



Fachbereich WD 5

Netzentgelte im Saarland

Netzentgelte im Saarland

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 065/26
Abschluss der Arbeit: 16. Juni 2026
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Fragestellung und Gang der Bearbeitung	4
2.	Befund	4
3.	Begriffserklärung und rechtliche Grundlage	5
3.1.	Netzentgelte für Strom	6
3.2.	Netzentgelte für Gas	7
4.	Mechanismus für die Ermittlung der Netzentgelte	7
4.1.	Netzentgelte für Strom (Verteilernetze)	7
4.1.1.	Schritt 1: Bestimmung der anerkannten Netzkosten	7
4.1.2.	Schritt 2: Ermittlung der zulässigen Erlöse	9
4.2.3.	Schritt 3: Bildung der Netzentgelte	10
4.2.	Netzentgelte für Gas (Verteilernetze)	12
4.2.1.	Schritt 1: Bestimmung der anerkannten Netzkosten	12
4.2.2.	Schritt 2: Ermittlung der zulässigen Erlöse	13
4.2.3.	Schritt 3: Bildung der Netzentgelte	13
4.3.	Zwischenfazit	13
5.	Zuständige Regulierungsbehörden	13
6.	Welche Faktoren sorgen im Saarland für höhere Kosten?	14
6.1.	Keine Informationen der Bundesnetzagentur	14
6.2.	Einschätzungen aus einer Behörde des Saarlandes	14
7.	Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse	16
8.	Anhang	17
8.1.	Tabelle 1: Nettonetzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie im Stromverteilnetzbereich nach Bundesländern	17
8.2.	Tabelle 2: Nettonetzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie im Gasverteilnetzbereich nach Bundesländern	18

1. Fragestellung und Gang der Bearbeitung

Dieser Sachstand befasst sich mit der Frage, wie sich die im Bundesländervergleich überdurchschnittlichen Netzentgelte für Strom und Gas im Saarland erklären lassen. Erfasst sind dabei Netzentgelte für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden.

Ausgangspunkt ist der im Monitoringbericht Energie 2025 ausgewiesene Befund, dass das Saarland bei den Netzentgelten in mehreren Kundengruppen im oberen Bereich des Bundesländervergleichs liegt. Vor diesem Hintergrund werden zunächst die Abweichungen des Saarlandes zum Durchschnitt der Bundesländer für Strom und Gas berechnet und dargestellt.

Anschließend werden Begriff und rechtliche Grundlagen der Netzentgeltbildung erläutert. Dabei wird zwischen Strom- und Gasnetzentgelten im Verteilnetzbereich unterschieden. Sodann wird der Mechanismus der Netzentgeltbildung dargestellt. Für Strom wird zwischen der Bestimmung der Netzkosten, der Ermittlung der zulässigen Erlöse und der Bildung der konkreten Netzentgelte unterschieden. Für Gas wird die Darstellung entsprechend nachvollzogen.

Auf dieser Grundlage werden anschließend mögliche Ansatzpunkte für eine Erklärung der überdurchschnittlichen Netzentgelte im Saarland wiedergegeben. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Ausarbeitung zusammengefasst.

2. Befund

Für **Strom** liegt das Saarland im Jahr 2025 bei den Nettonetzentgelten der sog. Verteilnetzbetreiber (vgl. hierzu Abschnitt 3.1.1) **leicht** über dem Durchschnitt der Bundesländer:

- Bezüglich **Haushaltskunden** mit 11,21 ct/kWh um **rd. 5,8% über dem Bundesdurchschnitt** (17 berücksichtigte Verteilernetze; Spannbreite 8,89 bis 15,19 ct/kWh¹; vgl. Tabelle 1 im Anhang in Abschnitt 8)
- Bezüglich **Gewerbekunden** mit 8,75 ct/kWh **rd. 2,1% über dem Bundesdurchschnitt** (ebenfalls 17 Verteilernetze; Spannbreite 7,03 bis 13,06 ct/kWh², vgl. ebenfalls Tabelle 1 im Anhang)
- Bezüglich **Industriekunden** mit 4,24 ct/kWh **rd. 5% über dem Bundesdurchschnitt**, (Spannbreite **3,26 bis 6,40 ct/kWh**).³

Für **Gas** liegt das Saarland im Jahr 2025 bei den Nettonetzentgelten der Verteilnetzbetreiber je nach Kundengruppe mit Werten von 9,2%-18,5% vergleichsweise **deutlich** über dem Bundesdurchschnitt

1 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 108.

2 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 110.

3 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 112.

- Bezüglich **Haushaltskunden** mit 2,38 ct/kWh **rd. 9,2%** über dem Bundesdurchschnitt (16 berücksichtigte Verteilernetze; Spannbreite 1,74 bis 3,06 ct/kWh⁴, vgl. Tabelle 2 im Anhang)
- Bezüglich **Gewerbekunden** mit 2,10 ct/kWh **rd. 12%** über dem Bundesdurchschnitt (ebenfalls 16 berücksichtigte Verteilernetze; Spannbreite 1,53 bis 2,84 ct/kWh⁵, vgl. Tabelle 2)
- Bezüglich **Industriekunden** mit 0,63 ct/kWh **rd. 18,5%** über dem Bundesdurchschnitt (6 berücksichtigte Verteilernetze; Spannbreite 0,37 bis 1,07 ct/kWh⁶, vgl. Tabelle 2).

