



IHK MAGDEBURG

Faktenpapier Netzentgelte

Forderungen
Grundlagen
Preise





Herausgeber: Industrie- und Handelskammer Magdeburg
Arbeitskreis Umwelt und Energie
Alter Markt 8, 39104 Magdeburg
Telefon (0391) 5393-0
E-Mail info@magdeburg.ihk.de

Autor Kathleen Ardel
Stand September 2024

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des Herausgebers gestattet. Alle Angaben wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernimmt die IHK Magdeburg keine Gewähr.

Stromnetzentgelte Standortfaktor für die Wirtschaft

Die deutschen Strompreise sind seit der Energiekrise im internationalen Vergleich nicht mehr wettbewerbsfähig. Während Unternehmen in China und den USA deutlich günstigere Kosten haben, belasten deutsche Unternehmen Mehrkosten von etwa 30 €/MWh bis 100 €/MWh¹. Ein Hauptkostenfaktor sind die Stromnetzentgelte, die bis zu einem Viertel des Strompreises ausmachen können. Angesichts des massiven Ausbaubedarfs des Stromnetzes, der bis 2045 einen geschätzten Investitionsbedarf von 500 Mrd. Euro² erfordert, ist zu erwarten, dass diese Kosten weiter steigen werden. Daher ist es aus Sicht der IHK Magdeburg entscheidend, der Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit verstärkt Beachtung zu schenken. Das schließt folgende Aspekte ein:

Auf Landesebene:

- Der Ausbaubedarf im Verteilnetz ist enorm. Vor diesem Hintergrund müssen Genehmigungsverfahren auch auf Landesebene substantiell beschleunigt werden.
- Der Entwurf des Landesentwicklungsplans Sachsen-Anhalt sieht eine Pflicht zur Erdverkabelung von Hochspannungsleitungen vor, was jedoch höhere Kosten verursacht. Ein Erdkabel kann bis zu zehnmal teurer sein als eine Freileitung. Um steigende Netzentgelte zu vermeiden, sollte der Gesetzgeber auf diese kostentreibende Regelung verzichten.
- Im Entwurf des Landesentwicklungsplans Sachsen-Anhalt soll die Erstellung von Gemeindekonzepten zur Steuerung von Frei-

flächensolaranlagen beitragen. Aus Sicht der IHK Magdeburg ist dabei eine Bündelung von Netz-Anschlusspunkten für mehrere Anlagen als planungsrelevantes Kriterium wünschenswert, um die Flächen und Anzahl der Umspannwerke zu reduzieren.

Auf Bundesebene:

- Die IHK Magdeburg begrüßt den Vorstoß der Bundesnetzagentur, eine sachgerechte Verteilung der EE³-bedingten Mehrkosten anzugehen. Allerdings wäre es wünschenswert, wenn auch solche Mehrkosten berücksichtigt werden, die durch die Rückeinspeisung bei vorgelagerten Netzbetreibern von EE-Strom entstehen.
- Die IHK Magdeburg spricht sich für eine Fortführung der einheitlichen Strompreiszone Deutschland-Luxemburg aus. Aufgrund des fehlenden Netzausbaus wird auf europäischer Ebene eine Aufteilung in bis zu fünf Marktgebieten diskutiert. Die Folgen einer Aufsplitterung könnten jedoch zu enormen Liquiditätsverlusten und einer Abnahme der Akteursvielfalt (Monopolisierung) führen.



1 vgl. IW Köln (2023): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland, S. 3
2 vgl. Deutsche Presse-Agentur vom 15.05.2024

3 EE = erneuerbare Energien

INHALTSVERZEICHNIS

1. Warum ein „Faktenpapier Netzentgelte“?	5
2. Struktur des Stromnetzes	5
3. Grundsätze des Regulierungssystems, Entgeltbildung und Sondernetzentgelte	5
4. Entwicklung der Netzentgelte	7
5. Herausforderung für das aktuelle Netzentgeltsystem durch die Energiewende	9
6. Diskussion über Lösungsansätze	10



1. Warum ein „Faktenpapier Netzentgelte“?

Netzentgelte sind ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises und haben damit einen erheblichen Einfluss auf die Kostenstruktur von Unternehmen, deren internationale Wettbewerbsfähigkeit und Standortentscheidungen. Über diese Entgelte werden die Kosten für das Stromnetz auf die Verbraucher umgelegt (gewälzt), wobei die Höhe je nach Spannungsebene und Region variiert. Diese Unterschiede sind auf verschiedene Faktoren zurückzuführen und komplex in ihrer Entstehung.

