

MARKTBEOBACHTUNG

Monitoring- bericht 2024

Monitoringbericht gemäß
§ 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und
§ 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB



Bundesnetzagentur Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Monitoringbericht 2024

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: 28.02.2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 615 - Marktbeobachtung, SMARD
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

(3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, soweit wettbewerbliche Aspekte betroffen sind, über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und legt ihn der Europäischen Kommission und der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor. In den Bericht ist der vom Bundeskartellamt im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, erstellte Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 in Verbindung mit § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufzunehmen. In den Bericht sind allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 48 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt führt ein Monitoring durch über den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene auf den Strom- und Gasmärkten sowie an Elektrizitäts- und Gasbörsen. Das Bundeskartellamt wird die beim Monitoring gewonnenen Daten der Bundesnetzagentur unverzüglich zur Verfügung stellen

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2024 von 6.200 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 90 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Vorwort

Die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine begleiten uns immer noch in unserem Alltag. Auch wenn der direkte Einfluss dieses Konflikts auf die Energiemärkte in den Hintergrund gerückt ist, können die bestehenden geopolitischen Spannungen und Konflikte jederzeit für neue Unsicherheiten auf den Energiemärkten sorgen. Gleichzeitig haben sich in Deutschland die Energiepreise stabilisiert und auch die Bemühungen um Energiesicherheit und Diversifizierung der Energiequellen haben sich positiv ausgewirkt. Die Energiewende in Deutschland, die zur Erfüllung der ehrgeizigen Klimaziele dient, ist ebenso wie der dazugehörige Netzausbau in vollem Gange und nimmt weiter Fahrt auf. Der Monitoringbericht 2024 dokumentiert die Entwicklungen des Jahres 2023 und ordnet diese auf den jeweiligen Strom- und Gasmärkten ein.

Die Bereitstellung wichtiger Informationen für Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklungen sind Ziele des gemeinsamen Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, die damit ihre langjährige enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit in diesem Bereich fortsetzen. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist dabei auf die wettbewerblichen Bereiche der gesamten Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Bereichen der Erzeugung, der Netzentgelte, der Bewertung der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Die deutschlandweite Stromerzeugung war 2023 rückläufig. Vornehmlich waren die nachlassende Konjunktur, milde Witterungsverhältnisse, gestiegene Importe aufgrund günstigeren Stroms im Ausland, hohe Primärenergiepreise sowie die Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke dafür verantwortlich. Dabei ist die durch konventionelle Kraftwerke erzeugte Strommenge um gut ein Viertel zurückgegangen. Ein wesentlicher Teil des Rückgangs konnte dabei durch den Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Im Jahr 2023 stammte erstmalig mehr als die Hälfte des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch stieg auf 53 Prozent, nachdem er 2022 noch bei 45 Prozent lag. Dies resultierte insbesondere aus dem starken Zubau der Erzeugungskapazitäten von solarer Strahlungsenergie und der Erzeugung aus Windkraft aufgrund des sehr windreichen zweiten Halbjahres 2023. Um die Ausbauziele für 2030 zu erreichen, ist ein höherer Zubau insbesondere bei Windanlagen erforderlich.

Bei der konventionellen inländischen Stromerzeugung hat die Marktkonzentration bei Betrachtung der größten Erzeuger im Jahr 2023 abgenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen bei der konventionellen inländischen Stromerzeugungsmenge im Jahr 2023 einen gemeinsamen Marktanteil von 61,3 Prozent gegenüber 63,5 Prozent im Jahr 2022. Ihr Anteil an den deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2023 lag insgesamt mit 52,6 Prozent leicht über dem Vorjahresniveau von 52,1 Prozent. RWE führt sowohl bei der Stromerzeugungsmenge als auch bei den Stromerzeugungskapazitäten das Feld der größten Anbieter jeweils mit deutlichem Abstand an.

Laut jüngst erschienenem Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes war RWE in dem Jahreszeitraum bis Ende April 2024 im Vergleich zu den vorangegangenen zwölf Monaten zwar in weniger Zeiträumen für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Das Ausmaß der Unverzichtbarkeit liegt in der Größenordnung des 5-Prozent-Schwellenwertes, ab dem nach der Praxis des Bundeskartellamtes eine marktbeherrschende

Stellung zu vermuten ist. Allerdings ist vor dem Hintergrund bevorstehender weiterer Kraftwerksstilllegungen sowie eines möglichen Anziehens der Stromnachfrage bei einer konjunkturellen Belebung nicht davon auszugehen, dass das Absinken der pivotalen Zeitanteile von Dauer ist. Für die Analyse der Marktbeherrschung ist zudem eine Gesamtbetrachtung aller strukturellen Marktbedingungen erforderlich. Neben dem konkreten Ausmaß der Unverzichtbarkeit ist die Vorhersehbarkeit der Unverzichtbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht von zentraler Bedeutung. Ökonometrische Analysen zeigen, dass die Zeiträume, in denen ohne RWE die Stromnachfrage nicht gedeckt werden konnte, von diesem Unternehmen systematisch vorhersehbar sind. Die Auswertungen deuten damit in der Gesamtschau auf ein Fortbestehen der strukturellen Marktmacht von RWE im Stromerstabsatzmarkt hin.

Die Befürchtungen, dass die gestoppten Gaslieferungen aus Russland zu einem länger andauernden Gasengpass führen könnten, haben sich nicht bestätigt. Dies war vor allem den Bemühungen um Energiesicherheit zu verdanken. Die fehlenden Lieferungen aus Russland konnten vollständig kompensiert werden. Rund 91 Prozent der deutschen Gasimporte stammten aus Norwegen, den Niederlanden und Belgien. Die restlichen Gasmengen wurden über die schwimmenden LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Lubmin und Mukran importiert. Dank der ausreichenden und preislich attraktiven Gasmengen konnten die Gasspeicher bereits deutlich vor den gesetzlichen Fristen gemäß den Füllstandsvorgaben befüllt werden.

In Anbetracht der großen Verschiebungen auf den Gasmärkten hat das Bundeskartellamt den Bereich des Gasvertriebs auf der Großhandelsebene wieder mehr in den Fokus genommen und das Monitoring dementsprechend erweitert. Hierbei erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Marktteilnehmer aus verschiedenen Blickwinkeln, ohne dass eine abschließende Marktabgrenzung getroffen wird. In allen betrachteten Bereichen sind Unternehmen mit hohen Anteilen an den jeweiligen Gesamtvolumina tätig; betrachtet man die in den Bereichen jeweils stärksten drei Unternehmen, liegen deren kumulierte Anteile – zum Teil deutlich – über 50%.

Wird die Verfügung über Gasspeicherkapazität als Kriterium zur Ermittlung der Marktkonzentration im Gasbereich herangezogen, zeigen sich nach wie vor sehr hohe Marktanteile der drei größten Speicherbetreiber von rund 70 Prozent und damit eine im Vergleich zum Vorjahr sogar noch gestiegene Marktkonzentration aufgrund der Übernahme der beiden größten Speicherbetreiber durch den Bund.

Im Jahr 2023 hat sich die Situation auf den Energiemärkten wieder etwas entspannt. So haben sich die Preise auf den Strom- und Gasgroßhandelsmärkten sowohl beim Spot- als auch beim Terminhandel wieder deutlich verringert und verzeichnen im Strombereich teilweise Rückgänge von über 50 Prozent und im Gasbereich von teilweise über 60 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Allerdings liegt das Preisniveau insgesamt immer noch höher als vor dem Beginn des Ukrainekrieges. Im Vergleich zum Jahr 2022 haben sich auch das Handelsvolumen für den Spotmarkt, für die Terminmärkte und die außerbörslichen – über Brokerplattformen – vermittelte Handelsvolumina im Jahr 2023 deutlich erhöht.

Für das Jahr 2023 geht das Bundeskartellamt wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass sowohl im Strom- als auch im Gasbereich auf dem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Kunden als auch auf dem Markt für die Belieferung von Kunden mit Standardlastprofil im Rahmen von Sonderverträgen derzeit kein Anbieter die gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung erreicht.

Die Stabilisierung der Energiemärkte wirkt sich insbesondere für Strom- und Gaskunden spürbar aus. Haushaltskunden zahlten zum Stichtag 1. April 2024 durchschnittlich 41,59 ct/kWh für Strom. Damit lag der Strompreis etwa acht Prozent unter dem durchschnittlichen Vertragspreis des Vorjahres, als noch die Strompreisbremse in Kraft war, die den tatsächlich gezahlten Preis gegebenenfalls reduziert hatte. Auch hat sich der Preis für Heizstrom, also für Nachtspeicherheizungen und für Wärmepumpen, im Vergleich zu den Vertragspreisen des Vorjahres um rund zwölf bzw. sieben Prozent reduziert. Der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden lag zum Stichtag 1. April 2024 bei 12,5 ct/kWh, was einem Rückgang von gut 15 Prozent entspricht – auch hier bezogen auf die vertraglich vereinbarten Preise, die gegebenenfalls durch die Gaspreisbremse gedeckelt wurden. Strom- und Gaspreise bei den Lieferanten, die außerhalb der Grundversorgung tätig sind, liegen wieder deutlich unter denen in der Grundversorgung. Diese Entwicklung ist auf die stark zurückgegangenen Preise im Strom- und Gasgroßhandel zurückzuführen.

Die Indikatoren zum Wechselverhalten und zur Anbietervielfalt zeigen, dass die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelöste Unsicherheit bei den Verbrauchern gewichen ist und die Preissensibilität gestiegen ist. So wechselten in 2023 gut sechs Millionen Stromkunden den Lieferanten aufgrund gesunkener Preise, was einem Anstieg von rund 50 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht und zu einem neuen Allzeithoch führte. Bei der Belieferung von Gaskunden stieg die Anzahl der Lieferantenwechsel auf 1,8 Millionen. Auch das entspricht einem neuen Höchststand, nachdem die Zahl im Vorjahr bei 1,15 Millionen Haushaltskunden lag. Etwa drei Millionen Stromkunden bzw. 660.000 Gaskunden haben zudem ihren Vertrag beim bestehenden Lieferanten angepasst. In beiden Bereichen ist allerdings zu berücksichtigen, dass es im Jahr 2022 schon deshalb weniger Lieferantenwechsel gegeben haben dürfte, weil die Versorger in jenem Jahr sehr zurückhaltend bei der Aufnahme neuer Kundenbeziehungen waren.

Auch bei den Nicht-Haushaltskunden zeigte sich ein Rückgang der Energiepreise. So betrug der Preis bei Industriekunden für Strom rund 13 Prozent und für Gas rund 20 Prozent weniger als der durchschnittliche Vertragspreis des Vorjahres. Für Gewerbekunden sank der Strompreis durchschnittlich um etwa 8 Prozent und der Gaspreis um ca. 14 Prozent. Dabei ist zu beachten, dass die Energiepreisbremsen auch von Industrie- und Gewerbekunden 2023 in Anspruch genommen werden konnten. Zu diesen Rückgängen trug maßgeblich der Rückgang des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils der Energiebeschaffung bei.

Über alle Stromverbräuche von über 10 MWh/Jahr hinweg – also betreffend Nicht-Haushaltskunden – betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2023 bei 13,2 Prozent. Die Wechselquote von Nicht-Haushaltskunden im Gasbereich lag im Jahr 2023 bei 9,3 Prozent.

Für die Zukunft des Strommarktes ist auch die Entwicklung der Ladeinfrastruktur und der Messeinrichtungen von Bedeutung. Im Jahr 2023 ist die Ladeleistung der öffentlich zugänglichen Ladepunkte für Elektrofahrzeuge um 66 Prozent angestiegen. Die Anzahl der Ladepunkte stieg dabei um 43 Prozent. Damit liegt Deutschland weiterhin weit über den europäischen Vorgaben zum Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Ende 2023 waren rund 130.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Betrieb. Moderne Messeinrichtungen, die eine Grundlage für dynamische Stromtarife schaffen sollen, wurden an rund 21,3 Millionen Messlokationen eingesetzt. Bei den intelligenten Messsystemen, den sog. Smart Metern, wurde in 2023 die Marke von einer halben Million überschritten.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die sehr dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin aufmerksam im Blick behalten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen entsprechend begleiten.



Klaus Müller
Präsident der Bundesnetzagentur
für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen



Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Inhaltsverzeichnis	8
I ENTWICKLUNGEN AUF DEN STROM- UND GASMÄRKTEN	13
A Strom	14
1. Netzübersicht Strom	14
2. Stromerzeugung	14
3. Marktkonzentration.....	18
4. Netzstrukturdaten.....	21
5. Netzausbau	22
6. Investitionen der Stromnetzbetreiber	22
7. Versorgungsstörungen Strom.....	23
8. Netzentgelte Strom.....	23
9. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	24
10. Kosten der Systemdienstleistungen.....	25
11. Regelreserve.....	25
12. Netzengpassmanagement.....	25
13. Grenzüberschreitender Stromhandel.....	26
14. Großhandel Strom	26
15. Einzelhandel Strom	28
16. Heizstrom	35
17. Mess- und Zählwesen Strom	36
18. Lastmanagement	37
B Gas	38
1. Netzübersicht Gas	38
2. Marktkonzentration.....	38
3. Marktraumumstellung.....	40
4. Im- und Exporte Gas	41
5. Biogas.....	41
6. Untergrundgasspeicher	41
7. Netzstrukturdaten.....	42
8. Netzausbau Gas	42
9. Investitionen der Gasnetzbetreiber	43
10. Kapazitätsangebot und Vermarktung	44
11. Versorgungsstörungen Gas	44

12.	Netzentgelte Gas	44
13.	Regel- und Ausgleichsenergie	45
14.	Großhandel Gas	45
15.	Einzelhandel Gas	47
16.	Mess- und Zählwesen Gas	53
II	STROM	55
A	Situation auf den Strommärkten	56
1.	Netzübersicht	56
2.	Marktkonzentration	60
B	Erzeugung	68
1.	Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	68
2.	Entwicklung Erneuerbare Energien	81
C	Netze	108
1.	Netzstrukturdaten	109
2.	Versorgungsstörungen Strom	113
3.	Investitionen	113
4.	Netzentgelte	117
5.	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	128
6.	Lastmanagement	131
D	Systemdienstleistungen	138
1.	Kosten der Systemdienstleistungen	141
2.	Regelreserve	142
E	Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration	150
1.	Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität	152
2.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse	154
3.	Ungeplante Flüsse	156
4.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	157
F	Großhandel Strom	158
1.	Börslicher Großhandel	158
1.1	Spotmärkte	159
1.1.1	Preisniveau	162
1.2	Terminmärkte	165
1.2.1	Handelsvolumen	165
1.2.2	Preisniveau	166
2.	Außerbörslicher Großhandel	167
2.1	Brokerplattformen	168
2.2	OTC-Clearing	168
G	Einzelhandel Strom	171
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl	172

2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	175
3.	Stromsperrungen und Kündigungen	179
4.	Tarife	184
5.	Preisniveau	186
6.	Verbraucherservice und Verbraucherschutz	202
7.	Heizstrom	202
H	Mess- und Zählwesen	208
III	GAS	217
A	Situation auf den Gasmärkten	218
1.	Netzübersicht	218
2.	Marktkonzentration	220
B	Aufkommen von Gas	237
1.	Förderung von Erdgas in Deutschland	237
2.	Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas	238
3.	Marktraumumstellung	240
4.	Biogas (einschließlich Synthesegas)	243
5.	Gasspeicher	245
C	Netze	248
1.	Netzstrukturdaten	248
2.	Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas	252
3.	Investitionen	256
4.	Kapazitätsangebot und Vermarktung	258
5.	Versorgungsstörungen Gas	261
6.	Netzentgelte	263
D	Regel- und Ausgleichsenergie	271
1.	Regelenergie	271
2.	Ausgleichsenergie	274
E	Großhandel	276
1.	Börslicher Großhandel	276
2.	Außerbörslicher Großhandel	279
F	Einzelhandel	282
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl	282
2.	Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel	285
3.	Gassperrungen und Kündigungen	295
4.	Preisniveau	299
G	Mess- und Zählwesen	309

VERZEICHNISSE	315
Abbildungsverzeichnis	316
Tabellenverzeichnis.....	324
Abkürzungsverzeichnis.....	329
Glossar.....	333
Impressum.....	347

I Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten

A Strom

1. Netzübersicht Strom

Die Netzbilanz gibt einen Überblick über Aufkommen und Verwendung des Stroms im deutschen Stromnetz im Jahr 2023.

Die Aufkommenseite setzte sich aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 482,4 Terawattstunden (TWh) - davon 10,1 TWh aus Pump- und Batteriespeichern sowie den physikalischen Lastflüssen in Höhe von 69,2 TWh aus dem Ausland in das deutsche Netz der Allgemeinen Versorgung zusammen.

Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 429 TWh an Endverbraucher abgegeben. 302,3 TWh entfielen dabei auf Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden. Weitere 115,2 TWh wurden von Haushaltskunden entnommen. Pump- und Batteriespeicherkraftwerke bezogen insgesamt 11,5 TWh Strom. 31,8 TWh wurden in die Netze eingespeist, die nicht der Allgemeinen Versorgung zuordenbar sind. Die Netzverluste beliefen sich insgesamt auf 27 TWh. Gleichzeitig flossen 56,8 TWh an physikalischen Lastflüssen aus dem deutschen Netz ins Ausland.¹ Der gesunkene Stromverbrauch lässt sich auf unterschiedliche Faktoren wie die gesunkene Wirtschaftsleistung², die hohen Energiepreise an den Großhandelsmärkten, milde Witterungsverhältnisse sowie Effizienzsteigerungen zurückführen.

2. Stromerzeugung

Die deutschlandweite Stromerzeugung³ nahm im Vergleich zum Vorjahr deutlich ab.

Diese lag im Jahr 2023 mit 482,4 TWh unter dem Niveau von 2022 (-9,2 Prozent).

Vornehmlich waren die nachlassende Konjunktur, milde Witterungsverhältnisse, gestiegene Importe aufgrund günstigeren Stroms im Ausland, hohe Primärenergiepreise sowie die Stilllegung der letzten drei Kernkraftwerke dafür verantwortlich.

- Die Elektrizitätserzeugung aus konventionellen Kraftwerken verzeichnete dabei einen Rückgang von 78,2 TWh (-26,5 Prozent) und lag bei 216,4 TWh.
- Im Gegensatz dazu stieg die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien⁴ auf 265,9 TWh um 28,8 TWh (+12,2 Prozent).

¹ Deutschland verzeichnete seit langem einen Importüberschuss an Strom von 12,4 TWh

² Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2023 um 0,3 % gesunken - Statistisches Bundesamt (destatis.de)

³ Im Kapitel Stromerzeugung handelt es sich immer um die Nettostromerzeugung, solange nichts anderes erwähnt wird.

⁴ Ein Teil des hohen Zuwachses an Erneuerbarer Erzeugung erklärt sich mit der Umstellung auf eine neue Datenbasis. Die Auswertungen für das Jahr 2023 basieren erstmals auf Daten der AGEE-Stat.

Hintergrund: eine einheitliche EE-Statistik sowie die monatliche Wechselmöglichkeit zwischen EEG-vergütet oder nicht EEG-vergütet besser abzubilden.

- Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch lag bei knapp 53 Prozent⁵ (+8 Prozentpunkte).
- Die Stromgewinnung aus Braunkohlekraftwerken betrug 80,3 TWh und sank damit um 25,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.
- Steinkohlekraftwerke erzeugten 34,9 TWh und damit 39,6 Prozent weniger Strom. Hauptsächlich kam dies durch die abgeschwächten Erdgas-Großhandelspreise, die CO₂-Preissetzungen, die nachlassende Konjunktur und den Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern zustande.
- Die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken lag bei 65,7 TWh und nahm im Vergleich zum Vorjahr nur leicht ab (-1,9 Prozent).
Hauptsächliche Gründe für die Erzeugung aus Erdgas im Vergleich zu den übrigen konventionellen Energieträgern waren folgende:
Die im Vergleich zu 2022 gesunkenen Gaspreise dürfte die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken zwischenzeitlich erhöht haben. Für die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken ist die Flexibilität durch das Hoch- und Herunterfahren bei Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken von Vorteil.
- Die Erzeugung aus Kernkraft sank um 26,0 TWh. Dieser Rückgang ist auf die Stilllegungen der letzten drei Kernkraftwerke Isar 2, Emsland A und Neckarwestheim 2 zum 15.04.2023 zurückzuführen.
- Die Stromerzeugung aus Ölkraftwerken lag bei 3,6 TWh und war um 0,6 TWh rückläufig.
- Die Stromerzeugung aus Solarenergie konnte durch einen sehr starken Zubau, trotz geringer Sonneneinstrahlung, erheblich erhöht werden (+17,5 Prozent).
- Die Erzeugung aus Windkraft an Land verzeichnete hierbei ein Plus von 16,3 TWh (+16,7 Prozent). Besonders durch den Zubau von Windenergieanlagen und ein sehr windreiches zweites Halbjahr wurde mehr Strom erzeugt.
- Ebenso stieg die Stromerzeugung aus Wasserkraft aufgrund eines niederschlagreichen Jahres an (+35,6 Prozent).
- Die Erzeugung aus Windkraft auf See sank um 1,2 Prozent trotz moderaten Zubaus. Primär dürften hier die netzbedingten Abregelungen in Höhe von rund 5,7 TWh der Grund für die gesunkene Stromerzeugung gewesen sein.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Mit KWK-Anlagen wurden im Jahr 2023 53,5 TWh Strom erzeugt (-3,9 TWh). Der Kondensationsstrom sank um 53,7 TWh auf 88,8 TWh. Es wurden insgesamt 132,6 TWh (+8,6 TWh) an Nutzwärme erzeugt. Der wichtigste Energieträger 2023 für den Betrieb von KWK-Anlagen war Erdgas (Strom aus KWK-Anlagen: 37,4 TWh

⁵ Wenn für das Jahr 2023 von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von rund 56,0 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich das dieser in der Regel auf die sog. Netzlast (z. B. auf SMARD).

bzw. Nutzwärme 54,7 TWh). Einzig beim Kondensationsstrom war der wichtigste Energieträger Braunkohle mit 55,8 TWh erzeugter Menge.

Die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen stieg im Jahr 2023 um 0,9 GW auf nun 28,8 GW. Die thermische Leistung stieg um 0,5 GW auf 55,1 GW. Der mit Abstand wichtigste Energieträger für KWK-Anlagen ist Erdgas. Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 17,1 GW bzw. 26,8 GW thermischer Leistung nutzen Erdgas als Brennstoff.

Elektrische Erzeugungsleistung

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2023 265,4 GW⁶ (2022: 244,8 GW)⁷. Hiervon sind 96,2 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 169,2 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland betrug Ende 2023 153,0 GW (2022: 144,7 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um 8,3 GW (+5,7 Prozent). Die installierte Leistung mit erneuerbaren Energieträgern ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG lag bei 16,2 GW.

Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2023 insgesamt 236,0 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 7,4 Prozent gestiegen.

Kennzahlen nach dem EEG

Die Zahlungen an Anlagenbetreiber nach dem EEG sind gegenüber dem Vorjahr um 41,0 Prozent auf 17,4 Mrd. Euro gestiegen. Im Jahr 2023 haben die Anlagenbetreiber nach dem EEG damit durchschnittlich 7,4 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁸ erhalten.

Seit 2010 nimmt der Anteil der Einspeisevergütung stetig ab. Im Jahr 2023 entfielen nur noch rund 15 Prozent aller Zahlungen nach dem EEG auf die Einspeisevergütung. Der Anteil der EEG Marktprämien belief sich auf 75 Prozent. Die sonstige Direktvermarktung stieg auf einen Anteil von knapp 11 Prozent an.

Die gesetzlichen Ausbaupfade wurden in 2023 für die Biomasse erreicht. Als Ausbauziele für 2030 wurden im EEG 2023 bzw. im WindSeeG die folgenden installierten Leistungen definiert: Biomasse 8,4 GW, Solare Strahlungsenergie 215 GW, Wind an Land 115 GW und Wind auf See 30 GW. Um diese Ausbauziele für 2030 zu erreichen, ist allerdings ein höherer Zubau insbesondere bei Windanlagen erforderlich.

Ausschreibungen

Die Ausschreibungen im Jahr 2024 waren bis auf wenige Ausnahmen überzeichnet und sorgten so in vielen Runden für hohen Wettbewerb. Bei der Windenergie an Land bestätigte sich der immer weiter steigende Trend bei der Beteiligung. Die Ausschreibungsrunde im August, war die erste überzeichnete Runde seit 7 Jahren.

⁶ Umfasst sind auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt, bspw. in der Netzreserve befinden oder vorläufig stillgelegt sind.

⁷ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2023 wurde für das Jahr 2022 aktualisiert.

⁸ Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

Bei einer ausgeschriebenen Menge von 2.7 Megawatt (MW) wurden 239 Gebote mit einer Gebotsmenge von 2.9 MW eingereicht. Im Vergleich zu den vorherigen Gebotsrunden wurden außergewöhnlich viele Gebote mit älteren Genehmigungen abgegeben.

Auch die Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments zeigten eine konstant hohe Beteiligung. Mit einer anderthalbfachen bis doppelten Gebotsmenge waren seit Beginn des Jahres 2023 alle Ausschreibungen weit überzeichnet. Hier hatte die Bundesnetzagentur mit Höchstwertfestlegungen für verbesserte Rahmenbedingungen und steigenden Wettbewerb gesorgt.

Die Innovationsausschreibungen starteten im Mai mit einer leichten Unterzeichnung. Die Runde im September war mit einer eingereichten Gebotsmenge von 1.9 MW um mehr als das Dreifache überzeichnet. In der starken Überzeichnung der Innovationsausschreibung setzt sich der bereits bei den Ausschreibungen für Freiflächenanlagen beobachtete Trend fort. Die weit überwiegende Anzahl der Gebote bezog sich wie in den Vorrounden auf Anlagenkombinationen mit Solaranlage und Speicher.

Ebenfalls um das Dreifache überzeichnet war die Biomasseausschreibung im April. Hier festigt sich die im Jahr 2023 begonnene Trendwende mit einer konstanten Überzeichnung der Gebotsrunden, was auch an der Höchstwert-Festlegung der Bundesnetzagentur liegen dürfte. Für die Ausschreibungsrunden für Biomethanalanlagen wurden wiederholt keine bzw. fast keine Gebote abgegeben.

Im Jahr 2022 hat die Bundesnetzagentur eine Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee ausgeschrieben, die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hinsichtlich der Meeresumwelt, des Bauzugs und der wind- und ozeanographischen Verhältnisse voruntersucht worden war. Der Offshore-Windpark soll im Jahr 2027 mit 980 MW in Betrieb gehen. Es wurden mehrere Gebote abgegeben. Bezuschlagt wurde ein Gebot mit einem Zuschlagswert von 0 Cent/kWh, in das aber die Inhaberin eines Eintrittsrechts eingetreten ist. Das Eintrittsrecht bestand, da das Unternehmen auf der Fläche ursprünglich einen Offshore-Windpark geplant hatte.

Im Jahr 2023 hat die Bundesnetzagentur an zwei Ausschreibungsterminen Flächen für Offshore-Windenergie mit einer Leistung von insgesamt 8.800 MW ausgeschrieben. Es handelt sich um die bisher größte jährliche Ausschreibungsmenge.

7.000 MW betrafen vier nicht zentral voruntersuchte Flächen, drei mit je 2.000 MW in der Nordsee und eine mit 1.000 MW in der Ostsee. Die Windparks sollen 2030 in Betrieb gehen. Die Zuschläge erfolgten erstmals nach einem online durchgeführten dynamischen Gebotsverfahren. Das dynamische Gebotsverfahren war erforderlich, da für die Nordsee-Flächen jeweils acht, für die Ostseefläche neun Gebote mit einem Gebotswert von 0 Cent/kWh eingereicht wurden. Die Bieter mit der jeweils höchsten Zahlungsbereitschaft für eine Fläche erhielten den Zuschlag. Der Wettbewerb auf allen Flächen war lebhaft; es wurden zwischen 55 und 72 Gebotsrunden mit steigenden Gebotswerten durchgeführt. Insgesamt erzielten die Ausschreibungen eine Gesamtsumme von 12,6 Mrd. Euro.

Gegenstand der zweiten Ausschreibungen waren vier voruntersuchte Flächen in der Nordsee mit einer Gesamtleistung von 1.800 MW. Es wurde erstmals ein Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien durchgeführt, bei dem neben der Zahlungsbereitschaft auch Kriterien wie die Dekarbonisierung des Offshore-Ausbaus und der Einsatz umweltschonender Gründungstechnologien einbezogen wurden. Die Inbetriebnahme der Windparks ist für 2028 vorgesehen. Die Ausschreibung der voruntersuchten Flächen war durch die Eintrittsrechte

auf drei der vier Flächen geprägt. Die qualitativen Kriterien hatten auf die Zuschlagserteilung keinen entscheidenden Einfluss.

Die Erlöse aus beiden Offshore Ausschreibungen des Jahres 2023 fließen zu 90 Prozent in die Stromkostensenkung und zu jeweils fünf Prozent in den Meeresnaturschutz sowie die Förderung einer umweltschonenden Fischerei. Die für Meeresnaturschutz und Fischerei bestimmten Anteile sind innerhalb eines Jahres an den Bundeshaushalt zu leisten. Die Stromkostensenkungskomponente ist über einen Zeitraum von 20 Jahren in gleichen jährlichen Raten ab dem Fertigstellungstermin des jeweiligen Windparks an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen.

Aktueller Kraftwerksbestand

Mit Stichtag zum 28. Oktober 2024 sind an das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung insgesamt 267,9 GW Erzeugungskapazitäten (Nettowerte) angeschlossen. Davon befinden sich 12,9 GW außerhalb des Strommarktes.

Erwarteter Zubau- und Rückbau

Bis zum Jahr 2027 werden voraussichtlich weitere 2,7 GW an konventioneller Erzeugungsleistung installiert⁹. Dem stehen vermutlich 4,7 GW Stilllegungen gegenüber.

3. Marktkonzentration

Stromerzeugung

Die Marktkonzentration bei der inländischen Stromerzeugung ohne Berücksichtigung von Importen und ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG hat hinsichtlich der Marktanteile der größten Erzeuger im Jahr 2023 abgenommen. So erreichten die fünf absatzstärksten Unternehmen (im Berichtszeitraum: RWE, LEAG, EnBW, Uniper, Vattenfall) bei der inländischen Stromerzeugungsmenge im Jahr 2023 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg einen gemeinsamen Marktanteil (concentration ratio 5 - CR5) von 61,3 Prozent. Im Jahr 2022 belief sich der Marktanteil der CR5 noch auf 63,5 Prozent; in jenem Jahr zählte noch E.ON zu den fünf absatzstärksten Unternehmen. Diese Position wurde im Jahr 2023 von Vattenfall übernommen.

Der Anteil der oben genannten fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zum Jahresende 2023 lag insgesamt mit 52,6 Prozent leicht über dem Vorjahresniveau von 52,1 Prozent. RWE führt sowohl bei der Stromerzeugungsmenge als auch bei den Stromerzeugungskapazitäten das Feld der größten Anbieter jeweils mit deutlichem Abstand an. Hintergrund bei der Entwicklung der Kapazität-

⁹ Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probebetrieb oder in Bau befindlichen Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW pro Standort berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

ten ist die Umsetzung des Kern- und Kohleausstiegs, wonach wesentliche konventionelle Erzeugungskapazitäten – darunter auch Anlagen aus dem Kreise der größten Anbieter – aus dem Markt ausschieden. Insbesondere sind am 15. April 2023 die letzten drei Kernkraftwerke aus dem Markt ausgeschieden. Auf der anderen Seite sind allerdings auch Kraftwerke aufgrund gesetzlicher Regelungen und zur Dämpfung der Folgen der Gasknappheit in den Markt zurückgekehrt.

EEG-Strom

Bei der – allein für die Zwecke des Monitoring erfolgenden - Betrachtung nur der nach dem EEG-geförderten Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen (RWE; EnBW, E.ON, Vattenfall und Uniper)¹⁰ für das Jahr 2023 rund 6,8 Prozent aus. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass der Anteil der größten Erzeuger auf die Gesamtmenge aller Erneuerbare-Energien-Anlagen bezogen wurde und nicht ausschließlich auf Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG: Daher ist der Anteil der CR5 für Strom mit Zahlungsanspruch nach dem EEG leicht unterzeichnet. Im Vorjahr belief sich dieser Anteil noch auf rund 6,3 Prozent.

Verweis auf Marktmachtbericht

Eine eingehendere Marktmachtanalyse müsste insbesondere eine sogenannte Pivotalanalyse¹¹ umfassen, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von entscheidender Bedeutung ist.¹² Eine solche Analyse würde wegen ihres Umfangs jedoch den Rahmen des Monitoringberichtes übersteigen. Eine aktuelle Analyse findet sich im fünften Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung, der am 25. November 2024 veröffentlicht wurde. Im Rahmen dieser Analyse wird der sogenannte „Residual-Supply-Index“ (RSI) ermittelt, der angibt, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens pivotal, also unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Strommenge übereinstimmen müssen und Speichermöglichkeiten nur sehr begrenzt verfügbar sind. Der RSI ist daher ein an die besonderen Eigenschaften des Produktes Strom angepasster Marktmachtindikator.

Laut jüngst erschienenem Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes war RWE in dem Jahreszeitraum bis Ende April 2024 im Vergleich zum vorangegangenen Jahreszeitraum in weniger Zeiträumen für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Das Ausmaß der Unverzichtbarkeit liegt in der Größenordnung des 5-Prozent-Schwellenwertes, ab dem nach der Praxis des Bundeskartellamtes eine marktbeherrschende Stellung zu vermuten ist. Allerdings ist vor dem Hintergrund bevorstehender weiterer Kraftwerksstilllegungen sowie eines möglichen Anziehens der Stromnachfrage bei einer konjunkturellen Belebung nicht davon auszugehen, dass das Absinken der pivotalen Zeitanteile von Dauer ist. Für die Analyse der Marktbeherrschung ist zudem eine Gesamtbetrachtung aller strukturellen Marktbedingungen erforderlich. Neben dem konkreten Ausmaß

¹⁰ Hier mit der Berücksichtigung von E.ON und ohne LEAG, da E.ON im Bereich EEG-Strom ein größerer Erzeuger ist. Relevant ist der Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

¹¹ Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2022, Bericht vom August 2023, S.7 ff.

¹² Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2022, Bericht vom August 2023, S.7 ff.

der Unverzichtbarkeit ist die Vorhersehbarkeit der Unverzichtbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht von zentraler Bedeutung. Ökonometrische Analysen zeigen, dass die Zeiträume, in denen ohne RWE die Stromnachfrage nicht gedeckt werden konnte, von diesem Unternehmen systematisch vorhersehbar sind. Die Auswertungen deuten damit in der Gesamtschau auf ein Fortbestehen der strukturellen Marktmacht von RWE im Stromerstabsatzmarkt hin.

Hintergründe und Ausblick

Aufgrund der Stilllegung der letzten drei verbliebenen Kernkraftwerke sowie weiterer geplanter Abschaltungen von Kohlekraftwerken gerade bei den fünf größten Erzeugern und einer gestiegenen Erzeugung von Strom mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie der steigenden Relevanz von Importen hat sich der aggregierte Marktanteil der fünf größten Erzeuger und damit der Grad der Marktkonzentration kapazitätsseitig zunächst weiter verringert. Die Marktverknappung aufgrund von Stilllegungen steigert jedoch das wettbewerbliche Gewicht der verbleibenden Kapazitäten, welches sich etwa in dem der Pivotanalyse zugrundeliegenden Residual Supply Index manifestiert. Auch ist zu beachten, dass Kraftwerke aufgrund der Energiekrise nur befristet aus der Reserve reaktiviert wurden und teils schon wieder deaktiviert sind.

Stromendkundenmärkte

Für das Jahr 2023 geht das Bundeskartellamt wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen aktuell (E.ON, RWE, EWE und N-Ergie) im Jahr 2023 zusammengerechnet insgesamt rund 49,0 TWh ab. Ihr aggregierter Marktanteil („concentration ratio 4 – CR4“) betrug 22,2 Prozent. Im Vorjahr lag der Absatz bei 50,8 TWh bzw. 21,1 Prozent.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) belief sich der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen (aktuell E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) im Jahr 2023 auf rund 41,0 TWh – im Vorjahr entfielen auf dieselben Unternehmen noch 49,7 TWh. Der CR4 betrug auf diesem Markt für das Jahr 2023 rund 38 Prozent; im Vorjahr lag dieser Wert noch bei 44,2 Prozent. Auf beiden Märkten liegt der jeweilige CR4-Wert nach wie vor deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer (gemeinsamen) marktbeherrschenden Stellung nach § 18 Abs. 4 und 6 GWB.¹³

Im Bereich der netzbezogen abzugrenzenden Grundversorgung von SLP-Kunden besteht in jedem einzelnen Versorgungs-/Netzgebiet ein Monopol des örtlichen Grundversorgers. Hier betrug der kumulierte, über alle

¹³ Anteil von 40 Prozent (bei Einzelmarktbeherrschung) bzw. Anteil von 2/3 (bei gemeinsamer Marktbeherrschung von fünf oder weniger Unternehmen).

Grundversorgungsgebiete in Deutschland aufsummierte Absatz der vier aktuell absatzstärksten Unternehmen¹⁴ (wiederum E.ON, EnBW, Vattenfall und EWE) rund 13,7 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 30,4 TWh, was einem Anteil von rund 45,1 Prozent – gegenüber rund 45,9 Prozent im Vorjahr – entspricht.

Im Bereich der ebenfalls netzbezogenen abzugrenzenden Belieferung von Kunden mit Heizstrom hatten die vier derzeit absatzstärksten Unternehmen (hier E.ON, EnBW, Vattenfall und Lichtblick¹⁵) weiterhin sowohl in vielen Versorgungsgebieten als auch in der Summe der Versorgungsgebiete eine relativ starke Stellung. Der kumulierte Absatz der CR4-Unternehmen¹⁶, über alle Versorgungsgebiete in Deutschland aufsummiert, betrug rund 7,1 TWh von insgesamt 12,2 TWh für Heizstrom, was einem Anteil von 58,2 gegenüber 52,2 Prozent im Jahr 2022 entspricht.

4. Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2024 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie 815 Verteilernetzbetreiber (VNB) beteiligt.

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene betrug 37,7 Tsd. km im Jahr 2023. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 214. Diese Marktlokationen weisen ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf. Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2023 insgesamt rund 1,9 Mio. Kilometer. Die Anzahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in allen Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 53 Millionen. Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB (619 oder 76 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Somit verteilt sich der Großteil der Kabel und Freileitungen der VNB auf rund 194 Unternehmen.

Im Jahr 2023 lag die Jahreshöchstlast am 04.12.2023 zwischen 17:15 Uhr und 17:30 Uhr bei 73,7 GW (Jahreshöchstlast in 2022 am 01.02.2022 zwischen 12:30 Uhr und 12:45 Uhr bei 78,83 GW). Die Jahreshöchstlast entspricht dem Maximalwert der in einem Jahr zu einem Zeitpunkt nachgefragten Summe der elektrischen Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Netz der allgemeinen Versorgung inklusive der Leitungsverluste.

¹⁴ Hierbei handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes bei der Grundversorgung keine bundesweite, sondern eine regionale (netzgebietsbezogene) Marktabgrenzung vorsieht.

¹⁵ Lichtblick hat einen großen Teil der Heizstromkunden von innogy (ehemals RWE) übernommen (Auflage im Rahmen des Zusammenschlussvorhabens M.8870 E.ON/innogy).

¹⁶ Auch hier handelt es sich um einen fiktiven Wert, der nur der Veranschaulichung der Marktverhältnisse dient, da die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes auch bei der Belieferung von Kunden mit Heizstrom ebenfalls eine regionale (netzgebietsbezogene) Marktabgrenzung zugrunde gelegt.

5. Netzausbau

Aktueller Stand Netzausbau im Übertragungsnetz

Zum Stichtag 31. Dezember 2023 umfassten das BBPIG und das EnLAG insgesamt 119 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 14.000 km. 30 Vorhaben davon waren bereits vollständig fertiggestellt, 11 weitere auf allen Abschnitten mindestens genehmigt. In der Genehmigungsphase befanden sich noch 60 Vorhaben. Für 18 Vorhaben standen die jeweils ersten Anträge auf Bundesfachplanung bzw. auf ein Raumordnungsverfahren noch aus.

Die Gesamtlänge der EnLAG-Vorhaben lag dabei zum Stichtag bei etwa 1.809 km, die sich wie folgt aufteilen:

- etwa 8 km im Raumordnungsverfahren
- etwa 120 km vor dem oder im Planfeststellungsverfahren
- 175 km genehmigt und vor dem oder im Bau
- 1.506 km fertiggestellt

Die Gesamtlänge der BBPIG-Vorhaben lag bei etwa 12.191 km, die sich wiederum wie folgt aufteilen

- etwa 1.484 km vor dem Genehmigungsverfahren
- etwa 1.485 km im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren
- etwa 6.235 km vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren
- 1.671 km genehmigt und vor dem oder im Bau
- 1.316 km fertiggestellt

Künftiger Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber

Die Verteilernetzbetreiber haben am 30.04.24 ihre Ausbauplanung auf vnbdigital.de veröffentlicht und der Bundesnetzagentur mitgeteilt. Nach einer summarische, vorläufigen Auswertung der Netzausbaupläne sind nach Angaben der Netzbetreiber bis 2033 Projekte zur Erhöhung der Übertragungskapazität mit einem Investitionsbedarf von ca. 110 Mrd. Euro vorgesehen oder bereits im Bau. Bis 2045 schätzen die Netzbetreiber einen Investitionsbedarf zur Erhöhung der Übertragungskapazität von knapp über 200 Mrd. Euro. Nach Abschluss des Auswertungsprozesses wird die Bundesnetzagentur weitergehende Informationen zum erwarteten Ausbau und Zustand der Verteilernetze veröffentlichen.

6. Investitionen der Stromnetzbetreiber

Im Jahr 2023 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 17.843 Mio. Euro (2022: 14.903 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte) in die Netzinfrastruktur auf. Es entfielen 10.388 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der VNB und 7.455 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier ÜNB. Die Investitionen der ÜNB sind im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr um ca. 27 Pro-

zent (2022: 5.513 Mio. Euro, 2023: 6.989 Mio. Euro) gestiegen. Die Investitionen der VNB sind auch um 25 Prozent gestiegen (2022: 5.733 Mio. Euro, 2023: 7.179 Mio. Euro). Für das Folgejahr 2024 planen ÜNB und auch VNB erneut eine Erhöhung der Investitionen.

7. Versorgungsstörungen Strom

Für das Berichtsjahr 2023 haben 852 Netzbetreiber 158.360 Versorgungsunterbrechungen in der Nieder- und Mittelspannung zur Bildung des SAIDIEnWG (System Average Interruption Duration Index) übermittelt. Dies bedeutet im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme um 1.115 Unterbrechungen. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 12,8 Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher liegt über dem Vorjahreswert von 12,2 Minuten. Die Versorgungszuverlässigkeit befindet sich für das Kalenderjahr 2023 weiterhin auf einem hohen Niveau.

8. Netzentgelte Strom

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2024 sind für Haushaltskunden um gut 24 Prozent deutlich angestiegen (+2,27 ct/kWh). Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh liegt der mengengewichtete Mittelwert der Netzentgelte bei 11,62 ct/kWh.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte für das Jahr 2024 im arithmetischen Mittel für Gewerbekunden über dem Niveau des Vorjahres. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um rund 27 Prozent gestiegen auf 9,42 ct/kWh (2023: 7,42 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund 25 Prozent auf 4,12 ct/kWh gestiegen (2023: 3,30 ct/kWh).

Wichtigster Grund für die Anstiege der Verteilernetzentgelte von 2023 auf 2024 ist der deutliche Anstieg der Netzentgelte im Übertragungsnetz (s.u.). Weitere Gründe sind gestiegene Beschaffungskosten für Verlustenergie aufgrund gestiegener Börsenstrompreise sowie der Beginn der 4. Regulierungsperiode. 2024 findet erstmal das Kostenniveau der Kostenprüfung mit dem Basisjahr 2021 Eingang in die Netzentgelte. Bei den Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur wurden im Vergleich zur letzten Kostenprüfung mit Basisjahr 2016 höhere Netzkosten anerkannt. In Summe haben die Verteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur außerdem bei der Netzentgeltbildung 2024 leicht rückläufige Transportmengen zugrunde gelegt.

Die ÜNB-Entgelte haben sich 2024 im Vergleich zu 2023 verdoppelt. Im Jahr 2023 wurden die Übertragungsnetzentgelte noch durch einen Zuschuss des Bundes im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes auf dem Niveau des Jahres 2022 konstant gehalten. Im Jahr 2024 ist dieser Zuschuss entfallen. Dadurch kamen insbesondere die deutlichen Kostenanstiege bei den marktpreisabhängigen Systemdienstleistungen (insbes. für Engpassmanagement und die Beschaffung von Verlustenergie und Regelleistung) zum Tragen.

Nach einer Auswertung der vorläufigen Netzentgelte 2025 von 342 Verteilernetzbetreibern sinken die Verteilernetzentgelte für Haushaltskunden im bundesweiten Durchschnitt um gut drei Prozent. Grund hierfür ist im Wesentlichen die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A). Hiernach werden Regionen, die besondere Kostenbelastungen durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren

Energien (EE) tragen, ab 2025 entlastet. Insgesamt können 178 VNB rd. 2,4 Mrd. Euro wälzen. Für einen Durchschnittshaushalt (3.500 kWh Jahresverbrauch) in einer Entlastungsregion können sich für das Jahr 2025 Kostenentlastungen bei den Netzentgelten von teilweise mehr als 200 Euro jährlich gegenüber dem Jahr 2024 ergeben.

Die Kosten, die durch die Entlastung einzelner Regionen entstehen, können bundesweit über den sog. Aufschlag für besondere Netznutzung verteilt werden. Im Jahr 2025 beträgt der Aufschlag für besondere Netznutzung 1,56 ct/kWh nach 0,643 ct/kWh im Jahr 2024. Dabei entfällt etwa ein Anteil von 60% auf die Kosten der EE-Netzkostenverteilung. Für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ergibt sich dadurch eine jährliche Mehrbelastung aufgrund der EE-Netzkostenverteilung in Höhe von ca. 33 Euro.

9. Elektromobilität/Ladesäulen/Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Elektromobilität / Ladesäulen

Öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge müssen bestimmte technische Mindestanforderungen einhalten. Um die Einhaltung dieser Anforderungen gemäß der Ladesäulenverordnung (LSV) überprüfen zu können, sind die Betreiber zur Anzeige ihrer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur bei der Bundesnetzagentur verpflichtet. Auf Basis der Anzeigen veröffentlicht die Bundesnetzagentur monatlich umfangreiche Daten und Informationen zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur unter Bundesnetzagentur - E-Mobilität.

Im Jahr 2023 ist die Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte für Elektrofahrzeuge wie schon in den beiden Jahren zuvor um 42 Prozent angestiegen. Ende 2023 waren über 125.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte mit einer Ladeleistung von insgesamt 4,4 GW in Betrieb. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig umfangreiche Informationen unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladeinfrastruktur>.

Die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts zur E-Ladeinfrastruktur hat ergeben, dass der Wettbewerb in vielen lokalen Märkten durch hohe Marktkonzentrationen eingeschränkt ist. Ein entscheidender Grund dafür ist, dass eine für die Gewährleistung von Wettbewerb unerlässliche diskriminierungsfreie Vergabe öffentlicher Flächen auf kommunaler Ebene zu oft unterbleibt. Lokal marktmächtige Betreiber haben zudem Möglichkeiten, Preisspielräume missbräuchlich auszunutzen oder konkurrierende Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen vom Markt zu verdrängen und damit bestehende Marktmachtprobleme zusätzlich zu verstärken.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen, um so lokale Überlastungen zu vermeiden. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, private Ladeeinrichtungen für Elektromobile und Nachtspeicherheizungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen.

Davon haben im Jahr 2023 Betreiber von insgesamt 2.038.917 steuerbare Verbrauchseinrichtungen Gebrauch gemacht (2022: 1.808.565). Dabei war die Zahl der Nachtspeicherheizungen weiter rückläufig, die Zahl der

Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge hat hingegen zugenommen. Zu acht Prozent der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wurde seitens der Netzbetreiber keine Angabe zur Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemacht.

10. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen, die auf Letztverbraucher umgelegt werden, sind im Jahr 2023 mit rund 5,2 Mrd. Euro im Vergleich zum Jahr 2022 gesunken (2022: 5,8 Mrd. Euro). Hauptkostenblöcke waren dabei die Kosten für Netzengpassmanagement mit rund 3,2 Mrd. Euro (2022: 4,2 Mrd. Euro), Regelleistungsvorhaltung für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) mit insgesamt 0,6 Mrd. Euro (2022: 0,6 Mrd. Euro) sowie Verlustenergie mit 1,3 Mrd. Euro (2022: 0,8 Mrd. Euro). Obwohl das Volumen der von den Übertragungsnetzbetreibern zu beschaffenden Verlustenergie von 10,8 TWh im Jahr 2022 auf 9,8 TWh im Jahr 2023 gesunken ist, sind die Kosten für Verlustenergie stark angestiegen. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Anstieg des Referenzpreises zurückzuführen, der den mengenmäßigen Rückgang der Verlustenergie überkompensiert hat.

11. Regelreserve

Der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen Primärregelleistung ist im Jahr 2023 auf 570 MW (Vorjahr: 555 MW) angestiegen. Für die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung hat sich der sinkende Trend der letzten Jahre fortgesetzt. Während bei der positiven Sekundärregelleistung der Jahresdurchschnitt der ausgeschriebenen Leistung 1.923 MW (2022: 1.996 MW) betrug, lag die durchschnittlich ausgeschriebene negative Sekundärregelleistung bei 1.842 MW (2022: 1.901 MW). An positiver Minutenreserveleistung wurden durchschnittlich 681 MW (2022: 922 MW) und an negativer Minutenreserveleistung 372 MW (2022: 432 MW) ausgeschrieben.

Die im Monat durchschnittlich eingesetzte Sekundärregel- und Minutenreserveleistung bewegte sich im Jahr 2023 auf einem niedrigeren Niveau als im Vorjahr. Auch im Jahr 2023 erreichte die durchschnittlich eingesetzte Regelleistung dieser beiden Reservequalitäten im April ihren Höchstwert. Dieser betrug 182 MW und fiel somit 53 MW niedriger aus als im Vorjahr.

Der mengengewichtete Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise betrug im Falle einer Unterspeisung 240,30 Euro/MWh und fiel damit 47% niedriger aus als im Vorjahr. Im Falle von Überspeisungen lag der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis bei -38,73 Euro/MWh (2022: -16,54 Euro/MWh).