3. Begriffserklärung und rechtliche Grundlage

Netzentgelte sind Entgelte für den Zugang zu den jeweiligen Energieversorgungsnetzen. Sie sind Bestandteil des Endkundenpreises und werden sowohl von Haushaltskunden als auch von Gewerbe- und Industriekunden getragen. Mit ihnen werden die Kosten des jeweiligen Netzausbaus und -betriebs auf die Netznutzer umgelegt.⁷

Rechtliche Grundlage für die Grundsätze der Bildung der Netzentgelte zur Konkretisierung des § 21 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁸ sind bislang die StromNEV⁹, GasNEV¹⁰ und die ARegV¹¹, die auf Grundlage von § 24 EnWG a.F. ergingen und durch die EnWG-Novelle vom 22. Dezember 2023¹² in Umsetzung eines EuGH-Urteils vom 2. September 2021¹³ schrittweise durch Festlegungen der Bundesnetzagentur (§ 54 Abs. 3 i.V.m. § 29 EnWG) ersetzt werden (sog.

4 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 226.

5 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 228.

6 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 230.

7 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 102, 224 f; vgl. § 1 Abs. 1 StromNEV, § 1 Abs. 1 GasNEV.

8 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung ([Energiewirtschaftsgesetz](#)), in der Fassung von 07.08.2005 (BGBl. S. 1970, 3621), zuletzt geändert am 29.03.2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84).

9 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen ([Stromnetzentgeltverordnung](#)), in der Fassung vom 25.07.2005 (BGBl. I 2225), zuletzt geändert am 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

10 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen ([Gasnetzentgeltverordnung](#)), in der Fassung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert am 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229).

11 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze ([Anreizregulierungsverordnung](#)), in der Fassung vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert am 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

12 Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, vom 22.12.2023 (BGBl. I 2023, Nr. 405).

13 EuGH, Urteil vom 02.09.2021, Rs. C-718/18, Kommission/Deutschland, Rn. 128; dazu umfassend schon: Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, Sachstand vom 07.04.2022, [WD 5 - 3000 - 044/22](#).

Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)¹⁴. Jedoch treten die StromNEV und die ARegV erst mit Ablauf des 31. Dezember 2028, und die GasNEV erst mit Ablauf des 31. Dezember 2027 außer Kraft¹⁵ und sind damit für die derzeitigen Netzentgelte die maßgebliche Rechtsgrundlage.

Der Monitoringbericht behandelt Strom- und Gasnetzentgelte gesondert. Für Strom benennt er ausdrücklich mehrere Faktoren, die regionale Unterschiede bei der Höhe der Netzentgelte erklären können. Für Gas enthält die hier maßgebliche Darstellung des Monitoringberichts keine der Stromdarstellung entsprechende zusammengefasste Aufzählung einzelner regionaler Einflussfaktoren.

3.1. Netzentgelte für Strom

Bei den Netzbetreibern wird zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern unterschieden. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz. Das Verteilnetz dient überwiegend der Belieferung von Endverbrauchern über örtliche Leitungen. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW)¹⁶ und rd. 850 Verteilnetzbetreiber¹⁷.

Mit der Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) im Jahr 2017 und der Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte des Jahres 2018 wurden die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ab dem Jahr 2023 einheitliche Netzentgelte zu erheben.¹⁸

Demgegenüber fallen die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber regional differenziert aus (vgl. Tabelle 1 im Anhang). Die Netzentgelte werden vom Anschlussnetzbetreiber erhoben und enthalten die Kosten aller vorgelagerter Netzebenen. Die Abwicklung erfolgt durch die Zahlung von Netzentgelten des nachgelagerten an den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber.¹⁹

Für die unterschiedliche Höhe der Netzentgelte spielen laut des Monitoringberichts 2025 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt folgende **netz- und regionalspezifische Faktoren** eine Rolle:

14 Bundesnetzagentur, „AgNes“ erklärt.

15 Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, vom 22.12.2023 (BGBl. I 2023, Nr. 405), Artikel 15 Abs. 2, 3 und 5.

16 Vgl. https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Glossareintraege/DE/N/glo_netzbetreiber.html?view=renderHelp.

17 Vgl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152937/umfrage/anzahl-der-stromnetzbetreiber-in-deutschland-seit-2006/>

18 Vgl. <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Netzentgelte>.

19 Bundesnetzagentur, [Zusammenhang von Strompreis und Netzentgelt](#).

- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Unterschiedlich hohe Kosten für Engpassmanagement
- Auslastung der Netze
- Qualität der Versorgung: Diese hat über das Qualitätselement einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze.
- Unterschiedlich hohe Kosten durch Netzausbau und den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen: hierbei werden seit 2025 Regionen entlastet, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugnisse aus erneuerbaren Energien tragen, und die Kosten bundesweit verteilt.²⁰

3.2. Netzentgelte für Gas

Für Gas enthält der Monitoringbericht keine der Stromdarstellung entsprechende Aufzählung einzelner regionaler Einflussfaktoren. Die Einordnung möglicher Einflussfaktoren erfolgt daher im Folgenden vor allem anhand des regulatorischen Mechanismus der GasNEV und ARegV.

