 25%)
- Ziele:
 - Verbraucher entlasten (ca. 3 Milliarden von 2026-2028)
 - Materiell europarechtskonforme Zustände herbeizuführen (kostenorientierte Gleichbehandlung)

Laufende Verfahren IV

▶ **AgNeS (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom)**

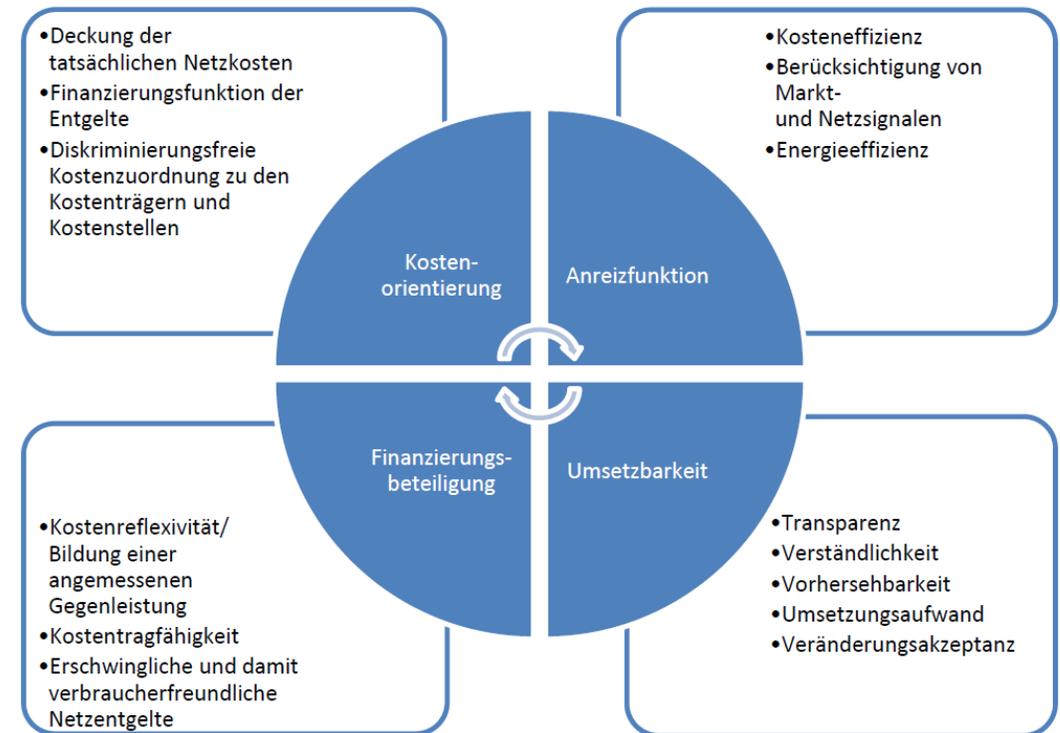
- Diskussionspapier (12.05.2025)

Zielbild + Status Quo

1. Beteiligung von **Einspeisern** an den Netzkosten
2. Einführung **neuer Entgeltkomponenten** zur Erhöhung der Kostenreflexivität
- 3. Dynamisierung der Netzentgelte** zur Förderung von Flexibilität
4. Ausgleich regionaler Sonderbelastungen durch die **vollständige Angleichung** der Netzentgelte auf Verteilernetzebene
5. Nachfolgeregelung für **Speicharentgelte**
- 6. Zusammenfassung von Netzebenen** und **Kostenwälzung**

▶ Zielbild:

- Leitlinien sollen für Zeiträume während und auch noch nach der Energiewende (in 20+ Jahren) entwickelt werden
- **„Sachgerechte Zuordnung von Kosten zu typisierten Nutzergruppen“**
 - Keine konkrete individuelle Zuordnung der tatsächlich verursachten, konkreten Netzkosten (bewusste Abweichung vom Zielbild)



Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten

Vorschläge: Einspeiseentgelte und/oder BKZ

- Netzkosten für EE-Integration, Anreiz für NB zum Anschluss, regionale Kostenverteilung
- ▶ Kostenorientierung (+)
 - Finanzierungsfunktion wird gestärkt („mehr Schultern“)
- ▶ Umsetzbarkeit (+/-)
 - Möglich, aber Komplexitätssteigerung
- ▶ Finanzierungsbeteiligung (+)
 - Kostenreflexivität wird gesteigert
- ▶ Anreizfunktion (+)
 - Netzdienliche Ansiedlung könnte angereizt werden