12. Netzengpassmanagement

Das gesamte Maßnahmenvolumen für Netzengpassmanagement (Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Netzreservekraftwerken sowie Countertrading) lag im Jahr 2023 bei rund 34.294 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 4,6 Prozent gestiegen (2022: 32.772 GWh). Die vorläufigen Gesamtkosten betrugen rund 3,2 Mrd. Euro und sind, trotz gestiegener Mengen, im Vergleich zum Vorjahr um rund 24 Prozent (rund 1,1 Mrd. Euro) geringer. Der Rückgang der Kosten ist hauptsächlich auf die gesunkenen Brennstoff- und Großhandelspreise zurückzuführen.

Mehr Informationen und Hintergründe zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie auf www.smard.de.

13. Grenzüberschreitender Stromhandel

Im Jahr 2023 lagen die Stromimporte erstmals über den Stromexporten. Das über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Austausch belief sich insgesamt auf 91 TWh (2022: 94 TWh). Davon entfielen etwa 40 TWh auf Exporte und rund 51 TWh auf Importe. Durch die sich im Vergleich zu 2023 normalisierenden Strompreise ist der Effekt auf Exporterlöse mit 3.070 Mio Euro (2022: 11.665 Mio) bzw. der Importkosten mit 5.462 Mio Euro (2022: 9.192 Mio) geringer als der Volumeneffekt.

14. Großhandel Strom

Im Jahr 2023 hat sich die Situation auf den Energiemärkten entspannt. Die Preise sind deutlich zurückgegangen. Die Preise im Stromgroßhandel folgen mit dieser Entwicklung weitgehend der Preisentwicklung bei Erdgas, da Gaskraftwerke im Spothandel in Spitzenlastzeiten häufig preissetzend sind (Merit-Order-Prinzip). Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte hat sich im Jahr 2023 im Vergleich zum Jahr 2022 wieder erholt.

Handelsvolumen Spotmarkt

Das Handelsvolumen in der dem Spotmarkt zuzuordnenden gekoppelten Day-Ahead-12-Uhr-Auktion hat sich im Jahr 2023 mit rund 242,5 TWh im Vergleich zum Vorjahr mit 196,5 TWh um rund 23 Prozent erhöht. Der Anstieg lässt sich u. a. auf die Stabilisierung der Energiemärkte und den Rückgang der Energiepreise zurückführen. Hiervon wurden 204,4 TWh über die EPEX SPOT, 31,73 TWh über die Nord Pool und 6,3 TWh über die EXAA eingestellt. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone im Jahr 2023 lag bei rund 1,4 TWh.

Auch hat sich das Handelsvolumen im Intraday-Markt erhöht. Hier ist ein Anstieg des Handelsvolumens festzustellen, und zwar insgesamt auf 103,96 TWh, was einem Zuwachs von rund 24,8 TWh im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Zum einen ist das Volumen des Intraday-Handels über die EPEX SPOT angestiegen, und zwar auf 85,1 TWh – hiervon entfallen rund 8,7 TWh auf die Intraday-Auktion und 76,4 TWh auf den kontinuierlichen Intraday-Handel. Zum anderen betrug das Handelsvolumen an der Nord Pool im kontinuierlichen Intraday-Handel in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg im Jahr 2023 rund 18,8 TWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr mit 8,7 TWh mehr als verdoppelt.

Handelsvolumen Terminmarkt

Der börsliche Terminhandel verzeichnete ebenfalls starke Volumengewinne. Im Jahr 2023 lag das börsliche Handelsvolumen für German Power Futures bei 1.686 TWh, ein Zuwachs von rund 87,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Auch hier lässt sich der Zugewinn u. a. auf den Rückgang der Energiepreise und die Stabilisierung der Energiemärkte zurückführen. Für das Produkt German Power Future konzentrierte sich der Terminhandel im Jahr 2023 vorrangig auf Kontrakte für das Jahr 2024 als Erfüllungsjahr mit rund 974,4 TWh. Längerfristige Kontrakte für die jeweiligen Folgejahre wurden durchgängig weniger als im Vorjahr gehandelt.

Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zugewinne. Das von diesen Brokern vermittelte Volumen betrug im Jahr 2023 insgesamt rund 2.961 TWh, gegenüber 2.704 TWh im Jahr 2022. Weiterhin kann die Entwicklung des Handelsvolumens über die London Energy Brokers' Association (LEBA) verfolgt werden, an der allerdings nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind.

Bei der LEBA ist das Volumen der Handelsgeschäfte gestiegen. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ hat von 2.073 TWh im Vorjahr auf 2.725 TWh im Jahr 2023, d. h. um rund 31 Prozent, zugenommen.¹⁷

Das Volumen des OTC-Clearing von German Power Futures an der EEX ist mit 1.977 TWh im Jahr 2023 um rund 42 Prozent gestiegen. Dieser Anteil des Volumens des OTC-Clearing macht rund 54 Prozent des entsprechenden Gesamthandelsvolumens der EEX aus. Im Vorjahr betrug der Anteil des OTC-Clearing noch 61 Prozent. Festzustellen ist, dass das OTC-Clearing seit 2019 mengenmäßig den überwiegenden Teil des Handels im Terminmarkt erfasst. Ebenso ist das zum Clearing registrierte Volumen an der LEBA gestiegen. Das registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2023 betrug rund 1.957 TWh, was einem Anteil von rund 72 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Volumina entsprach. Daraus ergibt sich, dass das OTC-Clearing den größten Anteil am Gesamthandel der LEBA umfasst.

Preise Spotmarkt

Vor allem durch die Entspannung an den Großhandelsmärkten und die Substitution von russischem Gas beispielsweise durch LNG, andere Energieträger oder durch Einsparungen sind die Preise deutlich gesunken. So betrug der Jahresdurchschnittswert auf dem Spotmarkt für den Day-Ahead-Preis für die Baseload im Jahr 2023 rund 95,18 Euro/MWh, im Vorjahr lag der entsprechende Durchschnitt noch bei etwa 235,46 Euro/MWh – ein Rückgang von rund 60 Prozent.

Bei den Base- und Peak-Preisen der gekoppelten Auktion waren 2023 wiederum zahlreiche Extremwerte festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Baseload-Werte für das Jahr 2023 ist allerdings von 331,44 Euro/MWh im Jahr 2022 auf 90,28 Euro/MWh gesunken. Die entsprechende Peakload-Spanne der mittleren 80 Prozent ist ebenfalls stark gesunken – von 700,23 Euro/MWh im Jahr 2022 auf 256,60 Euro/MWh im Jahr 2023.

Bei der Base- und Peakload kam es an mehreren Tagen zu negativen Preisen.¹⁸ Der niedrigste negative Preis bei der Baseload im Wert von -53,87 Euro/MWh sowie bei der Peakload von -137,30 Euro/MWh wurde am 2. Juli 2023 erzielt. Im Vorjahr lag das Minimum der Baseload bei -1,43 Euro/MWh beziehungsweise der Peakload bei -1,49 Euro/MWh. Negative Preise treten vermehrt auf, wenn eine kurzfristige Deckung von Strom aufgrund von Abweichungen von den Prognosen erforderlich ist. Auch die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr wieder verringert. Im Jahr 2023 betrug der höchste Wert bei der Baseload 202,73 Euro/MWh und war somit rund 71 Prozent unter dem Höchstwert des Vorjahres, der bei 699,44 Euro/MWh lag. Das Maximum bei der Baseload wurde am 23. Januar 2023 erzielt. Der Höchstwert für 2023 bei der Peakload wurde am gleichen Tag erzielt und lag bei 235,99 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 731,01 Euro/MWh betrug, um rund 68 Prozent gesunken.

¹⁷ Siehe London Energy Brokers 'Association, Monthly Volume Report.

¹⁸ Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn z. B. eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden oder müssen wegen anderweitiger Lieferverpflichtungen durchlaufen (Wärme, Industrieprozesse, Regelleistungsvorhaltung). Einen wesentlichen Beitrag zu negativen Preisen können aber auch bei negativen Preisen fortlaufende Förderungen verursachen.

Preise Terminmarkt

Bei Terminkontrakten für das Folgejahr sind die Durchschnittspreise durch die Stabilisierung der Energiemärkte ebenfalls stark gefallen. Mit 137,51 Euro/MWh im Jahresmittel ist der German Power Future für Lieferung im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr und für Lieferung im Jahr 2023 mit 298,86 Euro/MWh um rund 54 Prozent gesunken. Bei dem Phelix-Peak-Year-Future belief sich der Preis 2023 im Jahresmittel auf 164,77 Euro/MWh. Der Rückgang gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr mit 400,17 Euro/MWh beträgt somit rund 59 Prozent.

Die Preise der Frontjahres-Futures sind im Verlauf des Jahres 2023 ebenfalls stark gesunken. Sie erreichten ihren Höhepunkt Anfang Januar und sind bis zum Jahresende 2023 wieder gefallen. So notierte der German Power Future Peak-Year am Anfang des Jahres noch rund 281,75 Euro/MWh und Ende Dezember 2023 rund 108,62 Euro/MWh.

15. Einzelhandel Strom

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2023 haben rund 1.297 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) getätigt (Vorjahr: 1.370).¹⁹

Im Jahr 2023 wurden RLM-Kunden an 407.101 Marktlokationen mit knapp 220,7 TWh Strom beliefert. Im Vorjahr waren es rund 240,2 TWh bei 391.977 Marktlokationen. Ein Grund für den Anstieg der Zahl der Marktlokationen ist, dass einige Energieversorgungsunternehmen zahlreiche SLP-Marktlokationen nun als RLM-Marktlokationen definiert haben – weil der Verbrauch der abgenommenen Menge einer RLM-Marktlokation entspricht. Die Menge insgesamt ist aber trotz einer höheren Anzahl an Marktlokationen aufgrund von Einsparungen und des Konjunkturunbruchs deutlich gefallen. Die Belieferung erfolgte zu 99,8 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist weiterhin atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund- bzw. Ersatzversorgung wurden 0,41 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 23,1 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und rund 76,7 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 21,6 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 78,3 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die langfristige Entwicklung der letzten Jahre

¹⁹ Unter den Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

zeigt jedoch insgesamt, dass die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich an Bedeutung verlieren.

Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation Haushaltskunden

Im Endkundenmarkt hat sich für die Verbraucher die Anzahl der Auswahloptionen zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten leicht vermindert. Letztverbraucher konnten im Jahr 2023 im Durchschnitt zwischen 153 Anbietern (2022: 157 Anbieter) wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der bundesweite Durchschnitt 129 Anbieter (2022: 136 Anbieter).

Im Jahr 2023 wurden 36 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden über einen Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, bezogen. Insgesamt wurden damit rund 64 Prozent der Entnahmemenge nach wie vor durch den Grundversorger geliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Der mengenbezogene Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung belief sich auf rund 25 Prozent (2022: 24 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden etwa auf dem Vorjahresniveau geblieben. Rund 38 Prozent der Entnahmemenge aller Haushaltskunden wurden über einen Vertrag beim örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen (2022: 37 Prozent). Die starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit auf dem Vorjahresniveau geblieben. Im Bereich des Ökostroms sind die Anteile der Abgabemenge an der gesamten Stromabgabe an Haushaltskunden in Deutschland 2023 auf 54 Prozent angewachsen (Vorjahr: 43 Prozent).

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Über alle Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2023 bei 13,2 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 12,6 Prozent. Die anzahlbezogene Wechselquote lag im Jahr 2023 bei 14,6%. Seit einigen Jahren sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Der Anstieg im Jahr 2023 kann u. a. mit dem Absinken der Energiepreise begründet werden, weil Nicht-Haushaltskunden auf die Preisreduktionen schneller reagieren könnten. Im Rahmen dieser Monitoringabfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Im Jahr 2023 ist die Zahl der Lieferantenwechsel mit gut sechs Mio. Wechseln deutlich gestiegen. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden lag damit bei zwölf Prozent (2022: acht Prozent). Diese Entwicklung ist auf den Rückgang der Stromeinzelhandelspreise für Neukunden zurückzuführen. Das Wechselverhalten im Jahr 2022 war eine Ausnahme, da die Kunden aufgrund deutlich begrenzter Wechselmöglichkeiten und des starken Anstiegs der Strompreise in ihren bestehenden Verträgen verblieben.

Vertragswechsel Haushaltskunden

Die Anzahl und die Menge der Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten befinden sich im Jahr 2023 auf dem Niveau des Vorjahres. Rund drei Mio. Haushaltskunden (mit einem Gesamtverbrauch von rund 7,8 TWh) stellten ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten um (Vorjahr: 3 Mio. Haushaltskunden; 7,5 TWh).

Kündigungen und Stromsperrungen

Im Jahr 2023 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt 258.909 Kündigungen u. a. wegen Zahlungsverzugs ausgesprochen. Die Kündigungen fanden zu 94 Prozent (244.014 Kündigungen) außerhalb der Grundversorgung statt. Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 143 Euro haben diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt. Einem kleineren Teil, nämlich sechs Prozent (14.895 Kündigungen) wurde innerhalb der Grundversorgung gekündigt. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur unter engen rechtlichen Voraussetzungen möglich. In diesen Fällen darf keine Grundversorgungspflicht bestehen. Die weitere Versorgung muss aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein.

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2023 bei 204.441 und ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken (2022: 208.506). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden. Diese Zahl lag bei etwa 3,8 Mio. von denen ca. 739 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2022: 3,7 Mio. Sperrandrohungen und 676 Tsd. Sperrbeauftragungen). Es ist zu berücksichtigen, dass im Jahr 2023 geänderte gesetzliche Regelungen bestanden, unter welchen Voraussetzungen eine Sperrung durchgeführt werden durfte. Diese könnten sich auf die Anzahl der Sperrungen sowie der Androhungen und Beauftragungen im Vergleich zum Vorjahr ausgewirkt haben.

Vorkassensysteme

Eng mit dem Thema Sperrungen und Kündigungen ist auch das Thema der Vorkassensysteme nach § 14 StromGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler verbunden. Der Grundversorger ist berechtigt, für den Elektrizitätsverbrauch eines Abrechnungszeitraums Vorauszahlung zu verlangen, wenn nach den Umständen des Einzelfalles Grund zu der Annahme besteht, dass der Kunde seinen Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht rechtzeitig nachkommt. Nach Angaben von 310 Stromlieferanten wurden im Jahr 2023 in der Grundversorgung insgesamt rund 12.300 Haushaltskunden (2022: 13.000) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 2.140 Vorkassensysteme in 2023 neu eingebaut und 1.695 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Der Preis für den Messstellenbetrieb eines Bargeld- oder Chipkartenzählers oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme liegt im Jahr 2023 bei durchschnittlich 22 Euro pro Jahr und Zähler.

Strompreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Der Abnahmefall für einen – beispielhaften – Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr hat einen Gesamtpreis zum 1. April 2024 ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 20,16 ct/kWh und liegt um 3,09 ct/kWh unter dem Wert aus dem Vorjahr von 23,25 ct/kWh. Das entspricht einem Rückgang von rund 13 Prozent. Dabei hat sich vor allem der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) von 16,70 ct/kWh im Jahr 2023 auf 12,78 ct/kWh in 2024 wohl insbesondere aufgrund des Rückgangs der Großhandelspreise verringert. Das Nettonetzentgelt ist hingegen im Vergleich zum Vorjahr von 3,30 ct/kWh auf 3,92 ct/kWh gestiegen.²⁰

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der Industriekunde mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. Wenn diese Vergünstigungen in Anspruch genommen werden könnten, würde der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil (Abgaben, Steuern, etc.) von 7,12 ct/kWh auf 0,95 ct/kWh sinken. Wenn Industriekunden die Voraussetzungen in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen – u. a. im EnFG – erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach KWKG, § 19 StromNEV und der Offshore-Haftungsumlage. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitoring wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

Strompreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Im zweiten Abnahmefall – ein beispielhafter Verbrauch eines Gewerbekunden in Höhe von 50 MWh/Jahr – lag der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer zum Stichtag 1. April 2024 bei 30,52 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahrswert von 33,06 ct/kWh um 2,54 ct/kWh gesunken, das entspricht einem Rückgang von rund acht Prozent.²¹ Zu diesem Rückgang trägt maßgeblich der Rückgang des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Dieser ist von 21,04 ct/kWh im Jahr 2023 auf 16,59 ct/kWh gesunken – dies entspricht einer Absenkung um 4,45 ct/kWh bzw. 21 Prozent. Auch bei diesem Abnahmefall hat sich der niedrigere Preisbestandteil für Beschaffung dank des Rückgangs der Großhandelspreise bemerkbar gemacht. Insgesamt macht dieser vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil rund 54 Prozent des Gesamtpreises aus; im Vorjahr waren es noch rund 64 Prozent. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Strompreise Haushaltskunden

Die Preise für Haushaltskunden wurden zum Stichtag 1. April 2024 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei auf 41,59 ct/kWh gesunken (2023: 45,19 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh

²⁰ Für den Abnahmefall „Industriekunde“ wurden die Angaben von insgesamt 171 Stromlieferanten herangezogen (Vorjahr: 192 Stromlieferanten).

²¹ Für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ wurden die Angaben von insgesamt 812 Stromlieferanten herangezogen (Vorjahr: 905 Stromlieferanten).

bis 5.000 kWh und bildet somit einen aussagekräftigen Indikator für den Strompreis von Haushaltskunden in Deutschland.

Der Strompreis setzt sich aus einem vom Lieferanten beeinflussbaren Bestandteil (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) und einem nicht beeinflussbaren Bestandteil (Abgaben, Steuern etc.) zusammen. Während der nicht beeinflussbare Bestandteil zum Stichtag 1. April 2024 bei 56 Prozent lag und damit gegenüber dem Vorjahr deutlich gestiegen ist (2023: 48 Prozent), beträgt der beeinflussbare Anteil rund 44 Prozent und ist damit deutlich zurückgegangen (2023: 52 Prozent). Ursächlich hierfür sind die gesunkenen Großhandelspreise der letzten Jahre, welche sich insbesondere bei den langfristig zu beschaffenden Energiemengen der Lieferanten ausgewirkt haben. Diese langfristig beschafften Mengen (ein, zwei bzw. drei Jahre im Voraus) machen ca. 90 Prozent der beschafften Menge der Lieferanten für das Jahr 2024 aus.

Gegenüber dem Jahr 2023 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr 2024 auf 45,62 ct/kWh gesunken (2023: 47,88 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 41,03 ct/kWh (2023: 44,81 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund neun Prozent gesunken und liegt nun bei 39,86 ct/kWh (2023: 43,99 ct/kWh). Im Jahr 2024 liegen die Preise somit bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, unterhalb der Preise beim Grundversorger.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten aus dem Monitoring ermöglichen es, einen Blick auf die monatliche Strompreisentwicklung für Haushaltskunden über einen längeren Zeitraum zu werfen. Hierbei wird zwischen Neukundenpreisen und Bestandskundenpreisen unterschieden. Anhand eines Modells, welches die aktuellen Börsenstrompreise, Umlagen, Steuern, Netzentgelte, weitere Abgaben sowie Vertriebskosten und Marge berücksichtigt, wird ein Indikator errechnet. Aus der Modellierung ergibt sich damit eine Strompreissenkung für Neukunden um rund drei Prozent seit Januar 2024 (-41 Prozent seit Januar 2023) in Bezug auf den Oktober 2024. Eine detaillierte, monatscharfe Ansicht des Strompreisindex (Indikators) ist auf der Transparenzplattform SMARD.de unter dem Reiter Einzelhandel zu finden. Dort werden für Haushaltskunden Strom und Gas die Indikatoren seit Januar 2021 dargestellt. An dieser Stelle werden die Indikatoren auch inflationsbereinigt dargestellt und machen so eine Betrachtung der realen Auswirkungen der sich laufend ändernden Strompreise auf die finanzielle Belastung von Haushalten möglich.

Umlagen

Für das Jahr 2023 haben die Netzbetreiber insgesamt etwa 4,25 Mrd. Euro über Umlagen von den Netznutzern erhoben. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus der Offshore-Netzumlage (1,92 Mrd. Euro), der § 19-Strom-NEV-Umlage (1,12 Mrd. Euro) und der KWKG-Umlage (1,21 Mrd. Euro).

Die EEG-Umlage wurde zum 1. Juli 2022 zur Entlastung der Stromkunden auf 0 ct/kWh gesenkt. Seit 2023 läuft die Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien über den Bundeshaushalt.

Die Abschaltbare-Lasten-Umlage wurde letztmalig für das Jahr 2022 erhoben, da die entsprechende Verordnung außer Kraft getreten ist.

Strompreisbremse – Aufsicht durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Das Strompreisbremsegesetz (StromPBG) diente der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben. Das Gesetz zielt darauf ab, die Stromverbraucher zu entlasten. Diese Entlastung sollte insbesondere auch durch eine Abschöpfung von erzielten Überschusserlösen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen finanziert werden, die von einem Anstieg der Strompreise an den Großhandelsmärkten profitiert hatten.

Die Entlastung galt vom 01.03.2023 bis zum 31.12.2023, wobei im März rückwirkend die Entlastungsbeträge für Januar und Februar 2023 angerechnet wurden. Die Bundesnetzagentur ist demgegenüber für die Überwachung der ordnungsgemäßen Durchführung der Abschöpfung der Überschusserlöse sowie für die Überwachung des Gesamtsystems der Ein- und Auszahlungen nach StromPBG zuständig.

Ein Baustein zur Refinanzierung der Entlastungsseite stellte die Abschöpfung von Überschusserlösen bei Betreibern von Stromerzeugungsanlagen dar. Diese Betreiber hatten die Pflicht innerhalb von zwei Abrechnungszeiträumen die erwirtschafteten Überschusserlöse im Rahmen einer Selbstveranlagung zu melden und gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber zu zahlen. Der erste Abrechnungszeitraum umfasste den Zeitraum Dezember 2022 – März 2023. Der zweite Abrechnungszeitraum umfasste den Zeitraum von April – Juni 2023. Im Anschluss endete die Abschöpfung von Übergewinnen im Rahmen des StromPBG.

Im ersten Abrechnungszeitraum wurde gegenüber den Anschlussnetzbetreibern ein Gesamtbetrag von ca. 411 Mio. € gezahlt, im zweiten Abrechnungszeitraum ein Gesamtbetrag von ca. 3 Mio. €. Damit wurde nach aktuellem Stand ein Betrag von ca. 414 Mio. € durch Überschusserlöse im Rahmen der StromPBG vereinnahmt und für die Entlastung von Letztverbrauchern bereitgestellt. Nicht berücksichtigt sind hierbei Zahlungen von Anlagenbetreibern im Rahmen von laufenden gerichtlichen Verfahren.

Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es die Selbstveranlagungen und die Zahlungen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen zu prüfen, um die exakte Höhe des Abschöpfungsbeitrages zu ermitteln. Zusätzlich werden gegenüber Anlagenbetreibern, die keine oder unvollständige Selbstveranlagung abgegeben haben, oder die die Zahlung der Überschusserlöse nicht oder nicht ordnungsgemäß durchgeführt haben, Maßnahmen nach dem StromPBG ergriffen, um den Abschöpfungsbeitrag festzulegen. Insgesamt führt die Bundesnetzagentur aktuell 160 Verfahren gegen Anlagenbetreiber, die weder eine Meldung noch eine Zahlung vorgenommen haben. Darüber hinaus haben ca. 250 Anlagenbetreiber ihre Zahlungspflicht nicht erfüllt. Hinzu kommen weitere Verfahren, in denen eine Meldung und Zahlung nicht ordnungsgemäß nach den Vorgaben des StromPBG erfolgt ist.

Insoweit steht der finale Abschöpfungsbetrag noch nicht fest und wird sich durch die laufenden und anstehenden Verfahren noch in gewisser Weise verändern.

Die dem Bundeskartellamt durch das StromPBG und das EWPBG übertragene besondere Missbrauchsaufsicht bezieht sich dagegen auf die der Erzeugung nachgelagerte Marktstufe der Versorgung von Endverbrauchern mit Strom, Gas und Wärme. Hier überprüft das Bundeskartellamt die Preisgestaltung der Strom-, Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen daraufhin, ob diese durch ihre Preisgestaltung die Entlastungsregelungen missbräuchlich ausgenutzt haben.

Diese Entlastungsregelungen sahen vor, dass Verbraucher bis Ende 2023 im Rahmen eines festgelegten Mengenkontingents maximal einen gesetzlich festgelegten Preis zahlten. Die Höhe dieses Referenzpreises variierte

je nach Energieart und Kundengruppe. Die Differenz zwischen dem gesetzlich festgelegten Preis und dem zwischen Versorger und Kunde vereinbarten Preis konnten die Versorger vom Staat erstattet bekommen.

Laut den Energiepreisbremsen-Gesetzen durften die Energieversorger durch ihre Preisgestaltung die Regelungen zur Entlastung der Verbraucher nicht missbräuchlich ausnutzen. Insbesondere durften Versorger – sofern sie eine Erstattung in Anspruch nehmen – ihre Arbeitspreise nicht sachlich ungerechtfertigt erhöhen. Sachliche Rechtfertigungen können sich aus marktbasieren Preisen und Kosten sowie aus im regulatorischen Sinn nicht beeinflussbaren Preis- und Kostenbestandteilen ergeben.

Im Rahmen der Prüfung, ob diese Voraussetzungen eingehalten wurden, hat das Bundeskartellamt im Strombereich bis zum Zeitpunkt dieser Veröffentlichung 20 Prüfverfahren eingeleitet. Von den insgesamt im Strombereich in Anspruch genommenen Entlastungsbeträgen entfällt auf die vom Bundeskartellamt geprüften Unternehmen ein Entlastungsvolumen von ca. 1,6 Mrd. €. Das entspricht rund 13 % des gesamten vom Staat an Stromversorger ausgezahlten Entlastungsvolumens.

Im Falle einer missbräuchlichen Ausnutzung der Entlastungsregeln kann das Bundeskartellamt unter anderem Rückerstattungen an den Staat anordnen oder Bußgelder verhängen. Eine abschließende Beurteilung wird jedoch erst möglich sein, wenn die Unternehmen ihre Endabrechnung der Erstattungsbeträge gegenüber den hierfür jeweils zuständigen Stellen abgegeben haben. Bislang haben sie in der Regel nur Vorauszahlungen erhalten, auch die tatsächlichen Kosten und Verbräuche sowie beihilferechtlich bedingte Anpassungen bei bestimmten RLM-Kunden stehen bei vielen noch nicht fest.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher die nationale Kontaktstelle, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Im ersten Halbjahr 2024 erreichten insgesamt 31.894 Anrufe, E-Mails, ausgefüllte Online-Formulare Briefe und Faxe die Bundesnetzagentur (2023 waren dies im gleichen Zeitraum 34.207). Das entspricht nahezu der Gesamteingangszahl des Jahres 2022. Gut die Hälfte der Anfragen und Beschwerden gehen telefonisch ein.

Ein Großteil (über 70 Prozent) der Eingänge bezogen sich auf Elektrizitätsthemen. Der Anteil, der Gasthemen betraf, ist auf knapp 20 % und damit im Vergleich zu 2023 leicht gesunken. In fünf Prozent der Eingänge wurde beide Sektoren thematisiert.

In beiden Sektoren lag ein Schwerpunkt der Anfragen auf dem Thema der Preise. Hintergrund waren insbesondere die sogenannten Strom- und Gaspreisbremsen. Verbraucher hatten neben konkreten Fragen zu ihren Entlastungsansprüchen Fragen zu den Auswirkungen der politischen Entwicklungen auf die Energiepreise allgemein, aber auch konkret auf ihre Abschlags- und Verbrauchsabrechnungen. Darüber hinaus gab es allgemeine Fragen zum Energievertrag und der Verbrauchsabrechnung.

Verbraucher interessieren sich zunehmend für Fragen des Energieträgerwechsels. Fragen zur Stilllegung/zum Rückbau des Gasanschlusses, dem Einbau einer Wärmepumpe und der Möglichkeit zur Nutzung von PV-Anlagen und Wallboxen rücken in den Fokus.

Aktuelle Verbraucherinformationen sowie Details zu den hier aufgeführten Themenblöcken finden Sie auf der Website: www.bnetza.de/verbraucherservice-energie.

16. Heizstrom

Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Der Heizstromverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Mögliche Gründe sind u. a. die persönlichen Einsparungen der Bürger sowie Umrüstungen auf moderne Wärmepumpen oder andere Heizungsarten. Nach den Mengenangaben von rund 874 Heizstromlieferanten (im Vorjahr 879 Heizstromlieferanten) wurden diese Kunden an knapp 2,07 Mio. Marktlokationen mit etwa 12,1 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 5.884 kWh je Marktlokation. Im Vorjahr waren es knapp 6.612 kWh pro Marktlokation bei einer Gesamtmenge von 13,1 TWh an 1,98 Mio. Marktlokationen.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel eine Elektrizitätsmenge von knapp 7,8 TWh an 1,24 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 4,3 TWh an rund 0,82 Mio. Marktlokationen gegenüber. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt weiterhin auf Nachtspeicherheizungen mit rund 64,2 Prozent der Abgabemenge und 60,0 Prozent der Marktlokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen konstant über die Jahre zu. So stieg im Vergleich zum Vorjahr die gesamte Anzahl der belieferten Marktlokationen von Wärmepumpen um rund elf Prozent an, während die gesamte Anzahl von Nachtspeicherheizungen nahezu gleichgeblieben ist. Dies spiegelt sich auch in den Anteilen an den gesamten Abgabemengen und Marktlokationen im Bereich Heizstrom wieder. Im Jahr 2023 machte der Anteil der Wärmepumpen schon 40 Prozent der Marktlokationen (Vorjahr: 37,6 Prozent) und 35,8 Prozent der Abgabemenge (Vorjahr: 34,2 Prozent) aus.

Dabei ist der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2023 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Hierbei entfielen im Jahr 2023 38,0 Prozent – im Vorjahr 38,1 Prozent – der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, von 36,2 Prozent auf 34,7 Prozent leicht reduziert. Der Belieferungsanteil von Nicht-Grundversorgern blieb damit 2023 unter dem Niveau der Vorjahre.

Der Anteil der Lieferantenwechsel hat sich, bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöht. Im Berichtsjahr 2023 fanden an rund 252.000 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfiel im Jahr 2023 eine Heizstrommenge von rund 1.047 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 9,3 Prozent nach Menge. Im Vorjahr lag die Lieferantenwechselquote noch bei 4,1 Prozent der Menge. Ursächlich für den Anstieg der Wechselquote dürfte u.a. der im Jahre 2023 erfolgte Übergang aller DeineWärmenergie GmbH Kunden zu E.ON sein. Weiterhin hatte das Bundeskartellamt im Jahr 2022 eine nur sehr eingeschränkte Verfügbarkeit alternativer Angebote bzw. teilweise sehr teure Neukundenangebote der meisten Anbieter im Heizstrombereich festgestellt.²²

²² B8-134/21 - Westenergie/Rheinenergie/rhenag (Rn. 139).

Preisniveau

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2024 im arithmetischen Mittel bei 32,06 ct/kWh und somit unter dem Vorjahresniveau von 36,31 ct/kWh – eine Absenkung von rund zwölf Prozent. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 34,33 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 36,90 ct/kWh ebenfalls um rund sieben Prozent gesunken.²³ Erstmals wurde der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpen mit getrennter Messung erhoben. Hier liegt das arithmetische Mittel bei 31,93 ct/kWh. Bei diesem Fall wurde durch § 22 EnFG die Zahlungsverpflichtung für die KWK-Umlage und die Offshore-Umlage für Wärmepumpen-Strom auf null gesetzt, sofern sie über einen eigenen Zählpunkt verfügen. Damit ist der Preis für Wärmepumpen mit getrennter Messung niedriger als der Preis für Nachtspeicherheizungen.

Hauptursache für das Absinken der Heizstrompreise liegt in den gefallen Beschaffungskosten aufgrund des Abschwächens der Energiekrise. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 18,33 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (22,90 ct/kWh) um rund 20 Prozent gesunken. Der zum 1. April 2024 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 18,58 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (23,25 ct/kWh) ebenfalls um rund 20 Prozent gesunken. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt bei Nachtspeicherheizungen rund 57 Prozent und bei Wärmepumpen rund 54 Prozent des Gesamtpreises. Der jeweilige Rest des Preises für Nachtspeicherheizungen und bei Wärmepumpen entfällt auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgaben.

17. Mess- und Zählwesen Strom

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Elektrizität 53.858.982 Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut.

Insgesamt sind ca. 5,2 Mio. Letztverbraucher von einem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG betroffen. Die größte Anzahl mit fast 2 Mio. Messlokationen entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh. Des Weiteren sind fast 1,4 Mio. Messlokationen den Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG zuzuordnen. Über alle Letztverbraucher-kategorien hinweg ist mit rund 419.800 Stück die Anzahl der bereits vorgenommenen Pflichteinbauten von intelligenten Messsystemen im Vergleich zum Vorjahr um rund 194.700 Stück gestiegen. Hinzukommen rund 130.100 intelligente Messsysteme, die optional bei Verbrauchern unter 6.000 kWh eingebaut wurden. Auch bei der Verpflichtung zur Ausstattung von modernen Messeinrichtungen kann, wie in den Jahren zuvor, ein Anstieg beim Einbau verzeichnet werden.

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es auch im Jahr 2023 erneut eine deutliche Entwicklung weg von elektromechanischen Zählern gegeben. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messeinrichtungen um fast 3 Mio. zurückgegangen. Die Anzahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, hat sich

²³ Die Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 798 Stromlieferanten (Vorjahr: 856 Stromlieferanten) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 591 Stromlieferanten (Vorjahr: 876 Stromlieferanten).

stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden dabei insgesamt mittlerweile an ca. 21,3 Mio. Messlokationen eingesetzt.

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2023 um insgesamt etwa 93 Mio. Euro auf ca. 847 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 89 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit insgesamt 1,05 Mrd. Euro oberhalb des Niveaus der Vorjahresprognosen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 847 Mio. Euro im Jahr 2023 entfielen etwa 479 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was einer Zunahme von etwa 98 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2024 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Werts auf etwa 690 Mio. Euro vor.

18. Lastmanagement

Im Rahmen der in 2023 durchgeführten LMM-Befragung von Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 50 GWh, haben 422 der 450 befragten Unternehmen mit insgesamt 893 Unternehmensstandorten geantwortet. Demnach haben Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 123 TWh teilgenommen, was einem Anteil von 61 % des Industriestromverbrauchs im Jahr 2022 entspricht.

Das Hauptargument für den Einsatz eines Lastmanagementsystems ist die Optimierung der Kosten für Netzentgelte, gefolgt von der Optimierung der Stromeinkaufspreise. Als größte Hemmnisse wurden unflexible Produktionsprozesse, die Notwendigkeit einer durchgehenden Vollausslastung der Produktion in Verbindungen mit Lieferverpflichtungen, sowie aufeinander aufbauende Produktionsprozesse genannt.

Dies spiegelt sich auch in der Zahl der Unternehmen wider die ihre Last in Abhängigkeit von Spotmarkt reduzieren können. Für viele Unternehmen ist eine Vermarktung ihrer flexiblen Lasten am Strommarkt, z.B. im Falle sehr hoher Börsenstrompreise aktuell keine Handlungsoption. Nur an 78 von 893 Unternehmenstandorten ist eine Lastreduktion in Abhängigkeit des Preisniveaus am Spotmarkt möglich. Der Großteil aller befragten Unternehmensstandorte (762 Standorte, ca. 85%) hat zukünftig keine Maßnahmen geplant, mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement reduziert oder verstärkt reduziert werden kann.

B Gas

1. Netzübersicht Gas

Aus dem Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wurden gemäß den Angaben zum Monitoring im Jahr 2023 rund 140,2 TWh²⁴ (2022: 154,5 TWh) Gas an Letztverbraucher ausgespeist. Damit lag die ausgespeiste Gasmenge um gut neun Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug im Jahr 2023 650,1 TWh²⁵ (2022: 641,4 TWh) und lag auf dem Vorjahresniveau.

Die in Deutschland verfügbare gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2023 in der Summe rund 1.009 TWh. Dabei stammen 42 TWh aus der inländischen Förderung, 968,3 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der jährliche Speichersaldo, der die Differenz zwischen der Einspeicherung und der Ausspeicherung von Erdgas in einem Jahr beschreibt, betrug im Jahr 2023 -12 TWh. Der Speichersaldo war negativ, dies bedeutet, dass in der Summe weniger Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert als eingespeichert wurde. Zudem wurden 10,2 TWh Biomethan im Jahr 2023 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Gut 187 TWh der verfügbaren Gasmenge wurden im Jahr 2023 exportiert und an die europäischen Nachbarländer übergeben. An Letztverbraucher wurden im Inland 790,3 TWh (2022: 795,9 TWh) ausgespeist.

Einige große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) beschaffen ihr Gas eigenständig am Großhandelsmarkt ohne dabei auf Lieferanten zurückzugreifen. Diese Letztverbraucher treten dann gegenüber den Netzbetreiber selbst als Transportkunden (Selbstzahler der Transportentgelte) auf. Die so beschafften Mengen liegen im Bereich der Fernleitungsnetze bei 62,3 TWh (2022: 59,9 TWh). Dies entspricht einem Anteil von rund 44 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 36,6 TWh (2022: 34,8 TWh), was einem Anteil von knapp sechs Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2023 auf 790,3 TWh. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um knapp neun Prozent auf 232,9 TWh (2022: 254,9 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank um knapp vier Prozent auf 82,1 TWh (2022: 85,4 TWh).

2. Marktkonzentration

Im Jahr 2023 hat sich die Marktkonzentration jedenfalls auf den einzelnen deutschen Gasendkundenmärkten nicht wesentlich verändert. Die Anteile der vier größten Unternehmen am Gasabsatz an SLP-Kunden sind leicht gesunken, während die äquivalenten Anteile im Markt für RLM-Kunden leicht gestiegen sind. Gleich-

²⁴ Bei der Datenerhebung Monitoring Energie gemeldete Menge durch die Fernleitungsnetzbetreiber.

²⁵ Bei der Datenerhebung Monitoring Energie gemeldete Menge durch die Verteilernetzbetreiber Gas.

zeitig ist der Gasabsatz in Deutschland im Jahr 2023 insgesamt zurückgegangen, was die Entwicklung des Vorjahres fortsetzt. Dieser Rückgang geht vermutlich weiterhin auf verstärkte Einsparbemühungen von Haushalten und Gewerbe sowie auf relativ milde Wetterbedingungen im Winter zurück.

In Anbetracht der großen Verschiebungen auf den Gasmärkten hat das Bundeskartellamt den Bereich des Großhandels wieder mehr in den Fokus genommen und das Monitoring dementsprechend erweitert.

Gasgroßhandel

Die Bestimmung der Marktkonzentration kann aus verschiedenen Blickwinkeln erfolgen. Ausgehend von der bisherigen europäischen und deutschen Verwaltungspraxis sind das Handelsvolumen insgesamt, das Nominierungsvolumen am virtuellen Handlungspunkt, die Ausspeisemengen der Netzbetreiber oder die Abgabemenge der Gaslieferanten mögliche Ansatzpunkte. In jedem Fall stellt sich das Problem der Mehrfachzählung von Handelsmengen und der Unterscheidung zwischen Vertriebsgeschäft und reinem Handelsgeschäft (mit oder ohne physische Erfüllung). Daher erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Großhandelsunternehmen gemessen an verschiedenen Indikatoren, ohne dass dabei eine abschließende Marktabgrenzung getroffen wird. Näher beleuchtet wird zum einen die Situation bei den Entry-Nominierungen an den Grenzübergangspunkten, von denen aus Erdgas in das deutsche Leitungsnetz eingespeist werden. Zum anderen wird ausgehend von einer Befragung der Gasgroßhändler die Bedeutung der größten Unternehmen bei Beschaffung und Absatz eingeordnet. In allen betrachteten Bereichen sind Unternehmen mit hohen Anteilen an den jeweiligen Gesamtvolumina tätig; betrachtet man die jeweils stärksten drei Unternehmen, liegen deren Anteile – zum Teil deutlich – über 50%.

Untertageerdgasspeicheranlagen

Ein weiterer wichtiger Indikator für die Konzentration auf den Gasmärkten ist der Anteil von Unternehmen am Gesamt-Arbeitsgasvolumen in den Untertageerdgasspeichern. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2023 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 289,6 TWh (zum Vorjahresstichtag: 297,1 TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten (CR3) betrug zum 31. Dezember 2023 rund 210,3 TWh (zum Vorjahresstichtag: 194,6 TWh), was einem Anteil am Gesamtvolumen von rund 72,6 Prozent entspricht. Dieser Wert ist mit dem Vorjahreswert (65,5 Prozent) indes nur eingeschränkt vergleichbar, da – bedingt durch die Auswirkungen des Ukrainekrieges – auf dem deutschen Gasspeichermarkt eine Umstrukturierung stattgefunden hat. Dieser Umstand hat dazu geführt, dass die drei größten Speicherbetreiber des Vorjahres im Berichtsjahr formal als nur mehr zwei Unternehmen zu betrachten waren und somit der nächstgrößte Betreiber in die CR3-Berechnung einzubeziehen war. Dies erklärt – jedenfalls zum Teil – die signifikante Zunahme der ohnehin schon hohen Marktkonzentration in diesem Bereich.

Gasendkundenmärkte

Im Berichtsjahr 2023 setzten Lieferanten bundesweit insgesamt 324,0 TWh Gas an SLP-Kunden (2022: 346,1 TWh) und 361,1 TWh an RLM-Kunden ab (2022: 418,7 TWh)²⁶, was einem Rückgang der Gesamtabsatzmenge im Vergleich zum Vorjahr von rund 10,4 Prozent entspricht. Dies kann neben Einsparmaßnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung und einem überdurchschnittlich warmen Winter insbesondere auch mit hohen und volatilen Marktpreisen erklärt werden, die sich ihrerseits in geringerer Nachfrage niedergeschlagen haben. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2023 rund 271,9 TWh auf Sonderverträge (2022: 294,1 TWh) und 52,0 TWh auf die Grundversorgung (2022: 52,1 TWh).²⁷

Der kumulierte Absatz der vier jeweils absatzstärksten Unternehmen betrug im Bereich der SLP-Kunden 82,4 TWh, wovon rund 68,5 TWh auf Sonderverträge entfielen, und im Bereich der RLM-Kunden rund 99,9 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier jeweils absatzstärksten Unternehmen betrug damit 25,4 Prozent bei SLP-Kunden (Vorjahr: 28,2 Prozent) und 27,7 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 26,2 Prozent). Der Marktanteil bei der Belieferung von SLP-Kunden ist damit gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken, bei der Belieferung von RLM-Kunden leicht gestiegen. Beide aggregierten Marktanteile liegen jedoch weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB).²⁸

3. Marktraumumstellung

Die Gasversorgung wird auch weiterhin in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden. Die FNB Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Hierbei werden von 2023 bis 2027 im Bereich der RLM-Kunden noch etwa 4.300 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden rund 2,1 Mio. Umstellungen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Marktraumumstellung weiter im Plan liegt und auf einem guten Weg ist. Weitere Informationen zur Marktraumumstellung finden sich im Kapitel IIIB3.

²⁶ Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte“, die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/ Arbeitseinheit bezeichnet.

²⁷ Der Anteil der Grundversorgung bei RLM-Kunden bewegt sich im Promillebereich und wird daher nicht gesondert berücksichtigt.

²⁸ Bei den Angaben der prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten zwar eine hohe, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

4. Im- und Exporte Gas

Gasimporte

Im Jahr 2023 betrug die gesamte Importmenge an Erdgas nach Deutschland 968 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.441 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 473 TWh. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas waren im Jahr 2023 Norwegen, die Niederlande und Belgien mit einem Volumen von insgesamt 883 TWh. Das entspricht rund 91 Prozent aller deutschen Gasimporte. Die Menge russischer Pipelinegaslieferungen lag in 2023 bei 0 TWh (2022: 314 TWh bzw. 21 Prozent der Importe). Insbesondere die Niederlande sind als etablierter und liquider europäischer Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssigerdgaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Die LNG-Importe betrugen 70 TWh.

Gasexporte

Im Jahr 2023 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 187 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 514 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 327 TWh. Hauptsächlich wurde Erdgas nach Polen, Österreich und in die Schweiz exportiert.

5. Biogas

Insgesamt speisten im Jahr 2023 242 Anlagen Biogas in das Gasnetz ein (2022: 238 Anlagen). Die gesamte vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung lag in 2023 bei 2,722 Mio. kWh/h (2022: 2,624 Mio. kWh/h). Die Einspeisung von Biogas lag in 2023 bei 10,2 TWh (2022: 10,4 TWh).

Die durch den Anschluss von Biogas-Einspeiseanlagen verursachten Kosten werden entsprechend den Vorgaben aus § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebiets umgelegt. Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2023 ca. 254,7 Mio. Euro (2022: 180 Mio. Euro). Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich in 2023 damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0249 Euro (2022: 0,0177 Euro/kWh). Weitere Informationen zur Biogaseinspeisung finden sich im Kapitel IIIB4.

6. Undergroundgasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Zum Stichtag 31. Dezember 2023 betrug das in den Undergroundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 290 TWh (2022: 286 TWh). Davon entfallen 138 TWh (2022: 140 TWh) auf Kavernenspeicher-, 129 TWh (2022: 125 TWh) auf Porenspeicheranlagen und 23 TWh (2022: 21 TWh) auf sonstige Speicheranlagen.

Das gesetzlich vorgeschriebene Ziel von 85 Prozent Speicherfüllstand bis zum 1. Oktober wurde bereits Mitte Juli 2024 erreicht. Die zum 1. November festgelegte Zielmarke von 95 Prozent konnte bereits Anfang September 2024 erreicht werden. Zum Redaktionsschluss des Monitoringberichts am 4. November 2024 lagen die Speicherfüllstände bei über 98 Prozent. Die ab dem 1. Januar 2024 gültige Umlage nach § 35e Energiewirt-

schaftsgesetz (EnWG) zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen (Gasspeicherumlage) betrug 1,86 EUR/MWh. Ab dem 1. Juli 2024 stieg die Gasspeicherumlage auf 2,50 EUR/MWh. Weitere Informationen zu Gasspeichern finden sich im Kapitel IIIB5.

7. Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2024 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug (Stichtag 31. Dezember 2023) rund 45.800 Kilometer. Das Fernleitungsnetz wies rund 3.500 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 533.

Mit Stichtag 4. November 2024 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 687 monitoringpflichtige Gasverteilernetzbetreiber (VNB Gas) registriert, von denen alle an der Datenerhebung zum Monitoring 2024 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inkl. Hausanschlussleitungen betrug gut 557.000 Kilometer und wies zum Stichtag 31. Dezember 2023 rund 11 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,5 Mio. Davon können 12,9 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Mehrzahl der VNB Gas verfügt über Netze, die eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 93 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus.

Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.700. Hiervon dienen 219 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlokationen wird deutlich, dass nur 27 VNB Gas die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,5 Mio. Marktlokationen in Deutschland werden rund 45 Prozent (entspricht 6,5 Mio. Marktlokationen bzw. 300 TWh Ausspeisemenge) von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

8. Netzausbau Gas

Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden. Deshalb muss der Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase wie Wasserstoff deutlich beschleunigt und die dafür erforderliche Infrastruktur zur Verfügung gestellt werden. Auch die Einbindung von Flüssigerdgas (LNG) erfordert eine Anpassung der bestehenden Gasnetze. Diese Entwicklungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032, welcher die neuen Realitäten abbildet.

Nach Vorlage des Entwurfs zum NEP Gas 2022–2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur vom 16.05.2023 bis zum 13.06.2023 alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer im Rahmen einer schriftlichen Konsultation hierzu angehört. Darauf aufbauend prüfte die Bundesnetzagentur den vorgelegten NEP Gas 2022–2032. Am 21. Dezember 2023 wurde das Änderungsverlangen zum NEP Gas 2022–2032 von der

Bundesnetzagentur erlassen. Nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens haben die FNB die geforderten Änderungen zum 20. März 2024 im finalen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 umgesetzt

Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 133 der von den FNB vorgeschlagenen Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 4,1 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen insgesamt einen Leitungszubau von 925 km und einen Verdichterzubau in Höhe von 149 MW im Fernleitungsnetz.

9. Investitionen der Gasnetzbetreiber

Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2023 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 1.651 Mio. Euro (2022: 820 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 1.413 Mio. Euro (2022: 587 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 238 Mio. Euro (2022: 233 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Für das Jahr 2024 rechnen die FNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.376 Mio. Euro.

Die Aufwendungen in Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2023 über alle FNB hinweg 425 Mio. Euro (2022: 446 Mio. Euro). Für das Jahr 2024 erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber planmäßige Aufwendungen in Höhe von 464 Mio. Euro.

Verteilernetzbetreiber

Mehr als 600 VNB Gas melden für das Jahr 2023 ein gesamtes Investitionsvolumen in Höhe von 1.170 Mio. Euro (2022: 1.445 Mio. Euro) in die Netzinfrastruktur. Auf Neubau, Ausbau und Erweiterung entfielen dabei 530 Mio. Euro (2022: 795 Mio. Euro), auf Erhalt und Erneuerung 640 Mio. Euro (2022: 650 Mio. Euro). Für das Jahr 2024 rechnen die VNB mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.377 Mio. Euro.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betragen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2023 1.216 Mio. Euro (2022: 1.191 Mio. Euro). Für das Jahr 2024 rechnen die VNB mit Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.326 Mio. Euro.

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere geographischen Gegebenheiten abhängig. 113 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 50 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.

Für 231 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 500.000 Euro. 53 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als fünf Millionen Euro auf.

10. Kapazitätsangebot und Vermarktung

Die in Summe angebotene feste Einspeisekapazität für das deutschlandweite Marktgebiet THE (Trading Hub Europe) betrug im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 549,2 GWh/h (2021/2022: 548,7 GWh/h). Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) machte mit einem Wert von 203,4 GWh/h (2021/2022: 212,8 GWh/h) rund 37 Prozent der gesamten angebotenen Einspeisekapazität aus.

Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität für das deutschlandweite THE Marktgebiet betrug im Gaswirtschaftsjahr 2022/23 352,9 GWh/h (2021/2022: 367,5 GWh/h). Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten Darstellungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Deutschlandweit wurde 2023 über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.285 TWh gemeldet (2022: 1.699 TWh). Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 367 TWh (2022: 806 TWh). Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird. Bei den nominierungspflichtigen Punkten handelt es sich um Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie Anschlusspunkten zu Speichern und inländischer Produktion. Nicht nominierungspflichtig sind dagegen grundsätzlich Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern. Weitere Informationen zum Kapazitätsangebot finden sich im Kapitel IIIC4.

11. Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2023 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,26 Minuten (2022: 1,52 Minuten) und damit etwas unter dem langjährigen Mittel von 1,52 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt weiterhin von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes. Die Unterbrechungen der Gasversorgung waren in den Bundesländern sehr unterschiedlich und reichten von 0,17 Minuten in Berlin bis 6,68 Minuten in Schleswig-Holstein. Weitere Informationen zu den Versorgungsstörungen Gas finden sich im Kapitel IIIC5.