4. Mechanismus für die Ermittlung der Netzentgelte

4.1. Netzentgelte für Strom (Verteilernetze)

Das Netzentgelt kann sich nicht im freien Wettbewerb bilden, weil Stromnetze natürliche Monopole sind. Daher wird das Netzentgelt reguliert und veröffentlicht.²¹ Die Ermittlung der Netzentgelte für Strom erfolgt in drei Schritten.²²

4.1.1. Schritt 1: Bestimmung der anerkannten Netzkosten

Zunächst wird eine **Kostenbasis für die Netzentgelte** für eine Regulierungsperiode von 5 Jahren (aktuell 2024-2028) festgelegt. Hierzu prüft die Regulierungsbehörde die Kosten der Netzbetreiber nach den Grundsätzen der StromNEV auf Basis des jeweils testierten Jahresabschlusses im Basisjahr. Die vierte Regulierungsperiode Strom (2024-2028) basiert auf den Kosten des Basisjahres 2021.²³

20 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 102.

21 Bundesnetzagentur, [Zusammenhang von Strompreis und Netzentgelt](#).

22 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 102 f.

23 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 102.

Ausgangspunkt der Netzentgeltbildung ist die Ermittlung der Netzkosten. Nach § 3 Abs. 1 Satz 1 StromNEV sind hierfür zunächst die Netzkosten nach den §§ 4 bis 11 StromNEV zusammenzustellen.

Die allgemeinen Grundsätze der Netzkostenermittlung ergeben sich aus § 4 StromNEV:

Danach sind gem. § 4 Abs. 1 StromNEV bilanzielle und kalkulatorische Kosten nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. § 4 StromNEV enthält damit insbesondere ein Effizienzgebot sowie Vorgaben zur Kostenorientierung und Kostenverursachung.²⁴

Gem. § 4 Abs. 4 S 1 StromNEV sind Einzelkosten des Netzes dem Netz direkt zuzuordnen, hierzu gehören etwa **Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen**.²⁵ Gem. § 4 Abs. 4 S. 2 StromNEV sind Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zuordnen lassen, als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung zum Netz zuzuordnen. Gem. § 4 Abs. 4 S. 3 und 4 StromNEV müssen die dabei zu Grunde gelegten Schlüssel sachgerecht sein, den Grundsatz der Stetigkeit beachten und für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Damit zeigt § 4 Abs. 4 StromNEV, dass die **Netzkostenermittlung an der Zurechnung von Kosten zum konkreten Netz** ansetzt.

Die §§ 5 bis 11 StromNEV konkretisieren die bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigenden Kosten- und Erlöspositionen. Hierzu zählen insbesondere:

- aufwandsgleiche Kostenpositionen (§ 5 StromNEV)
- kalkulatorische Abschreibungen (§ 6 StromNEV)
- die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 StromNEV)
- kalkulatorische Steuern (§ 8 StromNEV)
- kostenmindernde Erlöse und Erträge (§ 9 StromNEV)
- die Behandlung von Netzverlusten (§ 10 StromNEV)
- periodenübergreifende Saldierung (§ 11 StromNEV).

Aus den §§ 4 bis 11 StromNEV folgt keine unmittelbare Berücksichtigung netz- und regionalspezifischer Merkmale. Solche Faktoren können aber insoweit indirekt in die Netzkostenbasis und damit die Netzentgeltbildung eingehen, soweit sie die Höhe dieser Kosten beeinflussen. So können ländliche Siedlungsstrukturen oder bestimmte topographische oder geografische Merkmale unter ansonsten gleichen Bedingungen zu vergleichsweise höheren Investitions-, und Kapitalkosten führen, die grundsätzlich in die Netzkostenbasis eingehen (§§ 6 u 7 StromNEV). Auch kann

24 Fabritius, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, StromNEV/GasNEV, 2. Aufl. 2023, § 4 Rn. 1 f.

25 Fabritius, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, StromNEV/GasNEV, 2. Aufl. 2023, § 4 Rn. 7.

das Alter des Netzes unter ansonsten gleichen Bedingungen auf die Höhe der Netzkosten wirken, wenn ältere Netzanlagen bereits weitgehend abgeschrieben sind und geringere kalkulatorische Abschreibungen (§ 6 StromNEV) anfallen oder höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten (§ 4 Abs. 4 S 1 StromNEV) nach sich ziehen. Im Ergebnis können somit die von der Bundesnetzagentur genannten Faktoren für regional unterschiedliche Netzentgelte (vgl. Abschnitt 3.1) bereits auf dieser ersten Stufe der Netzkostenermittlung über unterschiedliche Kostenstrukturen der Netzbetreiber sowie unterschiedliche regionale Strukturmerkmale zu regional unterschiedlich hohen Netzkosten beitragen. Welche Faktoren im Einzelfall oder regional wirken, wird aber nicht veröffentlicht.

4.1.2. Schritt 2: Ermittlung der zulässigen Erlöse

In einem zweiten Schritt werden die anerkannten Netzkosten gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze überführt (sog. „Revenue-Cap-Verfahren“).

Die Erlösobergrenze ist dabei gem. § 3 Nr. 41 EnWG definiert als Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten. Die Bestimmung der Erlösobergrenzen selbst ergibt sich gem. § 4 Abs. 1 ARegV aus den §§ 5–17, 19, 22 und 24 ARegV.