Mit dem Umbau zu einem klimaneutralen Energiesystem verändern sich die Anforderungen an das Stromnetz grundlegend. Der wachsende Strombedarf und die veränderte Erzeugungsstruktur erfordern eine umfassende Anpassung der Energieinfrastruktur, welche mit erheblichen Investitionen verbunden ist.

Das „Faktenpapier Netzentgelte“ soll einen Überblick darüber geben, wie diese Entgelte berechnet werden und wie sie sich entwickelt haben. Es beleuchtet die rechtlichen Grundlagen und stellt die Herausforderungen dar.

2. Struktur des Stromnetzes

Netzentgelte entfallen auf verschiedenen Netzebenen. Auf der höchsten Ebene wird der Wechselstrom in überregionalen Übertragungsnetzen mit einer Spannung von 220 oder 380 kV über weite Strecken transportiert. Das deutsche Übertragungsnetz ist dabei in vier Gebiete (Regelzonen) unterteilt, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) verwaltet werden. Diese Netze

verbinden über Grenzkuppelstellen und Seekabel das deutsche Stromnetz mit den Nachbarländern und ermöglichen den europäischen Stromhandel. Sachsen-Anhalt liegt im Netzgebiet von 50Hertz. Mit einer Stromkreislänge von über 10.000 Kilometern umfasst es ebenso die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Thüringen sowie die Stadtstaaten Berlin und Hamburg. Anteilseigner von 50Hertz sind die börsennotierte belgische Holding Elia Group (80 Prozent) und die KfW Bankengruppe (20 Prozent). Als europäischer ÜNB ist 50Hertz Mitglied im europäischen Verband ENTSOE.

Die zweite Ebene bilden die Verteilnetze der regionalen Stromversorgungsunternehmen. Sie verteilen Strom von der Hochspannung über die Mittelspannung zur Niederspannung. Umspannwerke und Ortsnetztransformatoren verbinden die verschiedenen Spannungsebenen miteinander. Je niedriger die Spannungsebene ist, desto kleiner sind die angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher.

In Sachsen-Anhalt gibt es 30 Verteilnetzbetreiber, von denen die Avacon Netz GmbH, Energieversorgung Halle Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH und Netze Magdeburg GmbH die vier Größten gemessen an der Kundenzahl sind.

3. Grundsätze des Regulierungssystems, Entgeltbildung und Sondernetzentgelte

REGULIERUNGSSYSTEM

Netzentgelte basieren auf den Kosten, die Netzbetreibern für den Betrieb, die Unterhaltung und den Ausbau der Netze entstehen. Da Stromnetze natürliche Monopole sind, unterliegt die Bestimmung dieser Entgelte komplexen Regularien.

Seit dem 1. Januar 2009 werden die Netzkosten im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für jeweils fünf Jahre festgelegt. Vor jeder Periode ermittelt der Netzbetreiber die betriebsnotwendigen Kosten, das sogenannte Ausgangsniveau nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Diese Kosten umfassen vorübergehend nicht beeinflussbare (Abschreibungen und Personal usw.) und beeinflussbare Kosten. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, wie Kosten für vorgelagerte Netzebenen und Konzessionsabgaben sowie für Redispatch⁴ und Einspeisemanagement-Maßnahmen, werden ebenfalls berücksichtigt und unterperiodisch angepasst. Anschließend prüft die Regulierungsbehörde die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auf ihre Angemessenheit und vergleicht sie mit anderen Netzbetreibern (Effizienzvergleich).

Basierend auf den anerkannten Netzkosten legt die Regulierungsbehörde die Einnahmenhöhe, die der Netzbetreiber erzielen darf, fest (Erlösobergrenze). Anschließend verteilt der Netzbetreiber die zulässigen Erlöse auf die verschiedenen Nutzergruppen.

ENTGELTBILDUNG

Die Netzentgeltermittlung folgt einem topdown-Prinzip (Kaskadierung) für jede Netz- oder Umspannebene. Zuerst werden die spezifischen Jahreskosten der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene berechnet. Die Kosten werden dann um die direkten Netzentgelterlöse dieser Ebene reduziert, und der verbleibende Kostenbetrag wird auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene (Mittel- und Niederspannung)

übertragen. So setzen sich die Kosten der nachgelagerten Ebene aus ihren eigenen Kosten und den weitergeleiteten Kosten der vorgelagerten Ebene zusammen. Dieser Prozess wiederholt sich auf jeder Netz- und Umspannebene, bis die Kosten des Netzes durch das Entgelt der untersten betriebenen Netz- oder Umspannebene vollständig gedeckt sind.