12. Netzentgelte Gas

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden betrug zum Stichtag 1. April 2024 1,93 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr (2023: 1,89 ct/kWh) ist dieser Wert um rund zwei Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2024 bei 1,59 ct/kWh (2023: 1,48 ct/kWh). Bei den Industriekunden sank das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2024 auf 0,62 ct/kWh (2023: 0,39 ct/kWh).

Für das deutschlandweite Marktgebiet THE wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern zum 25. Mai 2024 das neue Briefmarkenentgelt veröffentlicht. Das Jahresentgelt für eine feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazität wird ab dem 01.01.2025 6,71 EUR/(kWh/h)/a betragen. Gegenüber dem Jahr 2024 ergibt sich damit ein wesentlich höheres Entgelt für die Buchung von festen frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten. Im Jahr 2024 beträgt das Jahresentgelt 5,10 EUR/(kWh/h)/a.

Die zum 15. Oktober 2024 vorläufig gemeldeten Verteilernetzentgelte für das Jahr 2025 verzeichnen über alle Kundengruppen hinweg einen starken Anstieg. Grundlage ist eine Stichprobe von Netzbetreibern in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Belastbare Aussagen über die genaue Höhe des Anstieges können zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses nicht getroffen werden. Die durchschnittlichen Entgeltsteigerungen sind primär durch die neuen Abschreibungsmöglichkeiten durch KANU 2.0, die im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen, erwarteten Absatzmengen sowie die gestiegenen Kosten der vorgelagerten Netze verursacht.

13. Regel- und Ausgleichsenergie

Die Beschaffungspreise für externe Regelenergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen.

Am 01. Oktober 2022 ist das sog. Gas-Auktionsmodell gestartet. Unternehmen können Gasmengen über den Bilanzkreisverantwortlichen anbieten. Die für das deutsche Gasmarktgebiet verantwortliche THE kann jetzt bei Engpässen eingegangene Angebote zur Gasverbrauchsreduzierung annehmen. Das führt im Bedarfsfall zu einer Stabilisierung der Netze.

Zur Deckung des zu erwartenden Fehlbetrages aus dem Einsatz von Regel- und Ausgleichsenergie wird gemäß GaBi Gas 2.0 u.a. eine RLM- und SLP-Bilanzierungsumlage erhoben. Diese ist von Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen, die RLM- und SLP-Entnahmestellen beliefern. Seit dem 1. Oktober 2023 betragen beide Umlagen weiterhin 0 Euro/MWh.

14. Großhandel Gas

In Folge des – andauernden - russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hatte sich die Situation auch auf den Erdgasmärkten deutlich verschärft. Hierzu gehörte in erster Linie die schrittweise Einstellung der direkten Belieferung mit russischem Erdgas, die nur zeitverzögert durch anderweitige Erdgasimporte – und seit Ende 2022 auch durch verstärkte Lieferungen von LNG – kompensiert werden konnte. Wenngleich eine leichte Normalisierung gegen Ende der zweiten Jahreshälfte 2022 festzustellen ist, sind die Preise auf den Gasgroßhandelsmärkten im Jahr 2022 insgesamt deutlich angestiegen und waren sehr volatil. Diese Entwicklung hat sich im Jahr 2023, wenn auch in geringerem Maße, fortgesetzt.

Großhandelsvolumen

An den europäischen Gashandelsbörsen – hier am Beispiel der European Energy Exchange AG und ihrer Tochtergesellschaften (zusammen: EEX)²⁹ – befindet sich das Handelsvolumen auch im Jahr 2023 weiterhin auf einem hohen Niveau. Das gesamte Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen, welches in dem gesamten deutschen Marktgebiet der Trading Hub Europe (THE) realisiert wurde, belief sich im Jahr 2023 auf rund 1.703 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 1.754 TWh einem geringen Rückgang von rund 3,0 Prozent entspricht. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2023 um 23,5 Prozent auf rund 846 TWh (2022: rund 1.106 TWh) gesunken. Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag im Jahr 2023– wie

²⁹ Neben der führenden EEX existieren noch weitere Gasbörsen wie die CME-Group und ICE, die in den nächsten Jahren in das Energiemonitoring einbezogen werden sollen.

auch in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten. Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von 649 TWh im Jahr 2022 auf rund 856 TWh im Jahr 2023 gestiegen, was einer Zunahme von 32,0 Prozent entspricht.

Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte „European Gas Spot Index“ (EGSI) betrug 2023 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet THE 40,88 Euro/MWh. Im Vorjahr betrug der Tagesreferenzpreis 124,98 Euro/MWh, was einer Preissenkung im Jahr 2023 im Vergleich um rund 67,3 Prozent entspricht. Über das Jahr 2023 schwankte der EGSI im Monatsdurchschnitt zwischen 29,78 Euro/MWh (im Juli 2023) und 63,46 Euro/MWh (im Januar 2023). Der sich im dritten und vierten Quartal 2022 abzeichnende Rückgang des EGSI führt sich auch im Jahr 2023 weiter fort.

Der „European Gas Index Deutschland“ (EGIX) basiert auf börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten (THE) abgeschlossen werden. Im Jahr 2023 betrug der EGIX Deutschland zwischen 30,01 Euro/MWh (August) und 113,76 Euro/MWh (Januar). Der (ungewichtete) Durchschnitt aus den zwölf Monatswerten betrug 48,42 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (132,94 Euro/MWh) einer Senkung um rund 63,6 Prozent entspricht.

Außerbörslicher Großhandel

Die von den zehn an der diesjährigen Datenerhebung teilnehmenden Brokerplattformen vermittelten Erdgas-handelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein nicht gecleartes Gesamtvolumen von 2.157 TWh (im Vorjahr 2.010 TWh). Davon entfielen 759 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2023 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche. Das Gesamtvolumen bei den Brokern ist um rund 7,3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr gestiegen.

Kurzfristige Transaktionen auf dem Spotmarkt mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machten im Jahr 2023 nur rund 10,3 Prozent (Vorjahr: 8,6 Prozent) des von den Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 89,7 Prozent (Vorjahr: 91,4 Prozent) den Terminmarkt betreffen. Dabei stellten die Geschäfte für das laufende und folgende Jahr wiederum den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgas-handel dar.

Handel an Virtuellen Handelspunkten

Die an dem Virtuellen Handelspunkt (VHP) der THE nominierten Gasmengen sind von insgesamt 3.639 TWh im Vorjahr auf 3.098 TWh im Jahr 2023 gesunken. Rund 92,1 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen 7,9 Prozent auf L-Gas.

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Juni bis September 2023 lag das Nominierungsvolumen am VHP monatlich bei maximal 181,1 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 173,9 TWh im September 2023, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2023 mit 307,1 TWh erreicht.

Die Anzahl der aktiven³⁰ Handelsteilnehmer betrug im gesamtdeutschen Marktgebiet im Jahr 2023 für H-Gas im Mittel pro Monat 439 (Vorjahr: 415) und für L-Gas 187 (Vorjahr: 192) und ist damit im Vergleich zum Vorjahreszeitraum für H-Gas leicht gestiegen und für L-Gas leicht gesunken.

15. Einzelhandel Gas

Lieferantenvielfalt

Insgesamt meldeten im Jahr 2023 13 Strom- und Gaslieferanten der Bundesnetzagentur die Beendigung der Belieferung von Haushaltskunden. Im Jahr 2024 beendeten, Stand Redaktionsschluss 4. November 2024, zwei Strom- und Gaslieferanten ihre Tätigkeit als Lieferant. Zum Ende des Jahres 2024 werden fünf weitere Strom- und Gaslieferanten ihre Tätigkeit als Lieferant einstellen. Der Anteil der Gasverteilernetze, in denen mehr als 100 Gaslieferanten tätig sind, lag in 2023 unverändert bei rund 63 Prozent. Im bundesweiten Durchschnitt standen dem Haushaltskunden 109 Gaslieferanten zur Auswahl (2022: 111 Gaslieferanten). Die Anzahl der bundesweit³¹ tätigen Gaslieferanten lag in 2023 bei 140.

Beschaffungsstrategien der Gaslieferanten

Trotz der markanten Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten lassen sich zwischen den Jahren 2021 und 2023 keine gravierenden Unterschiede in Hinblick auf die Beschaffungsstrategien erkennen. So haben rund die Hälfte der meldenden Gaslieferanten eine gemischte Beschaffungsstrategie aus kurz- und langfristiger Beschaffung verfolgt. Rund 45 Prozent der Gaslieferanten beschafften ausschließlich langfristig. Gut fünf Prozent der Gaslieferanten beschafften die notwendigen Gasmengen ausschließlich kurzfristig.

Vertragsstruktur Nicht-Haushaltskunden

Im Jahr 2023 wurden Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) an 47.381 Marktlokationen mit gut 361,1 TWh Gas beliefert³². Hierbei handelt es sich durchweg um Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden, Gaskraftwerke). Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung³³ (96,4 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (264,3 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der

³⁰ Ein VHP Handelsteilnehmer gilt als aktiv, wenn er im jeweiligen Monat mindestens eine Normierung vorgenommen hat.

³¹ Eine bundesweite Tätigkeit liegt vor, wenn der Gaslieferant in allen 16 deutschen Bundesländern Letztverbraucher mit Gas beliefert. Die für 2023 ermittelte Zahl ist aufgrund einer veränderten Berechnungsmethodik nicht mit den Zahlen aus früheren Berichten vergleichbar.

³² Zum Berichtsjahr 2023 haben 971 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Auspeisemengen bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM), also nahezu ausschließlich Nicht-Haushaltskunden, getätigt (2022: 904). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

³³ Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von einer „Grundversorgung“ von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die „Ersatzversorgung“.

Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,3 TWh Gas geliefert, dies entspricht weniger als 0,1 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen damit ca. 26,7 Prozent (Vorjahr 23,3 Prozent) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 73,2 Prozent (Vorjahr 76,6 Prozent) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung bei der Belieferung von RLM-Kunden im Gasbereich lediglich eine marginale Rolle spielt und auch der jeweilige örtliche Grundversorger bei der Belieferung von Kunden im Rahmen von Sonderverträgen nur von nachgeordneter Bedeutung ist.

Vertragsstruktur der Haushaltskunden

Der Gasverbrauch der Haushaltskunden lag im Jahr 2023 bei 234,5 TWh. Die zwischenzeitlich hohen Gaspreise für Haushaltskunden führten insbesondere in 2022 zu Veränderungen in der bestehenden Vertragsstruktur der Haushaltskunden. In 2023 stieg der Anteil der Grundversorgungsverträge auf 19 Prozent leicht an. Die mengenbezogene Belieferungsquote bei den Verträgen mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung blieb mit 47 Prozent auf dem Vorjahresniveau. Der Anteil der Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, sank leicht auf 34 Prozent.

Von dem Gasverbrauch der privaten Haushalte in Höhe von 234,5 TWh, entfielen 44,5 TWh auf Verträge in der Grundversorgung, 110,1 TWh auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 79,9 TWh auf Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

Die Zahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel von Nicht-Haushaltskunden ist in 2023 im Vergleich zum Jahr 2022 von etwa 17.800 auf rund 16.900 gesunken (-4,9 Prozent). Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge für Nicht-Haushaltskunden sank auf 40,9 TWh (Vorjahr 52,5 TWh, -22,1 Prozent).

Unter den Abnehmern von mindestens 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Hier sank die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2023 auf 9,3 Prozent (Vorjahr 10,4 Prozent).

Lieferantenwechsel Haushaltskunden

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden stieg im Jahr 2023 auf 1,8 Mio. Dies entspricht einem neuen Höchststand, nachdem im Vorjahr die Zahl bei nur 1,15 Mio. Haushaltskunden lag. Die Lieferantenwechselquote lag dabei bei 14 Prozent. Die von den Lieferantenwechseln betroffene Gasmenge lag in 2023 bei 36,1 TWh. Gaskunden konnten bei einem Wechsel aus der Grundversorgung rund 470 Euro im Jahr sparen. Die durchschnittliche Einsparung lag bei 210 Euro pro Jahr.

Vertragswechsel der Haushaltskunden

Im Jahr 2023 haben sich rund eine Mio. Gaskunden für einen Vertragswechsel³⁴ bei ihrem bisherigen Gaslieferanten entschieden (2022: 760.000). In diesem Zusammenhang lag die mengenbezogene Vertragswechselquote bei rund acht Prozent.

Gassperrungen

Die Anzahl der von den Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2023 bei 28.059 und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 22 Prozent gestiegen (2022: 22.987). Ein Hauptgrund für die Entwicklung sind neben den gestiegenen Gaspreisen die teilweise aufgeschobenen Sperrungen. Diese konnten aufgrund des während der Corona-Pandemie zeitweise geltenden Leistungsverweigerungsrechts nicht durchgeführt werden und wurden im Jahr 2023 nachgeholt. In der überwiegenden Mehrheit der Fälle erfolgte die Sperrung aufgrund eines Zahlungsverzugs. Die meisten Sperrungen wurden im zweiten und dritten Quartal des Kalenderjahres, also außerhalb der Heizperiode durchgeführt. Rund die Hälfte der Gaslieferanten gaben an, freiwillig auf Sperrungen ihrer Kunden zu verzichten. Häufig werden hierzu individuelle Zahlungsvereinbarungen mit den Kunden getroffen, um eine kundenfreundliche Lösung herbeizuführen. Nahezu verdoppelt hat sich in 2023 die Anzahl der Haushaltskunden, die eine Abwendungsvereinbarung inklusive einer Ratenzahlung bei bestehenden Zahlungsschwierigkeiten in Anspruch genommen haben. Diese lag bei rund 65.000 Haushaltskunden (2022: 36.000).

Nach Angaben der Netzbetreiber lag die durchschnittliche Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 28 Tagen. Über 3.700 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Bei den Gründen für diese längeren Sperrungen kann es sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit handeln, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden können.

Auch die Zahl der Sperrbeauftragungen durch den Gaslieferanten beim Netzbetreiber ist 2023 um rund fünf Prozent auf 178.000 gestiegen (2022: 169.000). Um rund 15 Prozent gesunken ist in 2023 hingegen die Anzahl der Sperrandrohungen, die von den Gaslieferanten ausgesprochen werden. Die absolute Zahl der Sperrandrohungen lag in 2023 bei 927.000 (2022: 1,1 Mio.). Da zwischen der Sperrandrohung und der Sperrung teilweise ein zeitlicher Abstand liegt, ist davon auszugehen, dass im Jahr 2023 angedrohte Sperrungen teilweise erst im Folgejahr erfolgen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Jahr 2023 geänderte gesetzliche Regelungen bestanden, unter welchen Voraussetzungen eine Sperrung durchgeführt werden durfte. Diese könnten sich auf die Anzahl der Sperrungen sowie der Androhungen und Beauftragungen im Vergleich zum Vorjahr ausgewirkt haben.

Nach Angaben der Gaslieferanten liegt der Zeitraum zwischen erster erfolgloser Zahlungsaufforderung und erster Mahnung bei durchschnittlich 14 Tagen. Der Zeitraum zwischen der ersten Mahnung und der Sperrbeauftragung liegt im Durchschnitt bei 30 Tagen, kann aber in Einzelfällen auch deutlich länger ausfallen.

Eine Sperrung ist immer mit zusätzlichen Kosten verbunden. Während einige Gaslieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weiterge-

³⁴ Wechsel des Gastarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Gasversorger von dem er zuvor beliefert wurde.

ben, stellt ein Teil der Gaslieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche, eigene Kosten in Rechnung. Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 60 Euro (exkl. USt.). Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten rund 70 Euro (exkl. USt.). Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich drei Euro zusätzliche Mahnkosten, wobei meistens zwei Mahnstufen vorgesehen sind.

Kündigungen

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Gaslieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2023 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 64.259 Gaskunden (2022: 55.233) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung ausgesprochen. Dabei entfielen rund 95 Prozent der Kündigungen auf Vertragsverhältnisse außerhalb der Grundversorgung. Häufige Gründe für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe und das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderungen.

Vorkassensysteme

Eng mit dem Thema Sperrungen und Kündigungen ist auch das Thema der Vorkassensysteme nach § 14 Gas-GVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler verbunden. Der Grundversorger ist berechtigt, für den Gasverbrauch eines Abrechnungszeitraums Vorauszahlung zu verlangen, wenn nach den Umständen des Einzelfalles Grund zu der Annahme besteht, dass der Kunde seinen Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht rechtzeitig nachkommt. Nach Angaben von 38 Gaslieferanten wurden im Jahr 2023 in der Grundversorgung insgesamt rund 850 Haushaltskunden (2022: rund 900) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt.

Es wurden 105 Vorkassensysteme in 2023 neu eingebaut und 229 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die ermittelten Zahlen bewegen sich also weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 27 Euro bzw. 15 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 130 Euro. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassenzähler abgerechnete Gas lag bei 13 ct/kWh.

Gaspreise „Industriekunden“ – Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) belief sich zum Stichtag 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) auf 6,22 ct/kWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken (1. April 2023: 7,75 ct/kWh). Der Preisrückgang könnte u.a. darauf zurückzuführen sein, dass der fortdauernde Ukrainekrieg inzwischen nicht mehr die erheblichen Auswirkungen auf die Energiemärkte zeigt wie noch im Jahr zuvor. Weitere mögliche Gründe für den Preisrückgang sind eine nachlassende Nachfrage aufgrund wirtschaftlicher Abschwächungen, die Umstellung von Gas auf alternative Ressourcen in den Produktionsprozessen sowie Effizienzsteigerungen.

Der Gesamtpreis besteht im Mittel zu 9,6 Prozent aus den von den Lieferanten nicht beeinflussbaren Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Eine weitere von den Lieferanten nicht beeinflussbare Komponente stellt die Gassteuer in Höhe von 0,55 € und die CO₂-Abgabe³⁵ in Höhe von 0,8163 € dar. Am durchschnittlichen Gesamtpreis (ohne USt.) haben Gassteuer und CO₂-Abgabe zusammen einen Anteil von mittlerweile rund 21,9 Prozent (Vorjahr: 14,1 Prozent).

Rund 67,3 Prozent des Gesamtpreises (2023: 80,7 Prozent) entfallen auf vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge). Die aktuelle RLM-Bilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 1.10.2023 - 30.09.2024 bei 0 EUR/MWh. Zum 01.01.2024 stieg die Gasspeicherumlage von 0,145 ct/kWh auf 0,186 ct/kWh.

Gaspreise „Gewerbekunden“ – Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Beim Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) entfielen im Durchschnitt rund 30,3 Prozent (2023: 22,2 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (u.a. Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgaben und die CO₂-Abgabe). Rund 69,7 Prozent (2023: 77,8 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 10,39 ct/kWh ist gegenüber dem Vorjahreswert (12,11 ct/kWh) um rund 14,2 Prozent gesunken.

Der durchschnittliche Nettobetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr von 2,70 ct/kWh auf 3,00 ct/kWh gestiegen, hauptsächlich bedingt durch gestiegene Netzentgelte und eine höhere CO₂-Abgabe.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist von 9,42 ct/kWh zum 1. April 2023 auf 7,24 ct/kWh zum 1. April 2024, also um rund 21,6 Prozent, gesunken. Der Restbetrag liegt damit immer noch über dem Wert von 2022. Wie bereits zu Industriekunden erwähnt scheinen die Auswirkungen des Ukrainekriegs auf den Gaspreis im Vergleich zum Vorjahr aber nachgelassen zu haben. Des Weiteren wirken sich ein Nachfragerückgang durch konjunkturelle Eintrübung, Umstellung der Produktionsprozesse von Gas auf andere Ressourcen sowie Effizienzsteigerungen auf den Gaspreis für Gewerbekunden aus.

Die aktuelle SLP-Bilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 1.10.2023 - 30.09.2024 bei 0 EUR/MWh. Zum 01.01.2024 stieg die Gasspeicherumlage von 0,145 ct/kWh auf 0,186 ct/kWh.

Gaspreise Haushaltskunden

Der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien lag zum Stichtag 1. April 2024 bei 12,50 ct/kWh und sank damit im Jahresvergleich um gut 15 Prozent (2023: 14,80 ct/kWh) - obwohl die Absenkung der Umsatzsteuer auf sieben Prozent zum Jahresende 2023 ausgelaufen war. Bei dem gemittelten Preis über alle Vertragskategorien hat sich der mit einem Anteil von rund 57 Prozent größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ von 10,77 ct/kWh auf 7,12 ct/kWh reduziert. Der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile wie Umsatzsteuer, Erdgassteuer, CO₂-Abgabe und

³⁵ Die CO₂-Abgabe wurde erstmals im Jahr 2021 eingeführt.

Konzessionsabgabe liegt nach dem Ende der temporären Senkung der Umsatzsteuer bei 27,6 Prozent (2023: 14,4 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte³⁶ lag in 2024 bei 15,5 Prozent (2023: 12,8 Prozent). Dabei stiegen die durchschnittlichen Netzentgelte im Jahresvergleich von 1,89 ct/kWh auf 1,93 ct/kWh um rund zwei Prozent.

Zum Stichtag 1. April 2024 lag der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis in der Grundversorgung bei 14,01 ct/kWh, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um rund 14 Prozent entspricht (2023: 16,25 ct/kWh). Zum Stichtag 1. April 2024 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung bei 12,73 ct/kWh (2023: 14,52 ct/kWh) und damit rund 12 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag zum Stichtag 1. April 2024 bei 11,33 ct/kWh, was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut 21 Prozent entspricht (2023: 14,44 ct/kWh).

Gemäß der zum Stichtag 1. April 2024 erhobenen Preisdaten liegt der durchschnittliche Gaspreis in der Ersatzversorgung bei 15,62 ct/kWh (2023: 18,42 ct/kWh) und damit rund 15 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Anteil der Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen lag im Zeitraum 1. April 2023 bis zum 31. März 2024 bei rund 25 Prozent.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten aus dem Monitoring ermöglichen es, einen Blick auf die monatliche Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden über einen längeren Zeitraum zu werfen. Hierbei wird zwischen Neukundenpreisen und Bestandskundenpreisen unterschieden. Anhand eines Modells, welches die aktuellen Börsengaspreise, Umlagen, Steuern, Netzentgelte, weitere Abgaben sowie Vertriebskosten und Marge berücksichtigt, wird ein Indikator errechnet. Eine detaillierte, monatscharfe Ansicht des Gaspreisindex (Indikators) ist auf der Transparenzplattform SMARD.de (<https://www.smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt>) unter dem Reiter Einzelhandel zu finden. Dort werden für Haushaltskunden Gas die Indikatoren seit Januar 2021 dargestellt. An dieser Stelle werden die Indikatoren auch inflationsbereinigt dargestellt und machen so eine Betrachtung der realen Auswirkungen der sich laufend ändernden Gaspreise auf die finanzielle Belastung von Haushalten möglich.

Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher die nationale Kontaktstelle, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten. Aktuelle Zahlen und Informationen finden Sie zusammengefasst im Unterkapitel „Einzelhandel“ im Kapitel „Entwicklungen auf den Strommärkten“ (vgl. Kapitel IA15).

³⁶ Inklusive vorgelagerter Netzkosten, des Entgelts für Messung sowie des Entgelts für Messstellenbetrieb.

16. Mess- und Zählwesen Gas³⁷

Insgesamt meldeten die Unternehmen für den Bereich Gas 14,29 Mio. Messlokationen. In Nordrhein-Westfalen sind mit über 3,64 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut, gefolgt von Niedersachsen (2,14 Mio) und Baden-Württemberg (1,33 Mio.)

Investitionen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Bereich des Mess- und Zählwesens sind im Jahr 2023 um etwa 55 Mio. Euro auf insgesamt ca. 173 Mio. Euro gesunken. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 77 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die Prognosewerte für das Jahr 2024 liegen mit insgesamt 330 Mio. Euro deutlich über dem Niveau der Vorjahre. Von dem oben genannten gesamten Investitionsvolumen von ca. 173 Mio. Euro im Jahr 2023 entfielen etwa 36 Mio. Euro auf Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung, 63 Mio. auf Investitionen in Erhalt, Erneuerung und rund 73 Mio. auf Aufwendungen.

³⁷ Die Angaben basieren auf den Rückmeldungen von 666 Unternehmen.

II Strom

A Situation auf den Strommärkten

1. Netzübersicht

Die Netzbilanz eines Stromnetzes bietet eine umfassende Übersicht über Stromflüsse und Verwendungen des erzeugten Stroms. Sie setzt sich zusammen aus der Menge, die in das Netz eingespeist wird, der sogenannten Aufkommenseite, sowie jener, die aus dem Netz entnommen wird, der Verwendungsseite.

Die Aufkommenseite der Netzbilanz erfasst die gesamten Nettostromerzeugung sowie die grenzüberschreitenden Lastflüsse aus dem Ausland.

Die Verwendungsseite hingegen beleuchtet, wie der erzeugte Strom verbraucht wird. Ein bedeutender Teil des Stroms wird von Endverbrauchern aus den Netzen der allgemeinen Versorgung entnommen. Des Weiteren entziehen Pump- und Batteriespeicher Strom aus dem Netz. Bspw. wird in Pumpspeicherkraftwerken zu Zeiten niedriger Preise Wasser in den Stausee als Speicher gepumpt, um bei Spitzenlast diesen Strom wieder ins Netz abzugeben. Dabei liegt der Strombezug oberhalb der später wieder erzeugten Menge. Daneben umfasst die Verwendungsseite auch Eigenverbräuche. Darunter wird z.B. selbsterzeugter Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, verstanden. Ebenso werden die physikalischen Lastflüsse in das Ausland abgebildet.

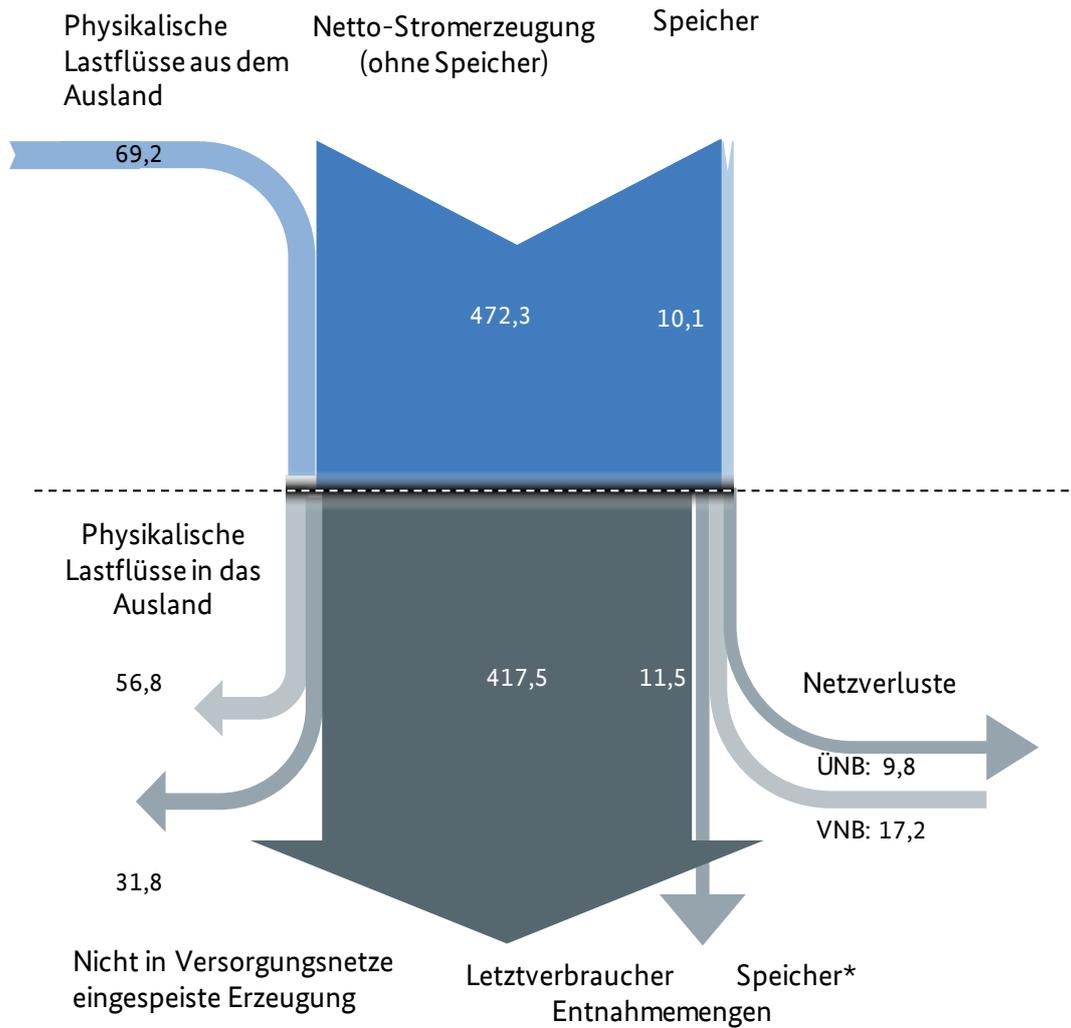
Neben diesen Hauptaspekten berücksichtigt die Netzbilanz auch Netzverluste auf der Übertragungsnetz- und Verteilernetzebene. Netzverluste in Stromnetzen treten aufgrund des elektrischen Widerstands von Leitungen und Bauelementen auf und führen dazu, dass ein Teil der eingespeisten Energie in Form von Wärme verloren geht, und daher nicht bis zu den Endkunden gelangt.

Differenzen zwischen der Aufkommens- und Verwendungsseite sind auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückzuführen.

Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung³⁸ aus Erneuerbaren Energien und nicht erneuerbaren Energien sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland. Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei auch den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Nettostromerzeugung.

³⁸ Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW pro Standort erfasst werden.

Strom: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2023 in TWh



*Die Menge versteht sich hier u.a. als Entnahme der Pump- und Batteriespeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der u.a zum Pumpvorgang benötigt wurde.

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2023

Strom: Netzbilanz 2023

	ÜNB	VNB	Summe 2023	Summe 2022
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2023			265,4	244,8
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			96,2	98,6
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			169,2	146,2
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			482,4	531,6
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			216,4	294,6
davon Pumpspeicher			10,1	9,9
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			265,9	236,9
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			31,8	35,7
Netzverluste (in TWh)	9,8	17,2	27,0	27,7
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)				
davon ins Ausland			56,8	75,2
davon aus dem Ausland			69,2	50,1
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	31,2	397,8	429,0	444,2
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	19,7	282,6	302,3	311,0
davon Haushaltskunden		115,2	115,2	120,8
davon Pumpspeicher	11,5		11,5	12,4

[1] Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

[2] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 1: Netzbilanz 2023

Strom: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	0,0	112,7	112,7	27%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	111,3	111,4	27%
> 2 GWh/Jahr	19,6	173,8	193,4	46%
Gesamt 2023	19,7	397,8	417,5	100%
Gesamt 2022	22,5	409,3	431,8	

Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Strom: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
RLM-Kunden	19,7	251,5	271,2	65%
SLP-Kunden		146,3	146,3	35%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		115,2	115,2	
Gesamt 2023	19,7	397,8	417,5	100%
Gesamt 2022	22,5	409,3	431,8	

Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil

2. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein Merkmal um eine mögliche Marktmacht zu identifizieren. Dies ist insbesondere auf dem wirtschaftlich herausragend bedeutenden Markt für Stromerzeugung und –erstabsatz sowie auf den größten Stromendkundenmärkten relevant. Dieser Grad der Marktkonzentration wird wiederum durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt.³⁹ Marktanteile bilden insofern einen geeigneten Ausgangspunkt der Analyse, als sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.⁴⁰

Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Stromerstabsatzmarkt) ab. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzählungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.

Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist bei der Stromproduktion zum Eigenverbrauch und der Einspeisung in das Bahnstromnetz, der Regelenergie, Reservekapazitäten und Redispatch nicht erfüllt. Aufgrund von europarechtlichen Vorgaben und im Zuge der fortschreitenden Energiewende sind neue, nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen nach §§ 12h und 13k EnWG hinzugekommen; diese dienen der Schwarzstartfähigkeit, der Momentanreserve und der Blindleistungskompensation sowie der Vermeidung des Redispatch von EEG-Anlagen durch Stromnutzung vor Ort. Sie sind ebenfalls nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen.

Angebotsseitig werden ferner für die Zwecke dieses Berichtes solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zugerechnet, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Diese Voraussetzung ist aufgrund der Ausgestaltung des entsprechenden Förderregimes für die nach dem EEG geförderte Stromerzeugung tendenziell erfüllt. Aufgrund von Änderungen bei der EEG-Förderung neuer Anlagen und den ausgeprägten Preissteigerungen der Stromgroßhandelspreise führte das aktuelle Förderregime jedoch dazu, dass eine nicht unerhebliche Anzahl nach dem EEG geförderter Erzeugungsanlagen, anders als in der Vergangenheit, unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt war. Bereits im letzten Marktmachtbericht hat das Bundeskartellamt daher zunächst auf eine Einbeziehung der nach dem EEG geförderten Strommengen in den Erstabsatzmarkt verzichtet, eine Einbeziehung dieser Strommengen in den Erstabsatzmarkt aber im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf den Marktmachtbefund betrachtet.⁴¹

³⁹ Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sogenannte „concentration ratios“, CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

⁴⁰ Vgl. Bundeskartellamt, 29. September 2019, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

⁴¹ Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2022 (Marktmachtbericht), Bericht vom August 2023, S. 16 ff.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt unverändert einen einheitlichen Markt für Deutschland und Luxemburg entsprechend der gemeinsamen Gebotszone ab.⁴² Für die Zwecke des Monitoring werden die Importe von bzw. die marktlich-wettbewerbliche Deckung des inländischen Strombedarfs durch Lieferungen aus dem Ausland nicht berücksichtigt und daher rein auf die inländische Stromerzeugung (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) abgestellt. Im vorliegenden Monitoringbericht wurden die größten Erzeuger von konventionellem Strom (RWE, LEAG, EnBW, E.ON, Uniper und Vattenfall) nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten betreffend nicht nach dem EEG geförderten Strom abgefragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden Werten für einen rein inländischen Stromerzeugungsmarkt ohne Berücksichtigung von Importen gesetzt.

Für den Stromerstabsatzmarkt – Mengen und Kapazitäten – werden die Marktanteile nach der wettbewerbsrechtlichen Verbundmethode bestimmt. Dabei geht es darum, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen den Unternehmen besteht, die Unternehmen also als „verbunden“ im Sinne des § 36 Abs. 2 GWB anzusehen und somit die erzeugten Mengen bzw. Erzeugungskapazitäten einander zuzurechnen sind.⁴³ Ebenfalls berücksichtigt sind Bezugsrechte von Anbietern für Strommengen aus Erzeugungsanlagen Dritter.

⁴² Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2022 (Marktmachtbericht), Bericht vom August 2023, S. 16 ff.

⁴³ Eine ausführliche Darstellung findet sich im Glossar.

Strom: konventionelle inländische Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger ohne Importe

Deutschland 2022			Deutschland 2023		
Unternehmen	TWh	Anteil	Unternehmen	TWh	Anteil
RWE	70,8	26,4%	RWE	40,0	22,5%
LEAG	48,0	17,9%	LEAG	38,7	21,7%
EnBW	31,1	11,6%	EnBW	13,6	7,6%
E.ON	10,0	3,7%	Vattenfall	9,4	5,3%
Uniper	10,1	3,8%	Uniper	7,4	4,2%
CR 5	170,0	63,5%	CR 5	109,1	61,3%
Andere Unternehmen	97,7	36,5%	Andere Unternehmen	68,9	38,7%
Nettostrom- erzeugung gesamt	267,7	100%	Nettostrom- erzeugung gesamt	178,0	100%

Tabelle 4: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger für die Zwecke des Monitoring ⁴⁴

⁴⁴ Bei den 178,0 TWh für die Nettostromerzeugung handelt es sich um die rein inländische konventionelle Stromerzeugung ohne Berücksichtigung von Importen.

Strom: Anteil der absatzstärksten Unternehmen für die rein inländische Stromerzeugung ohne Importe

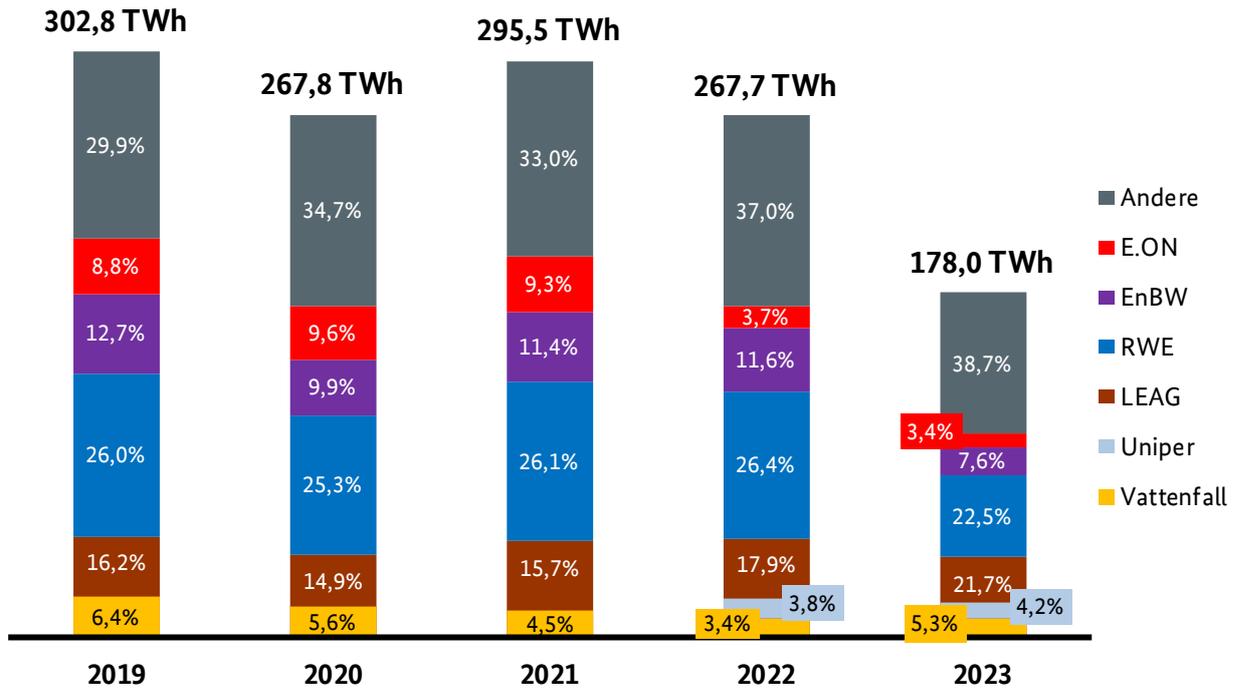


Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen für die rein inländische Stromerzeugung ohne Importe

Strom: konventionelle Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2022			Deutschland 31. Dezember 2023		
Unternehmen	GW	Anteil	Unternehmen	GW	Anteil
RWE	15,9	18,6%	RWE	15,0	18,8%
EnBW	9,6	11,2%	EnBW	7,7	9,7%
LEAG	8,0	9,3%	LEAG	8,0	10,0%
Vattenfall	4,9	5,7%	Vattenfall	4,9	6,2%
Uniper	6,1	7,2%	Uniper	6,2	7,8%
CR 5	44,6	52,1%	CR 5	41,8	52,6%
Andere Unternehmen	41,0	47,9%	Andere Unternehmen	37,9	47,4%
Kapazitäten insgesamt	85,6	100%	Kapazitäten insgesamt	79,7	100%

Tabelle 5: konventionelle Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Die insgesamt zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten zum Stichtag 31. Dezember 2023 in Höhe von rund 79,7 GW haben sich im Jahrestichtagvergleich zu 2022 um 5,9 GW verringert – vor allem aufgrund der Abschaltungen einiger Erzeugungskapazitäten. So sind im Jahr 2023 folgende Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt ausgeschieden:

- Kernkraftwerke zum 15. April 2023
- Stilllegung von Ölkraftwerken Irsching 3 und Marbach

Verweis auf Marktmachtbericht

Eine eingehendere Marktmachtanalyse müsste insbesondere eine sogenannte Pivotalanalyse umfassen, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von entscheidender Bedeutung ist.⁴⁵ Eine solche Analyse würde wegen ihres Umfangs jedoch den Rahmen des

⁴⁵ Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2022, Bericht vom August 2023, S.7 ff.

Monitoringberichtes übersteigen. Eine aktuelle Analyse 3 wird sich im fünften Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung widerspiegeln. Im Rahmen dieser Analyse wird der sogenannte „Residual-Supply-Index“ (RSI) ermittelt, der angibt, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens pivotal, also unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Strommenge übereinstimmen müssen und Speichermöglichkeiten nur sehr begrenzt verfügbar sind. Der RSI ist daher ein an die besonderen Eigenschaften des Produktes Strom angepasster Marktmachtindikator.

Die für die Marktmachtverhältnisse bedeutsamen Marktbedingungen im Bereich der Erzeugung und des Erstabsatzes von Strom waren im Berichtszeitraum durch eine schwache Stromnachfrage gekennzeichnet. Auf der Angebotsseite haben Kraftwerkswiederinbetriebnahmen im Zuge des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) über weite Teile des Berichtszeitraums zu einer Ausweitung inländischer Erzeugungskapazitäten geführt. Ferner hat nach Abschluss des Atomausstiegs die Bedeutung von Nettoimporten weiter zugenommen. Die Anzahl von Marktsituationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland marktlich nur durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, gedeckt werden konnte, ist erneut gestiegen.

Für die Bemessung der Marktmacht betrachtet das Bundeskartellamt das Ausmaß, in dem ein konkreter Anbieter für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar gewesen ist. Denn in solchen Situationen genießt er wettbewerblich unkontrollierte Preissetzungsspielräume. Im beschriebenen Marktumfeld ist der mit Abstand führende Stromanbieter RWE zwar im Vergleich zum vergangenen Berichtszeitraum in weniger Zeiträumen für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar gewesen. Das Ausmaß der Unverzichtbarkeit liegt damit nicht mehr deutlich über, aber nach wie vor nahe an dem Schwellenwert, ab dem eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird.

Unter diesen Umständen ist im Rahmen einer Gesamtbetrachtung neben dem konkreten Ausmaß der Unverzichtbarkeit dessen Vorhersehbarkeit für das Bestehen struktureller Marktmacht von zentraler Bedeutung. Die vom Bundeskartellamt durchgeführten Analysen zeigen, dass die Zeiträume, in denen ohne RWE die Stromnachfrage nicht gedeckt werden konnte, von diesem Unternehmen systematisch vorhersehbar sind. Gegenwärtig sind ferner keine Entwicklungen absehbar, die eine Entspannung der Marktmachtsituation auf dem Stromerstabsatzmarkt in der Zukunft erwarten lassen. Vielmehr sprechen insbesondere die gegen Ende und nach dem Berichtszeitraum vollzogenen sowie die weiteren geplanten Kraftwerksstilllegungen dafür, dass sich die Marktmachtverhältnisse tendenziell wieder verschärfen werden; ein Wiederaufleben der Konjunktur würde ebenfalls marktmachtverstärkend wirken. Vor diesem Hintergrund wird das Bundeskartellamt auch den nächsten Marktmachtbericht vor der gesetzlichen vorgesehenen Regelfrist von zwei Jahren vorlegen.

Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet in ständiger Praxis auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden, i. d. R. industrielle oder gewerbliche Großverbraucher), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden mit i. d. R. relativ deutlich geringeren Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbetunden). Für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom grenzt das Bundeskartellamt einen einheitlichen

bundesweiten Markt ab. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt derzeit drei sachliche und räumliche Märkte:⁴⁶

- (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen⁴⁷ (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung, zudem werden hier die Mengen der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen berücksichtigt).

Strom: Abgabe der Stromlieferanten nach Marktabgrenzung des BKartA

	2023 in TWh	2022 in TWh
RLM	220,7	240,3
SLP	150,6	157,2
davon Heizstrom	12,2	13,1
davon SLP-Grundversorgung	30,5	31,5
davon SLP-Sonderverträge*	107,9	112,5

*hier inkl. der Abgabemenge der Grundversorger aufgrund von Sonderverträgen

Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung der Stromendkundenmärkte des BKartA

Im Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Aus den Angaben der einzelnen Unternehmen wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Anbieter in jedem Marktsegment entfielen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“. Demnach sind, wenn ein Anbieter Anteile von mindestens 50 Prozent an einem anderen Anbieter besitzt, deren jeweilige Mengen einander zusammenzurechnen⁴⁸. Die Dominanzmethode liefert für die Zwecke des Energiemonitorings aussagekräftige Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist weiterhin zu berücksichtigen, dass bei der Monitoring-Erhe-

⁴⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff. sowie B8-134/21 RheinEnergie/Westenergie Rz. 334 ff.

⁴⁷ Da das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Begriff „Sondervertragskunden“ in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge im vorliegenden Monitoringbericht nur an jenen Stellen als „Sonderverträge“ bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktabgrenzung geht. Hingegen findet sich der Begriff „Sondervertrag“ in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom).

⁴⁸ Eine ausführliche Darstellung des Begriffs Dominanzmethode findet sich im Glossar.

bung im Bereich der Stromlieferanten zwar eine sehr hohe, aber wohl keine vollständige Marktabdeckung erreicht wurde, und dass einige Lieferanten keine Angaben zu Mengen machen konnten, so dass das jeweilige Marktvolumen nicht ganz vollständig erfasst wurde. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher möglicherweise nur annähernd den tatsächlichen Marktanteilen.

Strom: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2023

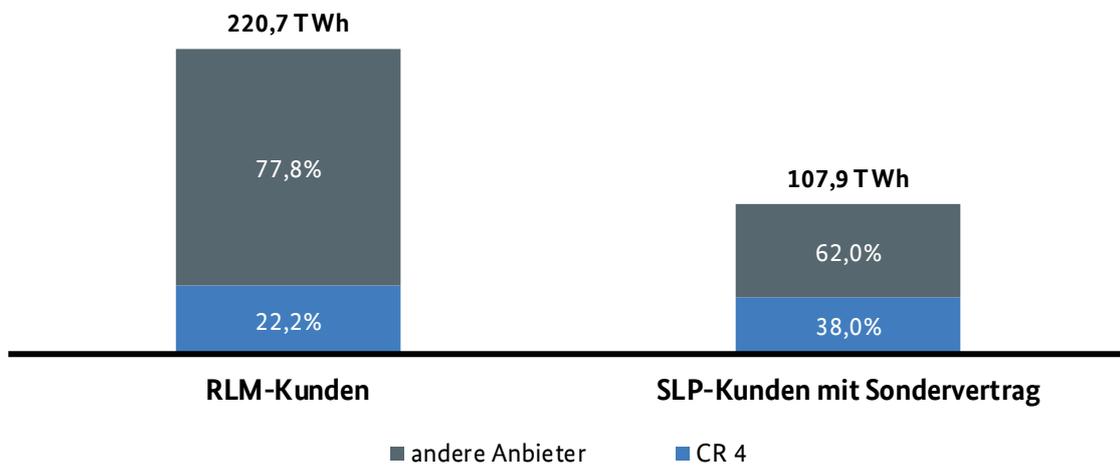


Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2023

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung bezieht sich auf den Prozess der Erzeugung von elektrischer Energie. Sie lässt sich in nicht erneuerbare Energieträger wie z.B. Kohle, Erdgas und Öl und erneuerbare Energieträger wie Wind, Sonne und Wasser unterteilen.

Elektrische Erzeugungsleistung

Die installierte Nettonennleistung bezieht sich auf die Gesamtleistung aller Stromerzeugungseinheiten, die in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Die installierte Nettonennleistung ist die höchste Dauerleistung unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Die tatsächliche Leistung kann aufgrund von internen oder externen Faktoren variieren. Die installierte Nettonennleistung ist ein wichtiger Indikator für die Kapazität eines Stromnetzes, die es ermöglicht, den Bedarf an elektrischer Energie in einer bestimmten Region zu decken.

Erzeugungsleistung außerhalb des Strommarkts

Die gesamte elektrische Erzeugungsleistung lässt sich unterteilen in Leistung, die aktuell am Strommarkt teilnimmt und Leistung, die sich außerhalb des Strommarktes befindet. Bei Kraftwerken außerhalb des Strommarkts handelt es sich um Erzeugungsleistung, die nicht am regulären Strommarkt teilnimmt. Sie dürfen nur nach Anforderung der Netzbetreiber einspeisen und unterliegen anderen Vorschriften. Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt teilnehmende Erzeugungsleistung:

Kraftwerksleistung, die regulär am Strommarkt teilnimmt.

- Erzeugungsleistung in Betrieb

Außerhalb des Strommarktes befindliche Erzeugungsleistung:

Kraftwerksleistung, die nicht am regulären Strommarkt teilnimmt.

- Systemrelevante Kraftwerke gemäß § 13b Abs. 4, Abs. 5 EnWG in der Netzreserve

Ein Kraftwerk ist systemrelevant, wenn dessen dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Bei den systemrelevanten Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs weiterbetrieben werden müssen, obwohl das Kraftwerk nach dem Willen

seines Betreibers (vorläufig oder endgültig) stillgelegt werden soll oder dieser zur Stilllegung aufgrund des Kohleverfeuerungsverbots nach dem KVBG verpflichtet ist. Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen: Eine vorläufige Stilllegung liegt vor, wenn innerhalb von 12 Monaten vom Betreiber wieder eine Betriebsbereitschaft des Kraftwerks hergestellt werden kann. Eine endgültige Stilllegung liegt dementsprechend vor, wenn die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage nicht binnen 12 Monaten erfolgen kann.

- Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG

In der Kapazitätsreserve werden Kraftwerke vorgehalten, um in außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen die Systembilanz mit ihrer Hilfe zu stützen. Anders als bei der Netzreserve handelt es sich hierbei rein um mit Erdgas befeuerte Kraftwerke.

- besondere netztechnisches Betriebsmittel (bnBm)

Bei den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm) handelt es sich um ein Instrument zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz nach § 11 Abs. 3 EnWG idF v. 22.7.2017 (eingeführt durch Art. 1 G.v. 17.7.2017, BGBl. I S. 2503). Es wurden je 300 MW in vier Losgruppen durch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion (Biblis, RWE; Leipheim, LEAG), TenneT (Irsching 6, Uniper) und TransnetBW (Marbach 4, EnBW) bezuschlagt. Mit der EnWG-Novelle 2021 gibt es keine weiteren Ausschreibungen.

