

# Systemkosten der Energiewende – Herausforderungen und Lösungsansätze

---

**Dr. Holger Klaassen**

Director

Corporate Energy & Climate Affairs

Energiepolitisches Online-Frühstück  
21.05.2026

 **Aurubis**



# Aurubis: Wir sind der weltweit führende Experte für Metalle



> 2,2 Mio. t

Bergbaukonzentrate und



> 1 Mio. t

an Recyclingmaterialien werden jährlich von Aurubis verarbeitet



Das weltweit führende Unternehmen im Kupferrecycling



~1,1 Millionen

Produzierte Kathoden p.a.



verschiedene Metalle werden von Aurubis zurückgewonnen

~7.000

leidenschaftliche Menschen



373 Mio. €

operatives EBT im Geschäftsjahr 2024/25



# CO<sub>2</sub> -Fußabdruck von Aurubis: Deutlich niedriger als der Branchendurchschnitt

## Kupferkathoden (in kg CO<sub>2</sub> eq./t Cu)

Globale Industrie  
Durchschnitt

2013: 4.027

-5%

2019: 3.965



Aurubis

2013: 2.300

-36%

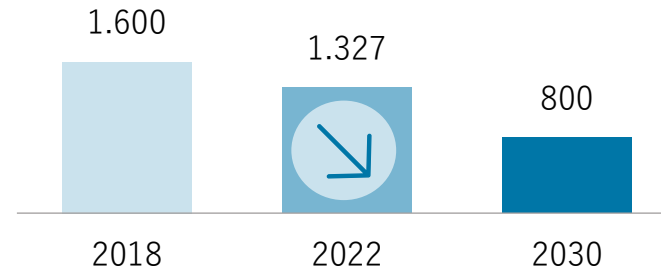
2023: 1.377



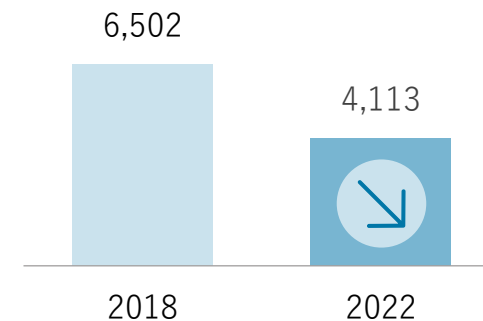
Hinweis: Die Umweltprofile wurden durch den TÜV Nord Cert nach DIN EN ISO 14040:2021 und DIN EN ISO 14044:2021.N verifiziert

Quelle: International Copper Association 2019, Aurubis LCA 2021

## Absolute CO<sub>2</sub> -Emissionen Scope 1+2 in kt



## CO<sub>2</sub>-Emissionen Scope 3 (in kt)



85 % unseres  
Primärkupferprozesses  
wurden elektrifiziert

30 % unseres  
Strombedarfs werden für  
Umweltschutzmaßnahmen  
verwendet

40 % weniger CO<sub>2</sub>-  
Emissionen aus der  
Kupferproduktion



Insgesamt sparen Aurubis-Produkte im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt fast 4 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr ein. Aurubis strebt kontinuierlich **eine höhere** Energieeffizienz und **niedrigere** CO<sub>2</sub> -Emissionen an.