Ausgangspunkt der Bestimmung der Erlösobergrenze ist das Ausgangsniveau nach § 6 ARegV. Nach § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der StromNEV. Damit knüpft die Erlösobergrenze zunächst an die im ersten Schritt ermittelten und anerkannten Netzkosten an.²⁶

Die weitere Berechnung der Erlösobergrenze erfolgt nach § 7 ARegV in Anwendung der Regulierungsformel nach Anlage 1 zur ARegV. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze sind dabei insbesondere folgende Vorgaben und Anpassungsgrößen der ARegV relevant:

- das Regulierungskonto nach § 5 ARegV;
- die allgemeine Geldwertentwicklung nach § 8 ARegV;
- der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV;
- der Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV;
- die Unterscheidung zwischen beeinflussbaren, nicht beeinflussbaren und volatilen Kostenanteilen nach § 11 ARegV;
- der Effizienzvergleich und die Effizienzvorgaben nach §§ 12 ff. ARegV;
- das Qualitätselement nach §§ 19, 20 ARegV.

26 Fabritius/Zöckler, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, ARegV, 2. Aufl. 2023, § 6 Rn. 1.

Für die Frage, an welchen Stellen netz- und versorgungsstrukturelle Umstände sowie regionale Einflussfaktoren Bedeutung erlangen können, sind insbesondere die sog. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs nach § 12 ARegV relevant.²⁷ Ziel dieses Effizienzvergleichs ist die Ermittlung individueller Effizienzwerte für die Netzbetreiber. Aufgedeckte Ineffizienzen müssen während einer Regulierungsperiode vollständig abgebaut werden.²⁸ Die individuellen Effizienzwerte fließen in die Festlegung der zulässigen Erlösobergrenzen ein. Die Berücksichtigung von Vergleichsparametern ist erforderlich, um strukturelle Unterschiede zwischen den Netzgebieten – beispielsweise hinsichtlich Netzgröße, Versorgungsaufgabe oder Kundendichte – sachgerecht abzubilden. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Effizienzbewertung möglichst objektiv erfolgt und Netzbetreiber nur hinsichtlich der von ihnen beeinflussbaren Kosten miteinander verglichen werden. Anders ausgedrückt: Der bundesweite Effizienzvergleich vergleicht nicht einfach Kosten pro Kunde oder Kosten pro Kilometer. Stattdessen rechnet die BNetzA auf Grundlage geeigneter Vergleichsparametern die unterschiedlichen Netzbedingungen statistisch heraus und berechnet erst danach die verbleibende Effizienz. Vergleichsparameter sind dabei Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebiets-eigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes. In § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV werden als beispielhafte Vergleichsparameter u.a. die Fläche des versorgten Gebietes, die Leitungslänge oder das Rohrvolumen, die Jahresarbeit und die zeitgleiche Jahreshöchstlast genannt. Welche Vergleichsparameter im Einzelfall oder regional statistisch signifikant wirken, wird nicht veröffentlicht.

Ergänzend kann § 15 ARegV Bedeutung erlangen. Weist ein Netzbetreiber gem. § 15 Abs. 1 ARegV außergewöhnliche strukturelle Umstände nach, hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag anzusetzen.

Zusammenfassend beeinflussen nach dem Monitoringbericht neben den anerkannten Kosten insbesondere Effizienzprüfungen sowie weitere Faktoren wie nicht beeinflussbare Kosten, der Verbraucherpreisindex und der Kapitalkostenaufschlag die Erlösobergrenze.²⁹

4.2.3. Schritt 3: Bildung der Netzentgelte

Im letzten Schritt werden aus den zulässigen Erlösen die konkreten Netzentgelte gebildet. Für den Bereich der Anreizregulierung bestimmt § 21 Abs. 1 StromNEV, dass die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen aus den nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV festgelegten Erlösobergrenzen ermittelt werden. Dies erfolgt nach § 21 Abs. 1 Satz 2 StromNEV entsprechend den Vorschriften der §§ 12 bis 20 StromNEV.

Nach der Darstellung des Monitoringberichts werden die zulässigen Erlöse hierzu möglichst verursachungsgerecht den verschiedenen Netz- und Umspannebenen zugeordnet. Anschließend werden unter Berücksichtigung der zugeschriebenen Kosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast die jahresspezifischen Kosten je Ebene (in Euro/kW) beginnend mit der höchsten betriebenen

27 Fabritius/Zöckler, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, ARegV, 2. Aufl. 2023, § 13 Rn. 3 ff.

28 Bundesnetzagentur, [Effizienzvergleich](#)..

29 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 102.

Netz- oder Umspannebene ermittelt. Bei leistungsgemessenen Kunden werden daraus Arbeits- und Leistungspreise gebildet; für nicht leistungsgemessene Kunden wird ein Arbeits- und in der Regel ein Grundpreis festgelegt. Auf Grundlage erwarteter Absatzmengen und der ermittelten Entgelte werden die erwarteten Erlöse der jeweiligen Ebene bestimmt. Verbleibende Differenzen werden als Wälzungsbetrag an die nächstniedrigere Ebene weitergegeben.³⁰

Normative Anknüpfungspunkte hierfür sind insbesondere die Kostenstellrechnung nach § 13 StromNEV, die Kostenwälzung nach § 14 StromNEV, die Ermittlung spezifischer Jahreskosten unter Berücksichtigung der zeitgleichen Jahreshöchstlast nach § 16 Abs. 1 StromNEV, die Bildung der Entgelte nach § 17 StromNEV sowie die Verprobung nach § 20 Abs. 1 StromNEV.

Nachfolgende Abbildung fasst den Ablauf zur Bestimmung der Netzkosten und den Einfluss netz- und regionspezifischer Merkmale zusammen.