Erwarteter Zubau und Stilllegung von Erzeugungsleistung

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Die Betrachtung der zukünftigen Erzeugungsleistung beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung ab 10 MW pro Standort bis zum Jahr 2027 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Bei der Untersuchung der erwarteten Stilllegungen werden sowohl Kohlekraftwerke aus den Ausschreibungen, an denen Unternehmen einen Zuschlag erhalten haben, jene aus dem Reduktionspfad für Braunkohleanlagen nach dem KVBG, als auch solche Kraftwerke berücksichtigt, die bis zum Jahr 2027 voraussichtlich stillgelegt werden. Diese teilen sich auf in:

- Stilllegungen oder Umrüstungen von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen im Rahmen von Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem KVBG-Reduktionspfad
- Stilllegungen von Braunkohleanlagen ab 150 MW gem. KVBG
- Erwartete Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (endgültige Stilllegungen mit Anzeige gemäß § 13b EnWG)

- Erwartete Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (endgültige Stilllegungen ohne Anzeige gemäß § 13b EnWG)
- voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus

KWK

KWK-Kraftwerke, auch bekannt als Kraft-Wärme-Kopplung, sind Anlagen, die Strom und dabei gleichzeitig Wärme erzeugen. Sie nutzen den Brennstoffeffizienzvorteil, indem sie die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme verwenden, um Nutzwärme auszukoppeln. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung der eingesetzten Energie und trägt zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei.

Nettostromerzeugung 2023

Strom: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

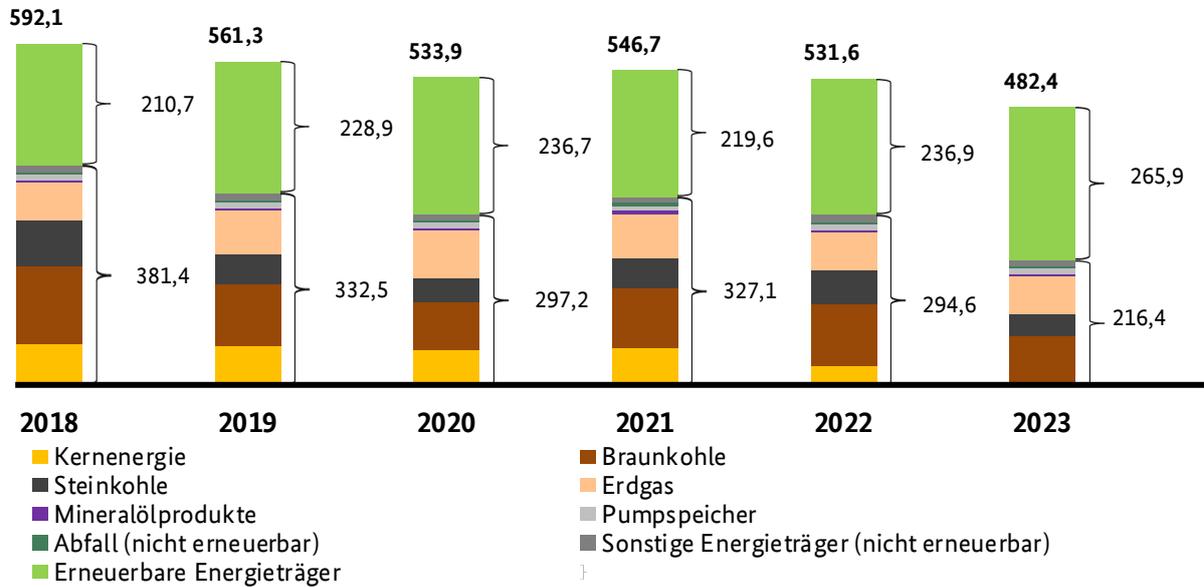


Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Strom: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung in TWh

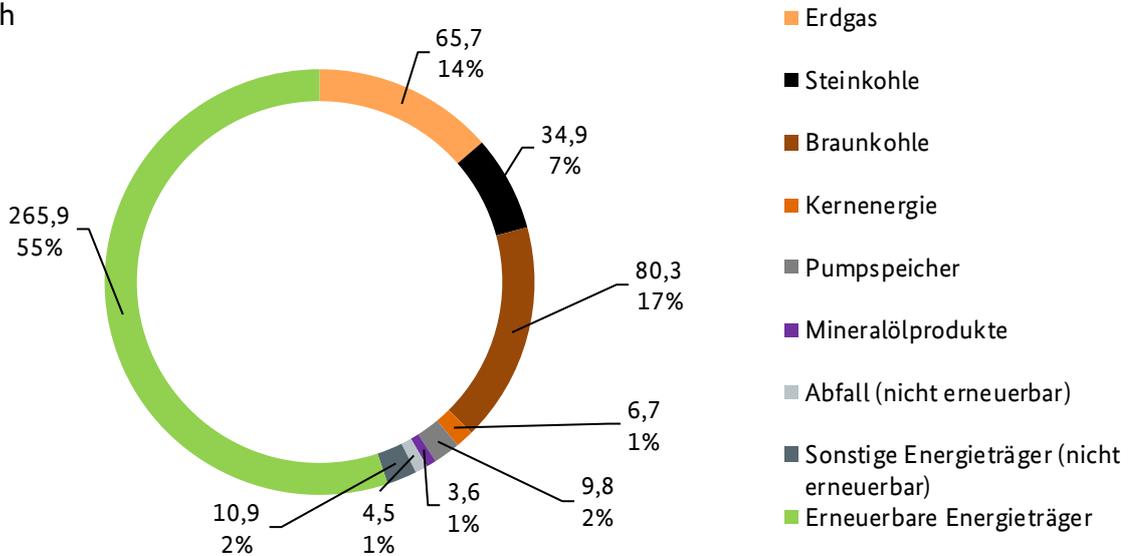


Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung

Kraftwerksbestand 2023 in Deutschland

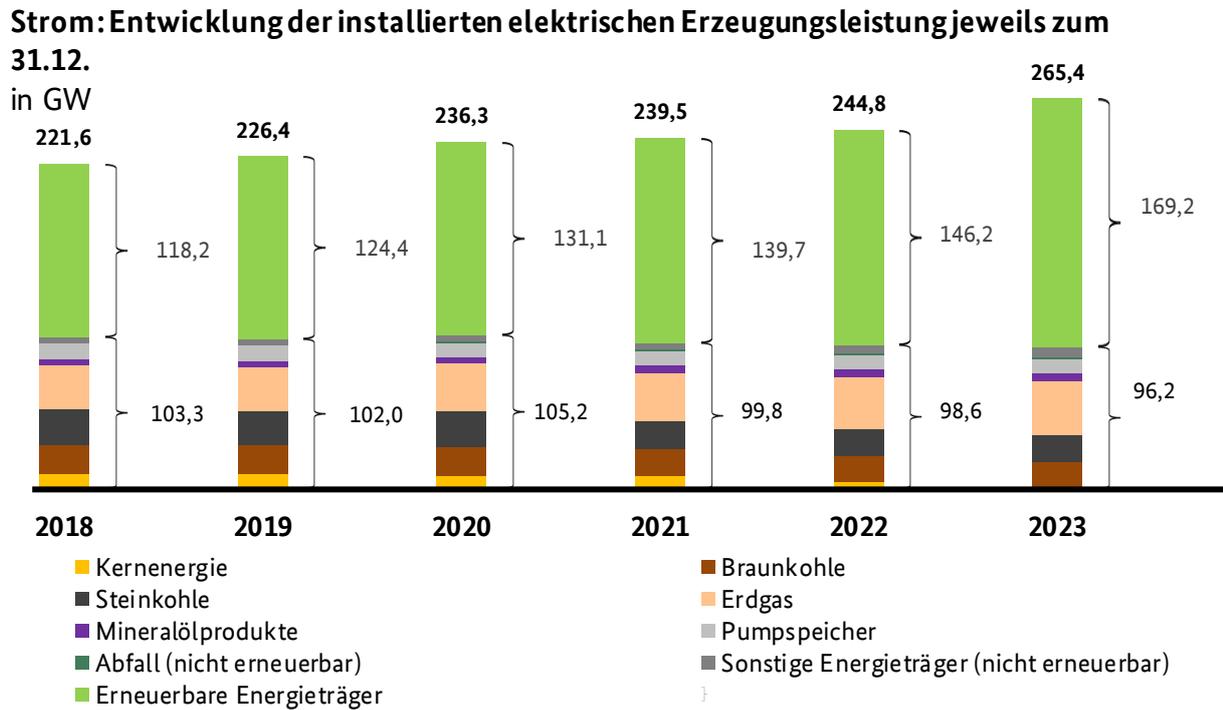


Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.

Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland zum 28. Oktober 2024

Strom: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in GW

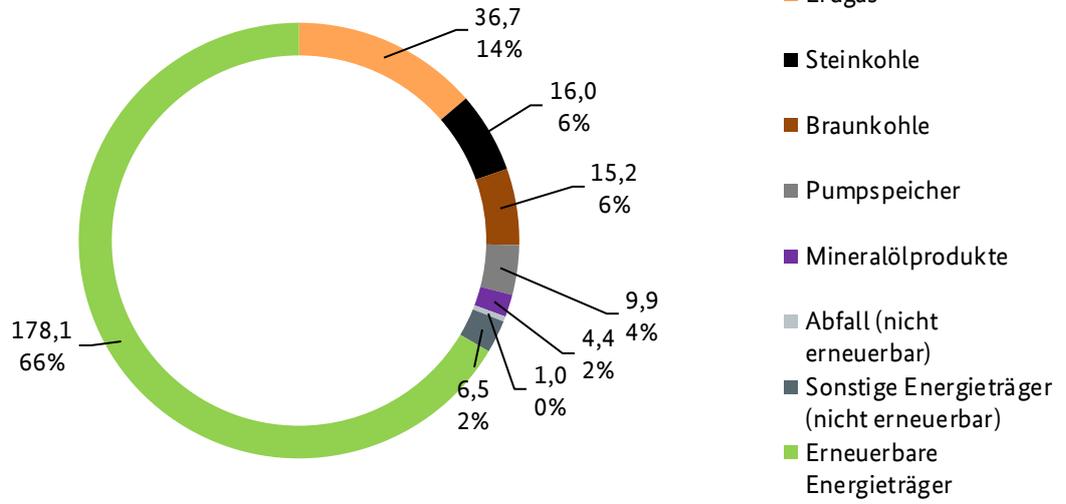


Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung

Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Strom: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

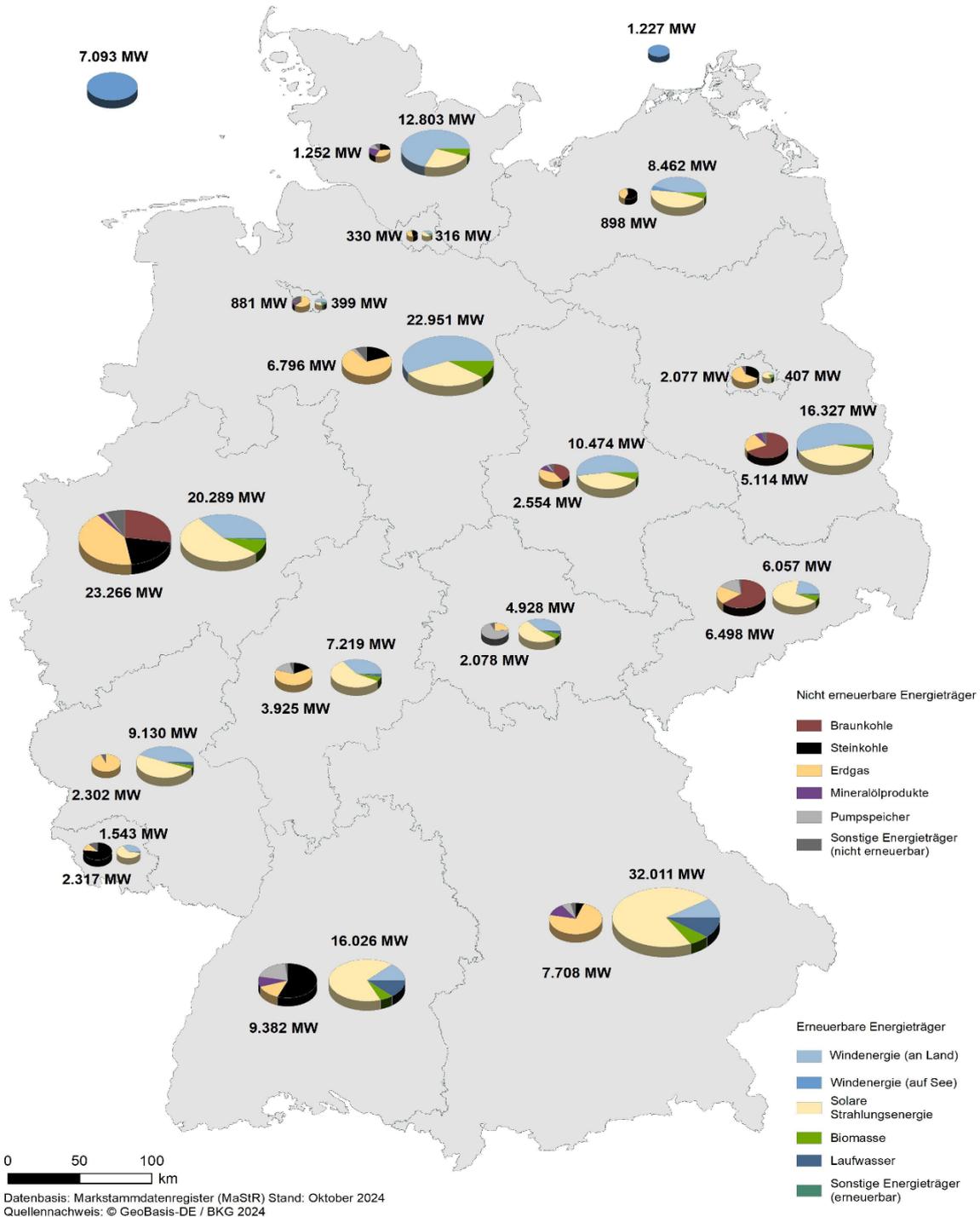


Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Strom: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland. inklusive vorläufig stillgelegter Kraftwerke, Kraftwerke in Netzreserve und Kapazitätsreserve*
in MW

Bundes- land	Nicht erneuerbare Energieträger						Erneuerbare Energieträger						Summe
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Pump-speicher	Mineralöl- produkte	Sonstige	Biomasse	Wasserkraft	Wind-Offshore	Wind-Onshore	Solare Strahlungs- energie	Sonstige	
BW	0	5.376	1.238	1.898	688	183	1.008	1.785	0	1.823	11.365	44	25.407
BY	0	496	5.515	528	861	308	2.009	2.879	0	2.651	24.329	143	39.720
BE	0	653	1.302	0	34	87	43	0	0	17	329	18	2.484
BB	3.527	0	1.004	0	334	249	526	5	0	8.772	6.941	84	21.441
HB	0	0	565	0	86	230	19	10	0	203	116	52	1.281
HH	0	154	161	0	0	16	26	0	0	125	152	12	646
HE	34	699	2.372	625	25	170	300	94	0	2.587	4.125	112	11.144
MV	0	514	349	0	0	34	429	3	305	3.775	3.941	9	9.359
NI	19	1.371	4.549	200	7	650	2.015	76	224	12.672	7.903	60	29.747
NW	6.307	4.628	9.502	300	571	1.958	1.563	189	0	7.422	10.896	218	43.555
RP	0	0	2.123	0	11	168	244	237	0	4.022	4.578	49	11.431
SL	0	1.772	262	0	35	249	13	18	0	545	948	19	3.860
SN	4.252	0	1.044	1.045	19	138	337	96	0	1.364	4.253	8	12.555
ST	985	0	1.065	80	229	194	541	33	0	5.418	4.389	93	13.027
SH	0	295	431	119	273	133	637	5	0	8.711	3.422	28	14.055
TH	0	0	478	1.449	0	151	302	180	0	1.833	2.606	6	7.006
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	7.093	0	0	0	7.093
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	0	0	1.227
Summe	15.124	15.958	31.962	6.244	3.172	4.918	10.012	5.610	8.851	61.941	90.294	956	255.040

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (8.349 MW)

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Dänemark, in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.503 MW)

* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstatus: in Betrieb, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Kapazitätsreserve, besonderes netztechnisches Betriebsmittel

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

Strom: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes in MW

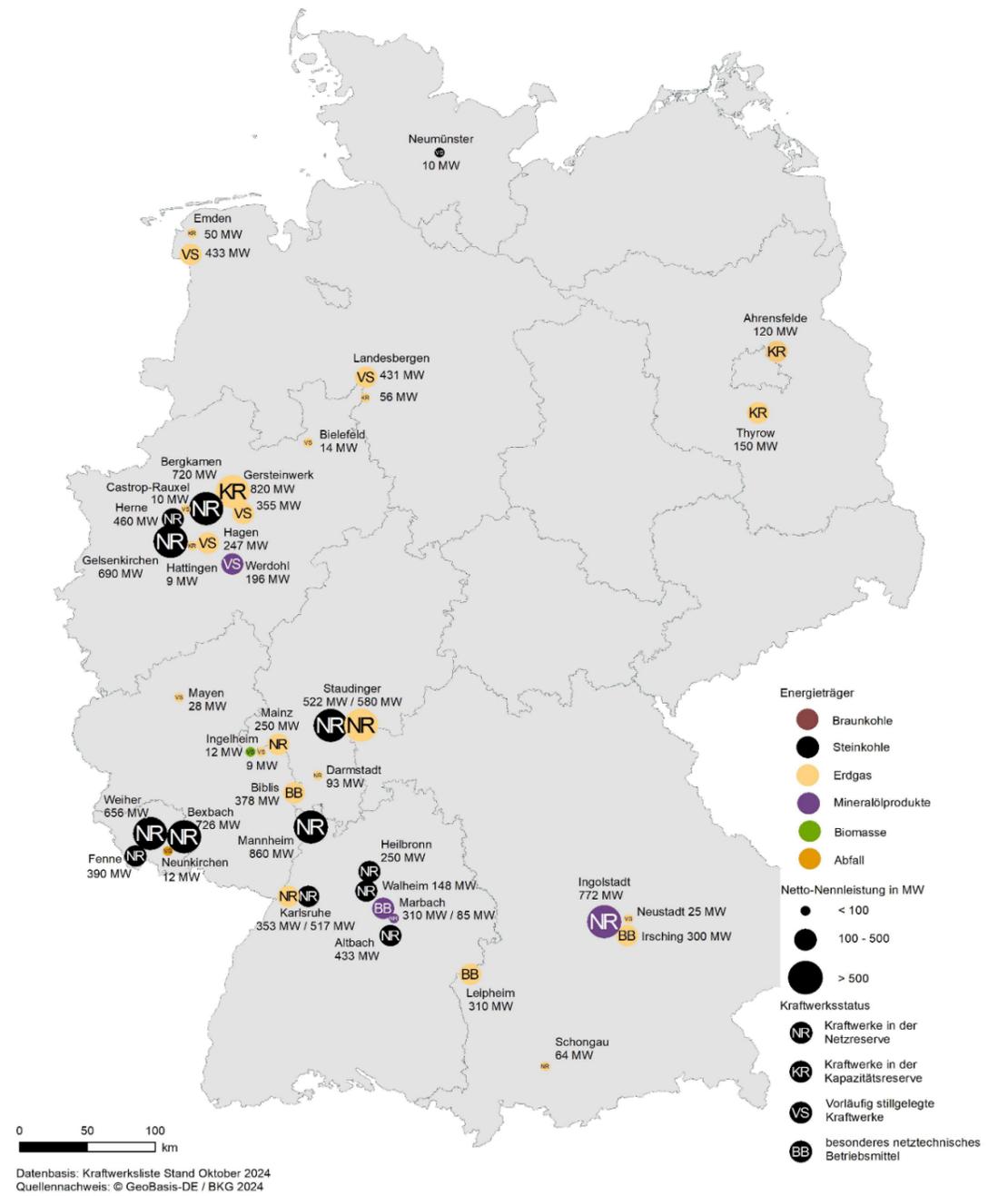


Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

*Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger***Strom: Erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerksleistung 2024 bis 2027****(in Bau oder Probebetrieb)**

in MW

	2024	2025	2026	2027	2024 - 2027
Erdgas		685	1.457		2.142
Pumpspeicher		16	130	78	224
Batteriespeicher	220				220
sonstige Energiet	98				98
Insgesamt	318	701	1.587	78	2.684

Tabelle 8: Erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerksleistung 2024 bis 2027

Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2024 bis 2027 in MW

	2024	2025	2026	2027	2027
Kohleausstieg gem. KVBG⁽¹⁾		1.070	279		1.349
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen		321			321
davon Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen		749	279		1.028
davon aus 6. Ausschreibungsrunde		749 ⁽²⁾			749
davon aus 7. Ausschreibungsrunde			279 ⁽³⁾		279
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 13b EnWG	34	70			104
voraussichtliche Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz⁽⁴⁾ oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus⁽⁵⁾		148	1.792	461	2.400
weitere geplante Stilllegungen ohne § 13b EnWG	48	213	228	337	826
Insgesamt	82	1.501	2.298	798	4.679

(1) Es ist zu beachten, dass die Werte und Stilllegungsdaten Unsicherheiten unterliegen. U.a. bedeutet die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht, da die Anlagenbetreiber ihre Anlagen auf andere Energieträger umrüsten können oder dies teilweise schon getan haben. Desweiteren wäre auch eine Systemrelevanzausweisung möglich.

[2] bezuschlagte Gebotsmenge 472 MW, gesetzliche Reduzierung 277 MW

[3] für HLB 7 wurde bereits eine Systemrelevanz solange ausgewiesen bis HLB 8 in Betrieb geht. Um Doppelzählungen zu vermeiden, befindet sich der Wert von 777,52 MW daher nicht mehr in der Kategorie "7. Ausschreibung", sondern bei den "Stilllegungen nach Beendigung der Ausweisung der Systemrelevanz"

[4] Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber hat die Möglichkeit vor Ablauf des genehmigten Zeitraums der Ausweisung der Systemrelevanz einen Antrag auf Verlängerung dieser zu stellen

(5) die Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus kann sich verzögern, sodass die stillzulegende Anlage zuerst in die Netzreserve überführt wird

Tabelle 9: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2024 bis 2027

Strom: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2027 in MW



Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2027

KWK-Erzeugung

Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW

Strom: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW
in MW

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2022	2023	2022	2022
Abfall	1.236	1.236	4.131	4.131
Biomasse	950	982	3.580	3.597
Braunkohle	1.433	1.366	4.072	3.907
Erdgas	16.044	17.104	26.552	27.384
Sonstige	1.821	1.820	5.169	5.169
Steinkohle	6.343	6.246	11.867	11.472
Summe	27.827	28.754	55.371	55.660

Tabelle 10: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

Strom: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW
in TWh

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Kondensationsstrom		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Abfall	1,7	2,4	2,1	2,6	10,5	23,3
Biomasse	1,9	2,4	1,0	1,2	6,8	8,9
Braunkohle	5,4	2,2	86,3	55,8	12,0	9,6
Erdgas	37,2	37,4	10,9	8,1	54,8	54,7
Sonstige	2,9	2,3	5,2	4,8	16,2	14,8
Steinkohle	8,4	6,8	36,9	16,3	23,7	21,3
Summe	57,5	53,5	142,4	88,8	124,0	132,6

Tabelle 11: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

Ausbaupfade

Mit dem EEG 2017 wurden für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse Ausbaupfade definiert, die eine Steigerung der installierten Leistung je Energieträger gesetzlich vorsehen, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren, kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2040 zu erfüllen. Mit den Novellierungen des EEG 2023 und WindSeeG 2023 wurden diese Ausbaupfade angepasst.

Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung verschiedene Formen der Direktvermarktung zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktprämie (als zusätzliche EEG-basierte Zahlung zu den Markterlösen) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

Die Zahlungen für in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste EEG-Strommengen erfolgen durch die Anschlussnetzbetreiber nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Zahlungsansprüchen (anzulegender Wert). Die Zahlungen werden in der Regel beginnend mit dem laufenden Jahr der Inbetriebnahme für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Ausschreibungen

Betreiber von größeren, neu zu errichtenden Anlagen der erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse müssen im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erhalten, um Anspruch auf eine Zahlung nach dem EEG zu bekommen.

Grundsätzlich erhalten die eingereichten Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen werden nur für bestehende Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 kW gemacht. Deren Zuschlagshöhe wird im sogenannten Einheitspreisverfahren („uniform-pricing“) ermittelt: Entscheidend für die Ermittlung des anzulegenden Werts ist der Gebotswert des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots. Erteilte Zuschläge erlöschen nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, müssen die Bieter eine Strafzahlung leisten. Neben technologiespezifischen Ausschreibungen, jeweils für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar und Biomasse, wird die technologieoffene Innovationsausschreibung durchgeführt. Mit dem EEG 2021 wurden die technologieübergreifenden Ausschreibungen für

Wind an Land und Solar abgeschafft. Neu eingeführt wurden Ausschreibungen für Solar-Aufdach-Anlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) und Biomethananlagen.

Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

Strom: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2023
in GW

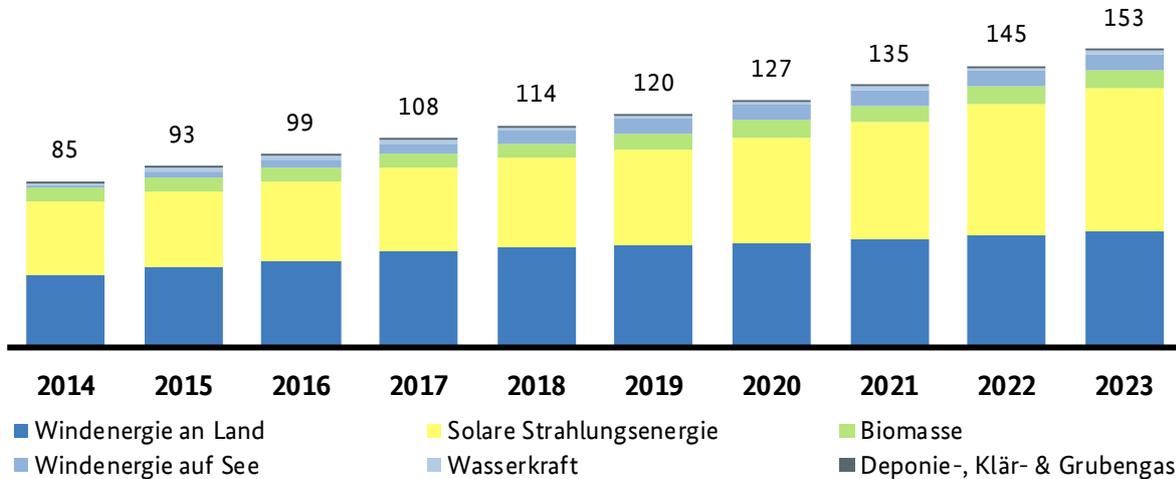


Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2023

Strom: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt	Gesamt	Zubau / Rückbau in	Zuwachs / Rückgang
	31. Dezember 2022	31. Dezember 2023	2023	im Vergleich zu 2022
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.763,9	1.535,8	-228,1	-12,9%
Gase[1]	366,8	349,6	-17,2	-4,7%
Biomasse	8.909,2	8.918,7	9,5	0,1%
Geothermie	58,8	50,9	-7,9	-13,4%
Wind an Land	58.013,8	59.696,1	1.682,3	2,9%
Wind auf See	8.148,9	8.457,8	308,9	3,8%
Solar	67.479,0	73.974,7	6.495,7	9,6%
Gesamt	144.740,5	152.983,7	8.243,2	5,7%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 12: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

Strom: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft	7.138	7.172	7.192	7.270	7.287	7.316	6.919
Gase[1]	600	593	567	587	592	607	514
Biomasse	14.271	14.496	14.535	15.260	15.539	15.715	14.213
Geothermie	9	10	11	11	20	23	12
Wind an Land	27.406	28.131	28.310	28.763	28.998	29.298	29.099
Wind auf See	1.167	1.307	1.467	1.499	1.499	1.537	1.564
Solar	1.686.993	1.760.396	1.863.684	2.040.449	2.275.130	2.662.913	3.157.656
Gesamt	1.737.584	1.812.105	1.915.766	2.093.839	2.329.065	2.717.409	3.209.977

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

Strom: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2022	Gesamt 31. Dezember 2023	Zubau / Rückbau in 2023	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2021
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.316	6.919	-397	-5,4%
Gase[1]	607	514	-93	-15,3%
Biomasse	15.715	14.213	-1.502	-9,6%
Geothermie	23	12	-11	-47,8%
Wind an Land	29.298	29.099	-199	-0,7%
Wind auf See	1537	1564	27	1,8%
Solar	2.662.913	3.157.656	494.743	18,6%
Gesamt	2.717.409	3.209.977	492.568	18,1%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 14: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

Strom: Übersicht Ausbaupfade

	Wind an Land	Wind auf See	Solare Strahlungsenergie	Biomasse
EEG 2017	2,8 GW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019; 2,9 GW Brutto-Zubau ab 2020	20 GW Ausbau im Jahr 2030	2,5 GW Brutto-Zubau pro Jahr	150 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2017 bis 2019 200 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2020 bis 2022
EEG 2021	57 GW im Jahr 2022 62 GW im Jahr 2024 65 GW im Jahr 2026 68 GW im Jahr 2028 71 GW im Jahr 2030	20 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2040	63 GW im Jahr 2022 73 GW im Jahr 2024 83 GW im Jahr 2026 95 GW im Jahr 2028 100 GW im Jahr 2030	
EEG 2023	69 GW im Jahr 2024 84 GW im Jahr 2026 99 GW im Jahr 2028 115 GW im Jahr 2030 157 GW im Jahr 2035 160 GW im Jahr 2040	30 GW im Jahr 2030 40 GW im Jahr 2035 70 GW im Jahr 2045	88 GW im Jahr 2024 128 GW im Jahr 2026 172 GW im Jahr 2028 215 GW im Jahr 2030 309 GW im Jahr 2035 400 GW im Jahr 2040	8,4 GW im Jahr 2030

Tabelle 15: Übersicht Ausbaupfade

Strom: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land in MW

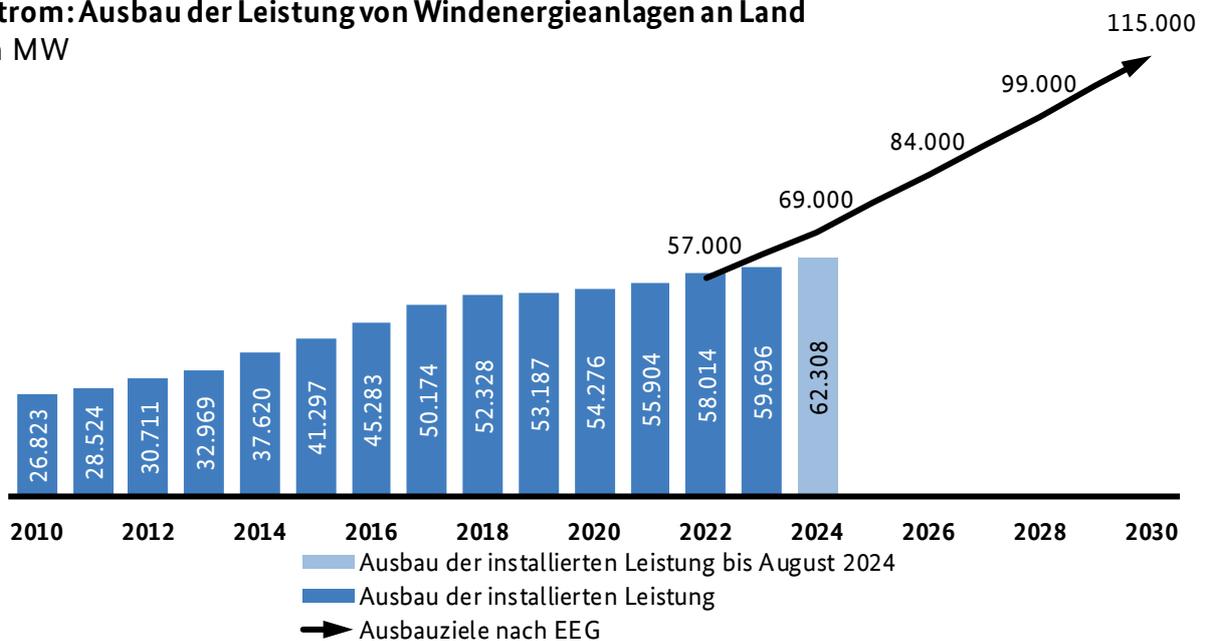


Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land

**Strom: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie
in MW**

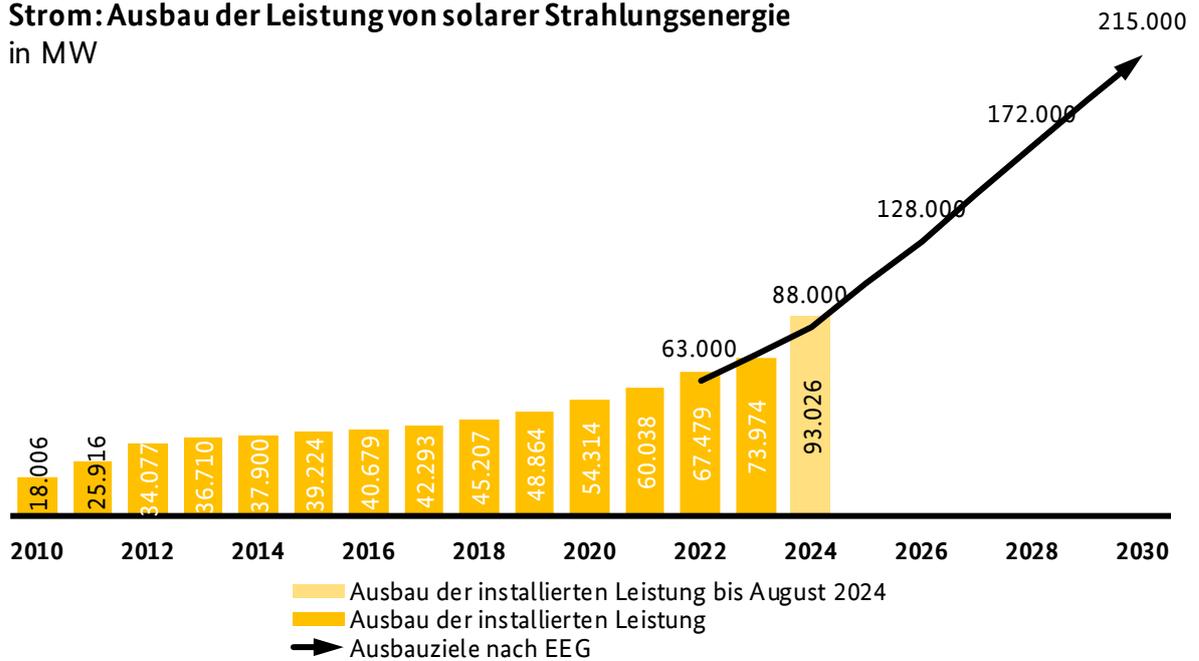


Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie

**Strom: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen
in MW**

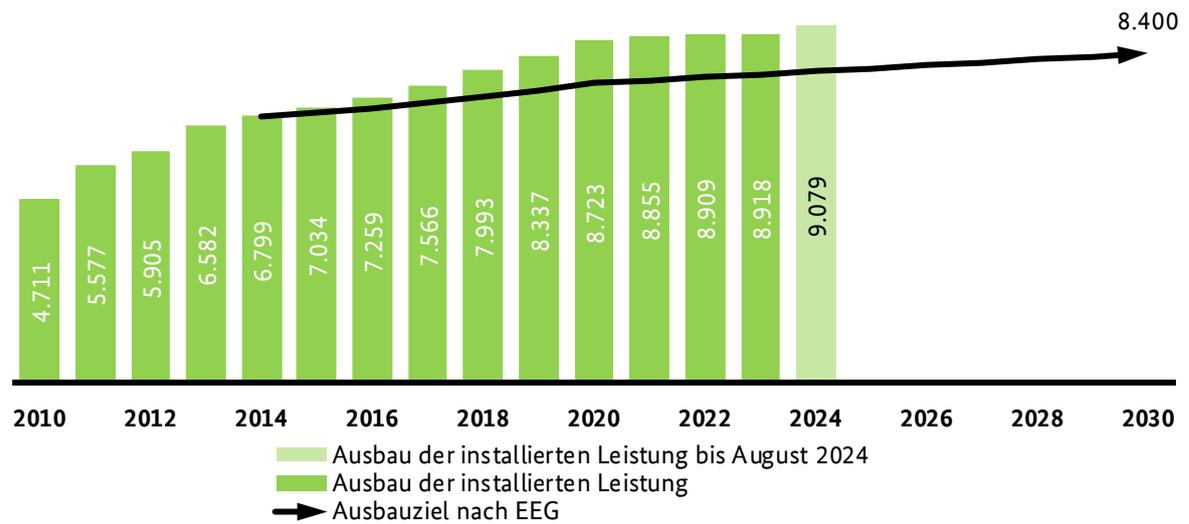


Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen

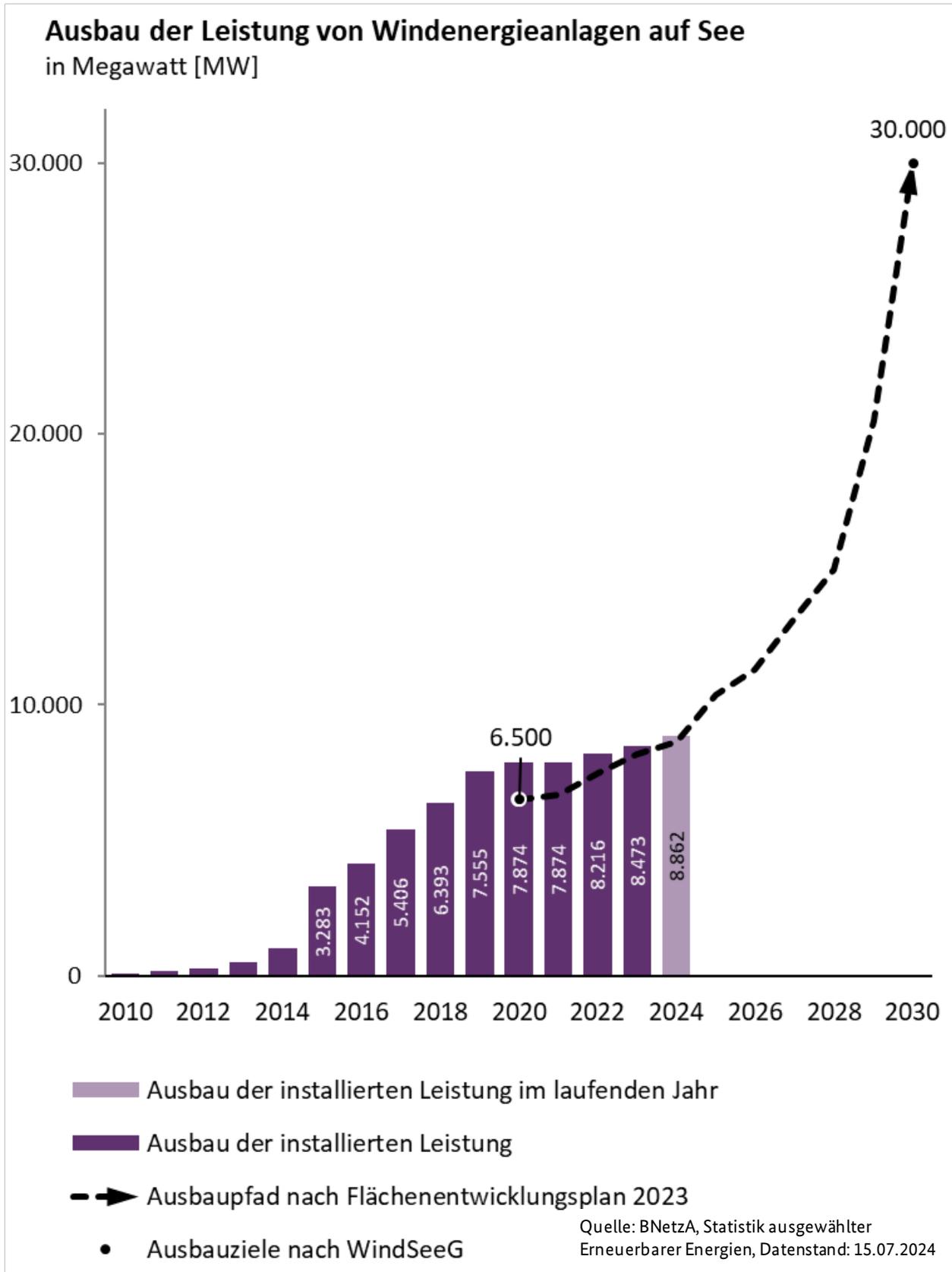


Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See

Strom: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG
in TWh

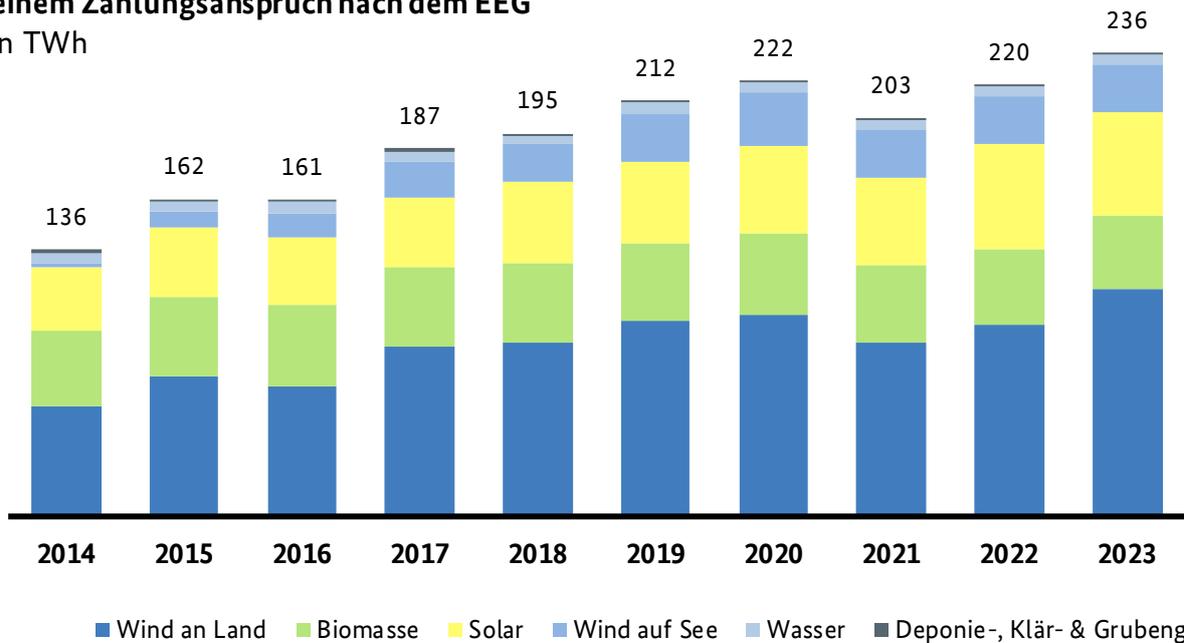


Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Strom: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt	Gesamt	Zuwachs / Rückgang im
	31. Dezember 2022	31. Dezember 2023	Vergleich zu 2022
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	4.825	5.514	14,3%
Gase ^[1]	782	698	-10,8%
Biomasse	38.093	37.057	-2,7%
Geothermie	204	193	-5,6%
Wind an Land	98.035	116.067	18,4%
Wind auf See	24.754	23.555	-4,8%
Solar	53.070	52.932	-0,3%
Gesamt	219.765	236.015	7,4%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

**Strom: Maximale Einspeisung
in GW**

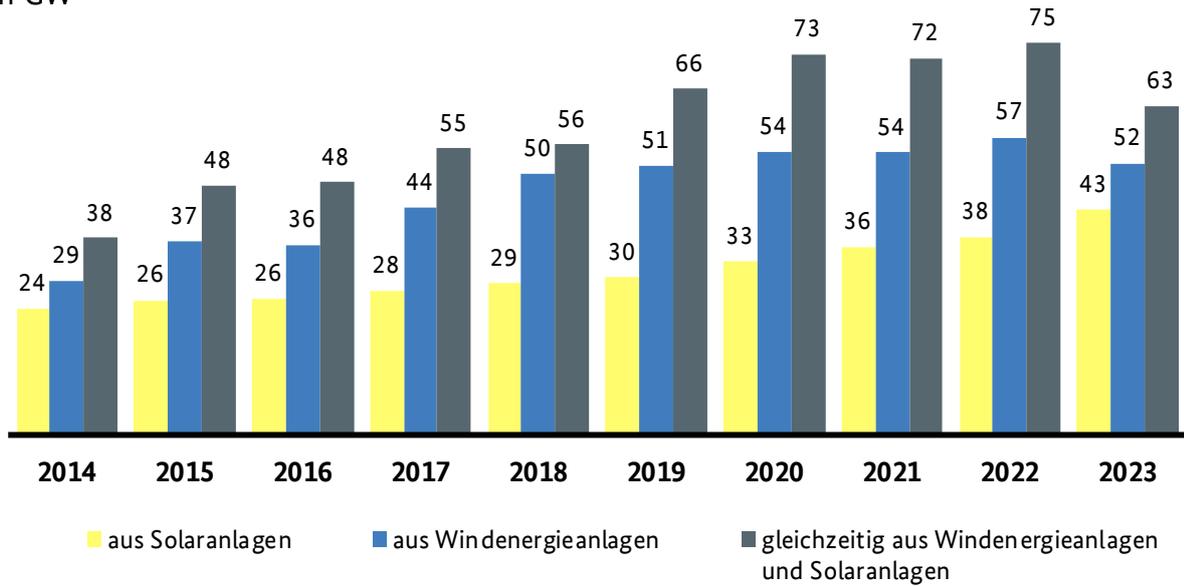


Abbildung 17: Maximale Einspeisung

**Strom: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit
in Prozent**

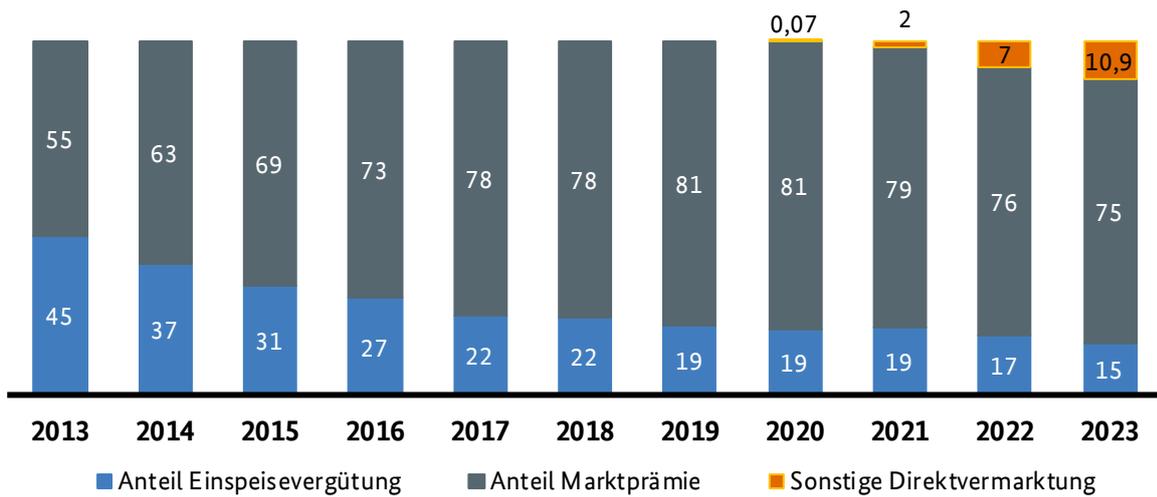


Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit

Strom: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2023

	alle in GWh	Einspeisevergütung		Marktprämie	
		in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent
Wasserkraft	5.514	797	14%	3.405	62%
Gase ^[1]	698	49	7%	384	55%
Biomasse	37.057	1.817	5%	32.667	88%
Geothermie	193	4	2%	188	98%
Wind an Land	116.067	541	0%	97.688	84%
Wind auf See	23.555	143	1%	22.129	94%
Solar	52.932	30.846	58%	19.124	36%
Gesamt	236.015	34.198	14%	175.585	74%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 17: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2023

Strom: Zahlungen nach Energieträgern

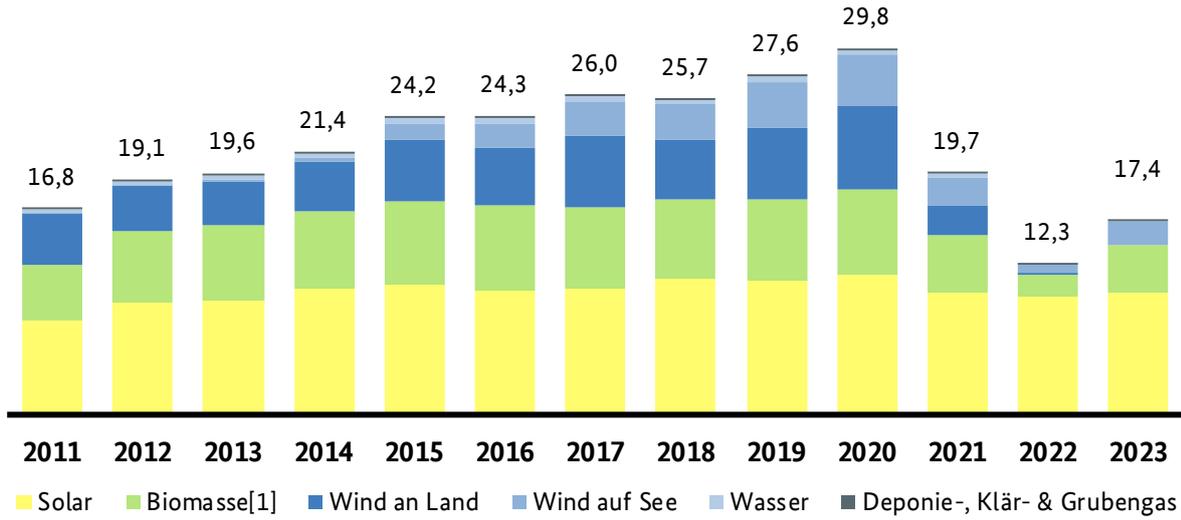
	Gesamt 31. Dezember 2022 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2023 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2022 in Prozent
Wasserkraft	131	134	2,1%
Gase ^[1]	4	4	-4,5%
Biomasse ^[2]	1.813	3.844	112,0%
Geothermie	11	30	168,4%
Wind an Land	81	1.414	1648,0%
Wind auf See	606	1.975	226,0%
Solar	9.677	9.972	3,1%
Gesamt	12.323	17.373	41,0%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 18: Zahlungen nach Energieträgern

Strom: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger
in Mrd. Euro



[1] inklusive der Förderung der Flexibilität

Abbildung 19: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger

Strom: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG
in ct/kWh

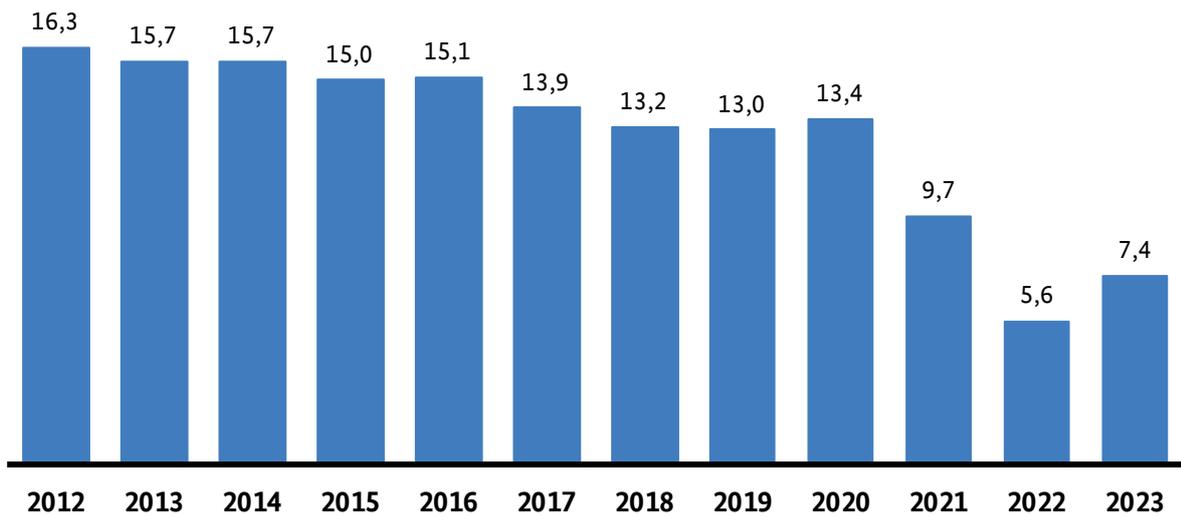


Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

Strom: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2023
in ct/kWh

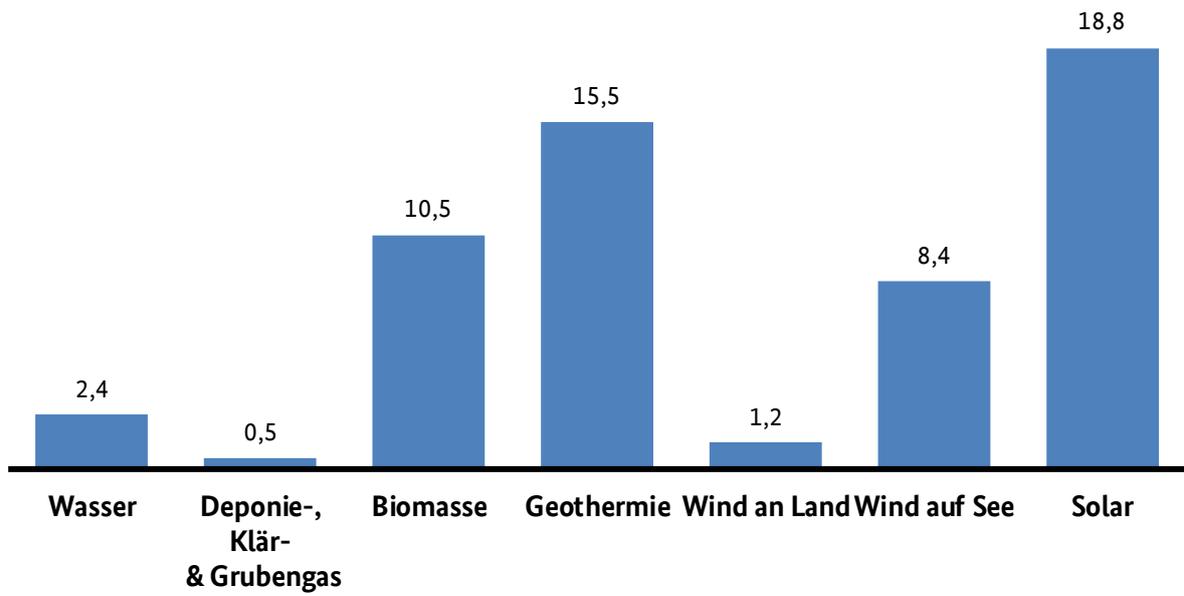


Abbildung 21: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2023

Strom: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2024

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar (Erstes Segment)	01.03.2021	5,03
	01.06.2021	5,00
	01.11.2021	5,00
	01.03.2022	5,19
	01.06.2022	5,51
	01.03.2023	7,03
	01.07.2023	6,47
	01.12.2023	5,17
	01.03.2024	5,11
	01.07.2024	5,05
Solar (Zweites Segment)	01.06.2021	6,88
	01.12.2021	7,43
	01.04.2022	8,53
	01.08.2022	8,84
	01.02.2023	10,87
	01.06.2023	10,18
	01.10.2023	9,58
	01.02.2024	8,92
01.06.2024	8,94	
Wind an Land	01.02.2021	6,00
	01.05.2021	5,91
	01.09.2021	5,79
	01.02.2022	5,76
	01.05.2022	5,85
	01.09.2022	5,84
	01.02.2023	7,34
	01.05.2023	7,34
	01.08.2023	7,32
	01.11.2023	7,31
	01.02.2024	7,34
	01.05.2024	7,33
01.08.2024	7,33	

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert (gleitende Marktprämie); bei Solar erstes Segment wird für 2021 der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 19: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2024

Strom: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Biomasse	01.03.2021	17,02
	01.09.2021	17,48
	01.03.2022	15,75
	01.09.2022	17,28
	01.04.2023	18,92
	01.10.2023	18,28
	01.04.2024	17,80
Biomethan	01.12.2021	17,84
	01.10.2022	18,71
	01.04.2023	-*
	01.09.2023	-*
	01.04.2024	-*
	01.09.2024	-*

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Die Förderung wird bei diesen Ausschreibungen sowie bei Wind und Solar als gleitende Marktprämie unter Berücksichtigung der Börsenpreise ausbezahlt. Für Gebotstermine Biomethan ab dem 01.04.2023 wurden keine Gebote abgegeben. Für den Gebotstermin Biomethan zum 01.09.24 wurde ein Gebot eingereicht, welches vom Verfahren ausgeschlossen werden musste.