# Aurubis: Metalle für eine innovative Welt

Erneuerbare Energien & E-Mobilität



Sicherheit & Unabhängigkeit



KI- und Datenzentren



Infrastruktur

# Die Kupferproduzenten sind Preisnehmer, sie können die Regulierungskosten nicht an die Kunden weitergeben

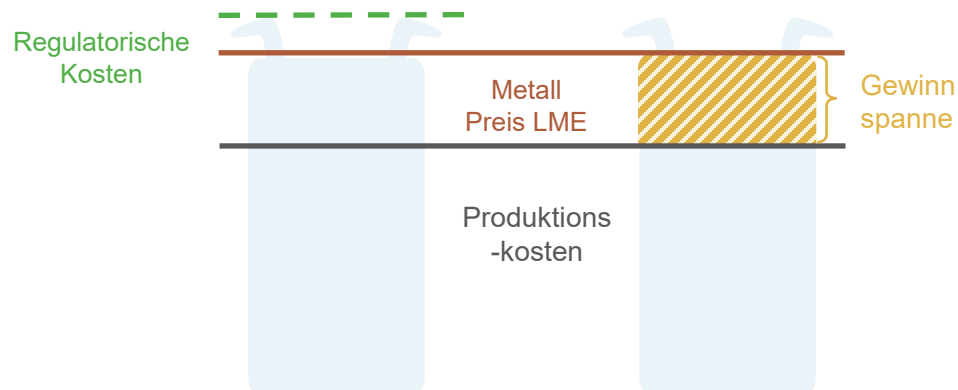


London Metal Exchange (LME) legt globalen **Kupferpreis fest**

*Wie funktioniert das?*

Die Futures- und Optionskontrakte der LME basieren auf **der physischen Abwicklung** durch die Übertragung des Eigentums an Metalllagern in >500 von der LME zugelassenen Lagern an 39 Standorten in **Europa, Asien und Nordamerika**.

- Der "LME-Preis" spiegelt nicht die regulatorischen Kosten wider, wie z. B. die Kosten, die durch das EU-ETS verursacht werden
- Die Kupferkathode ist ein homogenes Material mit der gleichen Qualität, egal wo es hergestellt wird
- **Die Einnahmen der Hütten und Raffinerien sind auf globaler Ebene festgelegt** = Die Aufbereitungsgebühr (für Kupferkonzentrate) und die Raffinationsgebühr (für Kupferblisters)
- **EU-Unternehmen tragen alle Kosten**, einschließlich der Regulierungskosten, **aus den gleichen Einnahmen wie globale Wettbewerber**



» Solange die Regulierungskosten in der EU höher sind als die Regulierungskosten in Drittländern, verringert dies die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Produzenten erheblich

# Erwartete Netzausbaukosten



» Die erwarteten Netzausbaukosten bis 2045 betragen je nach Schätzung zwischen 460 Mrd. und 1.200 Mrd. EUR. Auch die Betriebskosten werden steigen.

# Studie ef.Ruhr EWI Uni Köln

## Zusätzliche Netzkosten durch Ausbau

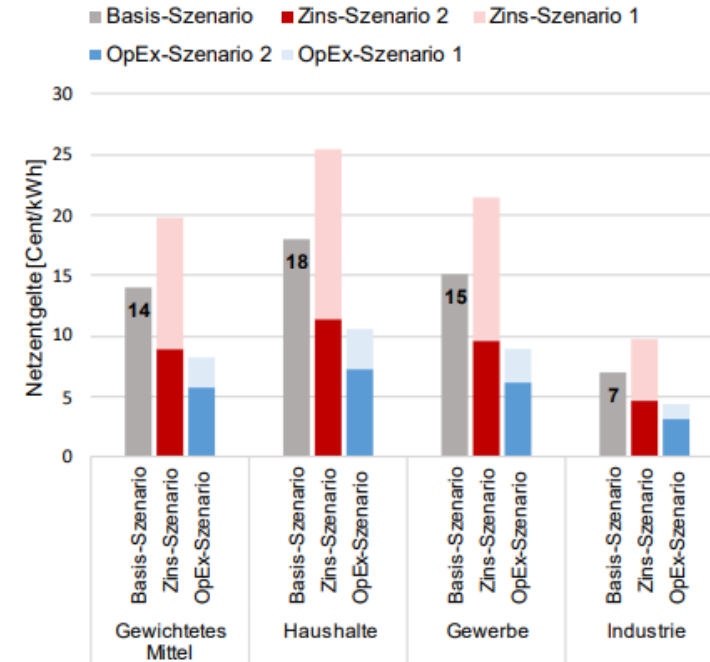
Eigene Berechnungen der Aurubis AG und die Studie der ef.Ruhr und EWI Uni Köln aus 2024 kommen zu dem Ergebnis, dass:

- Industrienetzentgelte um ca. 7 ct/kWh
- Gewerbenetzentgelte um ca. 15 ct/kWh
- Privathaushalte um ca. 18 ct/kWh

im Mittel also um 14 ct/kWh steigen könnten.