Einführung neuer Entgeltkomponenten zur Erhöhung der Kostenreflexivität

Vorschläge: Verpflichtender Grundpreis, Kapazitätspreis (statt Leistungspreis)

- Prosumer, Entnahme selbst oft nicht kostenverursachend
- ▶ Kostenorientierung (+)
 - Einnahmen sind zuverlässiger und planbarer (nicht von schwankender Entnahme abhängig)
- ▶ Umsetzbarkeit (+/-)
 - Kapazitäten müssten verwaltet und überwacht werden
 - g-Funktion (Wahrscheinlichkeit für Beitrag zur Jahreshöchstlast im Netz) obsolet
- ▶ Finanzierungsbeteiligung (+)
 - Kapazität spiegelt tatsächliche Kosten besser als Leistungspreis
- ▶ Anreizfunktion (+)
 - Ausgestaltungsabhängig, aber grundsätzlich positiv

Dynamisierung der Netzentgelte zur Förderung von Flexibilität

Vorschläge: zeitvariabel (statisch/dynamisch), Lastspitzen, Peak Load Pricing

- Optimale Netzauslastung durch zeitlich differenziertes (lokales) Preissignal
- ▶ Kostenorientierung (-)
 - Weniger zielsichere Kostendeckung
- ▶ Umsetzbarkeit (-)
 - Hoher Aufwand, geringe Transparenz
- ▶ Finanzierungsbeteiligung (+/-)
 - Kostenreflexivität steigt, aber Tragfähigkeit einzelner könnte gefährdet werden
- ▶ Anreizfunktion (+)
 - Knappheiten im Netz werden besser/direkter adressiert

Vollständige Angleichung der Netzentgelte auf Verteilernetzebene

Vorschläge: Bundesweite Vereinheitlichung

- Letztverbraucher haben keinen Einfluss auf ihr Netzgebiet/-kosten, Akzeptanz
- ▶ Kostenorientierung (+)
 - Gesamtnetzkosten werden einheitlich abgebildet
- ▶ Umsetzbarkeit (-)
 - Vielzahl NB
- ▶ Finanzierungsbeteiligung (+/-)
 - Wegfall der regionalen Kostenabbildung kann auch als unfair betrachtet werden
- ▶ Anreizfunktion (+/-)
 - Trotz Weiterführung des Anreizsystems könnten Effizienzanreize für NB genommen werden!?

Speicherentgelte

Vorschläge: neue (spezifische?) Netzentgeltregulierung für Speicher

- Vollbefreiung/Privilegierungen aufheben/reduzieren, Doppelrolle abbilden
- ▶ Kostenorientierung (+/-)
 - Grds. Neutral für Einnahmenprognose
- ▶ Umsetzbarkeit (-)
 - Komplexität steigt und ggf. auc Diskriminierungspotential bei Freiräumen für NB
- ▶ Finanzierungsbeteiligung (+)
 - Bisherige Vollbefreiung „ohne eine Gegenleistung für das Netz“
- ▶ Anreizfunktion (+)
 - Ausgestaltungsabhängig, aber mit Potenzial

Sonstige

- ▶ Netz- und Umspannungsebenen zusammenfassen
 - Soll „Netzentgeltanomalien“ (niedrigere Netzentgelte in niedrigeren Spannungsebenen) verhindern

- ▶ Kostenwälzung zwischen Netz- und Umspannungsebenen
 - Kostenwälzung an Lastfluss anpassen, bidirektionale Kostenwälzung
 - Bildet Realität besser ab, aber wäre komplexer

EU: Clean Industrial Deal & Action Plan on Affordable Energy

- ▶ Vorgestellt am 26.02.2025
- ▶ CID besteht aus 4 Säulen
 - **1. Zugang zu bezahlbarer Energie**; 2. Aufbau von Leitmärkten für CO₂-arme Produkte; 3. Öffentliche und private Investitionen; 4. Internationale Märkte und Partnerschaften