Tabelle 20: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie

Strom: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Innovationausschreibung: Anlagenkombinationen	01.04.2021	4,29
	01.08.2021	4,55
	01.04.2022	5,42
	01.12.2022	7,39
	01.05.2023	8,84
	01.09.2023	8,33
	01.05.2024	8,33
	01.09.2024	7,09

*Mengengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert. Bei diesen Ausschreibungen gilt "pay as bid" (Gebotswert = Zuschlagswert).

Tabelle 21: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023

	März	Juli	Dezember
Ausgeschriebene Menge (MW)	1950	1611	1611
Eingereichte Gebote	347	516	574
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2869	4653	5485
Zuschläge	245	124	124
Zuschlagsmenge (MW)	1952	1673	1613
Gebotsausschlüsse	25	21	43
Gebotsausschlussmenge (MW)	184	90	301
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,37	7,37	7,37
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	7,03	6,47	5,17
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,29	5,39	4,44
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,30	6,65	5,47

Tabelle 22: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2024

	März	Juli
Ausgeschriebene Menge (MW)	2231	2148
Eingereichte Gebote	568	495
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	4092	4206
Zuschläge	326	268
Zuschlagsmenge (MW)	2234	2152
Gebotsausschlüsse	38	63
Gebotsausschlussmenge (MW)	316	650
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,37	7,37
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,11	5,05
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,62	4,50
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,49	5,24

Tabelle 23: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2024

Strom: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungs-grundlage
15.04.2015	99	06.05.2017	FFAV
01.08.2015	90	20.08.2017	FFAV
01.12.2015	92	18.12.2017	FFAV
01.04.2016	100	18.04.2018	FFAV
01.08.2016	96	12.08.2018	FFAV
01.12.2016	73	15.12.2018	FFAV
01.11.2016	99	05.12.2018	GEEV
01.02.2017	99	15.02.2019	EEG
01.06.2017	97	21.06.2019	EEG
01.10.2017	35	23.10.2019	EEG
01.02.2018	44	27.02.2020	EEG
01.06.2018	83	21.12.2020	EEG
01.10.2018	55	26.04.2021	EEG
01.02.2019	91	22.10.2021	EEG
01.03.2019	94	06.12.2021	EEG
01.06.2019	93	28.02.2022	EEG
01.10.2019	83	27.06.2022	EEG
01.12.2019	89	22.09.2022	EEG
01.02.2020	89	26.10.2022	EEG
01.03.2020	75	22.05.2023	EEG
01.06.2020	96	22.05.2023	EEG
01.07.2020	62	22.05.2023	EEG
01.09.2020	86	07.06.2023	EEG
01.10.2020	88	03.07.2023	EEG
01.12.2020	75	28.08.2023	EEG
01.03.2021	82	08.01.2024	EEG
01.06.2021	85	16.04.2024	EEG
01.11.2021	83	07.08.2024	EEG

Tabelle 24: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023

	Feb.	Mai	Aug.	Nov.
Ausgeschriebene Menge (MW)	3.210	2.866	1.667	2.087
Eingereichte Gebote	126	127	142	167
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.502	1.597	1.436	1.981
Zuschläge	119	120	141	165
Zuschlagsmenge (MW)	1.441	1.535	1.433	1.967
Gebotsausschlüsse	7	7	1	2
Gebotsausschlüsse in MW	60	62	3	14
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	7,35
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	7,34	7,34	7,32	7,31
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,24	7,25	6,00	5,88
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	7,35

Tabelle 25: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023

Strom: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2024

	Feb.	Mai	Aug.
Ausgeschriebene Menge (MW)	2.486	2.795	2.709
Eingereichte Gebote	135	197	239
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.836	2.485	2.961
Zuschläge	129	189	230
Zuschlagsmenge (MW)	1.795	2.379	2.724
Gebotsausschlüsse	6	8	1
Gebotsausschlüsse in MW	41	106	13
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	7,34	7,33	7,33
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,25	7,20	5,73
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35

Tabelle 26: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2024

Strom: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme* (Ausschlussfrist)
01.05.2017	30	26.05.2022
01.08.2017	6	22.08.2022
01.11.2017	1	29.11.2022
01.02.2018	62	01.03.2021
01.05.2018	82	25.05.2021
01.08.2018	93	24.08.2021
01.10.2018	82	26.10.2021
01.02.2019	90	23.08.2021
01.05.2019	96	22.11.2021
01.08.2019	97	16.02.2022
01.09.2019	95	19.09.2022
01.10.2019	94	25.10.2022
01.12.2019	96	27.12.2022
01.02.2020	94	27.02.2023
01.03.2020	99	22.03.2023
01.06.2020	90	22.03.2023
01.07.2020	91	22.03.2023
01.09.2020	58	11.04.2023
01.10.2020	95	02.05.2023
01.12.2020	97	28.06.2023
01.02.2021	76	07.11.2023
01.05.2021	86	21.12.2023
01.09.2021	73	22.04.2024

*Die Realisierungsfrist einzelner Zuschläge kann stark abweichen

Tabelle 27: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2024*

Bundesland	Anzahl der Gebote			Gebotene Leistung in kW			Anzahl der Zuschläge			Bezuschlagte Leistung in kW		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Baden-Württ.	8	13	15	53.960	134.640	190.740	6	11	14	53.960	205.720	178.140
Bayern	3	4	15	20.800	48.480	195.460	3	3	15	20.800	58.300	195.460
Brandenburg	49	24	56	380.500	229.460	851.280	38	24	51	380.500	283.160	758.880
Bremen	0		1	0		14.000	0		1	0	0	14.000
Hessen	17	2	22	223.340	24.100	516.340	13	2	21	223.340	68.900	495.940
Meckl.-Vorp.	18	7	44	101.900	55.180	637.940	12	6	39	101.900	105.800	513.640
Niedersachsen	89	32	70	747.290	636.650	1.025.000	74	31	67	747.290	973.480	985.540
Nordr.-Westf.	90	84	189	620.805	895.110	1.921.550	69	80	184	604.841	1.316.100	1.862.590
Rheinl.-Pfalz	8	17	27	70.800	238.790	275.045	8	16	27	70.800	304.930	275.045
Saarland	4	1	3	34.360	4.200	33.500	5	1	3	34.360	21.000	33.500
Sachsen	12	6	17	51.400	57.080	219.120	10	6	17	51.400	58.440	219.120
Sachsen-Anh.	28	12	28	143.850	286.840	395.320	25	12	27	143.850	298.440	388.520
Schl.-Holstein	124	40	57	687.250	431.320	731.400	84	38	56	667.250	664.860	714.300
Thüringen	15	9	27	64.400	56.300	275.390	9	9	26	64.400	56.300	263.390
Summe	465	251		3.200.655	3.098.150	7.282.085	356	239	548	3.164.691	4.415.430	6.898.065

*Ausschreibungsrunden Februar und Mai

Tabelle 28: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2024*

Strom: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand	in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.09.2017		90	25.09.2019
01.09.2018		93	27.09.2021
01.04.2019		93	25.04.2022
01.11.2019		91	02.01.2024
01.04.2020		96	02.04.2024
01.11.2020		25*	01.07.2024

* Viele Anlagen sind noch nicht abschließend durch die Netzbetreiber geprüft worden. Dieser Wert wird sich in den nächsten Monaten noch verändern

Tabelle 29: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023

	Mai	September
Ausgeschriebene Menge (MW)	400	400
Eingereichte Gebote	3	53
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	84	779
Zuschläge	3	32
Zuschlagsmenge (MW)	84	408
Gebotsausschlüsse	0	21
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	371
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	9,18	9,18
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,84	8,33
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	8,74	7,76
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,15	8,78

Tabelle 30: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023

Strom: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2024

	Mai	September
Ausgeschriebene Menge (MW)	583	583
Eingereichte Gebote	48	154
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	564	1856
Zuschläge	43	50
Zuschlagsmenge (MW)	512	587
Gebotsausschlüsse	5	18
Gebotsausschlussmenge (MW)	52	179
Zulässiger Höchstwert fixe Marktprämie (ct/kWh)	9,18	9,18
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,33	7,09
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,78	6,74
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,17	7,45

Tabelle 31: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2024

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023

	Februar	Juni	Oktober
Ausgeschriebene Menge (MW)	217	190	190
Eingereichte Gebote	94	155	184
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	213	342	373
Zuschläge	87	79	88
Zuschlagsmenge (MW)	195	193	191
Gebotsausschlüsse	7	7	12
Gebotsausschlussmenge (MW)	18	30	17
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	11,25	11,25	11,25
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	10,87	10,18	9,58
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,00	8,80	8,80
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	11,25	10,80	9,98

Tabelle 32: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023

Strom: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2024

	Februar	Juni	Oktober
Ausgeschriebene Menge (MW)	263	258	258
Eingereichte Gebote	194	162	
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	378	363	
Zuschläge	125	119	
Zuschlagsmenge (MW)	264	259	
Gebotsausschlüsse	9	19	
Gebotsausschlussmenge (MW)	23	47	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	11,25	11,25	
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	8,92	8,94	
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,90	7,95	
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	9,48	10,19	

Tabelle 33: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2024

Strom: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.06.2021	73	22.07.2022
01.12.2021	65	23.01.2023

Tabelle 34: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Strom: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2022-2024

	Oktober 22	April 23	September 23	April 24	September 25
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	19	8	251	251
Eingereichte Gebote	2	0	0	0	1
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	3,5	0	0	0	2
Zuschläge	2	0	0	0	0
Zuschlagsmenge (MW)	3,5	0	0	0	0
Gebotsausschlüsse	0	0	0	0	1
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	0	0	2
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	18,81	19,31	19,31	21,03	21,03
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	k.A.*	-	-	-	-
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	k.A.*	-	-	-	-
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	k.A.*	-	-	-	-

*Die genauen Werte werden aufgrund möglicher Rückschlüsse auf den Bieter nicht angegeben.

Tabelle 35: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2024

Strom: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2018	79	20.04.2020
01.11.2018	73	26.05.2021
01.04.2019	77	27.12.2021
01.11.2019	92	02.08.2022
01.04.2020	94	22.05.2023
01.11.2020	86	01.08.2023

Tabelle 36: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen

C Netze

Stromnetze sind komplexe Systeme aus miteinander verbundenen elektrischen Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren und anderen Komponenten, die zur Übertragung (Übertragungsnetz) und Verteilung (Verteilernetz) elektrischer Energie von den Erzeugungsquellen zu den Verbrauchern dienen.

Die mit dem Stromnetz verbundenen Einspeise- bzw. Entnahmestellen entsprechen Marktlokationen (ehemals Zählpunkte) im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden und stellt einen Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung dar.

Stromnetze können in verschiedene Ebenen unterteilt werden, je nachdem, wie die elektrische Energie transportiert und verteilt wird. Diese Ebenen umfassen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Während in dem Höchstspannungsnetz elektrische Energie über große Entfernung mit sehr hohen Spannungen (>380 kV) transportiert wird, liefern Niederspannungsnetze die elektrische Energie an Endverbraucher. Die Spannung wird auf ungefähr 230 / 400 Volt reduziert, um damit die elektrischen Endverbraucher zu versorgen.

Für den Betrieb, die Wartung und die Überwachung des Übertragungs- und Verteilernetzes sind jeweils ÜNB und VNB verantwortlich.

1. Netzstrukturdaten

Strom: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	883	879	873	865	866	866
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	803	799	791	782	783	782
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	645	678	674	664	667	662

Tabelle 37: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

Strom: Netzstrukturdaten 2023

	ÜNB	VNB	Gesamtsumme ÜNB & VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	4*	866	870
Stromkreislänge (in Tsd. km)	37,7	1.912,8	1.950,5
davon Höchstspannung	37,5	0,2	37,7
davon Hochspannung	0,2	95,4	95,6
davon Mittelspannung		529,4	529,4
davon Niederspannung		1.287,8	1.287,8
Marktloktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,2	52.516,6	52.516,9
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,2	3.055,9	3.056,2
davon Haushaltskunden		49.460,7	49.460,7
Jahreshöchstlast (in GW)			73,7

*Anzahl der ÜNB exkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften und Baltic Cable AB.

Tabelle 38: Netzstrukturdaten 2023

Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023
Anzahl in Mio.

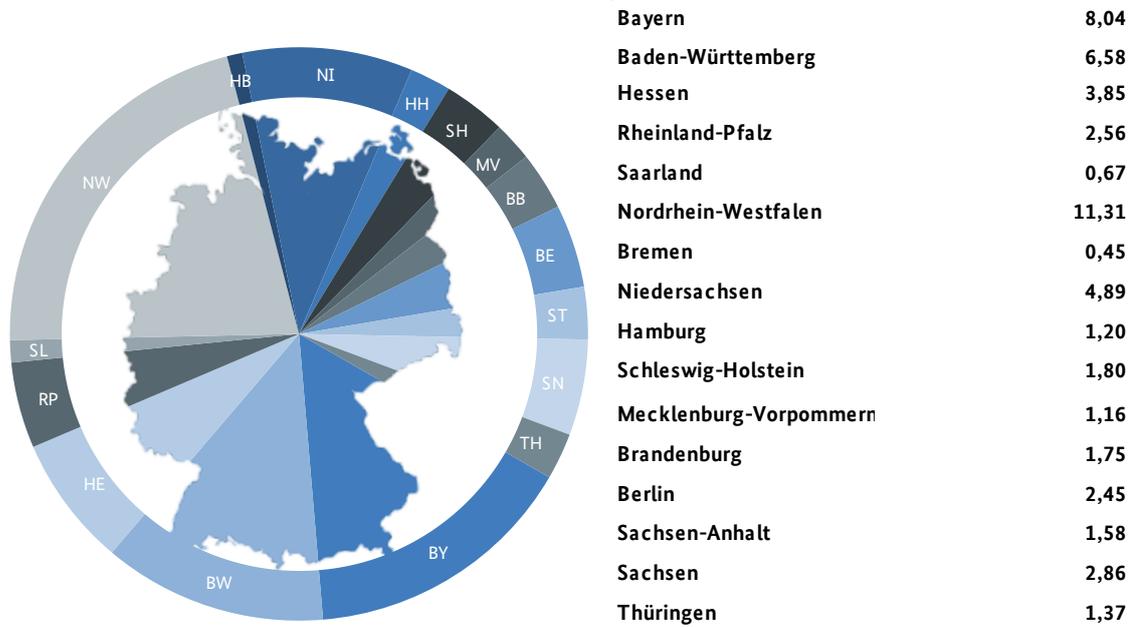


Abbildung 22: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023
in TWh

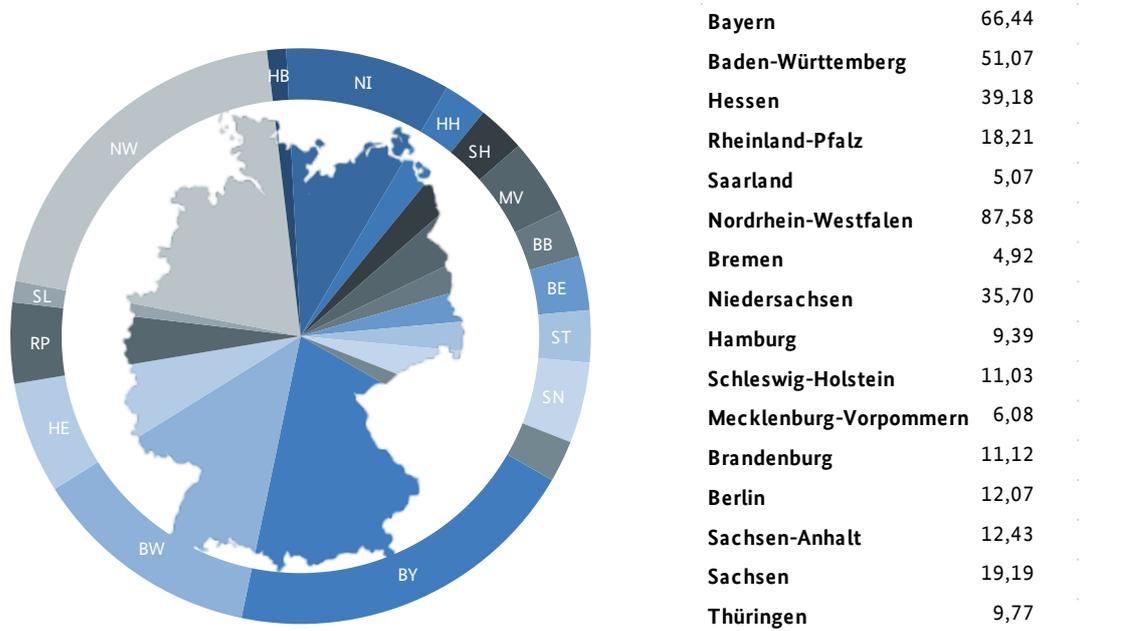
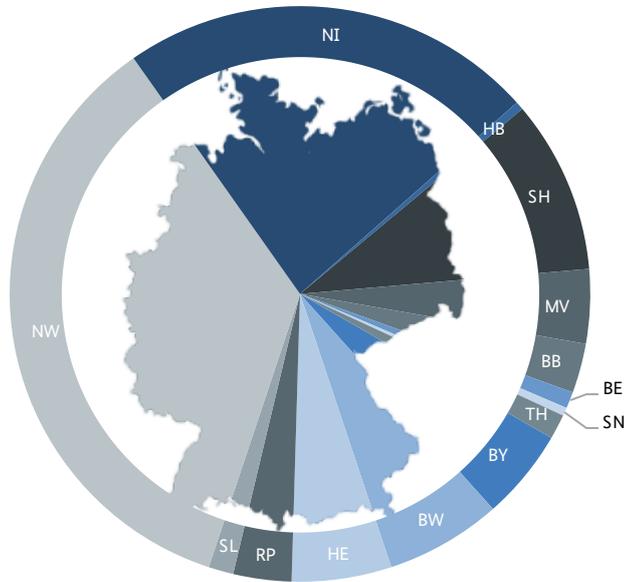


Abbildung 23: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023

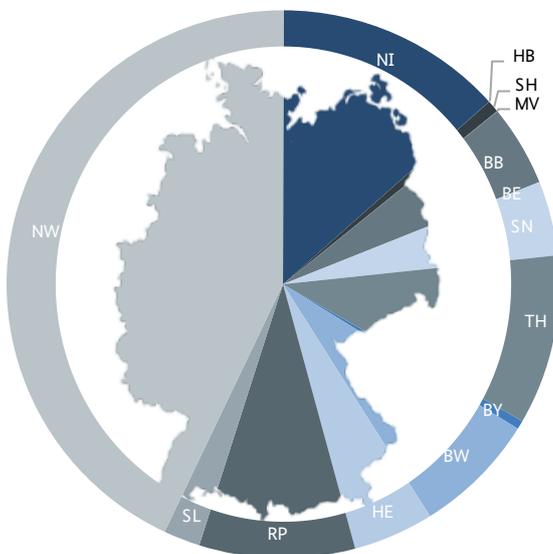
Strom: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023
Anzahl



Hamburg	0
Niedersachsen	50
Bremen	1
Nordrhein-Westfalen	76
Saarland	3
Rheinland-Pfalz	7
Hessen	12
Baden-Württemberg	14
Schleswig-Holstein	21
Mecklenburg-Vorpommern	9
Brandenburg	6
Berlin	2
Sachsen-Anhalt	0
Sachsen	1
Thüringen	3
Bayern	11

Abbildung 24: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023

Strom: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023
in GWh



Hamburg	0
Niedersachsen	3.983
Bremen	3
Nordrhein-Westfalen	12.843
Saarland	640
Rheinland-Pfalz	2.721
Hessen	1.409
Baden-Württemberg	2.159
Schleswig-Holstein	210
Mecklenburg-Vorpommern	8
Brandenburg	1.427
Berlin	1
Sachsen-Anhalt	0
Sachsen	1.313
Thüringen	2.992
Bayern	152

Abbildung 25: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2023

Anzahl und Verteilung

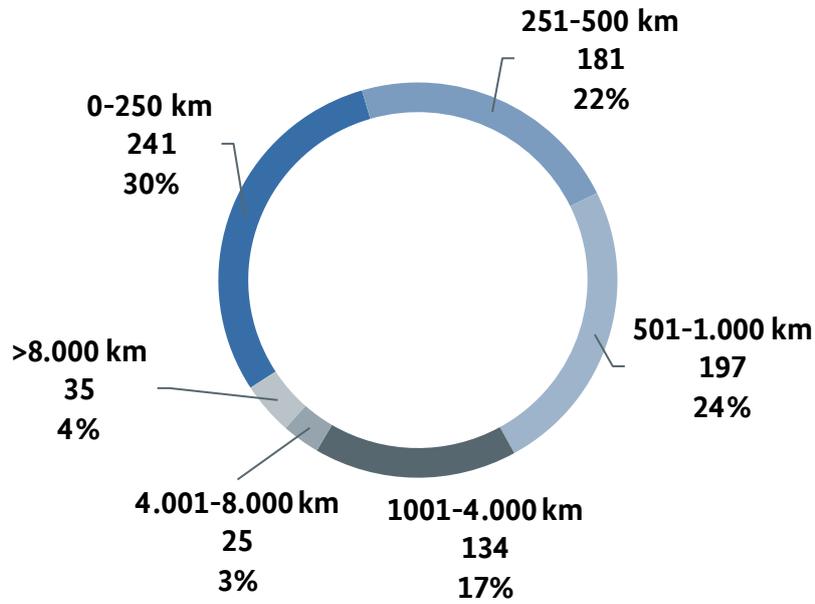


Abbildung 26: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2023

Strom: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2023

Anzahl und Verteilung

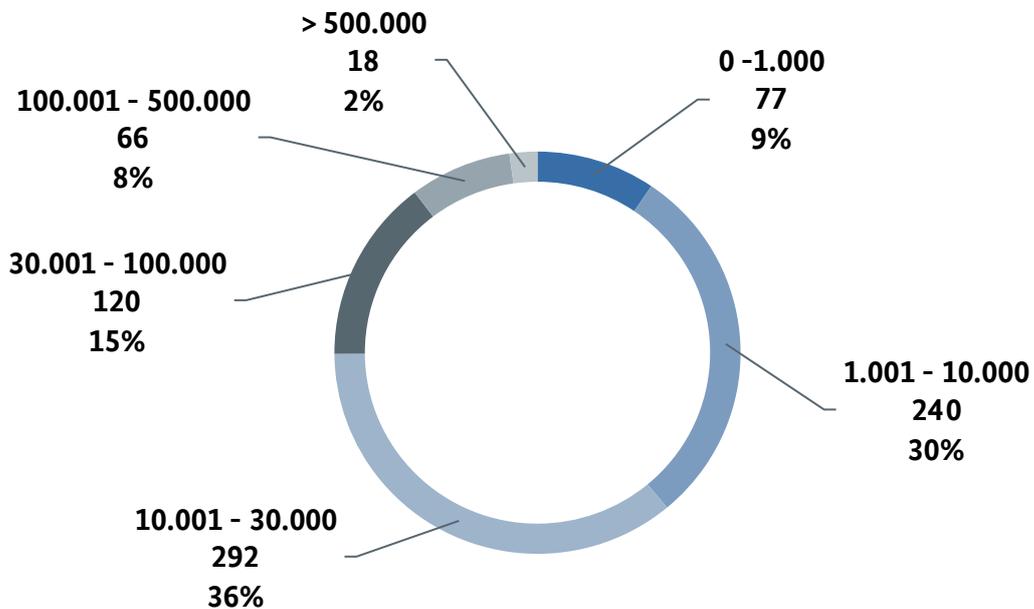


Abbildung 27: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2023

2. Versorgungsstörungen Strom

Trotz Maßnahmen im Rahmen der Systemdienstleistungen kann es zu Unterbrechungen der Versorgung kommen. Netzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur jährlich Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauert. Für die Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit der Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index - SAIDI_{EnWG}⁴⁹) werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund von höherer Gewalt berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Strom: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene in Minuten

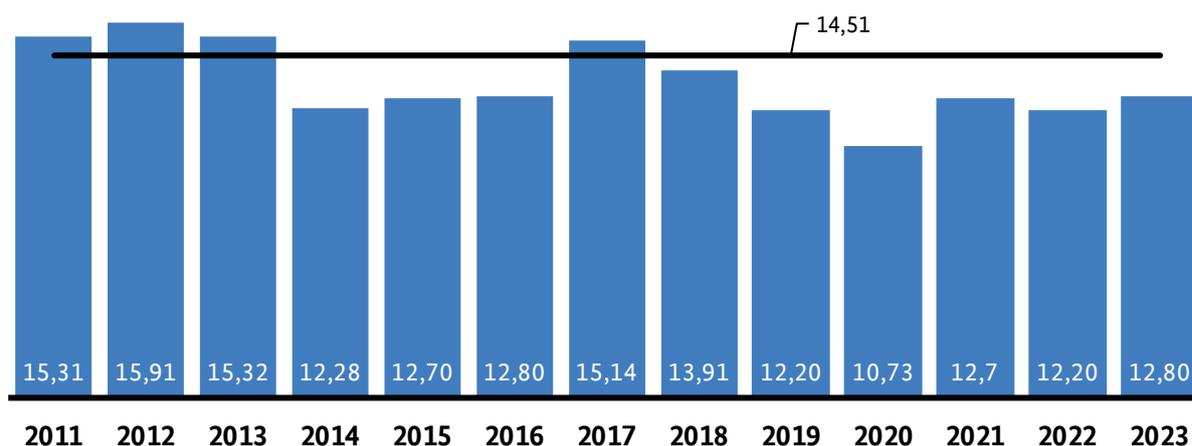


Abbildung 28: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

3. Investitionen

Um eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, investieren Verteilernetzbetreiber sowie Übertragungsnetzbetreiber in den Ausbau und die Wartung der Stromnetze. Bei den Angaben zu den Investitionen handelt es sich um handelsrechtliche Werte aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einberechnet werden.

Bei den Investitionen handelt es sich um die aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie den Wert neu gemieteter bzw. gepachteter Sachanlagen.

⁴⁹ Der hier genannte SAIDI_{EnWG} ist zu unterscheiden von der im Rahmen des Qualitätselements nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl SAIDI_{ARegV}

Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus einer Anlage zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen.

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB
in Mio. Euro

	2022	2023
Investitionen	5.513	8.675
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	4.802	7.737
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	207	200
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	483	699
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	21	39
Aufwendungen	507	525
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	500	516
für grenzüberschreitende Verbindungen	7	9
Gesamt	6.020	9.200

Tabelle 39: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber
in Mio. Euro

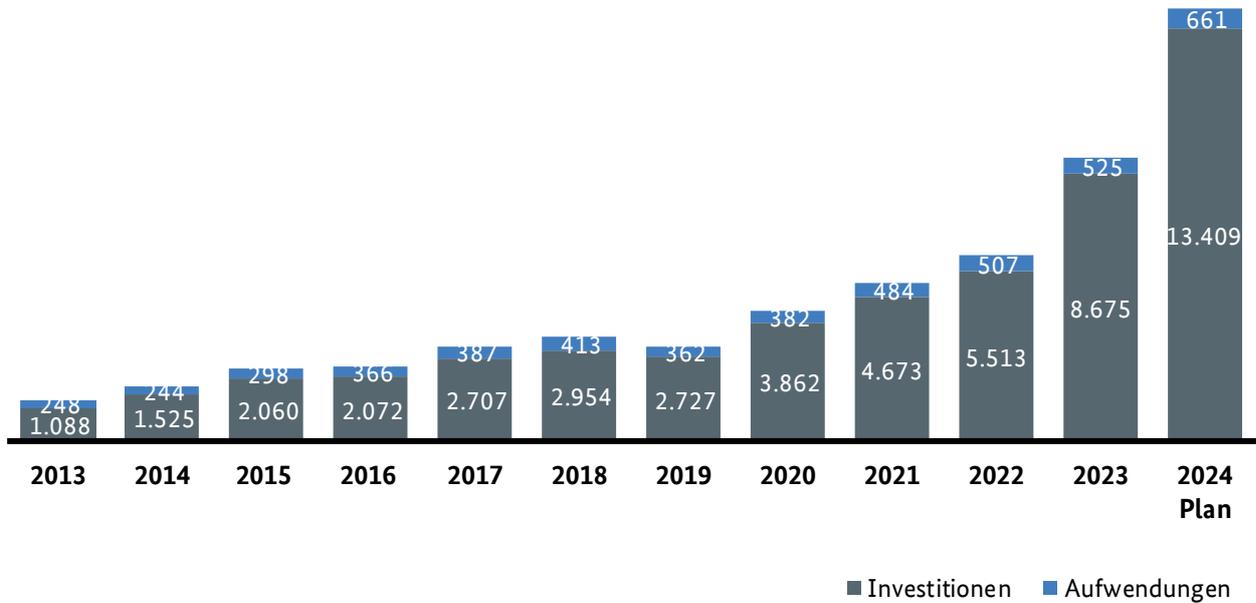


Abbildung 29: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber

Strom: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber
in Mio. Euro

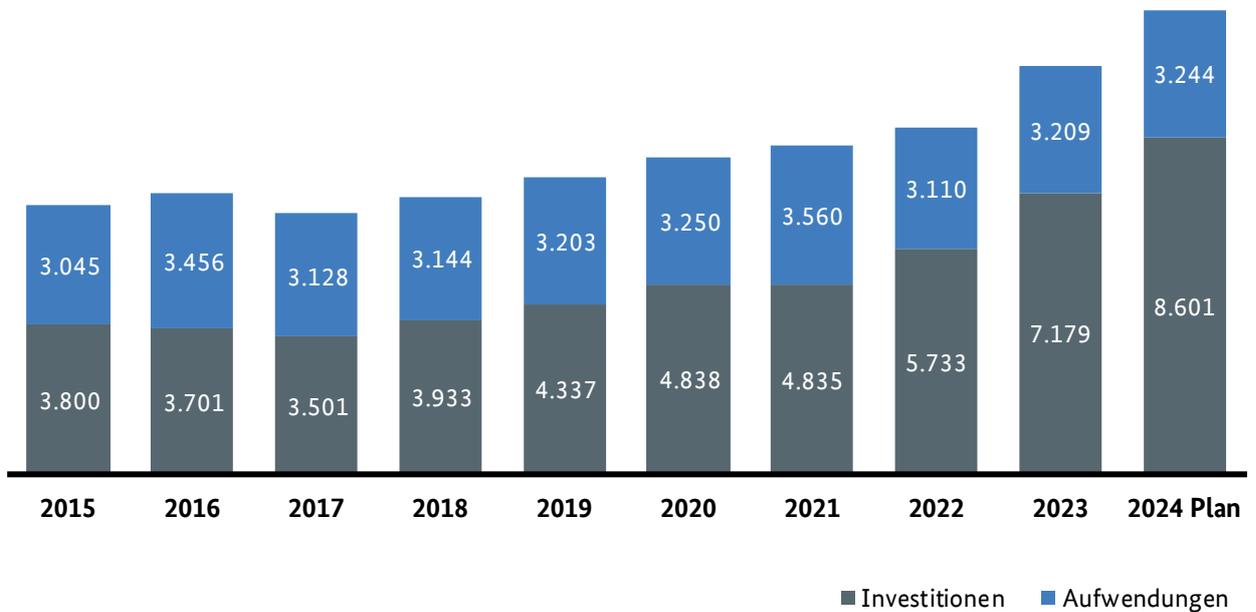


Abbildung 30: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber

**Strom: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungs-
summen in 2023**

Anzahl und Volumen in Mio. Euro

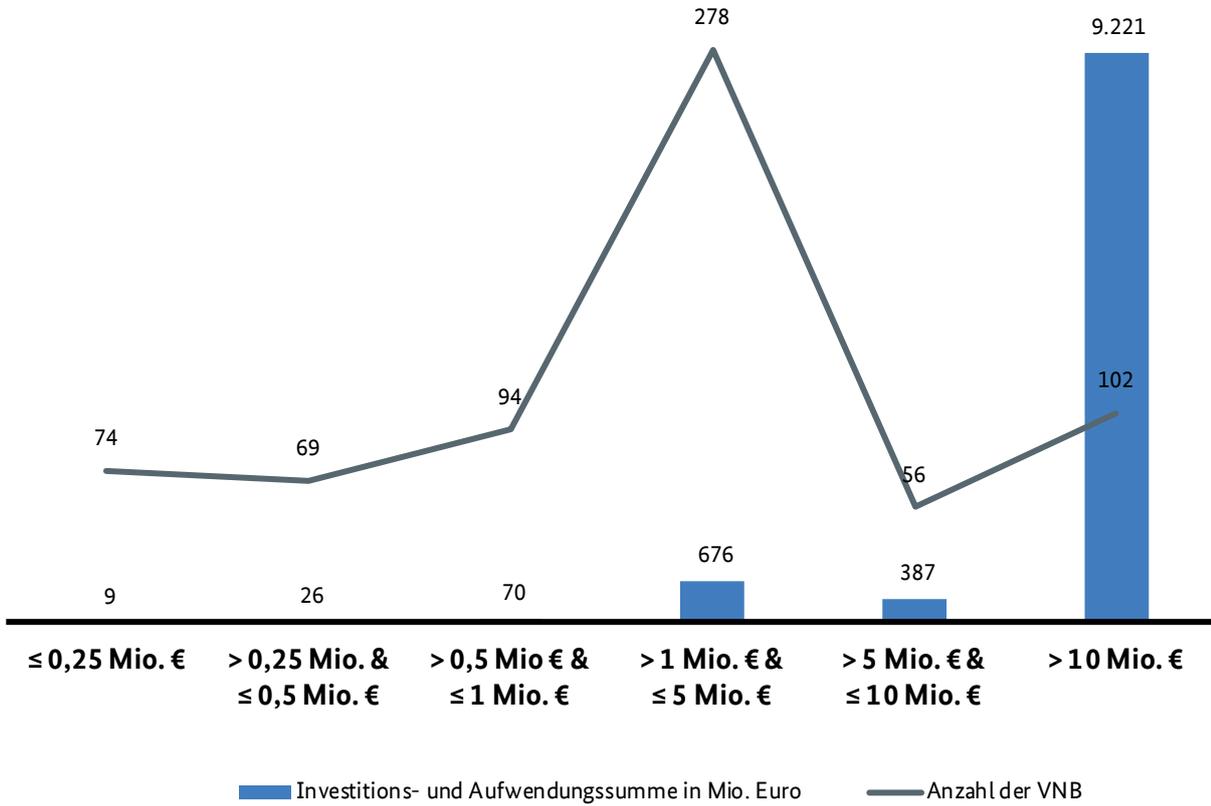


Abbildung 31: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2023

4. Netzentgelte

Netzentgelte sind ein Bestandteil des Endkundenpreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch von Industrie- und Gewerbekunden gezahlt werden. Über die Netzentgelte werden die Kosten für das Stromnetz (z. B. Ausbau und Maßnahmen zur Systemsicherheit) auf den Letztverbraucher gewälzt. Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen u. a. von folgenden Faktoren ab:

- **Besiedlungsdichte:** In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- **Unterschiedlich hohe Kosten durch Netzausbau und den Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen.**
- **Unterschiedlich hohe Kosten für Engpassmanagement.**
- **Alter der Netze:** Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- **Auslastung der Netze:** Diese wurden bspw. in den neuen Bundesländern sehr großzügig dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet.
- **Qualität der Versorgung:** Diese hat über das Qualitätselement einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze.

Die Ermittlung der Netzentgelte für Deutschland erfolgt in drei wesentlichen Schritten:

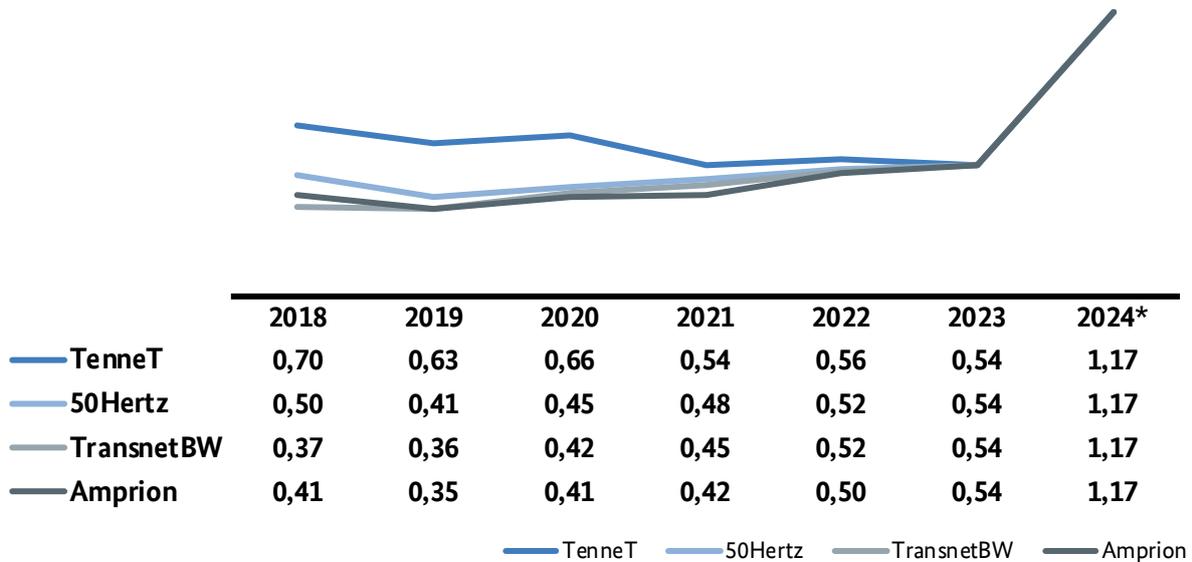
Bestimmung der Netzkosten: Die Kostenbasis für die Netzentgelte wird in Regulierungsperioden von fünf Jahren festgelegt. Die Regulierungsbehörde prüft die Kosten der Netzbetreiber nach den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und auf Basis des jeweils testierten Jahresabschlusses im Basisjahr. Die vierte Regulierungsperiode Strom basiert auf den Kosten des Basisjahres 2021.

Ermittlung der zulässigen Erlöse: Die anerkannten Netzkosten werden gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in eine Erlösobergrenze überführt. Diese legt fest, wie viele Einnahmen Netzbetreiber in einer Regulierungsperiode erzielen dürfen. Neben den anerkannten Kosten beeinflussen Effizienzprüfungen und verschiedene weitere Faktoren, wie z.B. nicht beeinflussbare Kosten, der Verbraucherpreisindex und der Kapitalkostenaufschlag, die Erlösobergrenze.

Bildung der Netzentgelte: Die Netzbetreiber ermitteln die Netzentgelte basierend auf den Prinzipien der StromNEV. Dazu werden die zulässigen Erlöse 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 Netz- oder Umspannebene ermittelt. Bei den leistungsgemessenen Kunden werden diese spezifischen Kosten je Ebene in vier Entgeltpositionen überführt (je ein Arbeits- und Leistungspreis für bis zu und für mehr als 2.500 Jahresbenutzungsstunden). Dabei werden Annahmen zum Verursachungsbeitrag eines Letztverbrauchers zu den Netzkosten getroffen. Für nicht leistungsgemessene Kunden wird ein Arbeits- und ggf. ein Grundpreis festgelegt.

Auf Basis erwarteter Absatzmengen und der ermittelten Entgelte werden die erwarteten Erlöse der Ebene bestimmt. Die Differenz zwischen zugeordneten Kosten und erwarteten Erlösen einer Ebene wird als Wälzungsbetrag in die nächst tiefere Ebene weitergegeben. Dies setzt sich bis zur Niederspannungsebene fort, die dann die ihr zugeordneten Kosten komplett decken muss. Die Netzbetreiber veröffentlichen ihre Netzentgelte jährlich vorläufig im Oktober für das Folgejahr und endgültig im Januar des Geltungsjahres. Reformen der Netzentgeltsystematik werden aufgrund der Energiewende und veränderter Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen diskutiert.

Strom: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte
in ct/kWh



*Die ÜNB-Entgelte verdoppelten sich 2024 im Vergleich zu 2023. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass für das Jahr 2024 kein erneuter Bundeszuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetzkosten gewährt wurde, wie dies mit § 24b EnWG im Jahr 2023 der Fall war.

Abbildung 32: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H.v. 75%]

**Strom: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten
Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden**
in ct/kWh

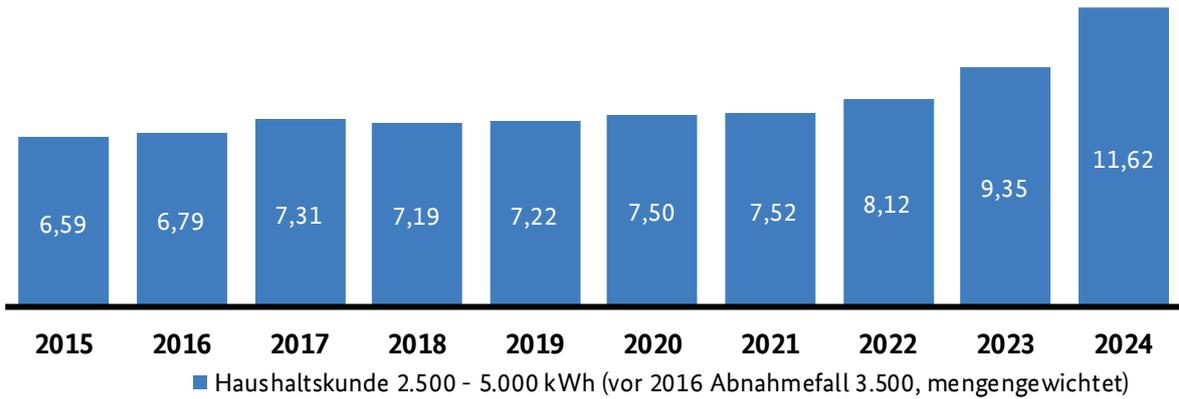


Abbildung 33: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden

**Strom: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl.
Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und
"Industriekunden" 24 GWh**
in ct/kWh

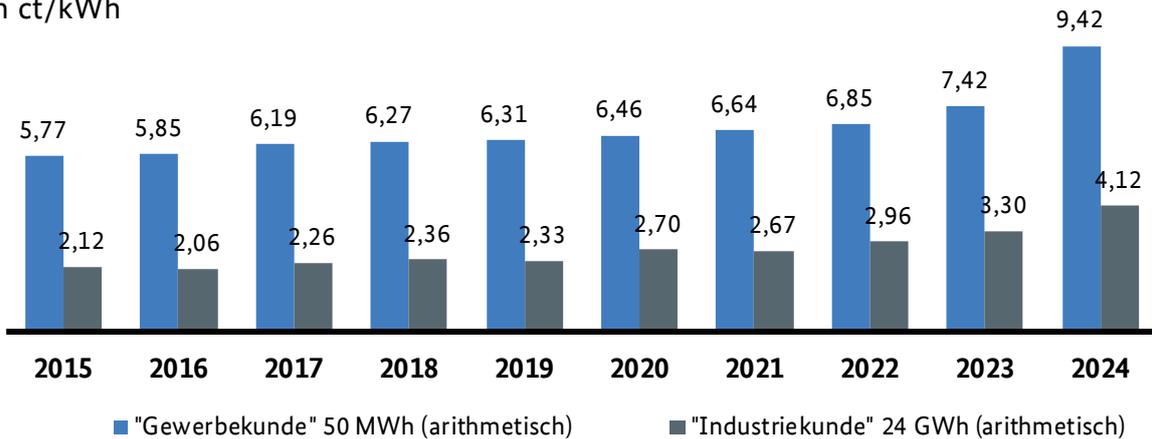


Abbildung 34: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh

Strom: Grundpreis Netzentgelte in Euro/Jahr

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Durchschnittlicher Grundpreis	40	52 ^[2]	57 ^[2]	58 ^[2]	66 ^[2]	75 ^[2]
Maximaler Grundpreis	105	105	105	105	120	160
Minimaler Grundpreis ^[1]	7	8	8	9	7	10
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	42	40	31	30	40	24

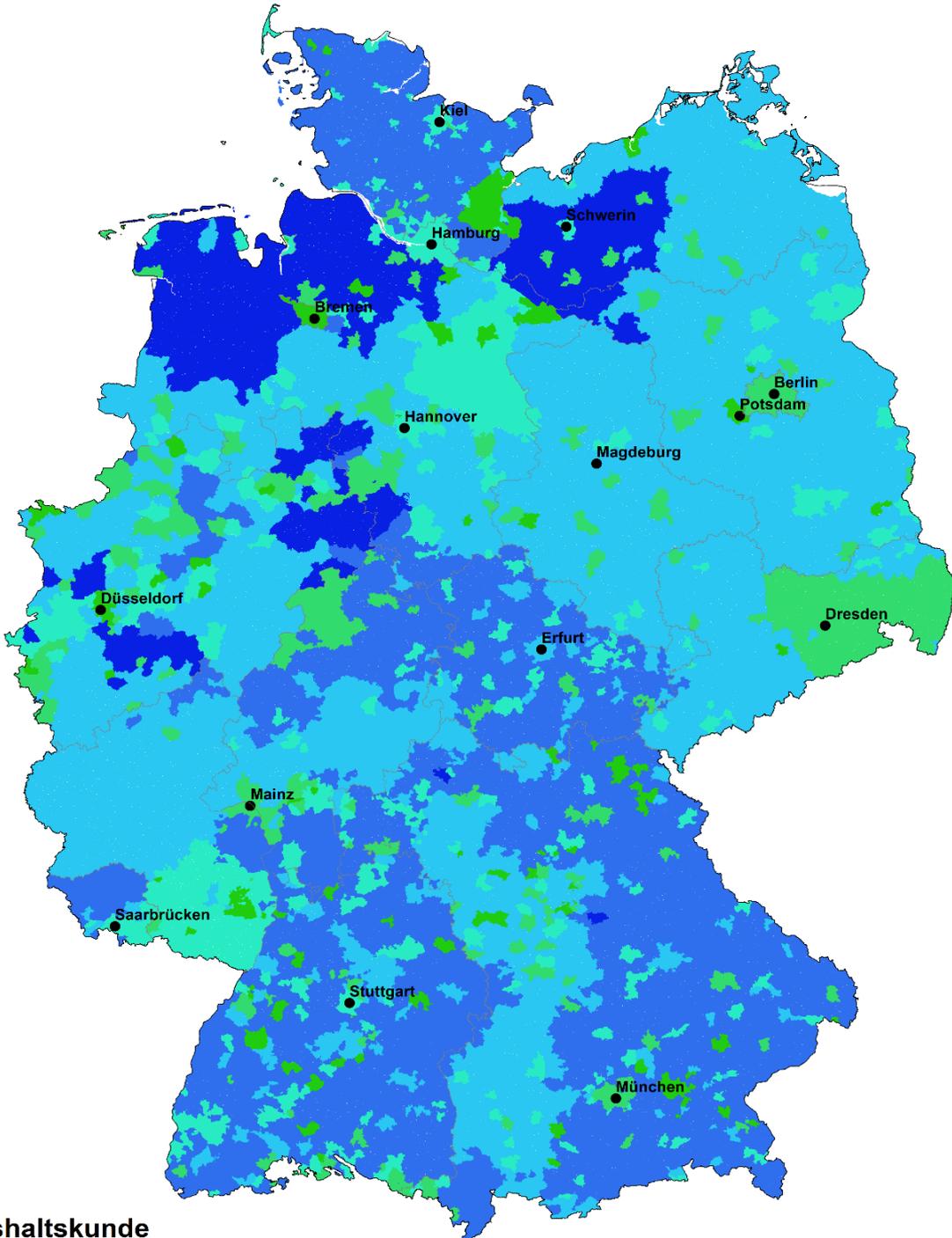
^[1] Minimaler Grundpreis, von den VNB, die einen Grundpreis erheben.