Ein solches Niveau wäre ohne Entlastungen wie die Bandlastregelung nicht verkraftbar.

Berechnet mit rd.  
700 Mrd. €  
Netzausbaukosten

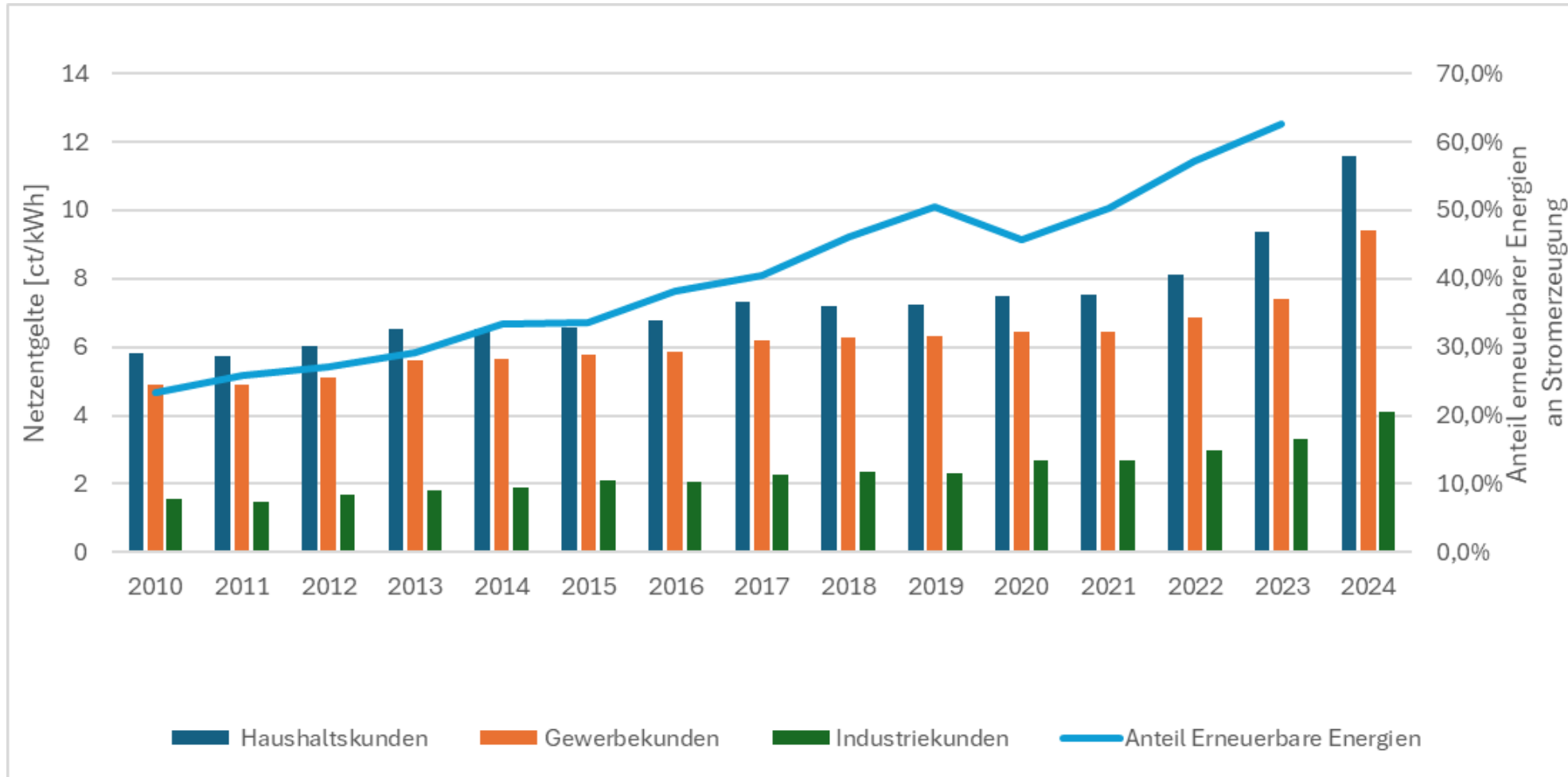


**Abbildung 6:** Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2045 gegenüber 2023 über verschiedene Szenarien

Ausgehend von der heute angelegten Kapitalverzinsung wurden eine Niedrig- und eine Hochzinssensitivität untersucht. Darüber hinaus gehen die OpEx-Szenarien von sinkenden relativen Betriebskosten (gegenüber dem Kapitalstock) im Vergleich zu heute aus. Die