„On network charges, the Commission will put forward a recommendation and guidance on a harmonised design of tariff methodologies for network charges, and considering their effectiveness, propose new legislation.“

Reformvorschlag für Q2 2025 angekündigt

Action Plan on Affordable Energy (COM/2025/79 final)

- ▶ **Zielsetzung:** Senkung der Energiekosten bzw. Bezahlbarkeit von Stromrechnungen
- ▶ Unverbindliches Dokument
- ▶ Netzentgelte sehr prominent
 - Erster Punkt bei erster Maßnahme
- ▶ Hilfestellung für flankierende Maßnahmen aus Haushaltsmitteln

a) Network charges

Network charges finance the physical upgrade of grids and the operation of the system. Significant capital is required for investments in modernising and expanding the electricity network. This is essential to facilitate the deployment of renewables, electrification and new industrial and business demand. At the same time, the costs of operating the power system are growing.²¹ Network charges that incentivise system efficiencies and use of lower cost clean electricity could rapidly reduce the costs of operating the overall system, for example by decreasing re-dispatching needs and costs, lower peak demand and thereby grid investment needs and, ultimately, reduce the network charges component of the energy bill compared to no action taken.

In addition, given the magnitude of investments needed, spreading these investments over time can help ensure that costs remain contained for consumers. This is particularly relevant when investments anticipate uncertain future electricity demand growth due to electrification, where charging all such investments on current users may unfairly burden early adopters, slowing down electrification.²²

What	More efficient network charges to reduce energy system costs
How	<p>The Commission will:</p> <ul style="list-style-type: none"> - put forward a design of tariff methodologies for network charges to incentivise the use of flexibility and investments in electrification, while maintaining the incentive to invest in the grid and ensuring a level playing field. This will enable users of the grids to adjust their energy use or shift it towards times and places where the cheapest energy sources are available and when it is the most cost efficient for the overall system; - if necessary, put forward a legislative proposal to make it legally binding; - put forward guidance to explain how, where relevant in targeted cases, Member States could make use of their public budget to lower network charges to cover the additional costs resulting from measures to accelerate decarbonisation and market integration, notably such as interconnectors, major network upgrades or offshore grid connection infrastructure, in compliance with State aid rules and competition law. For example, State budget can thereby enable faster depreciation for grid investors while avoiding price spikes for consumers; - put forward guidance on anticipatory investments for electricity grids while ensuring affordability for consumers to further support system operators, regulatory authorities and Member States.
When	Q2 2025
Impact	Flexibility will decrease peak demand and lower energy system costs and total new grid investment needs. By avoiding an uncontrolled increase of grid management costs otherwise going up to EUR 26 billion by 2030, it will lower the network charges that consumers will pay as part of the electricity bill.



Exkurs: Kundenanlage

Exkurs: Kundenanlage (vs. Netz)

- ▶ BGH-Beschluss vom 13.05.2025 - EnVR 83/20
 - Begründung noch nicht veröffentlicht
 - EuGH: Voraussetzung für die Annahme einer Kundenanlage ist, dass es sich nicht um ein Verteilernetz im Sinne von Art. 2 Nr. 28 Elektrizitätsbinnenmarktlinie handelt
 - EBM-RL definiert nur den Begriff der Verteilung (Transport von Elektrizität über Verteilernetze zur Belieferung von Kunden), nicht aber den Begriff des Netzes
 - Unsicherheiten bleiben wohl auch nach Beschluss, da der BGH nur eine richtlinienkonforme Auslegung für den Einzelfall vorgenommen hat

Dr. Tobias Klarmann

klarmann@stiftung-umweltenergierecht.de

Tel: +49-931-79 40 77-0

Fax: +49-931-79 40 77-29

Twitter/X: @Stiftung_UER

Friedrich-Ebert-Ring 9 | 97072 Würzburg

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Unterstützen Sie unsere Arbeit durch Zustiftungen und Spenden für laufende Forschungsaufgaben.