Bestimmung der Netzentgelte

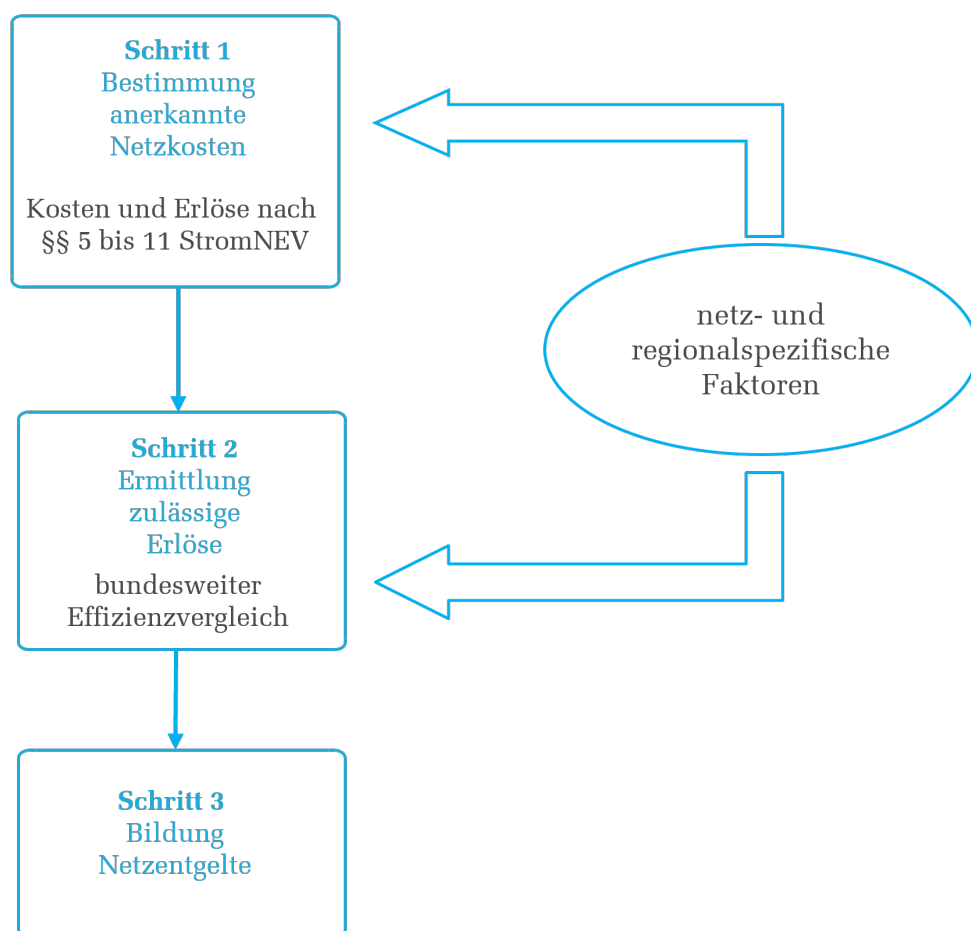


Abbildung 1: Eigene Darstellung, Ablauf der Bestimmung von Netzentgelten (Verteilernetze) und Einfluss von netz- und regionalspezifischen Merkmalen

4.2. Netzentgelte für Gas (Verteilernetze)

Die Ermittlung der Netzentgelte für Gasverteilernetze folgt nach dem Monitoringbericht ebenfalls der Grundstruktur aus Kostenprüfung, Bestimmung einer Erlösobergrenze und anschließender Entgeltbildung.³¹

4.2.1. Schritt 1: Bestimmung der anerkannten Netzkosten

Auch bei Gas steht am Anfang eine Kostenprüfung. Nach dem Monitoringbericht werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, mithin alle fünf Jahre, auf Grundlage des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres.³²

Normativer Ausgangspunkt ist hier § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV. Danach sind für die Ermittlung der Netzentgelte zunächst die Netzkosten nach den §§ 4-10 GasNEV zusammenzustellen. Die allgemeinen Grundsätze der Netzkostenermittlung ergeben sich aus § 4 GasNEV, und entsprechen dabei jenen aus § 4 StromNEV.³³

Die weiteren Kosten- und Erlöspositionen werden in den §§ 5-10 GasNEV konkretisiert. Hierzu zählen insbesondere:³⁴

- aufwandsgleiche Kostenpositionen (§ 5 GasNEV)
- kalkulatorische Abschreibungen (§ 6 GasNEV)
- die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 GasNEV)
- kalkulatorische Steuern (§ 8 GasNEV)
- kostenmindernde Erlöse und Erträge (§ 9 GasNEV)
- die periodenübergreifende Saldierung (§ 10 GasNEV)

Hinsichtlich der Wirkungen von netz- und versorgungsspezifischer Umstände oder regionaler Strukturmerkmale auf die anerkannten Netzkosten sei auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 4.1.1 verwiesen.

31 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 224 f.

32 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 224.

33 Fabritius, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, StromNEV/GasNEV, 2. Aufl. 2023, § 4 Rn. 1 f.

34 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 224.

4.2.2. Schritt 2: Ermittlung der zulässigen Erlöse

Im zweiten Schritt werden die anerkannten Netzkosten auch bei Gas nach Maßgabe der ARegV in eine Erlösobergrenze überführt. Insoweit kann auf die Darstellung zur Ermittlung der zulässigen Erlöse bei Strom verwiesen werden, weil die ARegV für Strom- und Gasnetzbetreiber denselben Regulierungsrahmen vorgibt.