getroffenen Annahmen in den verschiedenen Szenarien sind in Kapitel 4.3. detailliert erläutert. Die projizierten Netzausbaukosten in Deutschland zum Jahr 2045 würden im Basis-Szenario eine Steigerung der Netzentgelte von 14,0 Cent/kWh im gewichteten Mittel<sup>7</sup>, 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden implizieren.

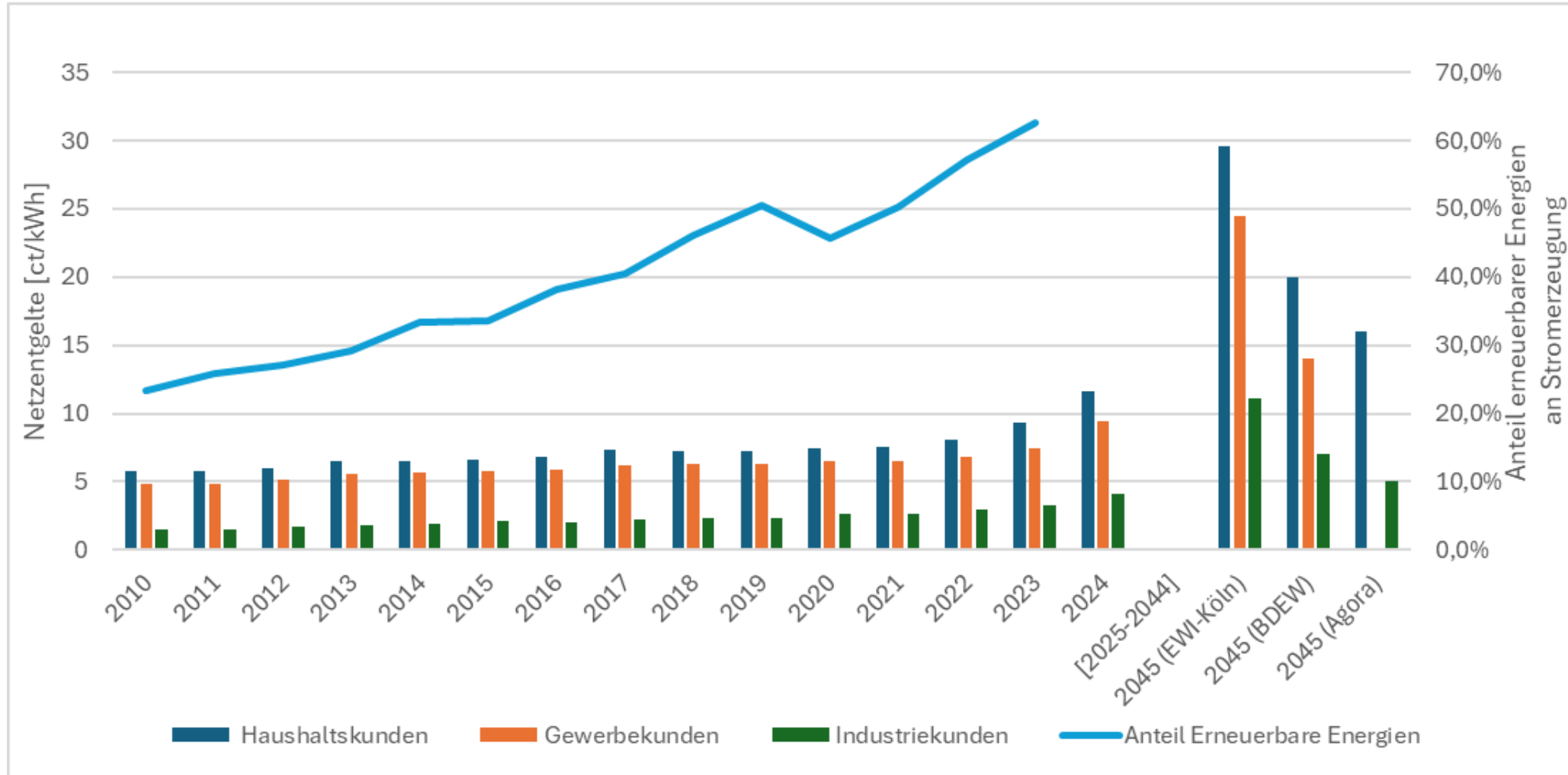
[https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024\\_04\\_Abschlussbericht\\_Netzentgelte\\_BW\\_DE.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf)