Spenden: BIC BYLADEM1SWU (Sparkasse Mainfranken Würzburg)
IBAN DE16790500000046743183

Zustiftungen: BIC BYLADEM1SWU (Sparkasse Mainfranken Würzburg)
IBAN DE83790500000046745469

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Zukunftswerkstatt für das Recht der Energiewende

- ▶ Gemeinnütziges, spezialisiertes Forschungsinstitut
- ▶ Leitfrage: Wie muss sich der Rechtsrahmen verändern, damit die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden?
- ▶ Interdisziplinäre Forschungspartner, enger Austausch mit der Praxis
- ▶ Beratung in Gesetzgebungsprozessen

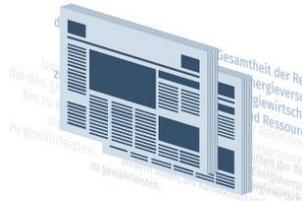
Juristen forschen für ein neues Klima

Wir suchen kreative Köpfe für unser Team.

Mehr Infos auf unserer Karriereseite:
www.stiftung-umweltenergierecht.de/karriere



Bleiben Sie auf dem Laufenden



Newsletter

Info | Stiftung Umweltenergierecht informiert periodisch über die aktuellen Entwicklungen



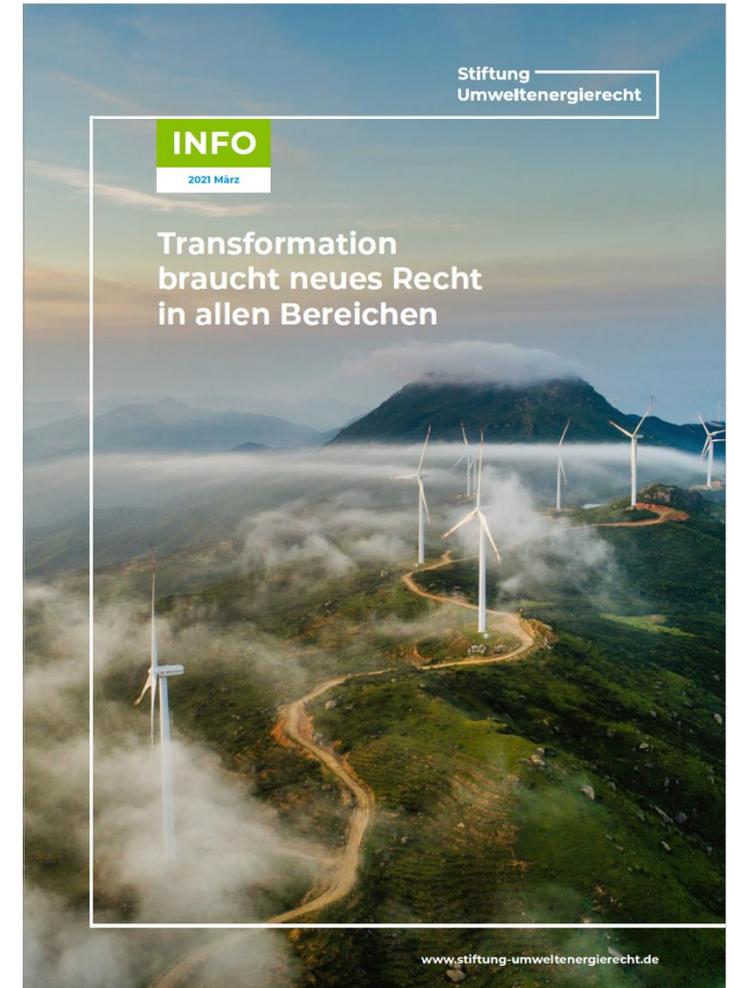
Webseite

www.umweltenergierecht.de als Informationsportal



Social Media

aktuelle Informationen auf X und LinkedIn



Unterstützen Sie unsere Forschung



Forschung fördern und gemeinsam mehr bewirken

Mit Ihrer Spende unterstützen Sie zweckgebunden die Forschung der Stiftung Umweltenergierecht über die Grundfinanzierung hinaus und leisten damit einen wichtigen Beitrag für das zukünftige Recht der Erneuerbaren Energien und eine nachhaltige Energieversorgung.

Kontakt

Christiane Mitsch

Leitung Fundraising und Stakeholdermanagement

T: +49 1520 7435953

M: mitsch@stiftung-umweltenergierecht.de

Spendenkonto

Sparkasse Mainfranken

IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83

BIC: BYLADEM1SWU