KOSTENALLOKATION

Die Netzentgelte für Unternehmen werden durch verschiedene Faktoren bestimmt, darunter die Last in kW und die gesamte verbrauchte Strommenge in kWh (Arbeitspreis).

Für Großverbraucher gibt es individuelle Verfahren, bei denen beispielsweise die Jahreshöchstlast sowie das Bezugsprofil in der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt wird. Ab einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh findet in der Regel eine registrierende Leistungsmessung (RLM) statt, die alle 15 Minuten den Leistungswert ermittelt. Für Gewerbetreibende unter einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh werden weder Lastprofil noch Höchstlast individuell betrachtet, sondern es wird ein sogenanntes Standardlastprofil angenommen und ein Grundpreis angelegt. Standardlastprofile sind repräsentative Lastprofile, die für unterschiedliche Kundengruppen angewendet werden, bei denen ein ähnliches Abnahmeverhalten vorliegt. Zusätzlich wird der Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde Strom abgerechnet. Neben Haushaltskunden sind auch die meisten IHK-Mitglieder dieser Kategorie zuzuordnen. Je höher die Spannungsebene, an die das Unternehmen angeschlossen ist, desto höher ist der Anteil der Leistungsentgelte. Großverbraucher sind überwiegend an den höheren Netz- oder Umspannebenen angeschlossen und zahlen somit überwiegend Leistungsentgelte.

⁴ Unter dem Begriff Redispatch versteht man den Eingriff des Netzbetreibers in die geplante Erzeugung, also in den Dispatch von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen.



Wegen der unterschiedlichen Abnahmekonstellationen sind die Netzentgelte schwer miteinander vergleichbar. Durchschnittswerte bieten daher nur begrenzte Aussagekraft.

SONDERNETZENTGELTE

Seit 2011 können Unternehmen ein individuelles Netzentgelt beantragen und so ihre Netznutzungsentgelte bei einer sogenannten „atypischen Netznutzung“ um bis zu 80 Prozent reduzieren. Diese Sondernetzentgelte fördern den flexiblen Verbrauch und müssen bis zum 30. September des Jahres beantragt werden, ab dem die Vereinbarung gelten soll.

Gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV können Unternehmen, bei denen die Jahreshöchstlast vorhersehbar in lastschwachen Zeiten auftritt (atypische Netznutzer) oder Letztverbraucher, die das Netz besonders intensiv nutzen (jährlich mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 Gigawattstunden Jahresverbrauch), ein individuelles Netzentgelt vereinbaren. Auch Letztverbraucher, die dem Netz Strom zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen, können ein individuelles Netzentgelt beantragen.

4. Entwicklung der Netzentgelte

Im Jahr 2023 sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb für Gewerbekunden bundesweit im Vergleich zum Vorjahr um durchschnittlich acht Prozent auf 7,42 ct/kWh gestiegen (2022: 6,85 ct/kWh). Bei Industriekunden erhöhten sich die Netzentgelte um knapp zwölf Prozent auf 3,30 ct/kWh (2022: 2,96 ct/kWh).⁵ Die Gründe für diese Steigerungen sind vielfältig. Zu den Hauptfaktoren zählen höhere Kosten für das Engpassmanagement sowie für die Beschaffung von Ver-

lustenergie aufgrund höherer Börsenstrompreise und Investitionen in die Netzinfrastruktur.

ÜBERTRAGUNGSNETZENTGELTE

Mit Inkrafttreten des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) werden seit 2023 bundesweit einheitliche Netzentgelte erhoben. Im Jahr 2023 betrugen diese 3,12 ct/kWh, dank eines Zuschusses aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds in Höhe von 5,5 Mrd. Euro. Seit 2024 fällt dieser Zuschuss weg, was zu einem Anstieg auf durchschnittlich 6,43 ct/kWh führte.