Hervorzuheben sind dabei nach dem Monitoringbericht insbesondere die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Für Fernleitungsnetzbetreiber zählen hierzu unter anderem Kosten für Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV. Für Verteilernetzbetreiber werden insbesondere vorgelegte Netzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile genannt. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers.³⁵

4.2.3. Schritt 3: Bildung der Netzentgelte

Im dritten Schritt werden aus den zugelassenen Erlösen die von den Netznutzern zu entrichtenden Gasnetzentgelte gebildet. Nach der Darstellung des Monitoringberichts werden mittels der Netzentgeltsystematik die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer, also die Gaskunden, umgelegt. Hierbei werden ausgehend von den Erlösobergrenzen die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte festgelegt.

Hierfür sieht Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Als Regelfall sind nach der Darstellung des Monitoringberichts Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte nach § 13 GasNEV vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern, die Kapazitätsentgelte ausweisen, zur Anwendung. Für Fernleitungsnetzbetreiber gelten seit 1. Januar 2020 zudem die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460.³⁶

4.3. Zwischenfazit

Netz- und versorgungsstrukturelle sowie regionale Merkmale fließen in die Ermittlung der Netzentgelte des Strom- und Gasverteilernetzes ein. Welche konkreten Merkmale und Faktoren im Einzelfall oder regional wirken, wird von den Regulierungsbehörden nicht veröffentlicht.

5. Zuständige Regulierungsbehörden

Gem. § 54 Abs. 1 EnWG werden die Aufgaben der Regulierungsbehörde von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden wahrgenommen. Grundsätzlich ist dabei die Bundesnetzagentur zuständig, sofern nicht nach Maßgabe des Abs. 2 die Landesregulierungsbehörde zuständig ist.

Die Landesregulierungsbehörden sind gem. § 54 Abs. 2 S. 1 EnWG im Grundsatz zuständig, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz

35 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 225.

36 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, [Monitoringbericht 2025](#), 26.01.2026, S. 225.

jeweils weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Das gilt nicht gem. § 54 Abs. 2 S. 2 EnWG, wenn ein Verteilernetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

Insofern ist die behördliche Aufsicht im Saarland zwischen dem Bund und dem Land aufgeteilt. Die BNetzA ist für die beiden größten Stromnetzbetreiber der Region zuständig (Energis sowie Stadtwerke Saarbrücken). Die Landesregulierungsbehörde des Saarlands³⁷ ist für alle übrigen 59 saarländischen Stromnetzbetreiber sowie für sämtliche 44 Gasnetzbetreiber des Bundeslandes zuständig.³⁸

Sowohl die Festlegung der Erlösobergrenzen (§ 4 ARegV) als auch die Genehmigung des jährlichen Regulierungskontosaldos (§ 5 Abs. 3 ARegV) spiegeln diese Zuständigkeitsverteilung wider. Für die Bundesnetzagentur folgt die Zuständigkeit hierzu aus der Generalklausel des § 54 Abs. 1 EnWG. Für die Landesregulierungsbehörde des Saarlandes ergibt sie sich explizit aus § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG.

Eine verfahrenstechnische Besonderheit besteht lediglich beim vorgelagerten Effizienzvergleich: Die Bundesnetzagentur übermittelt hierfür zwar die bundesweiten Daten (§ 12 Abs. 5 ARegV), die Landesregulierungsbehörden besitzen jedoch ein gesetzliches Wahlrecht, ob sie diese Werte übernehmen oder einen eigenen Vergleich durchführen (§ 12 Abs. 6 ARegV).

6. Welche Faktoren sorgen im Saarland für höhere Kosten?

Netz- und versorgungsstrukturelle sowie regionale Merkmale fließen in die Ermittlung der Netzentgelte des Strom- und Gastverteilernetzes ein. Welche konkreten Merkmale und Faktoren im Einzelfall oder regional wirken, wird von den Regulierungsbehörden nicht veröffentlicht (vgl. Abschnitt 4). Auch sind den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages keinerlei Gutachten oder wissenschaftliche Analysen bekannt zu der Frage, auf welche konkreten Einflussfaktoren die überdurchschnittlich hohen Netzentgelte im Saarland zurückzuführen sind.

6.1. Keine Informationen der Bundesnetzagentur

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages haben die Bundesnetzagentur unter Bezugnahme auf den Monitoringbericht 2025 und den dort genannten Faktoren um Erläuterungen gebeten, auf welche Ursachen sich die überdurchschnittlich hohen Netzentgelte im Saarland für Strom und Gas zurückführen lassen. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin mitgeteilt, dass tiefere Analysen der Daten nur in begründeten Ausnahmefällen erfolgten.

6.2. Einschätzungen aus einer Behörde des Saarlandes

Nach mündlicher Auskunft eines Mitarbeiters einer saarländischen Behörde gegenüber den Wissenschaftlichen Diensten des Deutschen Bundestages sei festzuhalten, dass die saarländischen Strom- und Gasverteilernetzentgelte von den zuständigen Regulierungsbehörden genehmigt wurden und werden. Bei den Darstellungen des Monitoringberichts 2025 hinsichtlich der Höhe der

37 Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie Saarland, [Regulierungskammer](#).