^[2] Der Grundpreis für das Jahr 2020, 2021, 2022 und 2023 wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet.
Ungewichteter Mittelwert: 2020: 42€ pro Jahr; 2021: 45€ pro Jahr; 2022: 47€ pro Jahr; 2023: 54€ pro Jahr

Tabelle 40: Grundpreis Netzentgelte



Strom: Netzentgelte Grundpreis 2024



Haushaltskunde
Abnahmefall: 3.500 kWh/Jahr

0 bis 24 Euro	63 bis 76 Euro
24 bis 46 Euro	76 bis 93 Euro
46 bis 63 Euro	über 93 Euro

Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2018.
© INFAS 360 GmbH 06_2024
Daten: Monitoring der Bundesnetzagentur 2024
Stand: 11.11.2024

Abbildung 35: Netzentgelt Grundpreis 2024

Strom: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	13,17	7,44	16,03	40
Hamburg	13,05	9,41	16,03	5
Brandenburg	12,45	7,65	15,50	36
Mecklenburg-Vorpommern	11,99	7,01	15,50	21
Saarland	11,64	8,33	32,95	19
Rheinland-Pfalz	11,39	7,25	14,96	53
Baden-Württemberg**	11,24	6,04	22,01	121
Nordrhein-Westfalen	11,07	5,65	14,54	106
Thüringen	10,76	6,35	12,68	37
Bayern	10,56	4,84	20,62	234
Hessen	10,54	6,41	15,90	59
Sachsen	10,34	8,09	13,91	42
Berlin	10,29	9,74	13,64	5
Sachsen-Anhalt	10,27	7,08	14,59	33
Niedersachsen	9,91	6,26	15,50	75
Bremen	8,30	8,18	12,45	8

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

** Inklusiv des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 41: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland 2024

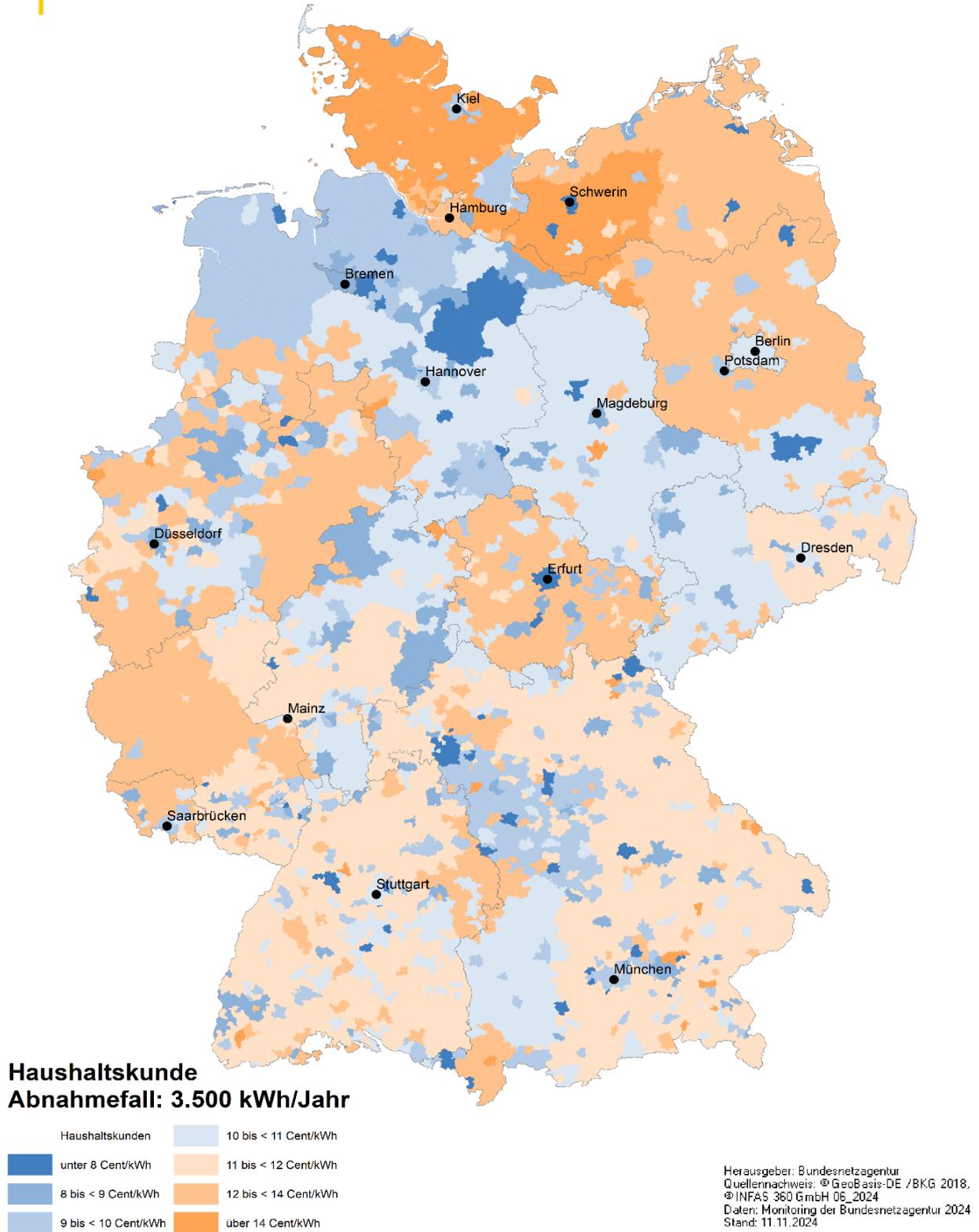


Abbildung 36: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024

Strom: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hamburg	11,41	6,42	13,50	5
Schleswig-Holstein	11,23	6,73	13,50	40
Brandenburg	10,47	5,92	14,39	36
Saarland	10,04	5,90	31,68	19
Mecklenburg-Vorpommern	9,96	5,03	12,19	21
Berlin	9,40	8,15	11,59	5
Rheinland-Pfalz	9,30	6,50	13,23	53
Baden-Württemberg**	9,21	5,64	20,74	121
Nordrhein-Westfalen	8,77	5,65	13,21	106
Sachsen	8,74	6,10	12,41	42
Sachsen-Anhalt	8,59	5,81	12,46	33
Hessen	8,56	4,75	15,00	59
Thüringen	8,44	5,76	11,09	37
Bayern	8,38	3,97	18,02	234
Niedersachsen	7,46	4,85	13,57	75
Bremen	6,69	6,40	11,81	8

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

** Inklusive des Versorgungsgebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 42: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland 2024

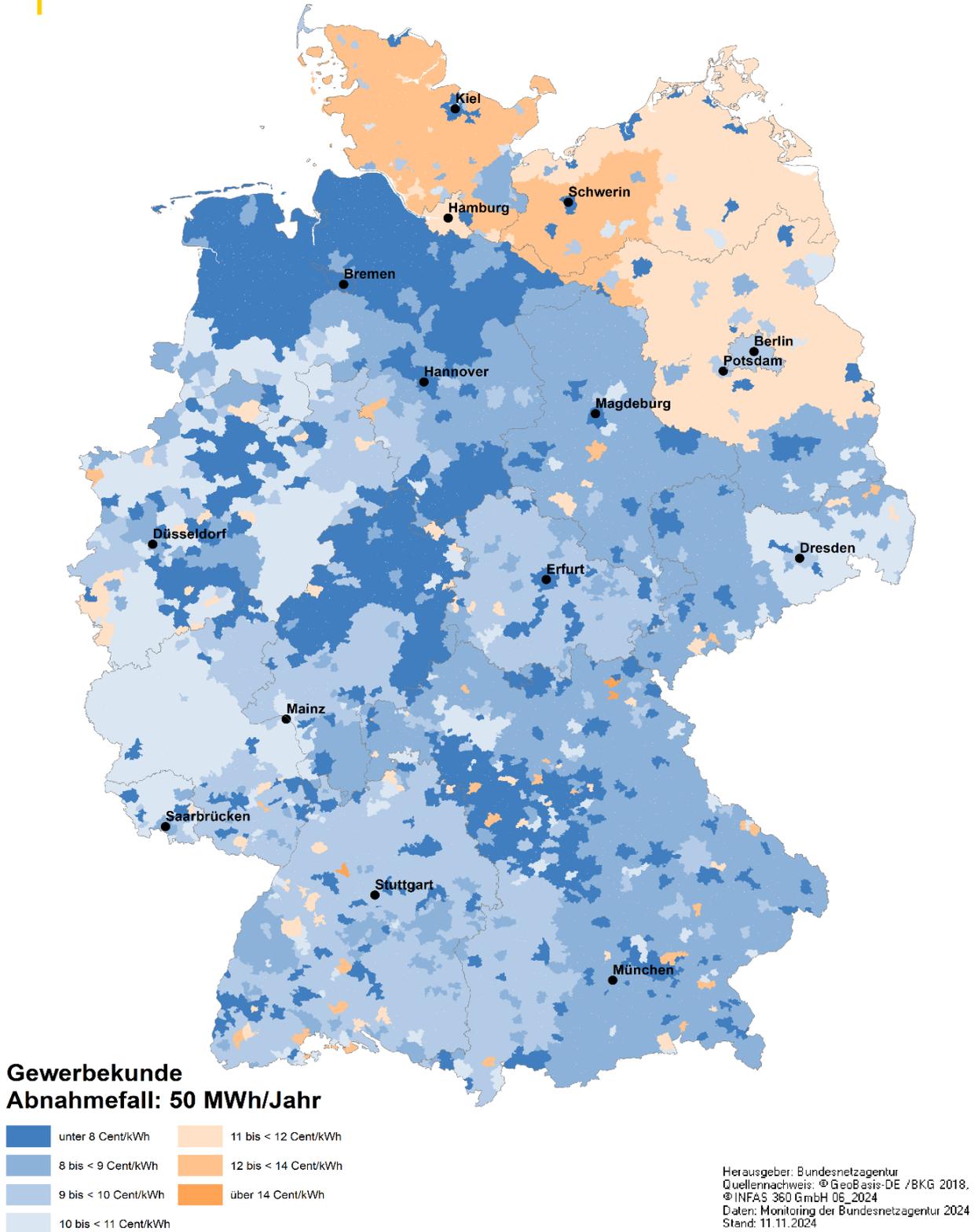


Abbildung 37: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024

Strom: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Mengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Hessen	4,78	2,99	6,25	61
Brandenburg	4,72	2,60	7,76	36
Schleswig-Holstein	4,66	1,90	7,27	39
Mecklenburg-Vorpommern	4,59	2,35	6,96	21
Baden-Württemberg	4,51	2,84	7,82	121
Sachsen	4,32	3,13	6,83	43
Hamburg	4,32	3,45	5,73	5
Berlin	4,30	2,98	4,98	5
Thüringen	4,16	2,55	4,99	35
Sachsen-Anhalt	4,12	3,32	7,54	34
Rheinland-Pfalz	4,11	2,81	6,98	53
Nordrhein-Westfalen	4,07	2,13	7,64	107
Bremen	3,96	3,45	4,48	8
Bayern	3,82	0,91	7,59	224
Niedersachsen	3,79	1,79	6,96	75
Saarland	3,47	2,64	8,73	19

* Als Gewichtunggrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 43: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024



Strom: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland 2024

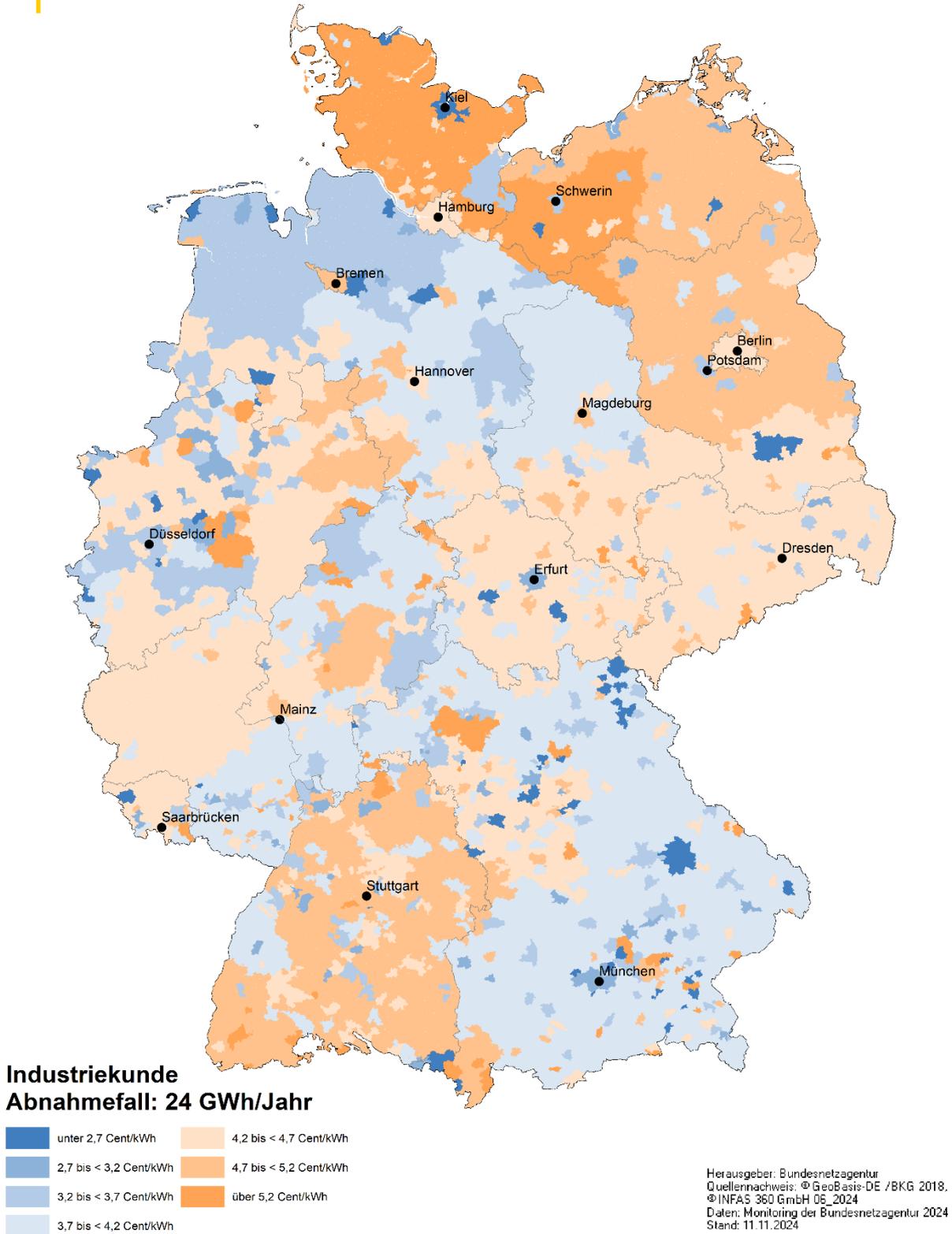


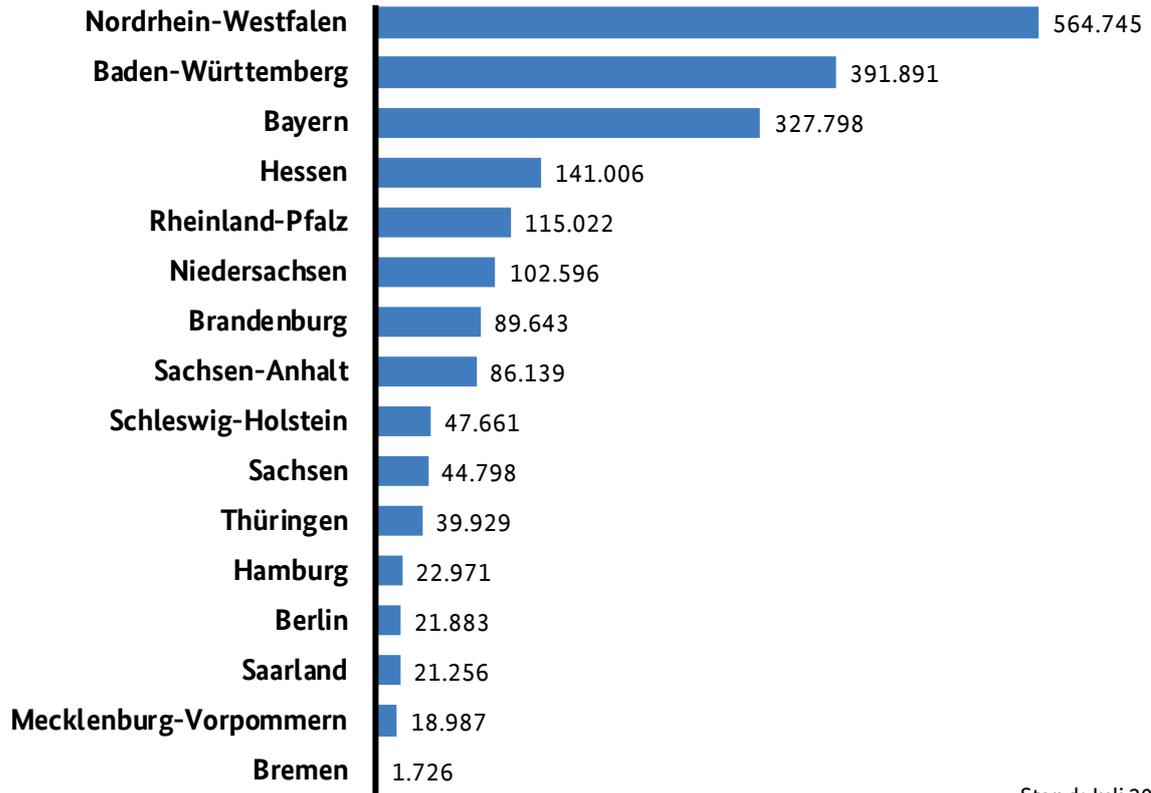
Abbildung 38: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024

5. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie private Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für E-Autos haben höhere Leistungen als die meisten Haushaltsgeräte. Außerdem beziehen steuerbare Verbrauchseinrichtungen häufiger gleichzeitig Strom. In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nunmehr die Möglichkeit, bei Überlastungen steuernd einzugreifen und den Strombezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen temporär zu „dimmen“. Mit den Festlegungen zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen auf Basis des novellierten § 14a EnWG (Az.: BK6-22-300 und Az.: BK8-22/010-A) wurde die freiwillige Teilnahme durch eine verpflichtende Teilnahme aller ab 01.01.2024 installierten, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit einer Leistung ab 4,2 kW an einer netzorientierten Steuerung in der Niederspannung ersetzt. So kann jederzeit gewährleistet werden, dass neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen unmittelbar angeschlossen werden können. Mit den Festlegungen soll zudem verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von bereits hoher Last selbst auch eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsstrang beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Im Gegenzug berechnen die Verteilernetzbetreiber ein verringertes Netzentgelt. Die Regelungen stellen den schnellen Anschluss der neuen Verbraucher sicher, da die Verteilernetzbetreiber diesen nunmehr nicht unter Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten vorübergehend ablehnen dürfen. Weitere Informationen zu den Festlegungen sind unter Bundesnetzagentur - 14a zu finden. Die nachfolgenden Darstellungen zeigen den Stand zum 31.12.2023, zu dem die Vereinbarungen nach 14a noch auf freiwilliger Basis erfolgt sind.

Strom: Anzahl der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

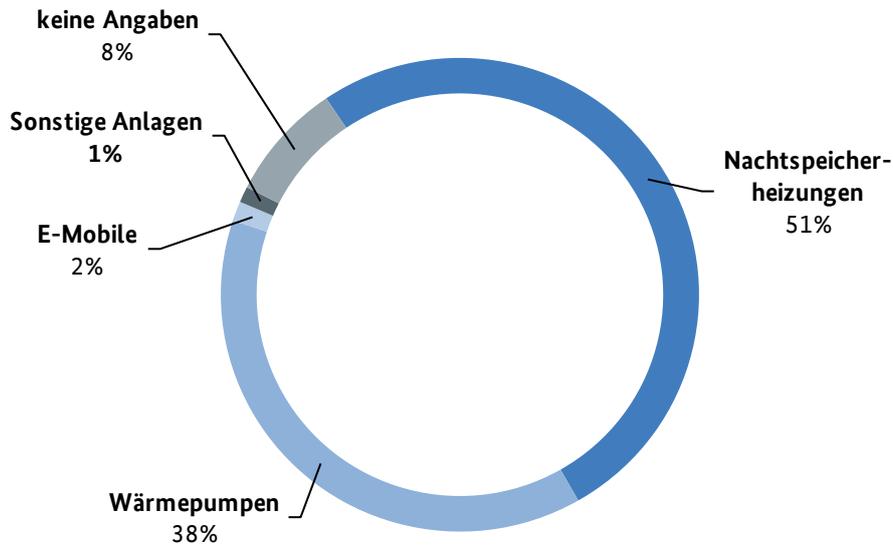
Anzahl



Stand: Juli 2024

Abbildung 39: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Strom: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Prozent



Stand: Juli 2024

Abbildung 40: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Strom: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Prozent

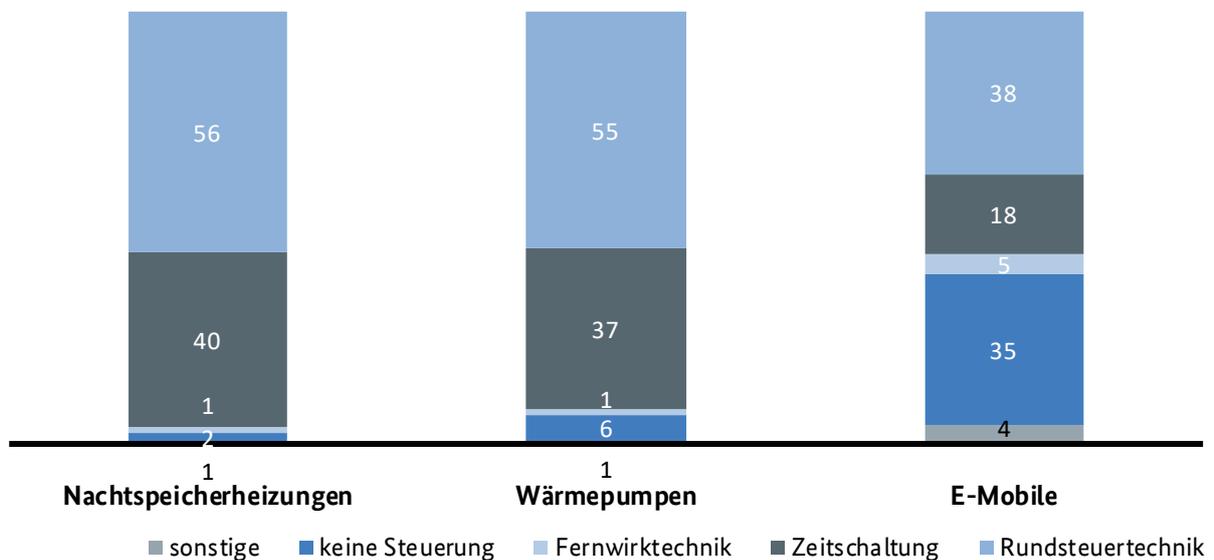


Abbildung 41: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

6. Lastmanagement⁵⁰

Lastmanagement oder Demand Side Management (DSM) beschreibt die Fähigkeit von Lasten bzw. größeren Stromverbrauchern, ihre elektrische Last bzw. ihren Stromverbrauch für einen Zeitraum von wenigen Stunden abzusenken. Diese flexiblen Lasten gibt es sowohl in der Industrie, z.B. in Produktionsprozessen wie der Aluminiumherstellung, als auch im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor, z.B. Kühlhäuser.

Flexible Lasten oder DSM sind zu unterscheiden von steuerbaren dezentralen Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder Elektroautos.

Im Rahmen der in 2023 durchgeführten Lastmanagement-Befragung von Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 50 GWh/a, haben 422 der 450 angeschriebenen Unternehmen mit insgesamt 893 Unternehmensstandorten teilgenommen.

Strom: Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM im Jahr 2022 Angaben in TWh/Prozent

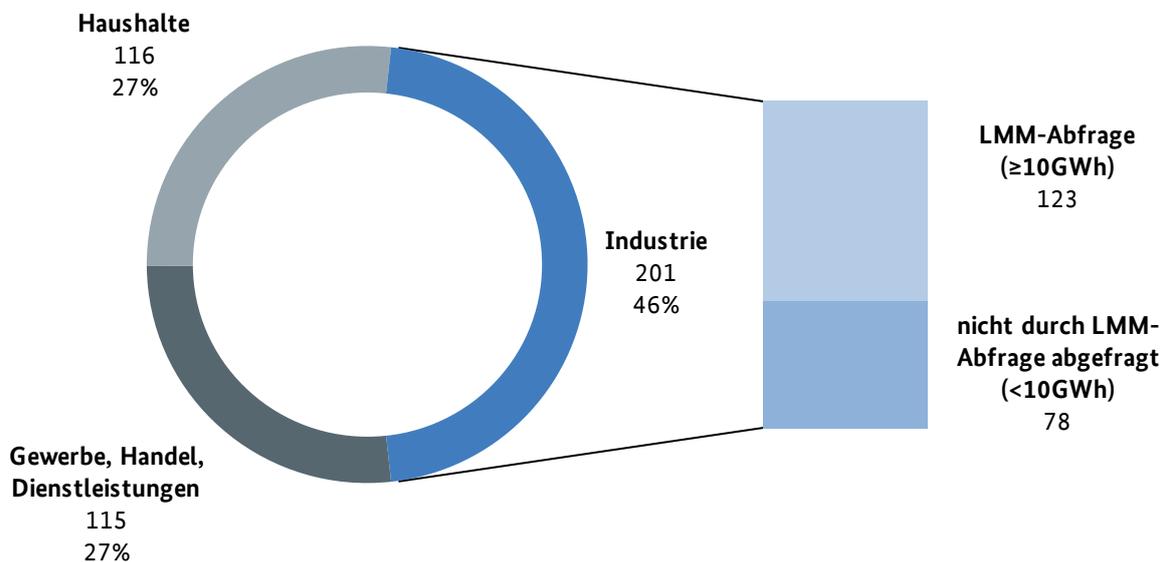


Abbildung 42: Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM 2022

⁵⁰ Zwecks Entbürokratisierung ist die Datenerhebung bis auf weiteres ausgesetzt. Mögliche zukünftige Abfragen sollen deutlich seltener und unter Verwendung eines merklich reduzierten Fragebogens erhoben werden. Diese und weitere Daten zur Lastmanagementabfrage sollen ebenfalls auf SMARD veröffentlicht werden.

Strom: Ist mindestens einer der am Unternehmensstandort genutzten Strom-bezugsverträge so ausgestaltet, dass er eine Abrechnung zu Spotmarktpreisen (Day-Ahead oder Intraday-Märkte) ermöglicht?
Anzahl/Prozent

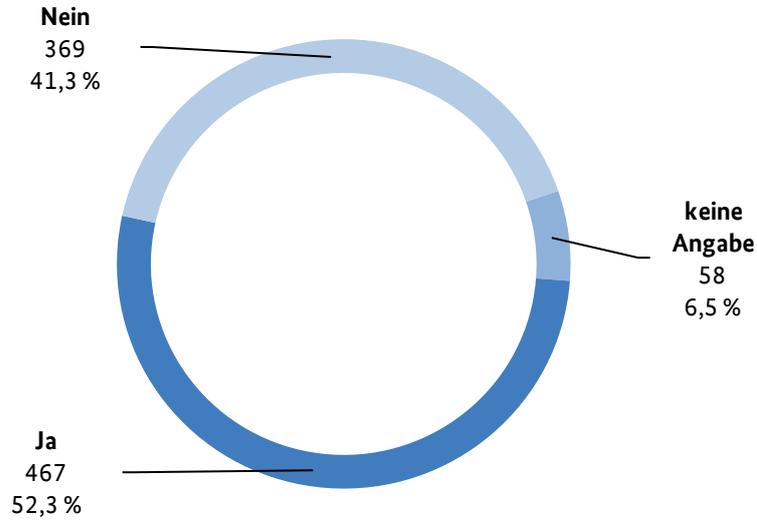


Abbildung 43: Anzahl der Standorte mit Strombezugsverträgen die eine Abrechnung zu Spotmarktpreisen ermöglichen

Strom: Nehmen Sie für den Unternehmensstandort direkt oder über einen Dienstleister am Handel am Day-Ahead oder an Intraday-Märkten teil?
Anzahl/Prozent

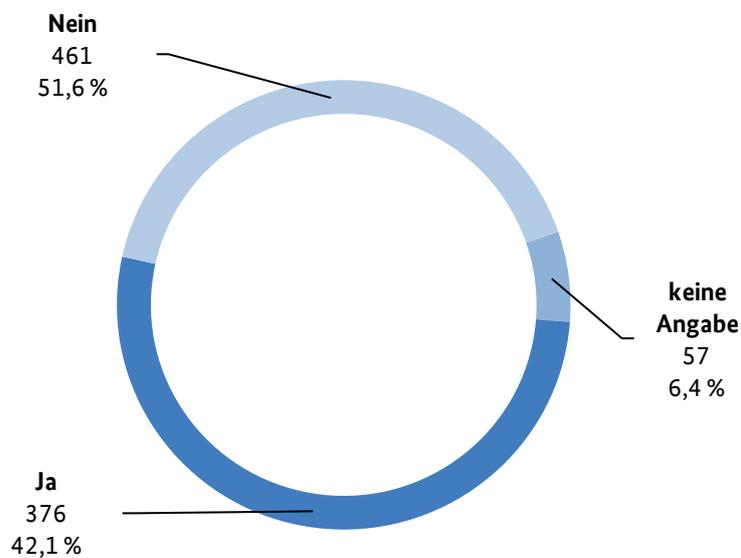


Abbildung 44: Anzahl der Standorte die direkt oder über einen Dienstleister an Day-Ahead oder Intraday-Märkten teilnehmen

Strom: Verfügt der Unternehmensstandort über Eigenerzeugungsanlagen (inkl. Netzersatzanlagen), die zumindest teilweise zur Eigenversorgung genutzt werden?

Anzahl/Prozent

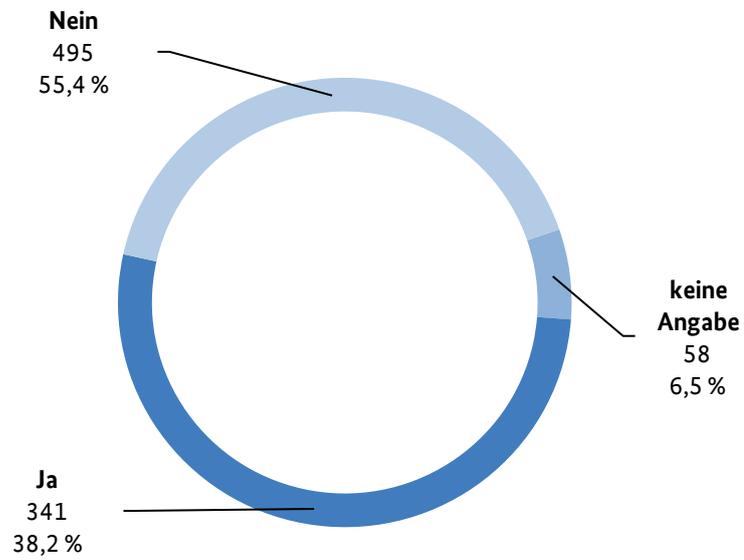


Abbildung 45: Anzahl der Standorte mit Eigenerzeugungsanlagen

Strom: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?

Anzahl

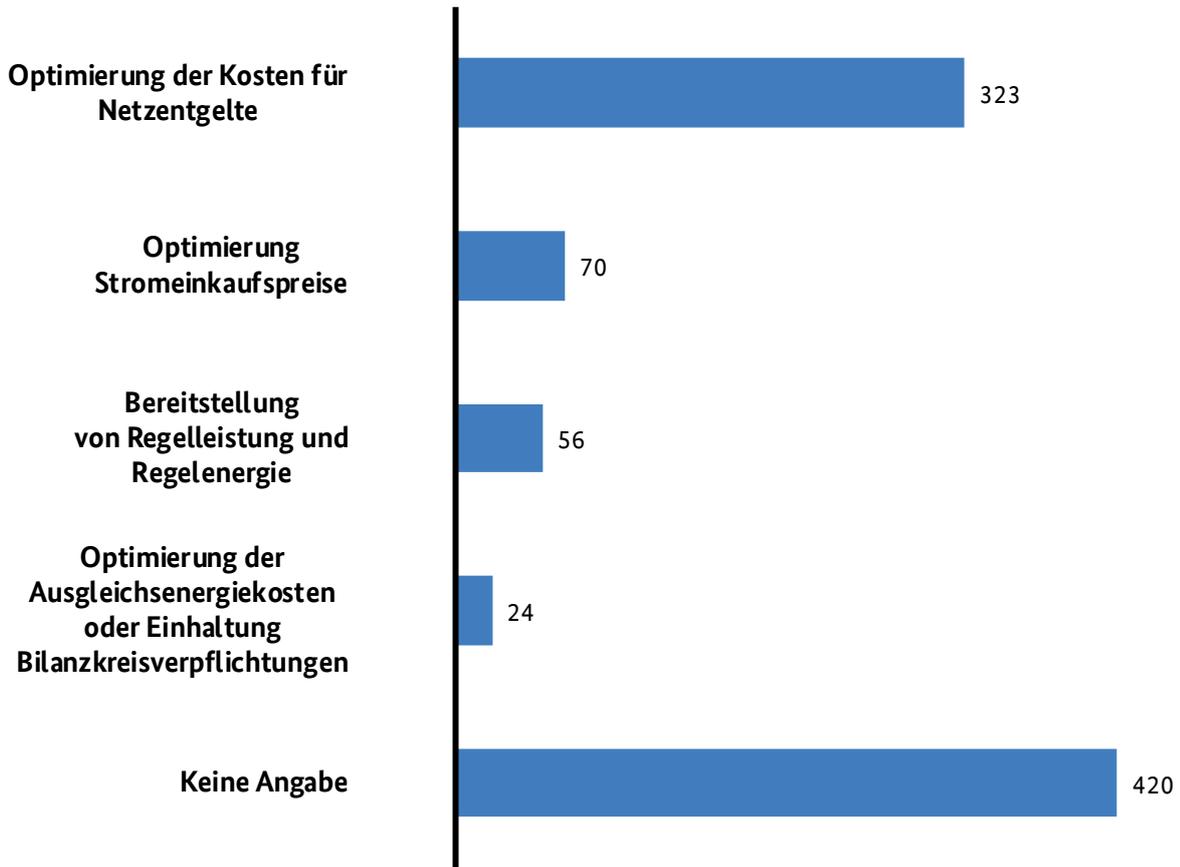


Abbildung 46: Welche Instrumente begründen den Einsatz von Lastmanagement

Strom: Ist eine Lastreduktion in Abhängigkeit des börslichen Strompreises am Spotmarkt (day-ahead oder Intraday) an Ihrem Unternehmensstandort möglich?

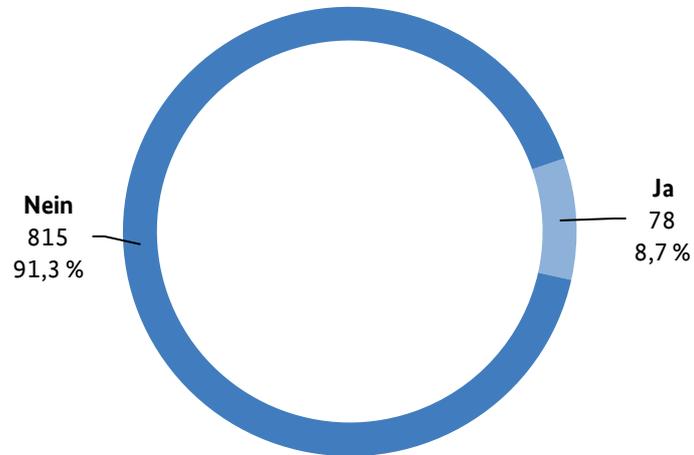


Abbildung 47: Lastreduktion in Abhängigkeit des Spotmarktes

Strom: Welche Hemmnisse bestehen für Ihren Unternehmensstandort derzeit um Lastmanagement einzusetzen?

Anzahl

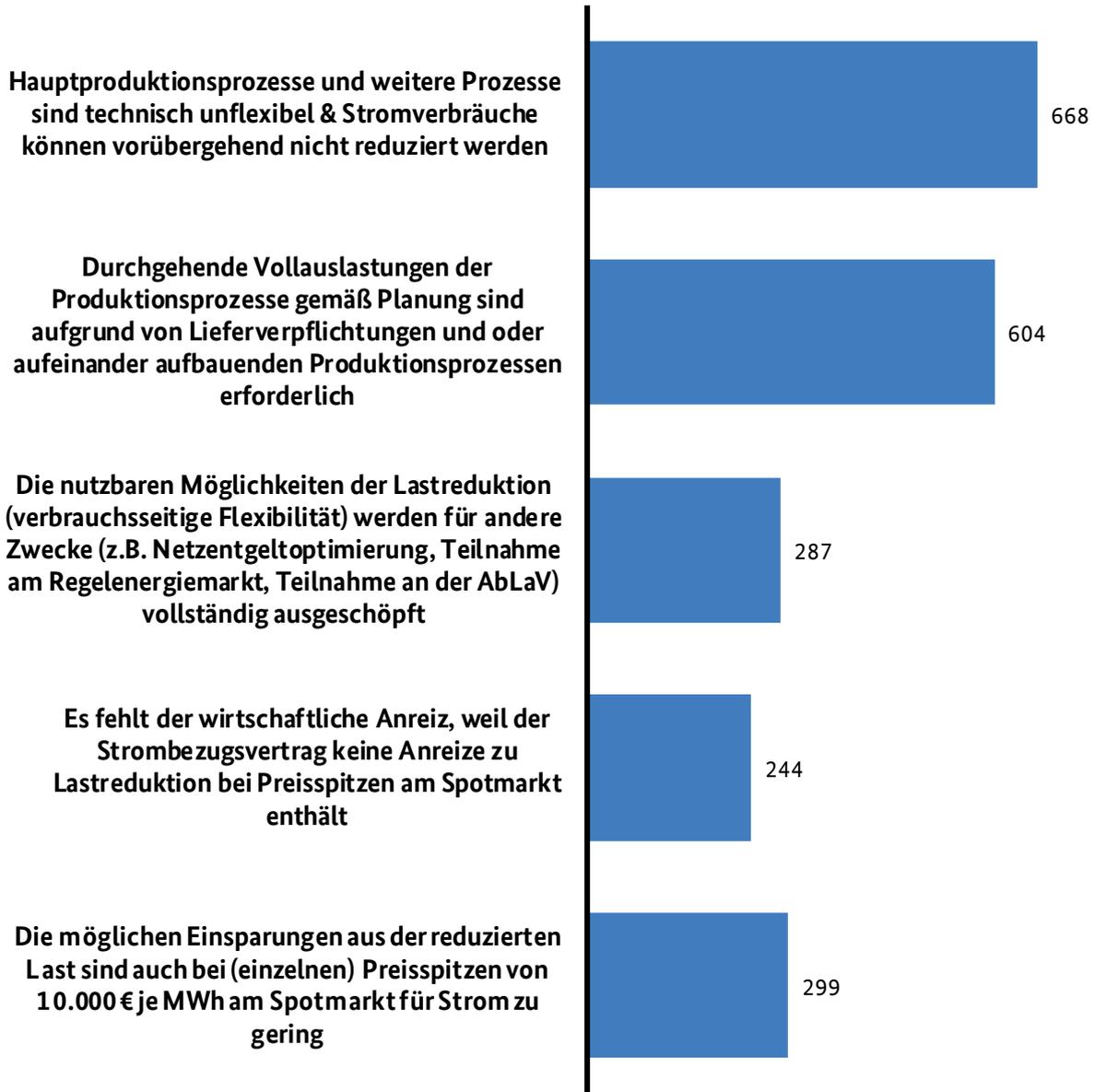


Abbildung 48: Hemmnisse für den Einsatz von Lastmanagement

Strom: Sind Maßnahmen für Ihren Unternehmensstandort geplant, mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?

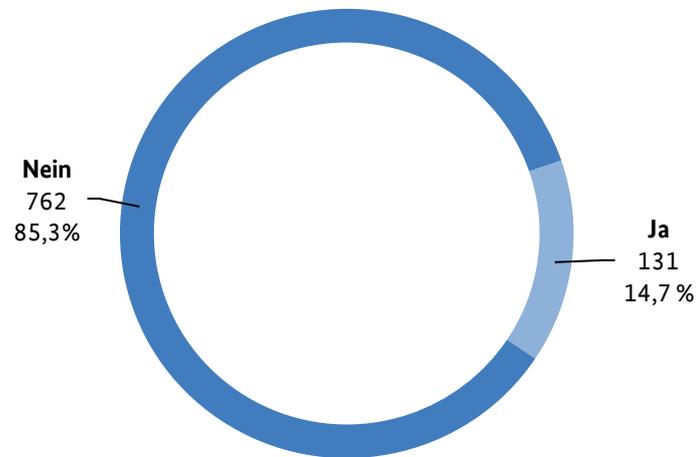


Abbildung 49: Sind zukünftig Maßnahmen zur Lastreduktion geplant

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Die Kosten der Systemdienstleistungen werden an die Letztverbraucher u.a. über die Netzentgelte weitergegeben.

Die im Bericht erfassten Systemdienstleistungen umfassen Maßnahmen, die sich in folgende Teilbereiche einordnen lassen:

- Frequenzhaltung durch Vorhaltung und Einsatz der Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) sowie Einsatz der Momentanreserve und der abschaltbaren Lasten.

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten trat gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV am 1. Juli 2022 außer Kraft. Nach Auslaufen der Verordnung über „Abschaltbare Lasten“ (AbLaV) hat die Bundesnetzagentur für die vier Übertragungsnetzbetreiber die marktliche Beschaffung eines Systemdienstleistungsprodukts im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten festgelegt. Die Bundesnetzagentur hat am 29.09.2023 ein Festlegungsverfahren betreffend die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gemäß § 12h EnWG eingeleitet (BK6-23-010). Nach der geplanten Festlegung soll die sog. Momentanreserve als Teil der Trägheit der lokalen Netzstabilität künftig durch die ÜNB marktgestützt beschafft werden. Die Momentanreserve dient der Frequenzstabilisierung. Ihr kommt eine sehr hohe Bedeutung für die Systemsicherheit zu, sollte es unerwartet und plötzlich zu einer Netzauftrennung infolge eines sog. System-Splits kommen.

Bisher war die Momentanreserve mit Beschluss vom 18.12.2020 (BK6-20-298) von der marktgestützten Beschaffung ausgenommen, da die ökonomische Effizienz einer solchen Beschaffung bis 2025 ausgeschlossen werden konnte. Da sich nunmehr die Betrachtungsweise zur Bestimmung des Momentanreservebedarfs geändert hat, sieht die geplante Festlegung ein Beschaffungskonzept vor, welches Grundlage für die marktgestützte Beschaffung durch die ÜNB ist. Damit werden transparente und diskriminierungsfreie Bedingungen für die Momentanreservebeschaffung aufgestellt. Das Beschaffungskonzept beschreibt insbesondere die technischen Anforderungen, welche die Erbringer von Momentanreserve erfüllen müssen, das Marktdesign inklusive der beschaffbaren Produkte und des Vergütungsmechanismus sowie die Nachweisführung. Zudem werden durch die o.g. Festlegung auch (weiterhin) Teile der nSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung ausgenommen. Insbesondere haben die VNB keine Trägheit der lokalen Netzstabilität zu beschaffen, da die Frequenzstabilisierung in der Verantwortung der ÜNB liegt. Die Festlegung wird voraussichtlich nach Auswertung der zweiten Marktkonsultation im 1. Quartal 2025 erfolgen.

Mehr Informationen zum Thema Regelreserve finden Sie im nächsten Abschnitt.

- Spannungshaltung durch Bereitstellung der Blindleistung: Vor allem Erzeugungsanlagen können die Spannung im Stromnetz erhöhen, wenn sie Strom einspeisen. Um sicherzustellen, dass die Spannung nicht zu hoch wird, müssen sie einen Teil des eingespeisten Stroms als Blindleistung einspeisen. Des

Weiteren wird Blindleistung zur dynamischen Spannungsregelung für einen sicheren Netzbetrieb eingesetzt.

Die Bundesnetzagentur hat eine Festlegung zur marktbasierter Beschaffung von Blindleistung zur Spannungsregelung für Hoch- und Höchstspannungsnetze gemäß § 12 h EnWG am 25.06.2024 (BK6-23-072) erlassen. Die Festlegung der Bundesnetzagentur schafft einen transparenten, marktbasierter Rahmen zur Beschaffung von Blindleistung zur Netzstabilisierung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen, der Wettbewerb und Effizienz bei der Spannungsregelung fördern soll. Die Festlegung enthält dafür ein Beschaffungskonzept, anhand dessen die Netzbetreiber der Hoch- und Höchstspannungsebene die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung durchzuführen haben. Das Beschaffungskonzept als solches regelt im Wesentlichen welche Standardprodukte von den Netzbetreibern beschafft werden können, Fragen der Anbieterauswahl und Vergütung, sowie organisatorische und technische Aspekte der durchzuführenden Beschaffungsverfahren, sowie Anforderungen an die Anbieter und den Implementierungszeitraum. Darin wird geregelt, dass eine marktgestützte Beschaffung bei den betroffenen Netzbetreibern erstmals 12 Monate nach dem Erlass der Festlegung in mindestens einer Beschaffungsregion durchgeführt werden muss, sofern der jeweilige Netzbetreiber einen Bedarf an Blindleistung in seinem Netz zu decken hat. Somit sind erste Ausschreibungen im Juni 2025 für die Blindleistung von den Netzbetreibern durchzuführen. Innerhalb von 36 Monaten ist die marktgestützte Beschaffung in allen Beschaffungsregionen von den betroffenen Netzbetreibern durchzuführen. Zudem werden durch die Festlegung die Betreiber von Mittel- und Niederspannungsnetzen von einer marktgestützten Beschaffung von Blindleistung ausgenommen.

- Deckung der Netzverluste: Mit Verlustenergie wird die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie bezeichnet.
- Versorgungswiederaufbau durch Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit: Schwarzstartfähigkeit bezieht sich auf die Fähigkeit eines Kraftwerks, nach einem kompletten Stromausfall eigenständig wieder hochzufahren und Strom in das Netz einzuspeisen, ohne auf externe Stromquellen angewiesen zu sein.
- Netzengpassmanagement zur Behebung der Netzüberlastungen mit Hilfe der Redispatch-Maßnahmen⁵¹.

Zusätzlich werden weitere Kapazitäten vorgehalten, die nicht in den regulären Strommarkt wiedereintreten können. Dazu gehören die Netzreserve gemäß § 13d EnWG, die Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG, die Sicherheitsbereitschaft aus Braunkohlekraftwerken gemäß § 13g EnWG bzw. zeitlich gestreckte Stilllegung nach § 51 KVBG sowie die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) gemäß § 118 Abs. 33 EnWG.