Ein wesentlicher Anteil der Netzentgelte dient der Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Aufgrund von Netzengpässen wurden 2023 etwa 19 Terawattstunden Strom abgeregelt. Das entspricht etwa vier Prozent der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Im Vergleich zum Vorjahr ist das eine Steigerung um 46 Prozent. Trotz dieser Zunahme sind die Kosten gesunken, von etwa 4,2 Mrd. Euro auf knapp 3,1 Mrd. Euro. Der Kostenrückgang ist hauptsächlich auf die Entspannung an den Energiemärkten zurückzuführen.⁶

VERTEILNETZENTGELTE

Die regionalen Unterschiede in den Netzentgelten sind beträchtlich, mit Preisunterschieden von bis zu 300 Prozent zwischen den kostengünstigsten und teuersten Netzbetreibern, sowohl auf der Mittelspannungs- als auch auf der Niederspannungsebene.⁷

Diese Spreizung der Entgelt-niveaus ist zwar nicht ausschließlich, aber zu einem wachsenden Teil darauf zurückzuführen, dass die mit der Integration der EE-Anlagen verbundenen Mehrkosten in den Verteilernetzen vollständig von den Letztver-

⁶ vgl. ASEW Pressemitteilung vom 11.04.2024

⁷ vgl. VEA - Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V. (2024): Netznutzungsentgeltvergleich Strom 2024, Pressemitteilung vom 27. Februar 2024

⁵ vgl. BNetzA (2024) Monitoringbericht 2023, S. 25

brauchern in den jeweiligen Netzgebieten getragen werden, in denen der Netzausbau erfolgt. Ein weiterer entscheidender Faktor ist die Bevölkerungsdichte: In Gebieten mit geringerer Bevölkerungsdichte werden die Kosten auf weniger Verbraucher verteilt.

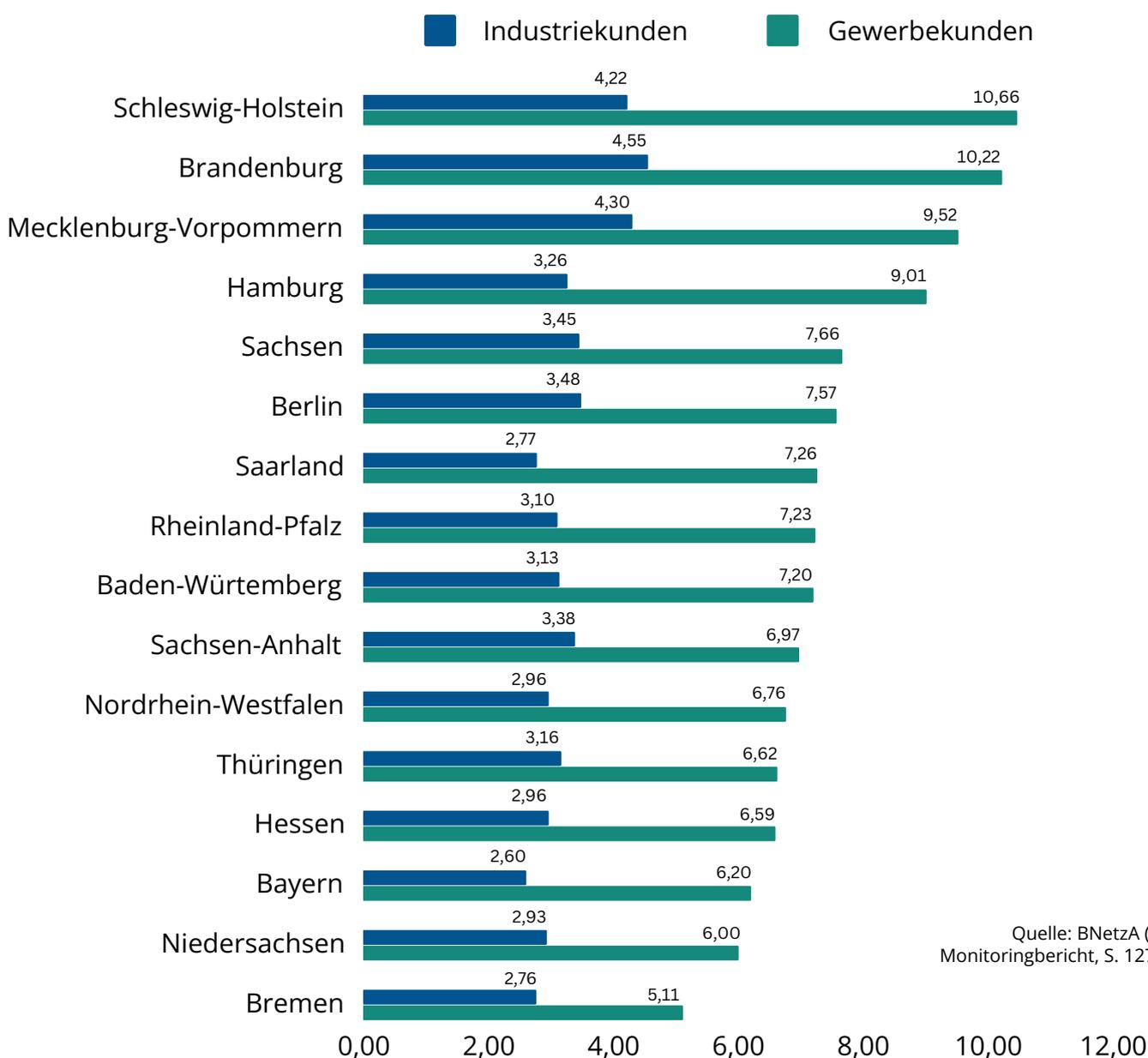
Die folgende Abbildung spiegelt die mengengewichteten Mittelwerte der Netzentgelte nach Bundesland und Kundengruppen wider: für Gewerbekunden mit einer durchschnittlichen Ab-