38 Bundesnetzagentur, [Netzbetreiberdaten Saarland](#).

Netzentgelte in den Bundesländern handele sich um Durchschnittswerte, denen Musterfälle für drei Kundengruppen mit bestimmten Verbrauchsannahmen zu Grunde lägen und die auch nicht alle Netzbetreiber umfassten. Die Aussagekraft des Bundesländervergleichs sei insofern eingeschränkt. Ferner hätten in vorherigen Jahren die saarländischen Netzentgelte für Strom im Gewerbe- und Industriekundenbereich unter dem Bundesdurchschnitt gelegen.

Zu den Ursachen für die nach dem Monitoringbericht 2025 überdurchschnittlich hohen Netzentgelte im Saarland lägen keine Gutachten oder statistische Auswertungen vor. Sie werden im Monitoringbericht selbst auch nicht konkretisiert. Mögliche Erklärungsansätze stellten sich für den **Stromverteilernetzbereich** nach Einschätzung des Mitarbeiters wie folgt dar:

- Alter der Netze: Die Stromnetze im Saarland seien vergleichsweise alt. Ältere Stromnetze können unter ansonsten gleichen Bedingungen höhere Netzentgelte u.a. aufgrund höherer Wartungs-, Instandhaltungs und Zubaukosten (vgl. Abschnitt 4.1.1. zu § 4 Abs. 4 S 1 StromNEV) verursachen. Der bestehende Investitionsbedarf bei den saarländischen Netzen werde aber schrittweise aufgeholt.
- Industriegeschichtlicher Sonderfall: Der Bergbau und die Montanindustrie des Saarlandes hätten zu einem vergleichsweise engmaschigen Stromnetz beigetragen. Dies kann zu vergleichsweise hohen Netzentgelten beitragen, weil für die Versorgung eines bestimmten Gebiets mehr Netzinfrastruktur vorgehalten und betrieben werden muss. Dadurch steigen die Kapital- und Betriebskosten der Netzbetreiber.
- Viele stromintensive Unternehmen: Das Saarland verfüge mit rd. 30 über eine vergleichsweise hohe Anzahl stromintensiver Unternehmen mit hohen Verbräuchen. Dies erhöhe unter ansonsten gleichen Bedingungen u.a. die Fixkosten der Netzbetreiber. Da diese Kosten zumindest in Teilen auf alle Kundengruppen umgelegt werden, erhöhe dies auch die Netzentgelte für Gewerbe- und Haushaltskunden.
- Parallele Netzstrukturen: Im Saarland bestehen historisch gewachsene Versorgungsstrukturen, aufgrund derer das so genannte Grubenstromnetz teilweise parallel zum regionalen Verteilernetz verläuft. Dies führt u.a. zu höheren Wartungs- und Instandhaltungskosten der jeweiligen Netzbetreiber, die auf die einzelnen Verbrauchergruppen umgelegt werden müssen.

Für den **Gasverteilernetzbereich** stellten sich die Erklärungsansätze wie folgt dar: Das saarländische Gasverteilernetz bestehe aus vergleichsweise alten Leitungen, die zum Teil noch aus der Koker- und Stadtgaszeit stammen. Dies kann – wie bei Stromverteilernetzen (vgl. oben) – unter ansonsten gleichen Bedingungen zu vergleichsweise hohen Netzentgelten beitragen. Des Weiteren machen saarländische Gasverteilernetzbetreiber zunehmend von den schnelleren Abschreibungsmöglichkeiten Gebrauch, die die BNetzA im Jahr 2024 vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung des Energiesystems eröffnet hat.³⁹ Abschreibungen sind Bestandteil der anerkannten Netzkosten eines Netzbetreibers (vgl. Abschnitt 4.2.1). Steigen sie, darf der Netzbetreiber zur Deckung dieser Kosten entsprechend höhere Erlöse erzielen, die über die Netzentgelte von den Netznutzern erhoben werden.

³⁹ Bundesnetzagentur, [GBK-24-02-2#1](#) Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen, 25.09.2024.

7. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Im Saarland liegen die Netzentgelte im Stromverteilernetzbereich im Jahr 2025 je nach Kundengruppe (Haushalte, Gewerbe, Industrie) mit Werten von 2,1% bis 5,8% leicht über dem Bundesdurchschnitt. Im Gasverteilernetzbereich liegen die saarländischen Netzentgelte mit Werten von 9,2%-18,5% vergleichsweise deutlich über dem Bundesdurchschnitt.

Netz- und versorgungsstrukturelle sowie regionale Merkmale fließen in die Ermittlung der Netzentgelte des Strom- und Gasverteilernetzes ein. Welche konkreten Merkmale und Faktoren im Einzelfall oder regional wirken, wird von den Regulierungsbehörden aber nicht veröffentlicht. Für den konkreten Fall des Saarlandes sind auch keinerlei entsprechende Gutachten oder wissenschaftliche Ausarbeitungen bekannt.

Nach Auskunft eines Mitarbeiters einer saarländischen Behörde sind mögliche Erklärungsansätze für den Stromverteilernetzbereich u.a. das vergleichsweise hohe Alter der Netze, engmaschige und teilweise parallele Netzstrukturen sowie die vergleichsweise hohe Anzahl stromintensiver Unternehmen. Für den Gasverteilernetzbereich könnten ebenfalls das vergleichsweise hohe Alter der Netze sowie die Nutzung schnellerer Abschreibungsmöglichkeiten die überdurchschnittlich hohen Netzentgelte im Saarland erklären.