- Die Netzreserve wurde durch die Netzreserveverordnung (NetzResV) eingeführt, die am 6. Juli 2013 in Kraft getreten ist. Die NetzResV fordert von den ÜNB eine jährliche Systemanalyse, um die notwendige Reservekapazität für Redispatch-Maßnahmen zu ermitteln, die die Netzstabilität sichern. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Analyse und gibt den benötigten Erzeugungsereservebedarf in einer jährlichen Mitteilung bekannt. Wird ein zusätzlicher Bedarf an Erzeugungskapazität für die aus-

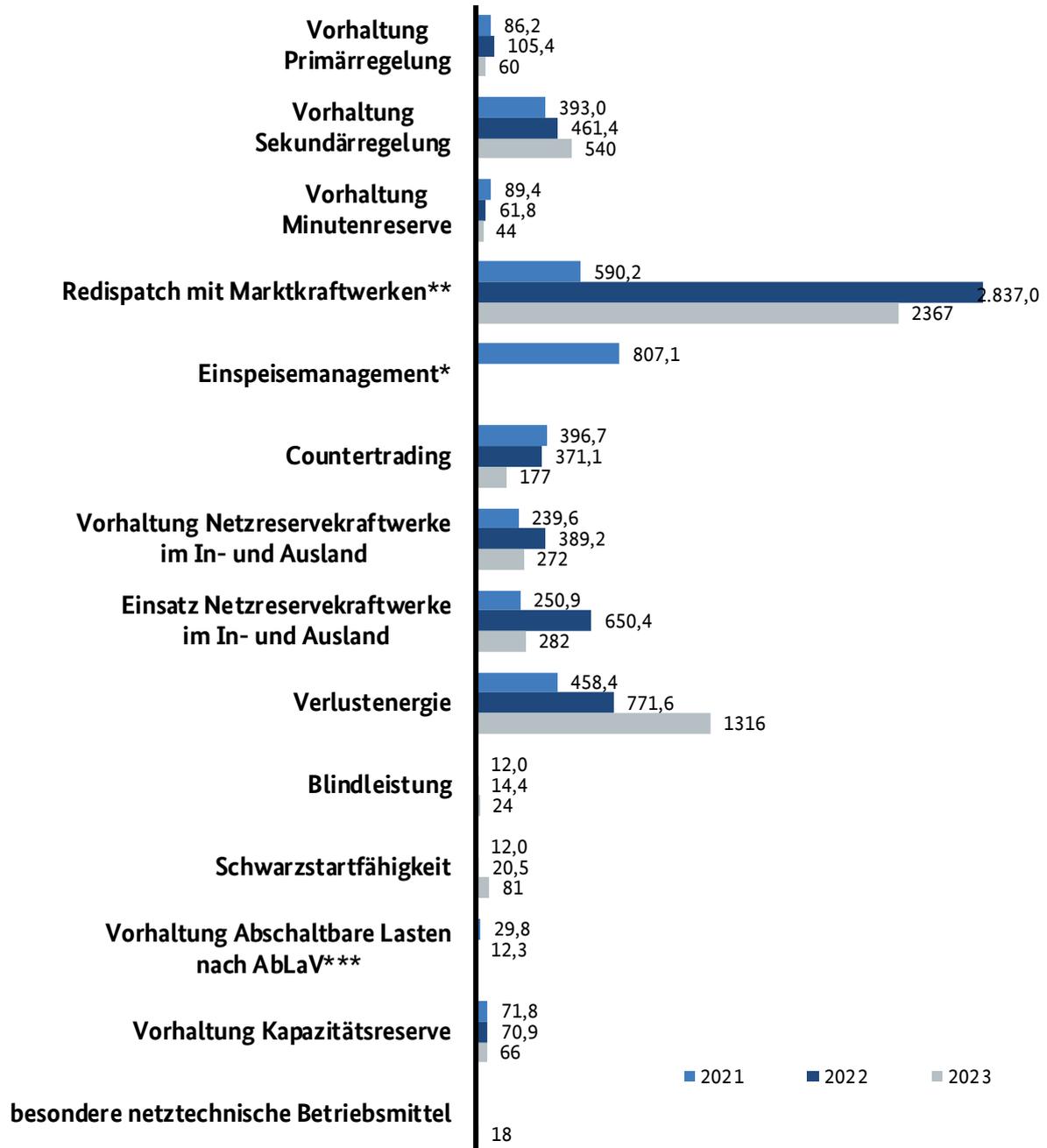
⁵¹ Detaillierte Informationen zum Thema Netzengpassmanagement finden Sie auf smard.de

ländische Netzreserve von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt und von der Bundesnetzagentur bestätigt (§ 3 NetzResV), so wird dieser über ein Interessenbekundungsverfahren abgedeckt. Sodann können Betreiber von Anlagen ihr Interesse zum Abschluss eines Vertrages zur Aufnahme ihrer Anlage in die Netzreserve gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 4 Abs. 2 NetzResV bekunden. Der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt bei gleicher technischer Eignung mehrerer angebotener Anlagen das preisgünstigste Angebot.

- Die Kapazitätsreserve soll in Zeiten, in denen trotz freier Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der gesamten Nachfrage zur Verfügung steht, zusätzliche Leistung bereitstellen. Dazu werden bestehende Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf auf Anweisung der ÜNB nach Ausschöpfung der marktlichen Alternativen eingesetzt. Zur Bildung der Kapazitätsreserve führen die Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre eine gemeinsame Ausschreibung durch.
- Die Sicherheitsbereitschaft, die bis 2023 dazu diente, das deutsche Stromsystem gegen länger andauernde Extremsituationen abzusichern, wurde durch die zeitlich gestreckte Stilllegung nach § 51 KVBG ersetzt. Dieser regelt das schrittweise Verbot der Kohleverfeuerung in Steinkohle- und Braunkohleanlagen, legt Fristen für deren Stilllegung fest und definiert technische Anforderungen sowie Ausnahmen für systemrelevante Anlagen.
- Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) sind schnellstartfähige Erzeugungsanlagen, die zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität nach dem Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz dienen und nicht am regulären Energiemarkt teilnehmen. Die Vergabe der Anlagen erfolgte gemäß § 11 Abs. 3 EnWG in der Fassung vom 22. Juli 2017 durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung. Im Rahmen der Ausschreibungen sind je 300 MW in vier Losgruppen durch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW vergeben worden. Die Laufzeiten betragen 10 Jahren. Mittlerweile sind alle vier Anlagen errichtet und in Betrieb genommen worden. Die Errichtung, die Vorhaltung sowie der Einsatz der bnBm werden über die Netzentgelte finanziert.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Strom: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden
(in Mio. Euro)



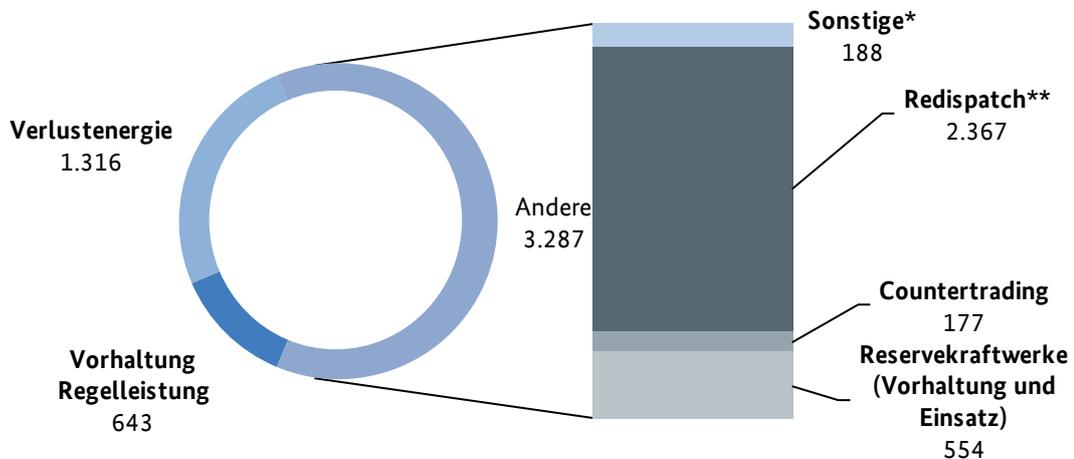
*Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen.

**Ab 2022 wird hier Redispatch mit Erneuerbaren Energien dargestellt. Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 hier enthalten.

***Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten trat gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV am 1. Juli 2022 außer Kraft.

Abbildung 50: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Strom: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2023 in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AbLaV

**Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen. Ab 2022 wird hier Redispatch mit Erneuerbaren Energien dargestellt. Die Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 hier enthalten.

Abbildung 51: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2023

2. Regelreserve

Um ein stabiles Elektrizitätsversorgungssystem zu gewährleisten, muss die Leistungsbilanz von Stromentnahmen und Stromeinspeisungen jederzeit ausgeglichen sein. Abweichungen resultieren in Schwankungen der Netzfrequenz. Zum Ausgleich von Leistungsdefiziten oder -überschüssen halten die ÜNB Regelreservekapazitäten bzw. Regelleistung vor und setzen diese in Form von Regularbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regularbeit wird als Regelreserve bezeichnet.⁵²

Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden:

⁵² Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

- Primärregelreserve (PRL)

Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung; d.h. die Primärregelreserve stoppt die Änderung der Frequenz und stabilisiert diese nach einem Störereignis. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve bzw. „Frequency Containment Reserve“ (FCR) bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von 30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht.

- Sekundärregelreserve (SRL)

Die SRL gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hz zurückführen. Sie wird vom ÜNB automatisch aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung bzw. „Frequency Restoration Reserve with automatic activation“ (aFRR) bezeichnet. Die SRL muss innerhalb von fünf Minuten nach Aktivierung durch den betroffenen ÜNB in voller Höhe zur Verfügung stehen. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt 30 Sekunden bis 15 Minuten.

- Minutenreserve (MRL)

Die MRL gehört ebenso zu den Frequenzwiederherstellungsreserven. Sie wird manuell aktiviert und daher auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung bzw. „Frequency Restoration Reserve with manual activation“ (mFRR) bezeichnet. Die MRL dient der Unterstützung bzw. Ablösung der SRL und muss innerhalb von 12,5 Minuten nach Aktivierung vollständig erbracht werden können. Die Bereitstellung der MRL erfolgt in der Regel als Fahrplanlieferung in 15-Minuten-Intervallen; ebenso ist eine vom „Viertelstunden-Raster“ abweichende Direktaktivierung von MRL möglich.

Die vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) bilden in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus deren vier jeweiligen Regelzonen besteht. Im Rahmen des NRV werden u.a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, sodass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelreserve ausgeglichen werden muss. Dies verhindert ein „Gegeneinanderregeln“ der verschiedenen Regelzonen nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung.

Die Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit erfolgt auf zwei voneinander getrennten und hintereinander geschalteten Märkten:

- Regelleistungsmarkt (RLM)

Hier wird die vorzuhaltende Regelleistung beschafft. Täglich werden 4-h-Produkte der drei Reservequalitäten für den Folgetag ausgeschrieben. Die Bezuschlagung und Vergütung erfolgen auf Basis des Leistungspreises.

- Regelarbeitsmarkt (RAM)

Hier erfolgt die Beschaffung der Arbeitsgebote für SRL und MRL in 15-Minuten-Produktzeitscheiben. Der RAM öffnet nach Verkündung der RLM-Auktionsergebnisse und schließt 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Jeder Anbieter ist im Falle einer Bezuschlagung seines Gebotes auf dem RLM zu einer Angebotsabgabe auf dem RAM verpflichtet. Anbieter, die auf dem RLM nicht teilgenommen haben oder keine Bezuschlagung und damit keine Leistungspreisvergütung erhalten haben, können auf dem RAM ebenfalls Arbeitsgebote (sog. freie Gebote bzw. „free bids“) abgeben.

Beim Einsatz der Regelreserve wird zwischen positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Bei einem Leistungsdefizit im Stromnetz liegt die Netzfrequenz unterhalb von 50 Hz. Um die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen, ist der Einsatz von positiver Regelreserve durch zusätzliche Energieeinspeisungen oder Verbrauchsreduktionen erforderlich. Eine Netzfrequenz oberhalb von 50 Hz wird durch einen Leistungsüberschuss verursacht. In diesem Fall wird negative Regelreserve benötigt, bei der Stromabnehmer kurzfristig Energie aus dem Netz entnehmen oder Erzeuger ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Sowohl positive als auch negative Regelreserve wird den ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Bei der PRL erfolgt die Beschaffung in einem symmetrischen Band. Die Anbieter müssen daher die im RLM angebotene Leistung in beide Richtungen bereitstellen. Für die SRL und MRL werden getrennte Produkte für positive und negative Regelreserve ausgeschrieben.

Um einen europäischen Austausch von Regularbeit zu ermöglichen, wurden im Jahr 2022 die Plattformen PI-CASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) und MARI (Manually Activated Reserves Initiative) implementiert. Während auf PI-CASSO SRL-Produkte ausgetauscht werden, dient MARI zum Austausch von MRL.

Die Kosten für die Bereithaltung von Regelleistung fließen über den Leistungspreis in die Netzentgelte der jeweiligen ÜNB ein und werden somit von den Verbrauchern getragen. Die Kosten für den tatsächlichen Einsatz der Regelleistung – in Form des Abrufs von Regularbeit – werden über den sogenannten Ausgleichsenergiepreismechanismus direkt mit den Verursachern der Bilanzkreisungleichgewichte abgerechnet. Ausgleichsenergie ist die benötigte elektrische Energie, um das Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis zu kompensieren. Während, wie zuvor beschrieben, nur der entstandene Regelzonensaldo durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen wird, müssen alle individuellen Bilanzkreisungleichgewichte durch den verantwortlichen ÜNB mit positiver oder negativer Ausgleichsenergie bilanziert und dem für das Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreis in Rechnung gestellt werden. Die Menge an bilanzierter Ausgleichsenergie übersteigt dabei oft die tatsächlich eingesetzte Menge an Regularbeit. Die Kosten für die Ausgleichsenergie werden alle 15 Minuten anhand eines einheitlichen regelzonenübergreifenden Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) ermittelt.

Strom: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

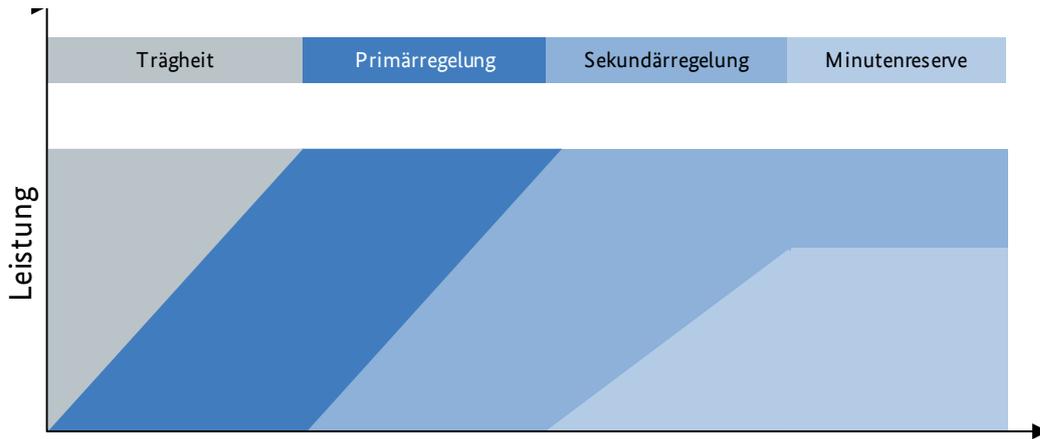
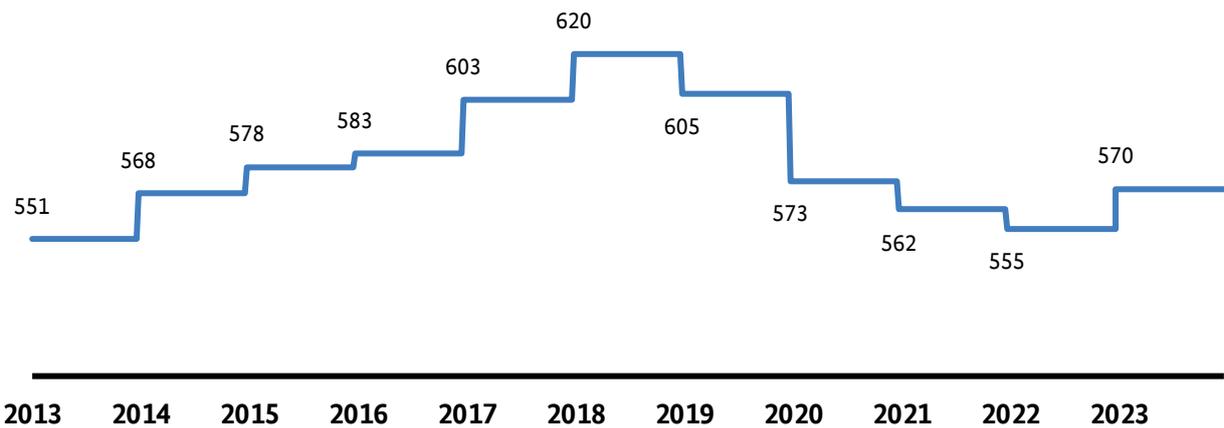


Abbildung 52: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten

Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in MW



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 53: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW in MW

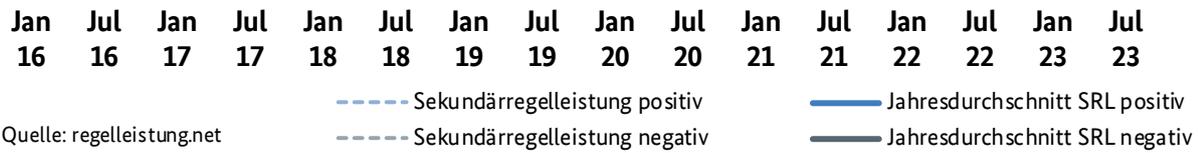
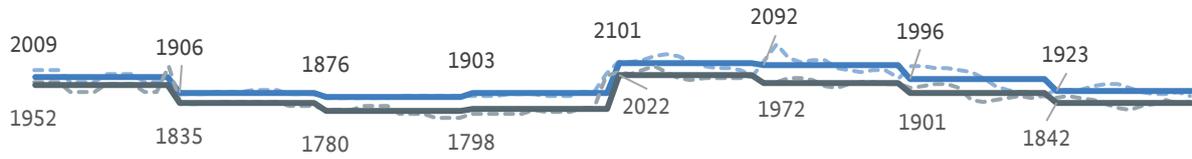


Abbildung 54: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Strom: Entwicklung der gesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

in MW

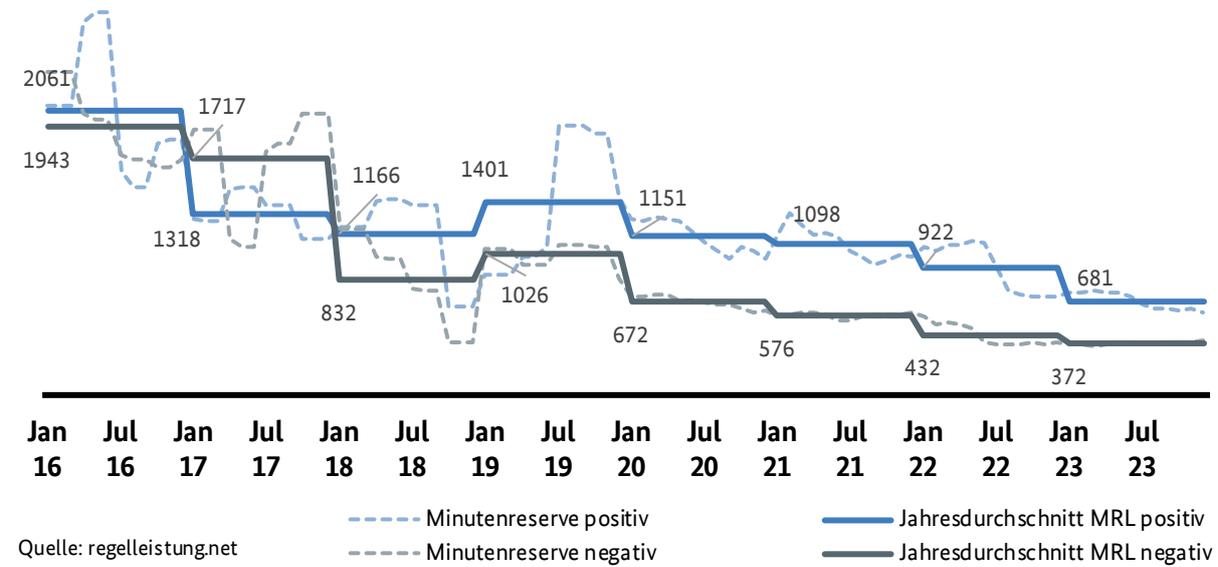


Abbildung 55: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

in MW

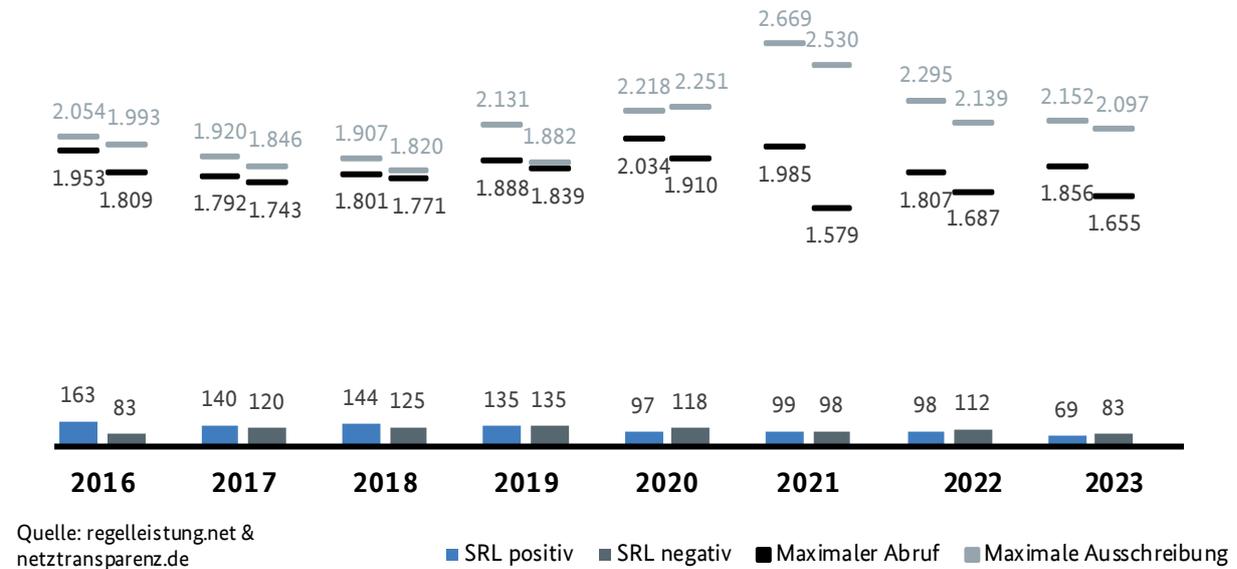


Abbildung 56: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Strom: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV in MW

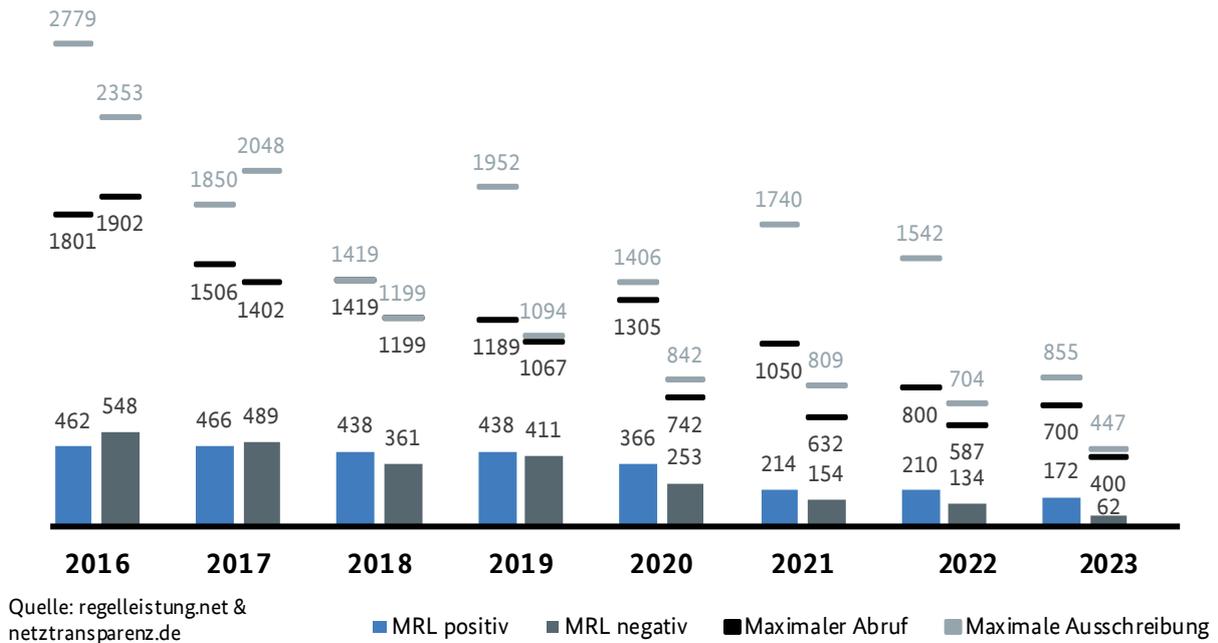


Abbildung 57: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

Strom: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) in MW

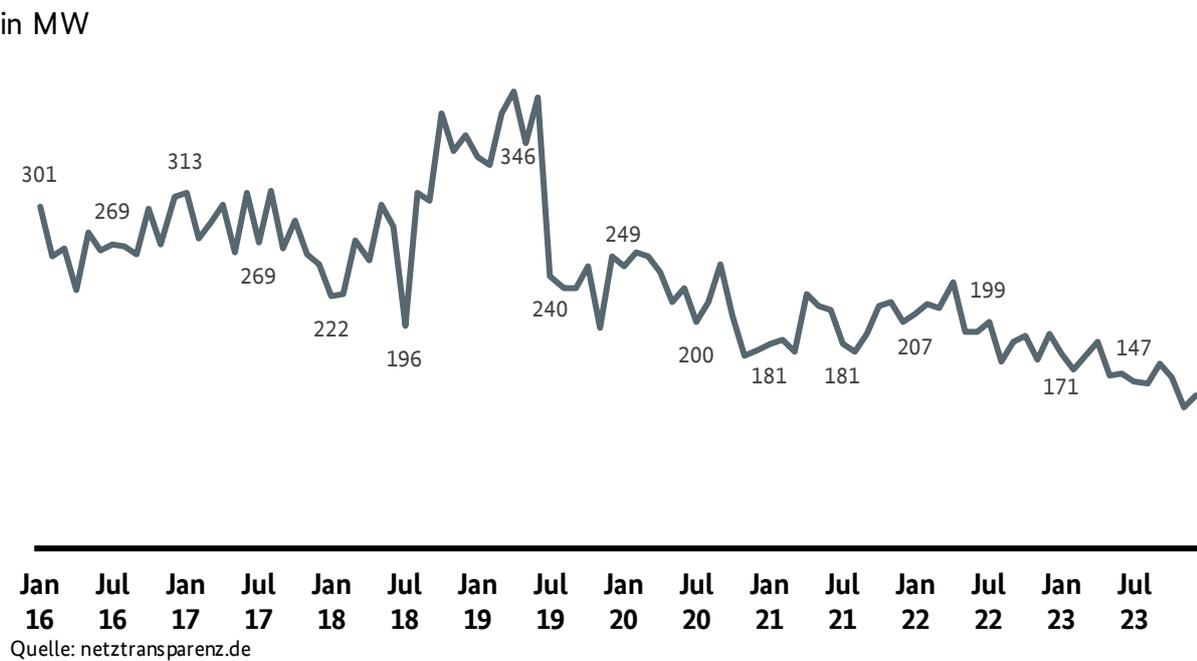


Abbildung 58: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

Strom: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	reBAP in Euro/MWh
2016	1.212,80
2017	24.455,05
2018	2.013,51
2019	2.865,11
2020	15.859,10
2021	3.804,59
2022	11.443,11
2023	13.609,40

Quelle: netztransparenz.de

Tabelle 44: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Strom: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise in Euro/MWh

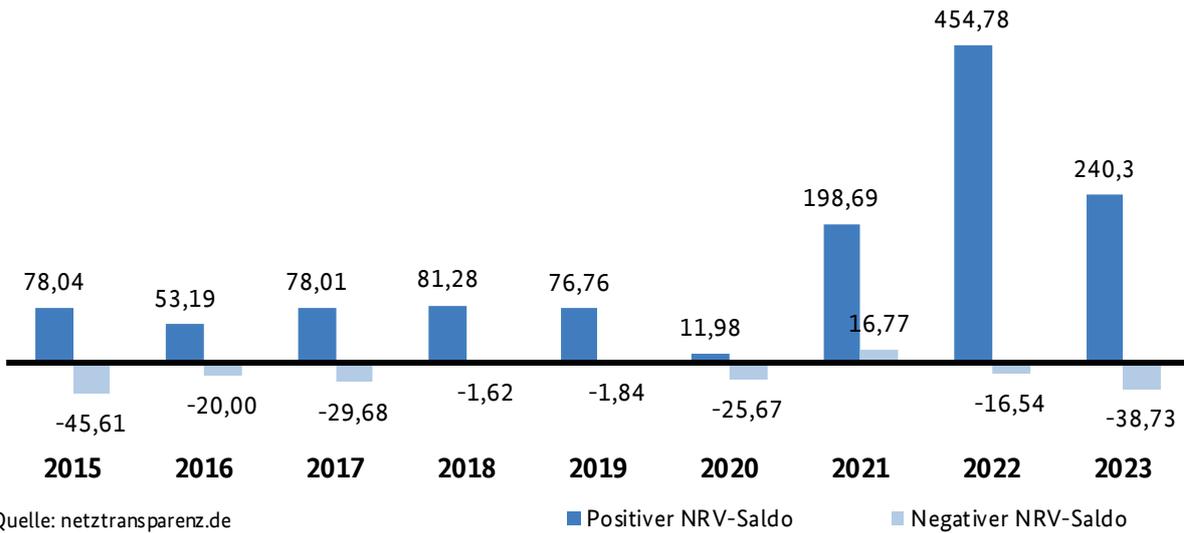


Abbildung 59: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

In Europa sind die Länder elektrisch in Verbundsystemen miteinander gekoppelt. Deutschland agiert hier als eine zentrale Drehscheibe. Im Rahmen der Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes wachsen die Strommärkte noch enger zusammen, wodurch der grenzüberschreitende Handel erleichtert und eine sichere, kosteneffiziente und nachhaltige Stromversorgung gewährleistet wird.

Der europäische Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel ohne Kapazitätsrestriktionen vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Um dies zu ermöglichen, werden die physikalischen Engpässe innerhalb der Zone durch Redispatch-Maßnahmen und den Ausbau des Stromnetzes behoben.

Der europäische Rechtsrahmen gibt Mindestkapazitäten von 70% vor. Deutschland befindet sich mit seinem Aktionsplan auf einem linearen Anstiegspfad zur Erreichung dieses Ziels im Jahre 2026. Die Einhaltung der jeweils geltenden Mindestkapazitäten wird durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Berichts dargelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt. Der aktuelle Bericht zeigt erneut die Erfüllung der Vorgaben und unterstreicht das Engagement Deutschlands, den europäischen Energiemarkt zu stärken.

Der physische Stromhandel erfolgt hauptsächlich in zwei Zeitscheiben:

Im vortägigen Handel (Day-Ahead) wird der Strom für den nächsten Tag auktioniert. Die Auktion läuft nach dem Markträumpreis-Verfahren (marginal pricing) ab, bei dem das letzte bezuschlagte Gebot den Preis für alle anderen Gebote festlegt.

Im untertägigen Handel (Intraday) wird der Strom hauptsächlich kontinuierlich gehandelt (in Stunden, halben Stunden und Viertelstunden als Erfüllungszeiträume). Dabei erhält jedes bezuschlagte Gebot seinen eigenen Preis (pay as bid).

In Europa sind sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt größtenteils gekoppelt. Dies bedeutet, dass freie Kapazität zwischen Gebotszonen direkt in den Stromauktionen an den Börsen berücksichtigt wird. Dieses Verfahren, bei dem sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden und ohne weitere Schritte miteinander Handel betreiben, nennt sich implizite Kapazitätsvergabe. Im SDAC (Single Day-Ahead Coupling) sind mittlerweile sämtliche Länder der Europäischen Union miteinander verbunden. Ziel dieser Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen. Das Single Intraday Coupling (SIDC) schafft einen einheitlichen grenzüberschreitenden Intraday-Strommarkt, der es den Akteuren ermöglicht, flexibel und bis kurz vor Echtzeit Strom zu kaufen und zu verkaufen. Mit steigender Produktion aus erneuerbaren Quellen sind die Marktteilnehmer zunehmend auf den Intraday-Handel angewiesen.

Limitierte Kuppelkapazitäten und bestimmte interne Netzelemente können den grenzüberschreitenden Stromhandel physikalisch beschränken. Die im Day-Ahead-Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt:

Net Transfer Capacity (NTC):

Hierbei stimmen die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten pro Gebotszonengrenze untereinander ab. Der für alle Parteien größtmöglich realisierbare Wert bestimmt die verfügbare Handelskapazität. Hierzu werden Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen Netzes herangezogen.

Flow-Based Market Coupling (FBMC):

In der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) wird die Übertragungskapazität algorithmisch berechnet. Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Bei dieser Berechnungsmethode sind alle relevanten Gebotszonengrenzen, Stromflüsse und Netzelemente einzubeziehen.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 legt als Zielmodell in Zentraleuropa die lastflussbasierte Marktkopplung fest, welche im Juni 2022 in der Core-Region⁵³ für den vortägigen Handel eingeführt wurde. Dieses Modell ermöglicht eine effizientere Bestimmung grenzüberschreitender Stromaustausche und fördert damit die Integration erneuerbarer Energien im gemeinsamen Strombinnenmarkt. Die Ausweitung auf den untertägigen Handel wurde im Jahr 2024 durchgeführt.

Handelsflüsse zwischen Gebotszonen stehen gemessenen physikalischen Lastflüssen gegenüber. Da der physikalische Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt, entstehen ungeplante Flüsse (z.B. Ring- und Transitflüsse). Zusätzlich zu diesen führen Übertragungsverluste, grenzüberschreitender Redispatch und Messtoleranzen zu teilweise starken Abweichungen zwischen physikalischen Lastflüssen und realisierten Handelsflüssen an einer Grenze. Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz der saldierten physikalischen Flüsse zu den saldierten realisierten Handelsflüssen berechnet und beziehen die zuvor genannten Effekte mit ein.

Die realisierten Handelsflüsse bilden die Basis für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen. Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Handelsflüsse mit dem Day-Ahead Preis der Gebotszone Deutschland/ Luxemburg multipliziert. Für die Ermittlung der monetären Werte für den im- und exportierten Strom wurden Importe als Kosten und Exporte als Erlöse angesehen.

Die Kosten, welche Übertragungsnetzbetreibern durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen, werden gemäß Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 durch den ITC-Fonds der ENTSO-E kompensiert (Inter-TSO-Compensation – ITC). Dieser Fonds deckt Verlustenergiekosten und Infrastrukturkosten für grenzüberschreitende Stromflüsse ab. ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur ITC-Mechanismus-Umsetzung.

⁵³ Bestehend aus den Ländern Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Entwicklung der Export- und Importkapazitäten in MWh

		2022		2023	
		Export	Import	Export	Import
NTC	CH 	1.341	3.946	1.124	3.924
	CZ 	1.745	1.596		
	DK 	3.157	2.888	3.029	2.746
	NO 	1.050	955	1.220	1.003
	PL 	978	1.355		
	SE 	448	530	573	532
Flow Based	AT 	5.337	5.477	5.729	5.399
	BE 	987	987	962	962
	CZ 	3.471	4.906	3.619	4.427
	FR 	6.216	6.588	7.201	5.493
	NL 	3.168	4.033	3.155	4.115
	PL 	1.810	2.734	1.934	3.066

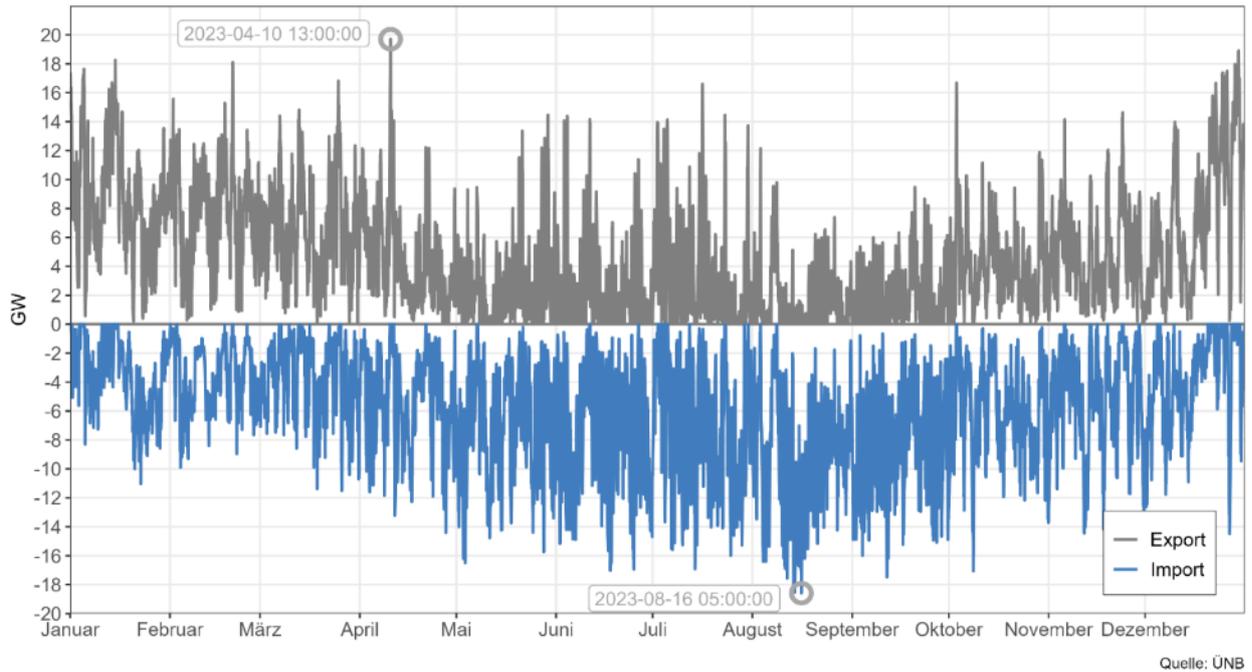
Tschechien und Polen: NTC-Werte bis einschließlich 08.06.22; Flow Based-Werte seit 09.06.22 mit Inbetriebnahme der Core Flow Based Kapazitätsberechnung

Quelle: ÜNB

Abbildung 60: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten

Strom: Export- und Importleistung in GW

Jahresverlauf von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2023
mit den elektrischen Nachbarn in GW



Jahresdauerlinie von Export- und Importleistung der deutschen Gebotszone in 2022 und 2023
mit den elektrischen Nachbarn in GW

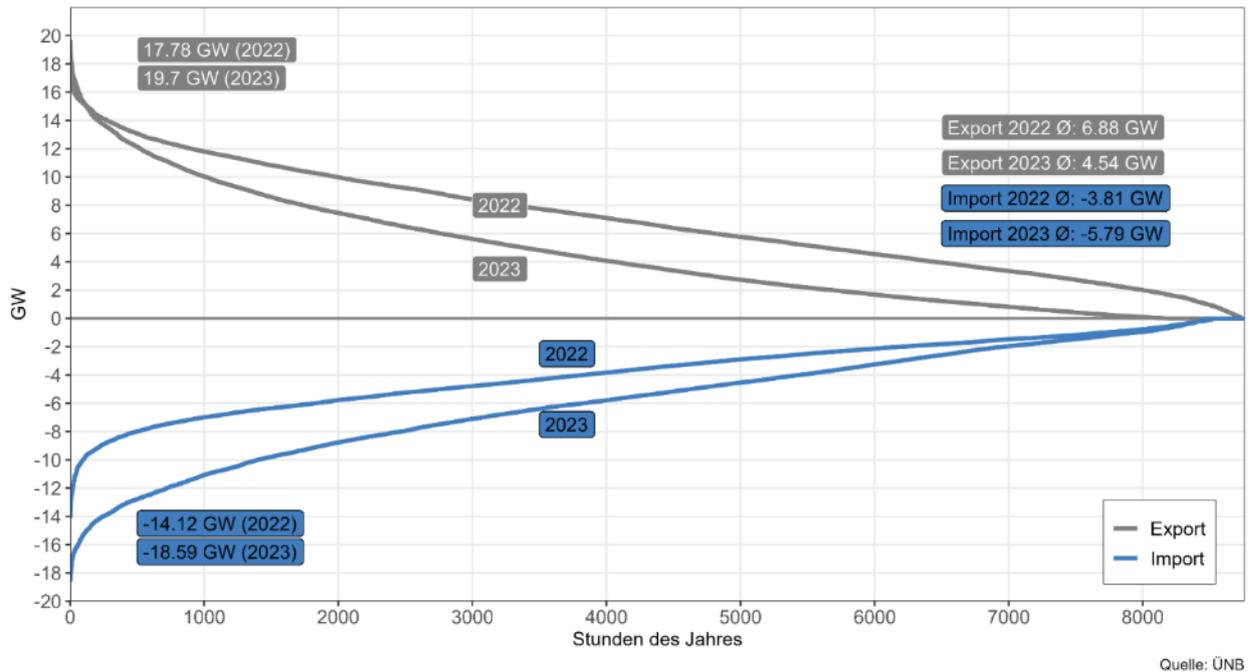
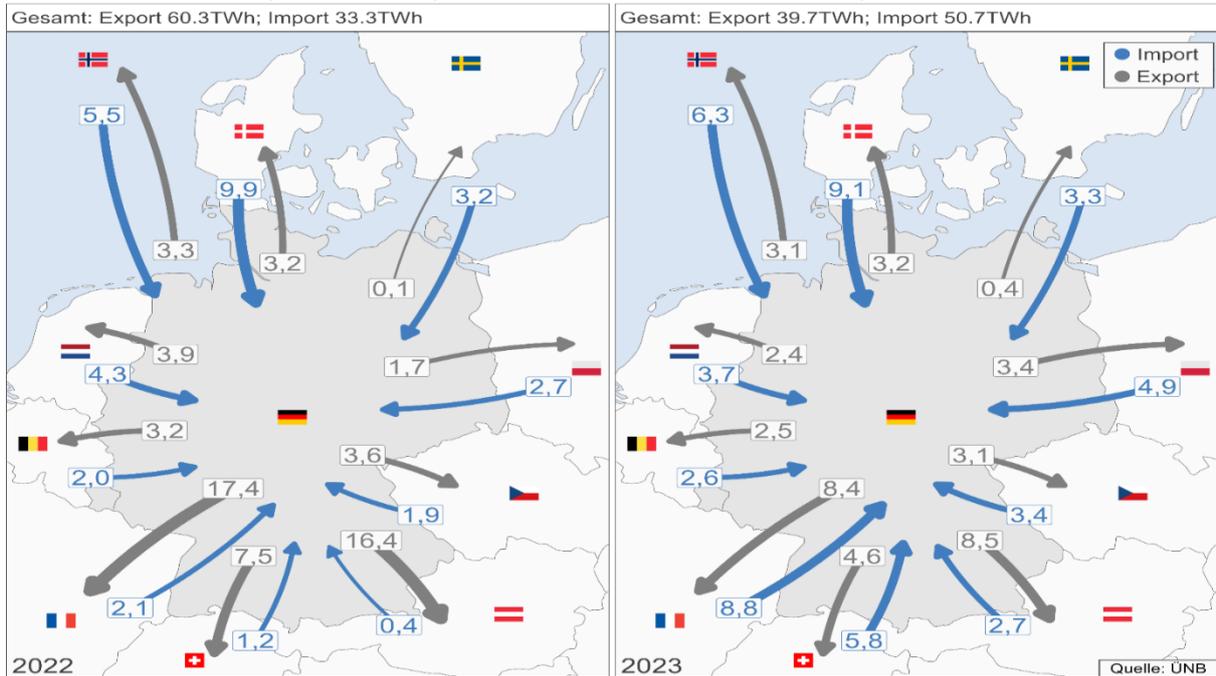


Abbildung 61: Export- und Importleistung

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Strom: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse in TWh

Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel)



Physikalische Lastflüsse in TWh

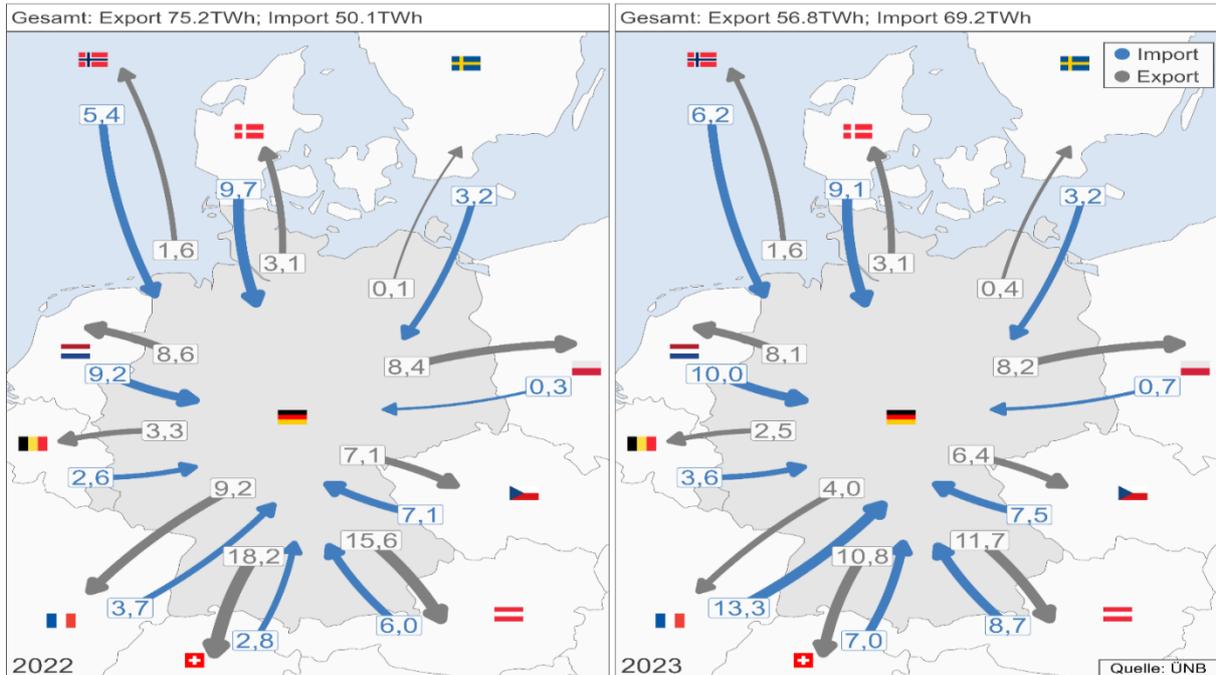


Abbildung 62: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse

Strom: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands Handelsvolumen in TWh

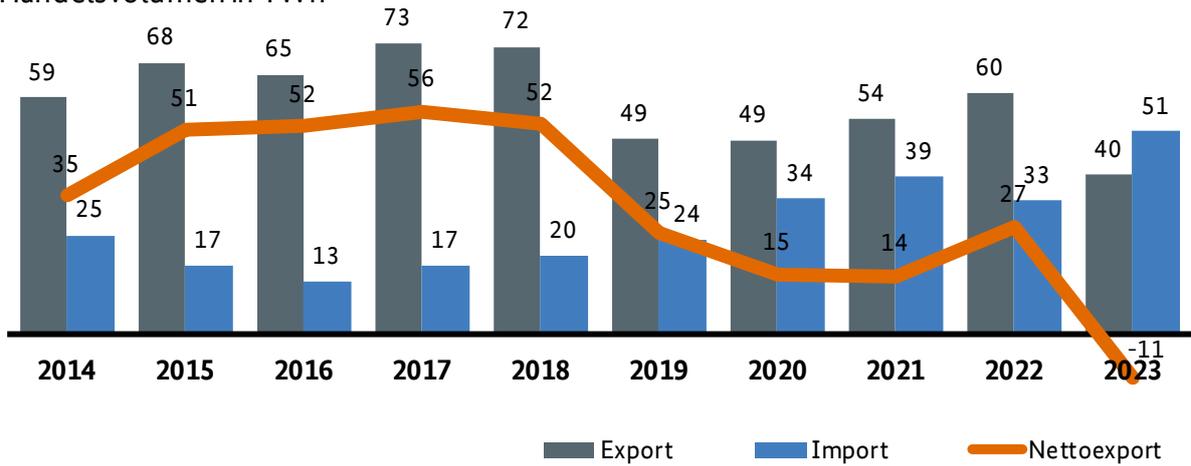


Abbildung 63: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Strom: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe in Mio. Euro

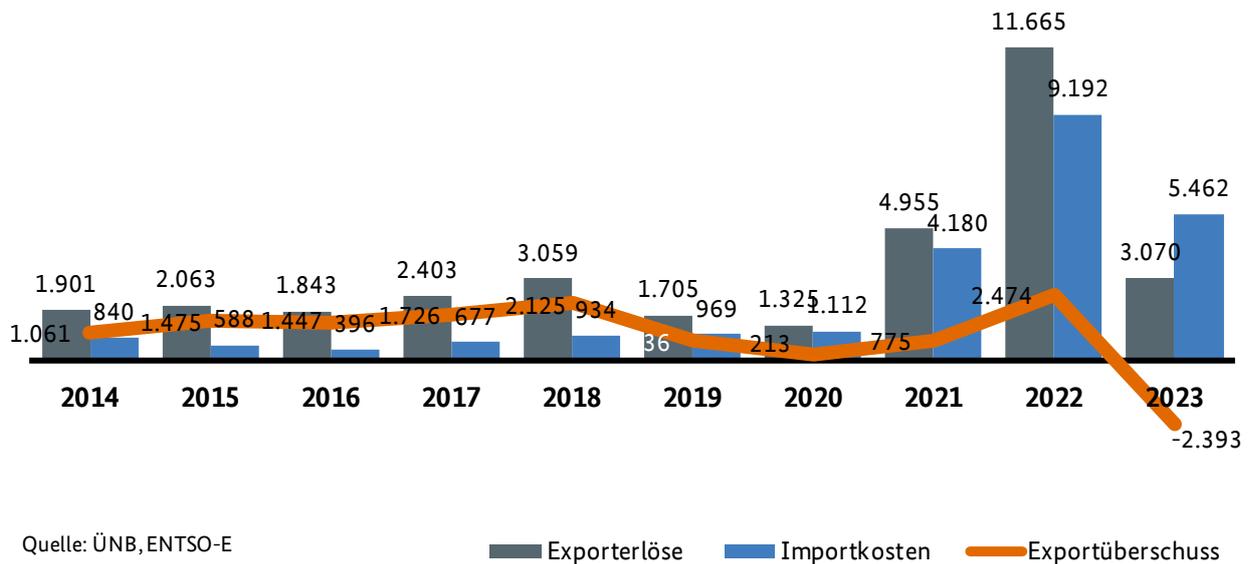


Abbildung 64: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe

3. Ungeplante Flüsse

Strom: Ungeplante Flüsse
in TWh

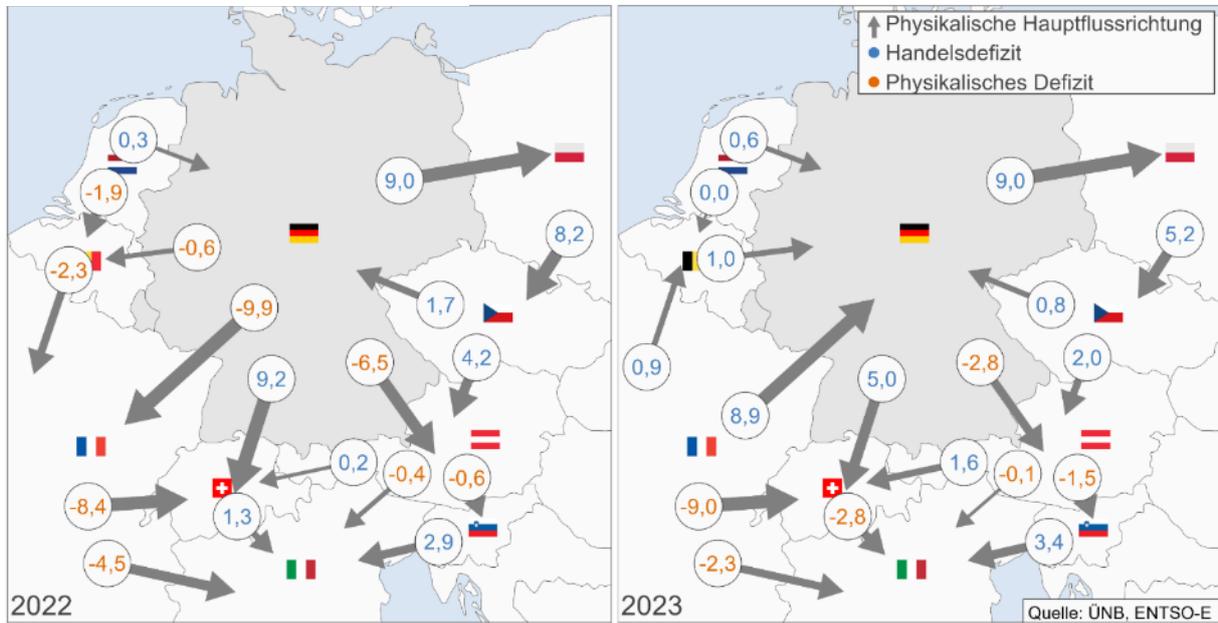
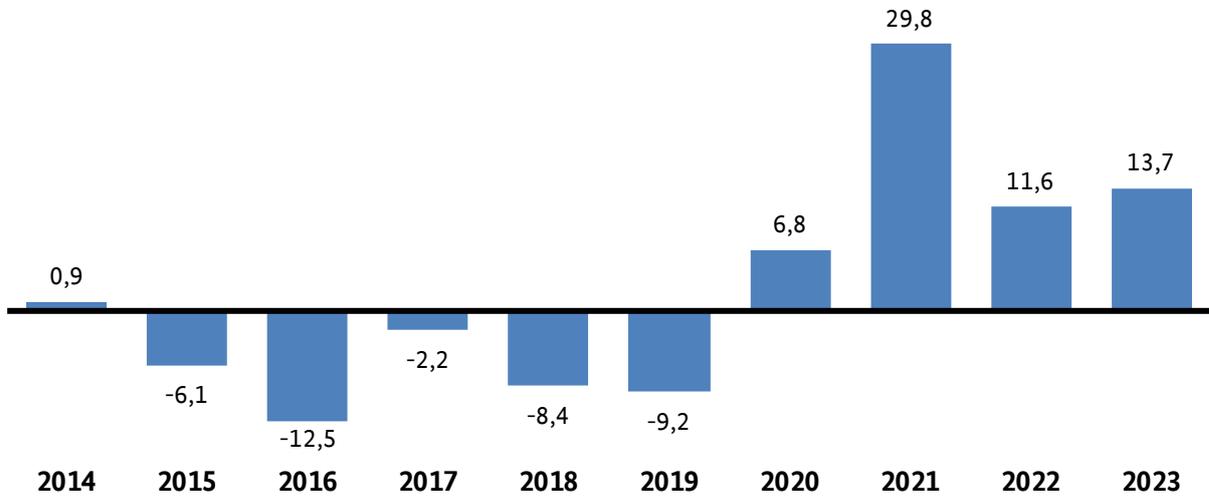


Abbildung 65: Ungeplante Flüsse

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Strom: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB
in Mio. Euro



Quelle: ÜNB

Abbildung 66: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB

F Großhandel Strom

Für den Wettbewerb im Strombereich ist ein liquider Großhandelsmarkt – sowohl an den Strombörsen als auch im Rahmen des außerbörslichen Handels – unerlässlich. Für den außerbörslichen Bereich ist der sogenannte OTC-Handel („over the counter“), teilweise vermittelt durch Broker, von erheblicher Bedeutung. Bei den Strombörsen spielen sowohl der Spotmarkt, auf dem kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, als auch der Terminmarkt, der eine langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglicht, eine wichtige Rolle. Ausreichend Liquidität, also eine einfache Handelbarkeit von Strom für Anbieter und Nachfrager, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter und Abnehmer. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren.