# Entwicklung der Netzentgelte im Vergleich zum Anteil Erneuerbarer



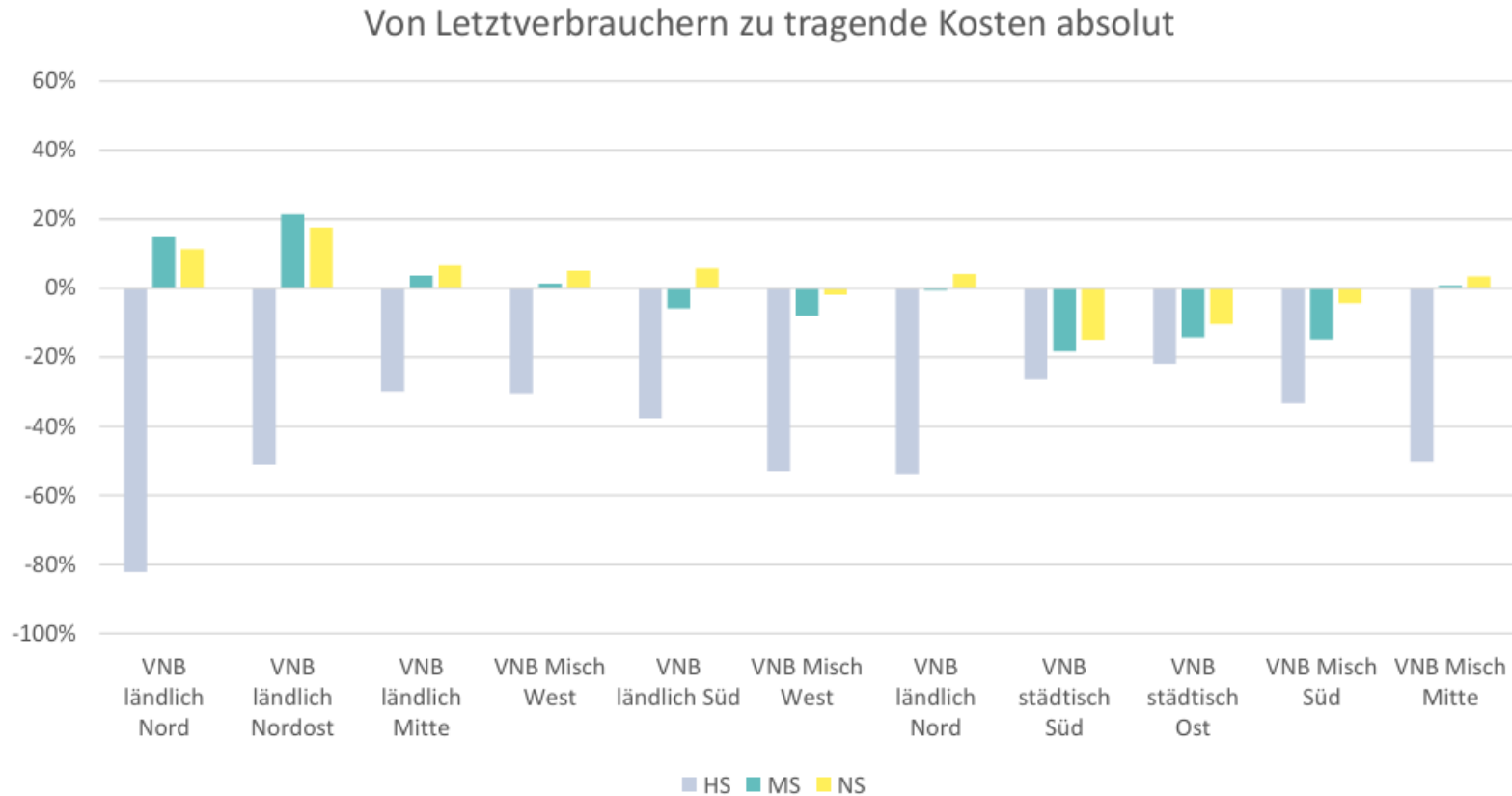
Statista 2025 - Netzentgelte für Strom in Deutschland nach Kundengruppe von 2010 bis 2025 | [Netzentgelt für Strom nach Kundengruppe in Deutschland 2025 | Statista](#)  
Statista 2025 - Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2024 | [Erneuerbare Energien - Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland | Statista](#)