nahme von 50 MWh und für Industriekunden von 24 GWh.

Die Netzentgelte in Sachsen-Anhalt für die Industrie rangieren bundesweit im oberen Drittel, während die für Gewerbekunden sich im mittleren Bereich befinden.

Ohne eine Anpassung des Netzentgeltsystems werden sich die Preisunterschiede weiter verstärken und die Regionen benachteiligen, die einen hohen EE-Anteil am Strommix aufweisen.

Nettonetzentgelte für Gewerbe und Industrie in Deutschland für 2023 in ct/kWh



Quelle: BNetzA (2023) Monitoringbericht, S. 127+129



5. Herausforderung für das aktuelle Netzentgeltsystem durch die Energiewende

Die Energiewende erfordert einen erheblichen Ausbau der Stromnetze sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene. Das ursprüngliche Stromnetz war für verbrauchsnahe errichtete konventionelle Kraftwerke ausgelegt, die in das Höchst- oder Hochspannungsnetz speisten und die niedrigeren Spannungsebenen versorgten. Heute wird der überwiegende Teil der EE-Anlagen im Verteilnetz angeschlossen, wobei der überschüssige Strom über die vorgelagerten Netze abtransportiert werden muss. Vor allem in den Flächennetzgebieten sind die Verteilnetzbetreiber hierdurch mit teilweise erheblichen Ausbau- und Umstrukturierungsbedarf und dementsprechenden Kostensteigerungen konfrontiert. Bundesweit werden die gesamten Investitionskosten in das Stromnetz bis 2045 auf über 500 Mrd. Euro geschätzt.⁸

ÜBERTRAGUNGSNETZEBENE

Der Investitionsbedarf bei den Übertragungsnetzen summiert sich bis 2045 auf mindestens 313,7 Mrd. Euro. Zusätzlich steigen bis 2028 die Kosten für das Netzengpassmanagement auf jährlich 6,5 Mrd. Euro an, was die Gesamtkosten weiter erhöht. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dafür verantwortlich, die Systemstabilität zu gewährleisten, was vor allem durch das Netzengpassmanagement erfolgt. Wenn das Stromnetz überlastet ist, werden u.a. Kraftwerke heruntergefahren, um die Stromerzeugung zu reduzieren, während gleichzeitig andere Kraftwerke hochgefahren werden („Redispatch“). Der Netzausbau trägt maßgeblich zur Reduzierung solcher Maß-

nahmen bei. Allerdings wurden bis Ende 2023 im Übertragungsnetz nur 19,3 Prozent des identifizierten Ausbaubedarfs umgesetzt. Bis zum Stichtag 30. September 2023 gab es einen Zeit- und Ausbauverzug von sieben Jahren und 6.000 km im Vergleich zur ursprünglichen Planung.⁹

VERTEILNETZEBENE

Bis zum Jahr 2032 erwarten die Verteilnetzbetreiber, dass sie 93.136 km Leitungen verstärken, optimieren, neu bauen oder ersetzen müssen. Für diese umfassenden Maßnahmen beziffert die Bundesnetzagentur das Investitionsvolumen bis 2045 auf 200 Mrd. Euro.¹⁰ Auf der Verbraucherseite ist eine zunehmende Elektrifizierung, insbesondere in der Industrie, dem Verkehr und Wärmesektor zu erwarten. Haupttreiber der Entwicklung wird jedoch die steigende Erzeugungsleistung aus regenerativen Quellen sein. In Gebieten mit einer vergleichsweise geringen Entnahmelast bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung entsteht dann ein Überschuss an EE-Strom, der in Form von Rückspeisungen in andere Netzgebiete bzw. Spannungsebenen abtransportiert werden muss. Im Landkreis Börde übertraf die EE-Erzeugung im Jahr 2023 den Verbrauch um das Doppelte, was die Notwendigkeit des Ausbaubedarfs unterstreicht.