8. Anhang

8.1. Tabelle 1: Nettonetzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie im Stromverteilnetzbereich nach Bundesländern

Haushalte			Gewerbe			Industrie		
Bundesland	ct/kWh	Abweichung zum Durchschnitt	Bundesland	ct/kWh	Abweichung zum Durchschnitt	Bundesland	ct/kWh	Abweichung zum Durchschnitt
Hamburg	14,17	25,5%	Hamburg	12,25	30,1%	Baden-Württemberg	4,81	16,2%
Baden-Württemberg	11,71	9,8%	Berlin	9,92	13,7%	Hamburg	4,8	16,1%
Rheinland-Pfalz	11,7	9,7%	Baden-Württemberg	9,58	10,6%	Hessen	4,73	14,8%
Saarland	11,21	5,8%	Rheinland-Pfalz	9,47	9,6%	Berlin	4,67	13,7%
Nordrhein-Westfalen	11,19	5,6%	Nordrhein-Westfalen	8,84	3,1%	Rheinland-Pfalz	4,37	7,8%
Berlin	10,87	2,8%	Saarland	8,75	2,1%	Saarland	4,24	5,0%
Hessen	10,77	1,9%	Hessen	8,74	2,0%	Nordrhein-Westfalen	4,12	2,2%
Schleswig-Holstein	10,58	0,2%	Schleswig-Holstein	8,6	0,4%	Thüringen	3,96	-1,8%
Brandenburg	10,28	-2,7%	Brandenburg	8,51	-0,6%	Sachsen	3,92	-2,8%
Sachsen-Anhalt	10,27	-2,8%	Sachsen	8,3	-3,2%	Niedersachsen	3,83	-5,2%
Niedersachsen	9,82	-7,5%	Sachsen-Anhalt	7,84	-9,2%	Sachsen-Anhalt	3,74	-7,7%
Bayern	9,74	-8,4%	Bayern	7,84	-9,2%	Bayern	3,65	-10,4%
Sachsen	9,71	-8,8%	Thüringen	7,7	-11,2%	Bremen	3,62	-11,3%
Thüringen	9,69	-9,0%	Mecklenburg-Vorpommern	7,26	-17,9%	Schleswig-Holstein	3,52	-14,5%
Mecklenburg-Vorpommern	9,31	-13,4%	Niedersachsen	7,01	-22,2%	Brandenburg	3,38	-19,2%
Bremen	7,96	-32,7%	Bremen	6,4	-33,8%	Mecklenburg-Vorpommern	3,11	-29,6%
Durchschnitt	10,56	0	Durchschnitt	8,56	0	Durchschnitt	4,03	0

Quellen: Eigene Darstellung; Monitoringbericht 2025 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, S. 108 ff., <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>

8.2. Tabelle 2: Nettonetzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie im Gasverteilnetzbereich nach Bundesländern

Haushalte			Gewerbe			Industrie		
	ct/kWh	Abweichung zum Durchschnitt		ct/kWh	Abweichung vom Durchschnitt		ct/kWh	Abweichung vom Durchschnitt
Bremen	2,67	19,1%	Sachsen-Anhalt	2,16	14,5%	Thüringen	0,67	23,3%
Sachsen-Anhalt	2,45	11,8%	Saarland	2,1	12,0%	Saarland	0,63	18,5%
Sachsen	2,41	10,3%	Sachsen	2,09	11,6%	Mecklenburg-Vorpommern	0,62	17,1%
Saarland	2,38	9,2%	Brandenburg	2,07	10,7%	Baden-Württemberg	0,59	12,9%
Brandenburg	2,36	8,4%	Baden-Württemberg	1,98	6,7%	Sachsen-Anhalt	0,57	9,9%
Baden-Württemberg	2,25	4,0%	Thüringen	1,92	3,8%	Sachsen	0,56	8,3%
Thüringen	2,19	1,3%	Rheinland-Pfalz	1,91	3,3%	Schleswig-Holstein	0,55	6,6%
Mecklenburg-Vorpommern	2,18	0,9%	Mecklenburg-Vorpommern	1,9	2,8%	Rheinland-Pfalz	0,54	4,9%
Rheinland-Pfalz	2,12	-1,9%	Schleswig-Holstein	1,78	-3,8%	Brandenburg	0,53	3,1%
Schleswig-Holstein	2,11	-2,4%	Bremen	1,77	-4,4%	Niedersachsen	0,5	-2,8%
Bayern	2,03	-6,5%	Bayern	1,76	-5,0%	Bayern	0,49	-4,8%
NRW	2,02	-7,0%	Hessen	1,73	-6,8%	Hessen	0,45	-14,2%
Hessen	2	-8,1%	Niedersachsen	1,72	-7,4%	Berlin	0,42	-22,3%
Niedersachsen	1,94	-11,4%	NRW	1,7	-8,7%	Bremen	0,39	-31,7%
Berlin	1,79	-20,7%	Berlin	1,55	-19,2%	Nordrhein-Westfalen	0,38	-35,2%
Hamburg	1,67	-29,4%	Hamburg	1,42	-30,1%	Hamburg	0,33	-55,7%
Durchschnitt	2,16	0	Durchschnitt	1,85	0	Durchschnitt	0,51	0

Quellen: Eigene Darstellung; Monitoringbericht 2025 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, S. 226 ff., <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>