# ... mit Prognose 2045



Statista 2025 - Netzentgelte für Strom in Deutschland nach Kundengruppe von 2010 bis 2025 | [Netzentgelt für Strom nach Kundengruppe in Deutschland 2025](#) | Statista  
 Statista 2025 - Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2024 | [Erneuerbare Energien - Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland](#) | Statista

# Neue Kostenwälzungsidee der BNetzA



## Erste Einschätzung

- Nicht repräsentativ
- Nur einzelne VNB untersucht
- Rücksprache mit unserem Netzbetreiber hat ergeben, dass sich durch den neuen Wälzungsmechanismus Kosten auf der HS sogar erhöhen würden
- BNetzA nutzt diese Beispiele bereits, um die Industrienetzentgelte künftig weniger großzügig ausgestalten zu müssen

Quelle: Consentec

Kostenwälzung: Orientierungspunkte der BNetzA 5. März 2026 Festlegungsverfahren AgNes [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3\\_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte\\_Kostenwa.pdf?\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_Kostenwa.pdf?_blob=publicationFile&v=2)

# Fazit: Netzkosten und –entgelte werden entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie!



## In der Vergangenheit kostenoptimales Netz

- Bedarfsgerechte Kapazität (verbrauchsorientiert)
- Hohe und betriebswirtschaftlich effiziente Auslastung (Grundlastkraftwerke und Bandlastkunden)



## Künftiges System?

- Auf Peak-Erzeugung ausgelegte (Über-)Kapazität (dargebotsorientiert)
- Schwankende Auslastung und geringere Kosteneffizienz
- Netzkosten werden der (mit Abstand!) größte Kostenfaktor im Strompreis sein
- Ohne ein effizientes Netz wird Deutschlands Stromsystem nicht international wettbewerbsfähig sein können



## Zielbild:

- Trotz zunehmenden Anteils volatiler erneuerbarer Erzeugung sollte das Netz möglichst kosteneffizient ausgelegt und betrieben werden.
- Vermeidung von Überkapazitäten und hohe Auslastung sicherstellen

# Fehlanreize im derzeitigen System

---

## Starre Bandlastregelung verhindert derzeit zu gewissen Zeiten systemdienliche Flexibilität

- Neue Lastspitzen bei viel EE-Erzeugung und geringen/negativen Preisen wirken sich negativ auf die Berechnung der 7.000 Vollbenutzungsstunden aus
- Ebenso Lastreduktion zu Zeiten hoher Preise/Dunkelflauten