Im Ergebnis werden die Netzentgelte und Umlagen zur Deckung dieser Kosten künftig erheblich weiter steigen.

⁸ vgl. Deutsche Presse-Agentur vom 15.05.2024

⁹ vgl. Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, Seite 22ff.

¹⁰ vgl. ASECW Pressemitteilung vom 11.04.2024

6. Diskussion über Lösungsansätze

Um die Kosten des Systems fair zu verteilen und effiziente Anreize zur optimalen Nutzung der Netzkapazitäten zu setzen, regt die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik an.

VERTEILUNG DER MEHRKOSTEN AUS DER INTEGRATION VON ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Spreizung regionaler Entgelte schlägt die Bundesnetzagentur ein bundesweites Ausgleichssystem für Stromnetzbetreiber mit einer besonderen Kostenbelastung aufgrund des EE-Ausbaus vor. In einem mehrstufigen Verfahren soll zunächst über eine Kennzahl die Betroffenheit anhand der EE-bedingten Mehrkosten ermittelt werden. Der Vorschlag beinhaltet eine pauschale Methodik. Überschreitet ein Netzbetreiber den für die Kennzahl festgelegten Schwellenwert, wird im nächsten Schritt der finanzielle Ausgleich festgeschrieben. Dieser Entwurf befindet sich im Konsultationsprozess und soll ab dem nächsten Jahr in Kraft treten. Die Festlegung von Kennzahlen und Schwellenwerte birgt dabei generell die Gefahr, die strukturelle Heterogenität der Versorgungsgebiete nicht ausreichend zu berücksichtigen.

DYNAMISCHE NETZENTGELTE ZUR ERHÖHUNG DER FLEXIBILITÄT DER VERBRAUCHER

Aufgrund der tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen von Strombedarf und Erzeugung durch Wind- und Solarenergie ist ein Ausgleich durch verschiedene flexible Lösungen erforderlich. Ein möglicher Ansatz bestünde in der Einführung dynamischer Netzentgelte. Dynamische Netzentgelte variieren mit der Auslastung der Net-

ze. Bei kurzfristigen, nicht absehbaren Engpässen bestehen jedoch erhebliche Herausforderungen für Netzbetreiber und Produktionsbetrieb, wenn ein Zugriff auf Flexibilität innerhalb weniger Minuten erforderlich ist. Gegen diesen Ansatz spricht auch der unverhältnismäßig hohe Abwicklungs- und Abrechnungsaufwand sowie die unzuverlässige Wirkung (auf die Netzauslastung) für den Netzbetreiber. Das Netzentgelt ist nur ein Teil des Strompreises, so dass die finanziellen Anreize für den Verbraucher zu gering sind.

AUFTEILUNG DEUTSCHLANDS IN MEHRERE STROMPREISZONEN

Europa ist in mehrere Strompreiszonen (Gebotszonen) aufgeteilt. Innerhalb einer Zone ist der Strompreis für alle gleich. Derzeit bildet Deutschland mit Luxemburg eine Gebotszone. Im Handel fließt der Strom in der Marktfiktion ungehindert und in jeder Menge. In der Realität kommt es aufgrund des fehlenden Stromnetzausbaus, insbesondere zwischen dem windreichen Norden und dem industriestarken Süden in Deutschland zu Netzengpässen. Physikalisch wird das Überangebot entweder durch systemstabilisierende Maßnahmen wie Redispatch oder durch die Weiterleitung an unsere europäischen Nachbarn, sogenannte Ringflüsse, reduziert. Diese Maßnahmen sowie deren Kosten nehmen stetig zu. Durch die Einführung mehrerer Preiszonen in Deutschland entstünde der Anreiz, Netzknappheiten zu bepreisen, was zu unterschiedlichen lokalen Preisen führen würde. In der Analyse der EU-Energieregulierungsbehörde ACER werden für Deutschland mehrere Alternativen mit bis zu fünf Preiszonen vorgeschlagen. Aufgrund der fehlenden Erzeugungskapazitäten könnten sich dann für Süddeutschland tendenziell höhere Preise als in Norddeutschland einstellen.