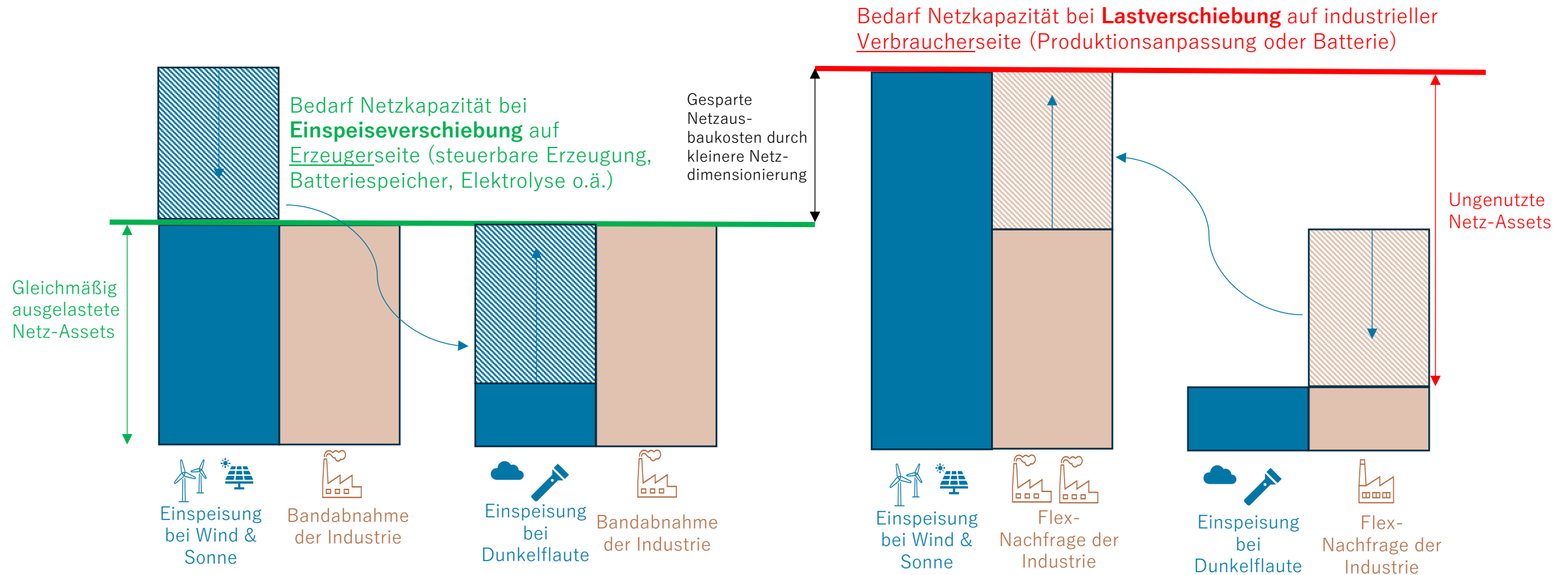
## Erneuerbare Erzeuger haben keinerlei Anreize zu systemdienlichem Verhalten

- EE verursachen hohe Netzausbaukosten und zahlen derzeit KEINE Netzentgelte
- Kein Anreiz in die Nähe der Verbraucher oder in Netzgebiete mit freien Kapazitäten zu ziehen (Ertrag geht über Systemdienlichkeit)
- Einspeisegarantie und garantierte Vergütung geben keinerlei Anreiz, Strom zu produzieren, wenn dieser auch gebraucht wird, bzw. ihn selbst bis zu diesem Zeitpunkt zwischenzuspeichern.



**Reformbedarf sowohl bei der Bandlastregelung als auch bei der Beteiligung von EE-Erzeugern an den Netzkosten!**

# Einfluss räumlich optimierter Flexibilitäten auf die Netzkosten



» Die Beibehaltung bandförmiger Lastprofile sorgt durch Vermeidung von Lastspitzen für eine gleichmäßige und wirtschaftlich optimale Auslastung der Netzassets und vermeidet somit den Aufbau teurer Überkapazitäten!

# Warum könnten Einspeisernetzentgelte einen Beitrag leisten?

## Transparenz über Kostenverursachung im Netz

- Die Allokation der im Netz entstehenden Kosten bei den Kostenverursachern ermöglicht ehrlichere Debatte über die Gesamtkosten verschiedener Erzeugungsformen (Gestehung UND Systemkosten)

## Anreize zu systemdienlichem Verhalten

- Regionale Verteilung optimieren (Nähe zu Lastzentren, aufnahmefähigen Netzknoten, etc.)
- Bedarfsgerechtere/konstantere Erzeugung anreizen
  - variable Ausrichtung von Solarpanels
  - Standorte von Windkraftanlagen
  - Pooling von Wind- und Sonnenenergie an einem Standort
  - Belohnung grundlastfähiger bzw. steuerbarer EE-Erzeuger (Biomasse, Wasserkraft, Wasserstoff, ggf. Kernfusion, etc.)
- Bedarfsgerechte/konstantere Einspeisung anreizen
  - Kombination mit Speichern oder PtX-Anlagen

# Zielbild und Handlungsvorschlag 1

---

## Versorgungssicherheit an erster Stelle

- Energie muss jederzeit und gesichert zur Verfügung stehen
- Erzeugerpark muss gesamte Nachfrage zu jeder Zeit decken können → Erzeuger müssen Nachfrage bedienen und nicht umgekehrt

## International wettbewerbsfähige Preise

- Energiesystem muss möglichst effizient und kostengünstig gestaltet sein
- Hierzu bedarf es einer Gesamtkostenbetrachtung verschiedener Erzeugungsformen → 4 ct/kWh Solarstrom helfen nicht, wenn dessen Integration ins Netz ein Vielfaches der Erzeugungskosten verursacht
- Alle Möglichkeiten nutzen, um Kosten zu senken → echte Technologieoffenheit

# Zielbild und Handlungsvorschlag 2

---

## Netzausbaukosten auf ein notwendiges und betriebswirtschaftlich optimales Maß begrenzen

- Anreize für systemdienliche Ansiedlung und Einspeiseverhalten für EE-Anlagen setzen
- Flexibilitäten und Speicher möglichst weit vorne in der Lieferkette platzieren
- Gleichmäßig hohe Auslastung des Netzes anstreben, um Netzassets bestmöglich zu nutzen

## Einspeisemanagement und Redispatch reduzieren

- Demand-side Flexibilität anreizen, um Erzeugungsspitzen und -täler abzufedern
- Bandlastregelung modifizieren um systemdienliches Verhalten zu ermöglichen (Bsp. Frankreich)

## Digitalisierung beschleunigen

- Smartmeter Rollout beschleunigen (Grundlage für dynamisches Verhalten)
- Flexible Stromverbrauchspotenziale heben (z.B. bidirektionales Laden)

# Industriestrompreis (CISAF)

## Gut gemeint, Wirkung jedoch stark begrenzt

- Aufgrund des Kumulierungsverbots mit der Strompreiskompensation kaum nennenswerte Entlastung
- Öffentliche Kommunikation erweckt falschen Eindruck – schadet sogar
- Entlastung für Aurubis eher im 6-stelligen als 7-stelligen Bereich
- 3-Jahresfrist bietet keine **Planungssicherheit**

## METSAF

- In der Wirkung etwas höher Jedoch auf ein Jahr begrenzt
- Ministerien diskutieren schon, ob sich Einführung für ein Jahr überhaupt „lohnt“
- Ausweitung der Strompreiskompensation hätte weitaus besseren Effekt



# Ich freue mich auf die Diskussion!

---

Dr. Holger Klaassen  
Director  
Corporate Energy & Climate Affairs