1. Börslicher Großhandel

Die Erhebungen im Bereich des börslichen Stromhandels umfassen das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG – EEX), Paris (EPEX SPOT SE), Wien (EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) und Berlin/Oslo (Nord Pool AS), die sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Monitoring beteiligt haben. Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die Nord Pool und die EXAA hingegen Handel im Spotmarktbereich. Akteure an den Börsen sind registrierte Stromhandelsteilnehmer.⁵⁴

⁵⁴ Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt.

Strom: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

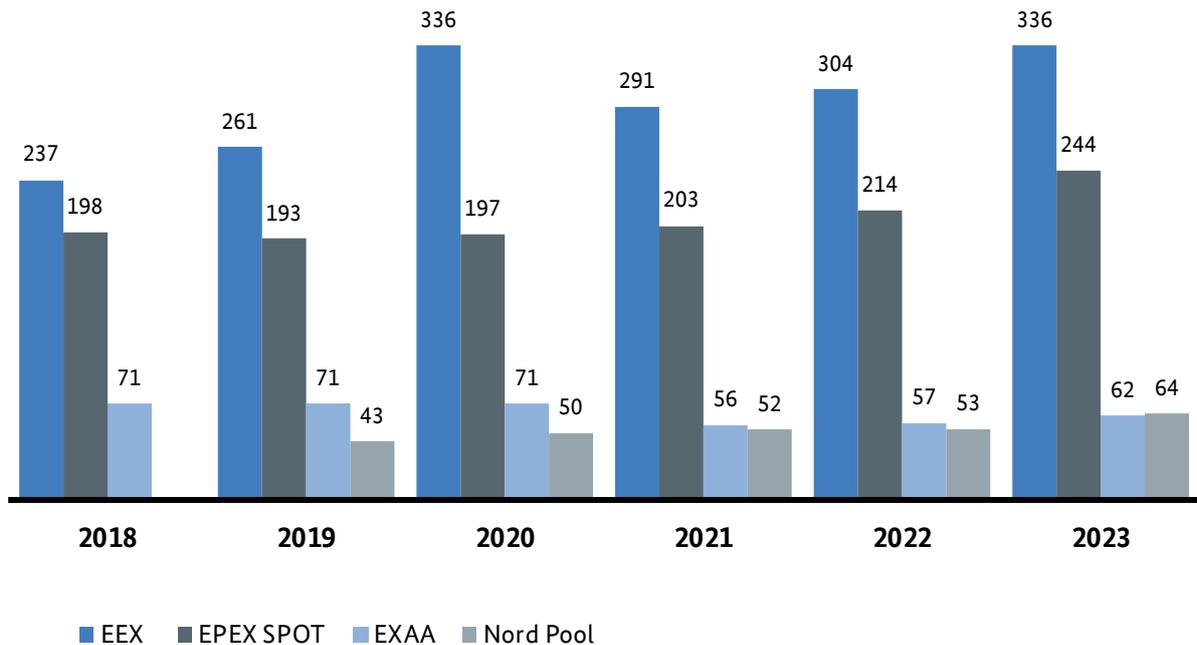


Abbildung 67: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen

Börslicher Stromhandel findet als Spot- oder als Terminhandel statt, welche unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen erfüllen. Während am Spotmarkt – wie auch beim OTC-Handel – die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden börsliche Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Dies bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote im Spothandel, die aus der Wahl physischer Erfüllung von German Power Future-Positionen aus dem Terminhandel an der EEX stammen.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) verauktioniert und im Anschluss daran für den Folgetag und den bereits laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Strombörsen EPEX SPOT, Nord Pool und EXAA bieten alle Day-Ahead Handel an. Darüber hinaus bieten die EPEX SPOT und die Nord Pool auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an diesen börslichen Spotmärkten nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Spotmärkte - Day-Ahead Handel

Seit dem 2. Juli 2019 ist in allen Gebotszonen der Region Westeuropa (und damit auch der deutschen Gebotszone) der grenzüberschreitende Day-Ahead Handel im Rahmen der einheitlichen europäischen Day-Ahead Marktkopplung (SDAC) möglich.⁵⁵ Am 8. Juni 2022 ist das Projekt des Day-Ahead Flow-Based Market Coupling in den Betrieb gegangen. Dadurch wurde die bisherige Region Westeuropa erweitert, und die Day-Ahead-Marktkopplung ist jetzt zudem in Kroatien, der Tschechischen Republik, Ungarn, Polen, Rumänien, der Slowakei und Slowenien möglich. Die Day-Ahead-Marktkopplung findet daher seitdem in der Core capacity calculation region (Core CCR) statt.⁵⁶ Hierdurch ist für die Marktteilnehmer über jede der drei oben genannten zugelassenen Börsen⁵⁷ (NEMO - Nominated Electricity Market Operator) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg der Zugang zur 12-Uhr-Auktion gegeben. In dieser Auktion wird aus der Gesamtheit der rechtzeitig abgegebenen Aufträge unter Berücksichtigung der vorhandenen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen den einzelnen Gebotszonen von einem zentralen Auktionsalgorithmus für jede Gebotszone ein gebotszoneneinheitlicher Day-Ahead Preis (SDAC-Preis) errechnet. Der so ermittelte SDAC-Preis ist der verbindliche Auktionspreis für jede Strombörse innerhalb einer Gebotszone, sodass es im Regelfall nicht darauf ankommt, an welcher Strombörse ein Marktteilnehmer handelt.

In der gekoppelten Day-Ahead-Auktion kann neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden. Neben der SDAC-Auktion bietet die EXAA aktuell eine weitere, zeitlich vorgelagerte, unabhängige und nicht gekoppelte Day-Ahead Auktion um 10:15 Uhr für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg an. Durch den frühen Auktionszeitpunkt an der EXAA im Rahmen der eigenen 10:15 Uhr Auktion bekommen Händler ein relevantes profilgenaues erstes Preissignal für den weiteren Handelstag.

Spotmärkte - Intraday Handel

Seit dem 13. Juni 2018 ist die Gebotszone Deutschland/Luxemburg im Rahmen der einheitlichen europäischen Intraday-Marktkopplung (SIDC = Single Intraday Coupling) mit weiteren europäischen Märkten gekoppelt.⁵⁸ Hierdurch bekommen Marktteilnehmer Zugang zur gesamten europäischen Marktliquidität, egal über welche Börse gehandelt wird. In der deutschen Gebotszone bieten sowohl die Nord Pool als auch die EPEX SPOT einen Zugang zum gebotsübergreifenden Intradayhandel an.⁵⁹ Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls

⁵⁵ Rechtsgrundlage: Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission vom 24. Juli 2015 (CACM-Verordnung).

⁵⁶ <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/successful-go-live-of-the-core-fb-mc-project-.pdf>, aufgerufen am 30.08.2023

⁵⁷ Ebenfalls als Börse zugelassen für den Day-Ahead Handel ist die Nasdaq Oslo ASA, die jedoch noch nicht operiert, Quelle: <https://www.nemo-committee.eu/designated-NEMOs.pdf>, aufgerufen am 29. August 2023.

⁵⁸ Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden, seit November 2020 Bulgarien, Kroatien, Tschechien, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien, seit September 2021 Italien.

⁵⁹ Weitere Informationen dazu siehe BNetzA, Beschlüsse BK6-18-098, sowie BK6-16-017 (Vorgängerentscheidung noch für Gebotszone DE/AT/LU), siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-098/BK6-18-098_beschluss_vom_04_10_2018.html?nn=872010

standardisierte Blöcke. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten (gekoppelt im Rahmen des SIDC nur bis 60 Minuten) vor Lieferbeginn bei der EPEX SPOT und bis 20 Minuten vor Lieferbeginn bei der Nord Pool gehandelt werden; innerhalb der Regelzonen bis zu fünf Minuten vor Lieferung bei der EPEX SPOT bzw. bis direkt zum Lieferzeitpunkt bei der Nord Pool.⁶⁰ Derzeit werden Intraday-Grenzkapazitäten zwischen den vier deutschen ÜNB-Regelzonen erst um 18 Uhr des Vortags verfügbar gemacht. Die deutschen ÜNB haben sich nun verpflichtet, von 15 bis 18 Uhr unbegrenzte Übertragungskapazitäten zwischen den vier deutschen ÜNB-Regelzonen zur Verfügung stellen, so dass in der SIDC-Plattform Handel in ganz Deutschland möglich ist.

Essentiell für das SIDC sind die sogenannten „gemeinsamen Auftragsbücher“ (Shared Order Books – SOB). In der CACM-Verordnung werden alle im Rahmen des SIDC tätigen NEMOs verpflichtet, die Aufträge ihrer Marktteilnehmer unmittelbar nach ihrem Eingang an das SOB zu übermitteln. Sofern Übertragungskapazität vorhanden ist, werden Handelsaufträge automatisiert auch über Gebotszonen hinweg zusammengeführt, um so eine vollständige Nutzung der Übertragungskapazitäten zu erreichen. Diese Verpflichtung der NEMOs zur Übermittlung ihrer Aufträge an das SOB endet allerdings zum Zeitpunkt der Schließung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes 60 Minuten vor Lieferbeginn, da dann der grenzüberschreitende Handel schließt und keine grenzüberschreitenden Kapazitäten mehr zur Verfügung stehen. Der Intraday-Handel innerhalb der Gebotszone Deutschland/Luxemburg geht dann bis zum tatsächlichen Lieferbeginn weiter, sodass hier insoweit für alle NEMOs in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg der Zugang zu den Intraday-Aufträgen auch in den letzten 60 Minuten gleichermaßen notwendig ist.⁶¹

Der in den Niederlanden nominierte NEMO ETPA Holding B.V. hatte die Bundesnetzagentur im Juni 2023 über die Absicht in Kenntnis gesetzt, ab dem 1. September 2023 Intraday-Marktkopplung in Deutschland vorzunehmen zu wollen.⁶² Bisher ist die ETPA jedoch noch nicht in Deutschland tätig.

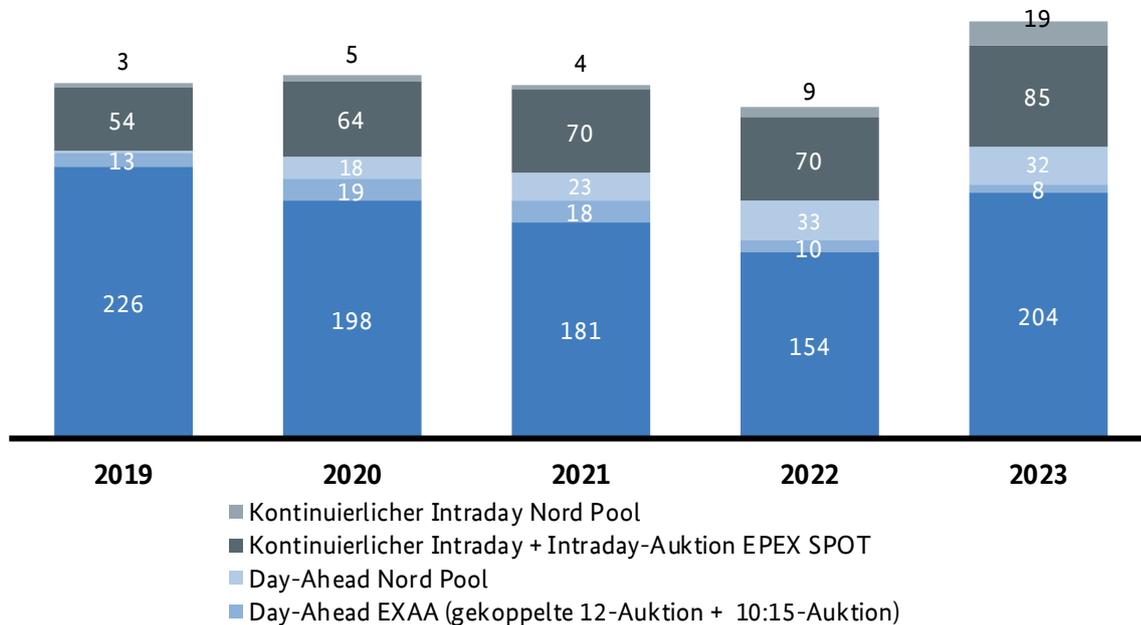
⁶⁰ ACER 2018: Acer adopts a decision on intraday cross-zonal gate opening and closure time, abrufbar unter: <https://documents.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-adopts-a-decision-on-intraday-cross-zonal-gate-opening-and-closure-time.aspx> vom 07.05.2018, aufgerufen am 1. September 2022

⁶¹ Die CACM-Richtlinie wird derzeit überarbeitet. ACER schlägt vor, das Teilen der Handelsbücher auf den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels auszuweiten und nicht nur, wenn grenzüberschreitende Kapazitäten zur Verfügung stehen.

⁶² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/NEMO/start.html>, aufgerufen am 29.08.2023

Handelsvolumina

Strom: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und EXAA in TWh

Abbildung 68: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA⁶³

1.1.1 Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland gängigste Preisindex für den Spotmarkt ist der SDAC. Die Day-Ahead-Baseload ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise der gekoppelten Day-Ahead-Auktion eines Tages. Der Day-Peakload bildet hingegen das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20 eines Tages, d. h. von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr.

⁶³ Die Darstellung des Handelsvolumina wurde ab dem Jahr 2020 angepasst, um der Teilnahme mehrerer Strombörsen an der gekoppelten Day-Ahead Auktion Rechnung zu tragen. Die dargestellten Volumina für das Jahr 2020 stellen je Strombörse über das Jahr den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern dar. Für die Jahre vor 2020 werden hier und in den vergangenen Berichten die Handelsvolumina der EPEX SPOT für die Day-Ahead Auktion als Summe des Maximums aus Kaufvolumen und Verkaufsvolumen je Lieferstunde dargestellt. Diese Methodik würde bei der Teilnahme mehrerer Strombörsen an einer Auktion, angewandt für alle Teilnehmer, die insgesamt gehandelte Strommenge überzeichnen. Aufgrund der Anpassung der Methodik sind ab dem Jahr 2020 Zahlen für die gekoppelte Day-Ahead Auktion nur bedingt mit den Zahlen des Vorjahres vergleichbar. Für die EPEX SPOT beträgt nach der bisherigen Berechnungsmethode die Summe des Maximums aus ausgeführten Kaufs- und Verkaufsvolumina je Lieferstunde für das Jahr 2020 rund 216 TWh.

Für den kontinuierlichen Intradayhandel werden die Volumina sowohl für 2020 als auch für die Vorjahre ohnehin bereits durch den Mittelwert aus ausgeführten Kauf- und Verkaufsordern je Strombörse über das Jahr abgebildet.

Strom: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Euro/MWh

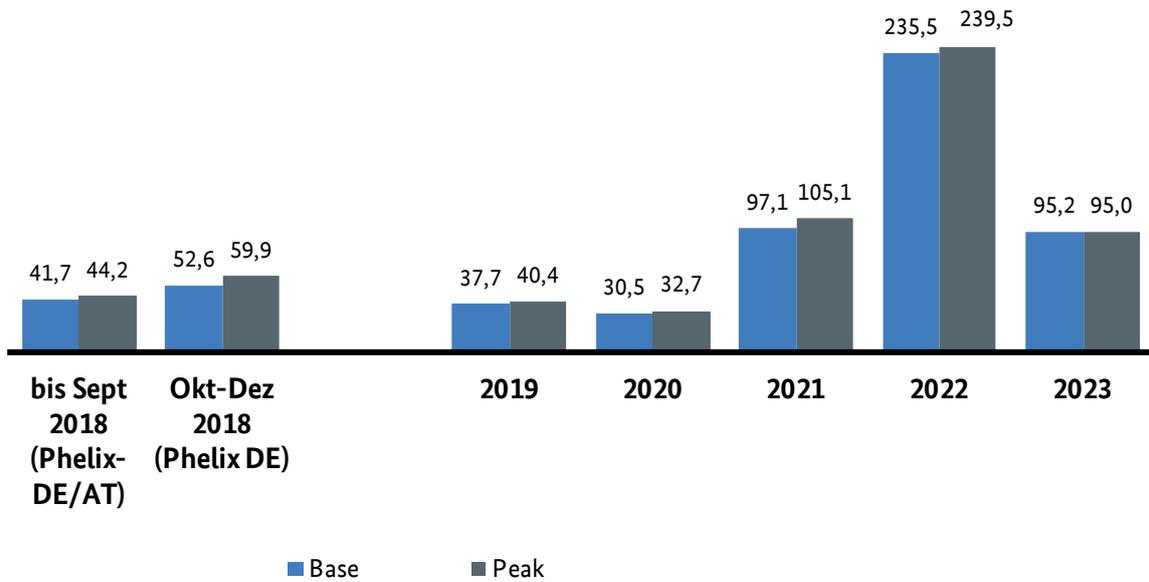


Abbildung 69: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion

Spotmärkte – Preisstreuung

Die Preise der SDAC weisen wie in den Vorjahren im Jahresverlauf eine erhebliche Streuung auf. Die arithmetischen Mittel der Preise pro Tag – hier am Beispiel der Baseload – spiegeln für das Jahr 2023 die Streuung der Energiemärkte wider.

Strom: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2023
in Euro/MWh

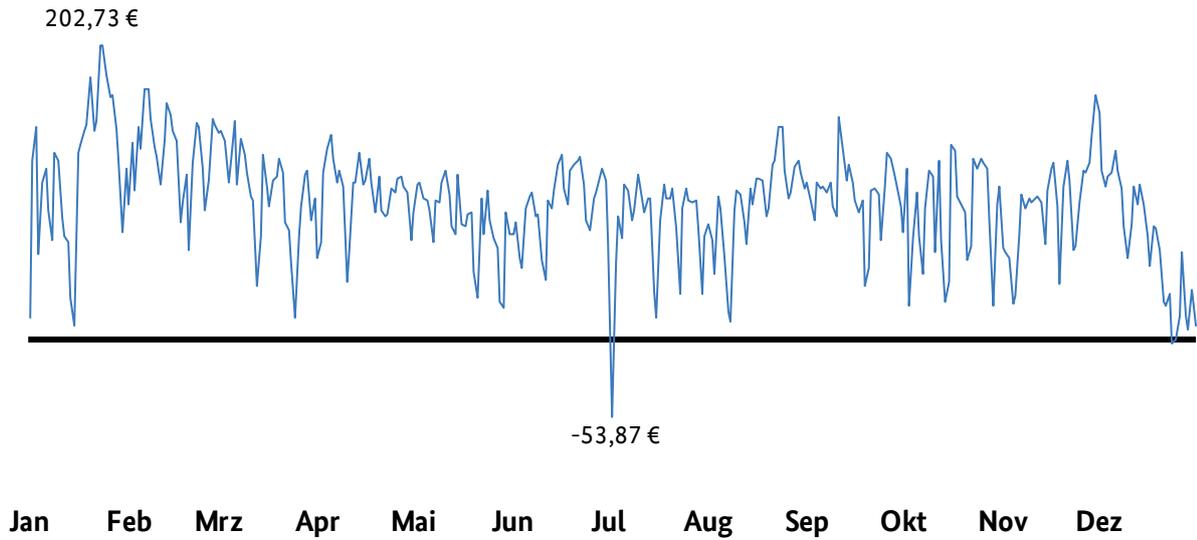


Abbildung 70: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2023

Strom: Preisspannen der Base- und Peakload
in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte Min – Max	Spanne der Extremwerte
Base 2021	13,72 – 46,26	32,54	-26,13 – 75,03	101,16
Base 2022	92,60 – 406,55	331,44	-0,79 – 699,44	700,23
Base 2023	45,97 – 136,25	90,28	-53,87 – 202,73	256,6
Peak 2021	38,73 – 211,50	172,78	-19,56 – 510,52	530,08
Peak 2022	94,33 – 425,76	331,44	-1,21 – 731,01	732,22
Peak 2023	35,99 – 147,72	111,72	-137,3 – 235,99	373,29

Tabelle 45: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2021 bis 2023

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar. Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt. Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der German Power Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom im Vorjahr kontinuierlich beschafft bzw. veräußert hätte.

1.2.1 Handelsvolumen

Strom: Handelsvolumen von Terminprodukten an der EEX in TWh

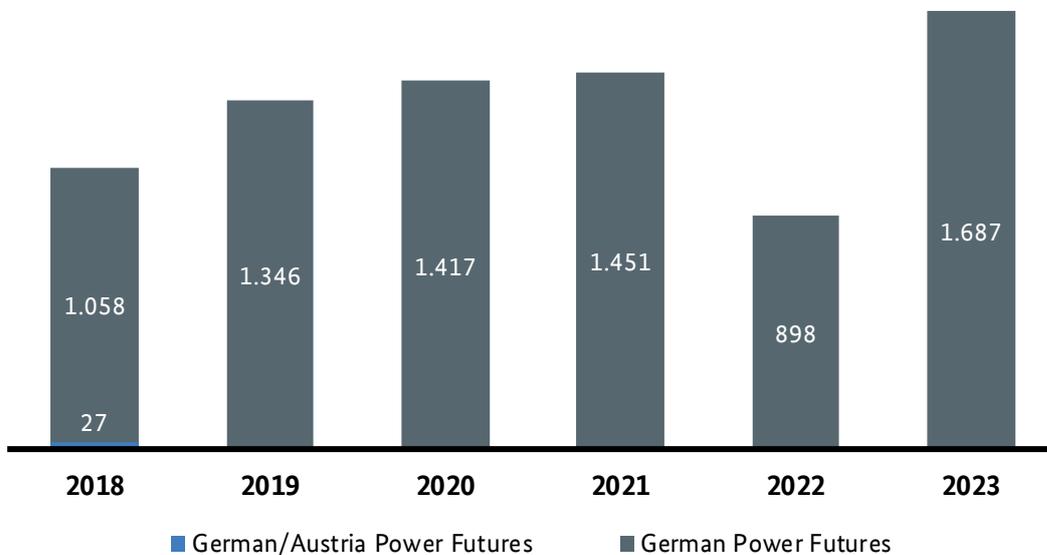
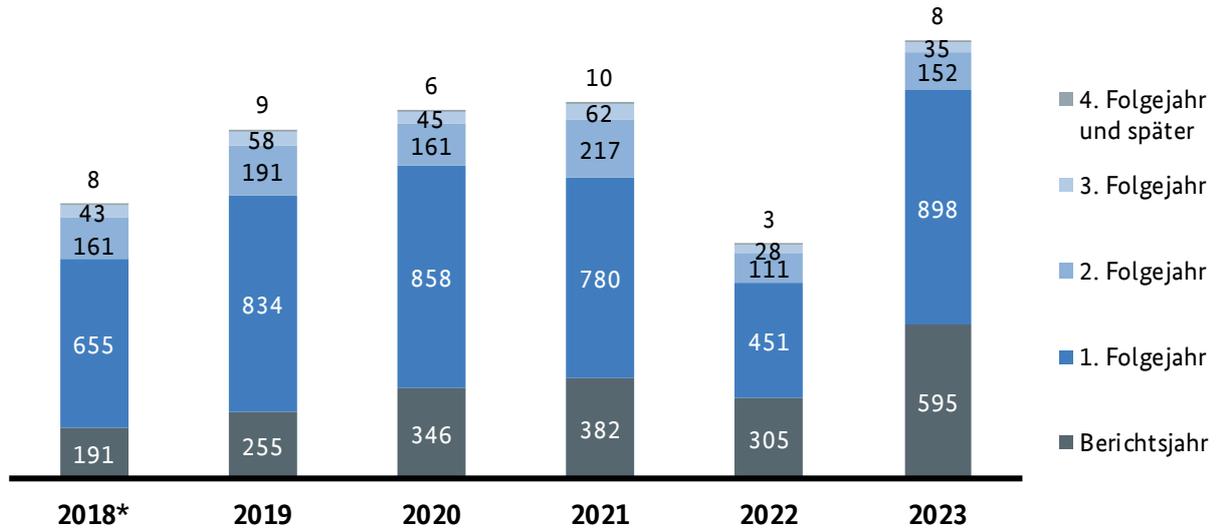


Abbildung 71: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX

Strom: Handelsvolumen von German Power Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr
in TWh



*ab 2018 nur noch German Power

Abbildung 72: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Preisniveau

Strom: Preisentwicklung der German Power Futures im Jahresverlauf 2023
in Euro/MWh

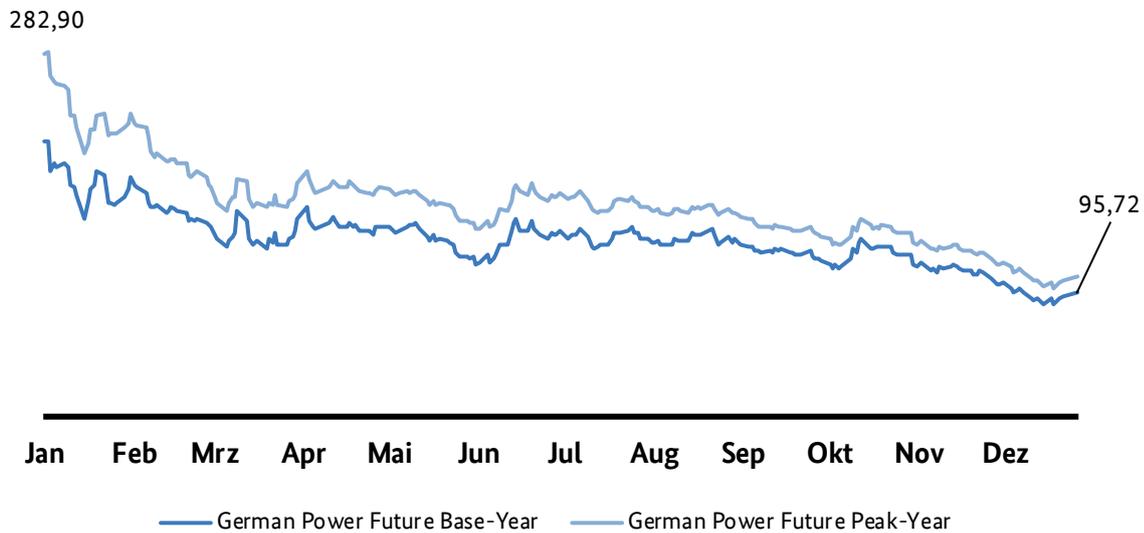


Abbildung 73: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2023

Strom: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures an der EEX in Euro/MWh

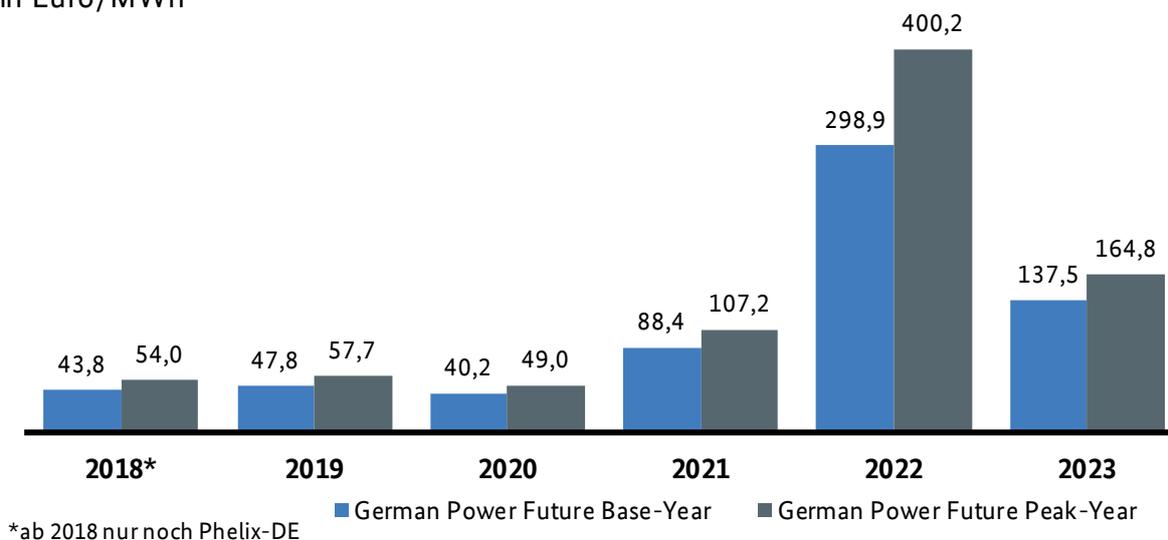


Abbildung 74: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen Großhandel - auch OTC-Handel genannt - ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden und zudem die Parteien grundsätzlich die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des (bilateralen) Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber keine lückenlose Abbildung des Großhandels möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt. Zudem haben sich die Handelsplätze von der bilateralen Seite eher hin zu multilateralen Handelsplätzen entwickelt, wo nicht nur ein Käufer und ein Verkäufer agieren, sondern auch noch Zwischenhändler, Handelsvermittler („Broker“) etc.

Im bilateralen Großhandel hin zum multilateralen Großhandel spielen Broker eine wichtige Rolle. Sie dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

Das Bundeskartellamt hat für das Jahr 2023 für den Bereich des außerbörslichen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt.

2.1 Brokerplattformen

Im Monitoring werden Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit. An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich zehn Broker beteiligt (Vorjahr: neun), die Stromhandelsgeschäfte mit dem Lieferort Deutschland vermittelten.

Strom: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2023 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	2	0%
Day-Ahead	55	2%
unter 1 Woche	7	0%
über 1 Woche	795	27%
1. Folgejahr	1.508	51%
2. Folgejahr	454	15%
3. Folgejahr	123	4%
4. Folgejahr	17	1%
Summe	2.961	100%

Tabelle 46: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2023 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel spielt das OTC-Clearing an einer Börse eine spezielle Rolle für den außerbörslichen Großhandel. OTC-Handelsgeschäfte, die börslichen Standardprodukten entsprechen, können an der Börse registriert werden, womit die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer wird und das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im außerbörslichen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass in manchen Fällen durch Einbeziehung der OTC-Geschäfte die bei der Clearing-Bank zu hinterlegenden nötigen Sicherheiten für den Börsenhandel, etwa mit Futures, geringer ausfallen können.

Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar. Die EEX bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC) ermöglicht das OTC-Clearing (bzw. Trade

Registration⁶⁴) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind, sowie für die EPEX SPOT.

Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten:

Strom: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Terminprodukten an der EEX

in TWh

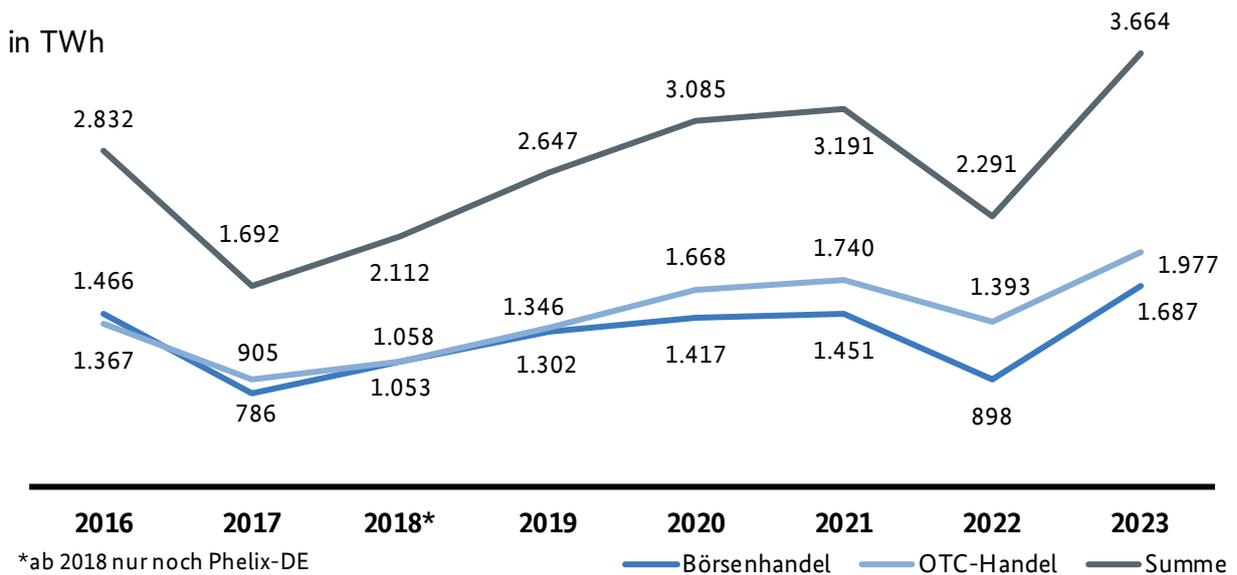
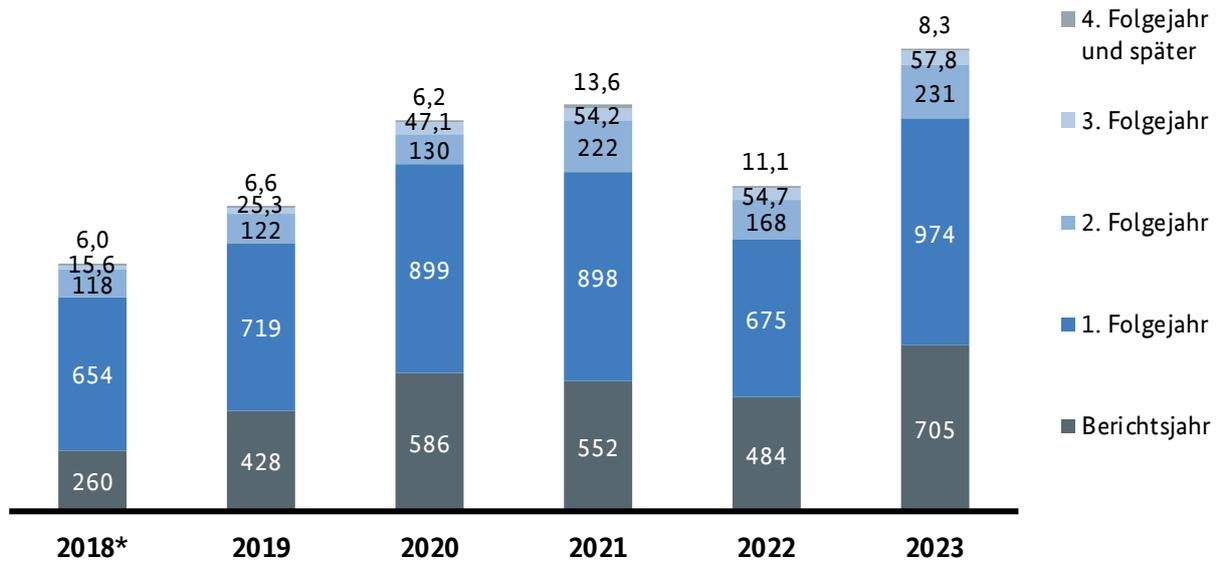


Abbildung 75: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures

⁶⁴ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

Strom: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh



* seit 2018 werden nur noch die German Power Futures betrachtet

Abbildung 76: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

G Einzelhandel Strom

Im Bereich des Stromeinzelhandels können private Haushalte, Unternehmen und industrielle Kunden Strom von verschiedenen Anbietern beziehen. Dieser Markt ist durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, da Kunden die Möglichkeit haben, ihren Stromlieferanten frei zu wählen und zu wechseln. Stromversorger auf dem Einzelhandelsmarkt bieten unterschiedliche Tarife an, die verschiedene Preisstrukturen und Vertragsbedingungen aufweisen können. Die Tarife können auf Festpreis-, Arbeitspreis- oder Kombinationsbasis basieren. Kunden können je nach ihren individuellen Bedürfnissen und Vorlieben den für sie am besten geeigneten Anbieter und Tarif auswählen.

Die Energieversorgungsunternehmen müssen auf dem Einzelhandelsmarkt strenge rechtliche und regulatorische Anforderungen erfüllen, um faire Bedingungen für die Verbraucher sicherzustellen. Die Regulierungsbehörden überwachen den Markt, um sicherzustellen, dass die Anbieter transparente Tarife anbieten und faire Praktiken einhalten. Insgesamt bietet der Einzelhandelsmarkt für Strom den Verbrauchern in Deutschland die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten nach ihren Bedürfnissen und Präferenzen auszuwählen und von Wettbewerb und einer breiten Palette von Angeboten zu profitieren. Weitergehende Erläuterungen finden Sie im Glossar dieser Publikation. Weitere Daten finden Sie auf www.smard.de.

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Für die Belieferung der Letztverbraucher mit Elektrizität sind über 1.400 Elektrizitätslieferanten zuständig, die Stromverbrauchsstellen, die sog. Marktlokationen, mit Elektrizität beliefern. Im Normalfall kann der Stromkunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Elektrizitätslieferanten wählen. Nur bei Belieferung im Rahmen der Grundversorgung, also durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das im Netzgebiet vor Ort die meisten Haushaltskunden mit Strom beliefert, besteht kein Wahlrecht des Verbrauchers.

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2023 belieferten

ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

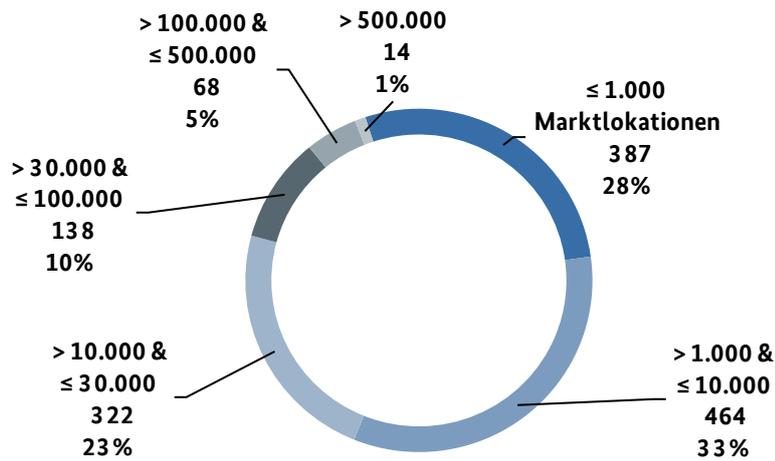


Abbildung 77: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2023 belieferten

Strom: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2023 belieferten ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

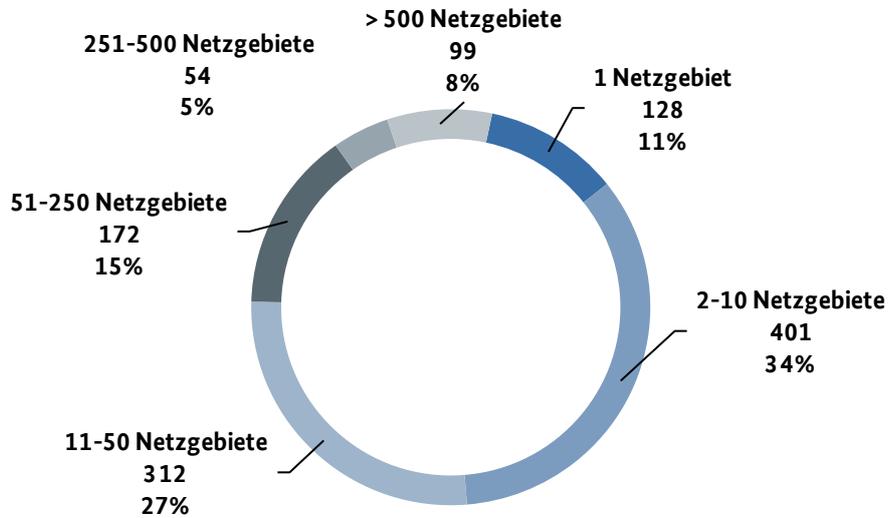


Abbildung 78: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2023 belieferten

Strom: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

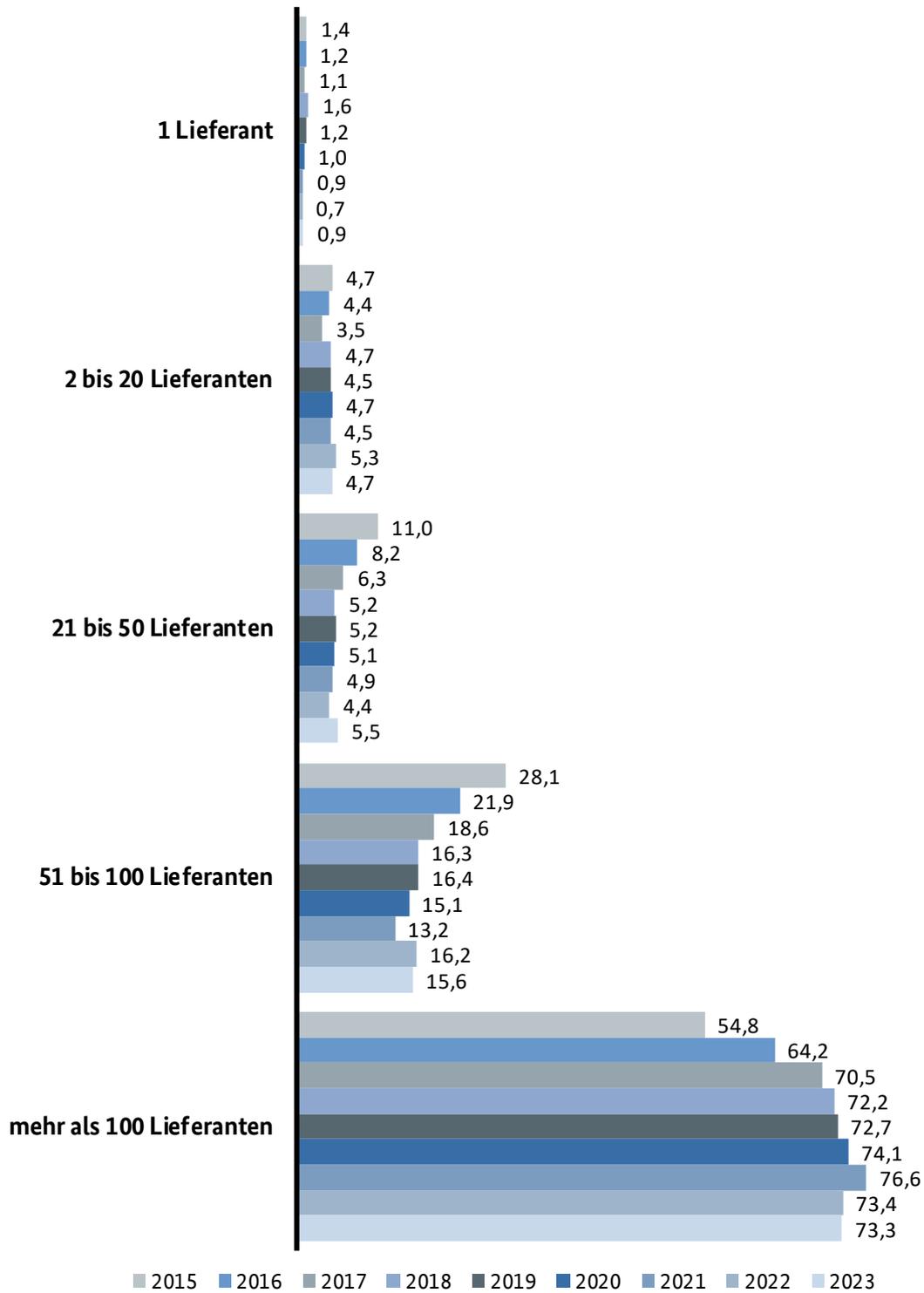


Abbildung 79: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei Letzteren wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden). Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert.⁶⁵ Nicht-Haushaltskunden werden auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden⁶⁶ einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt.

Bei Stromlieferverträgen wird zwischen drei Vertragsarten unterschieden, die bei den Vertragsmodalitäten und Verpflichtungen der Lieferanten und den Preisen abweichen:

Vertrag mit dem Grundversorger innerhalb der Grundversorgung,

Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und

Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Vertragswechsel und Lieferantenwechsel sind eine Möglichkeit, auf den Strompreis sowie die Vertragsmodalitäten Einfluss zu nehmen. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Als Vertragswechsel werden diejenigen Wechsel bezeichnet, die innerhalb desselben Unternehmens stattfinden.

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurden nachfolgende Verbrauchskategorien unterschieden: In der Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr befinden sich typischerweise große Industriekunden und in der Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, wie beispielsweise Restaurants, Bürogebäude oder Krankenhäuser, mithin Gewerbekunden.

⁶⁵ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen

⁶⁶ In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen, wenn deren Jahresverbrauch mehr als 10.000 kWh beträgt.

Strom: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023 Menge und Verteilung

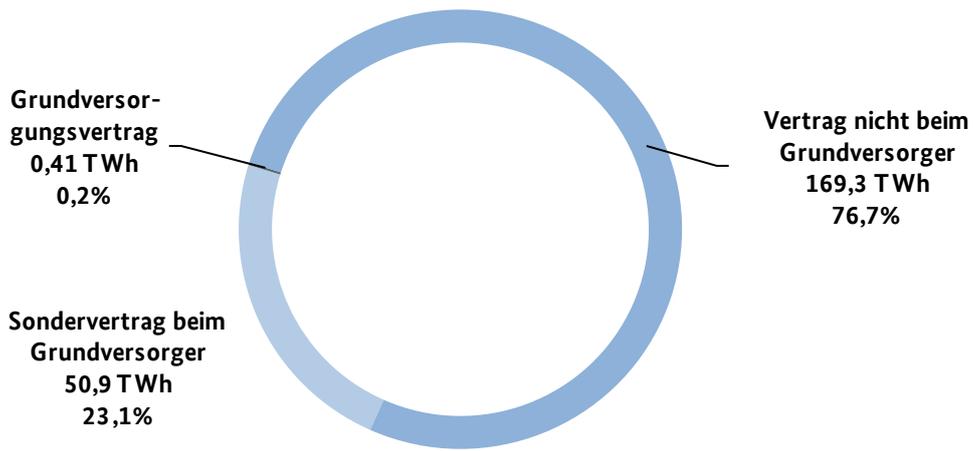


Abbildung 80: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2023 Menge in TWh und Verteilung

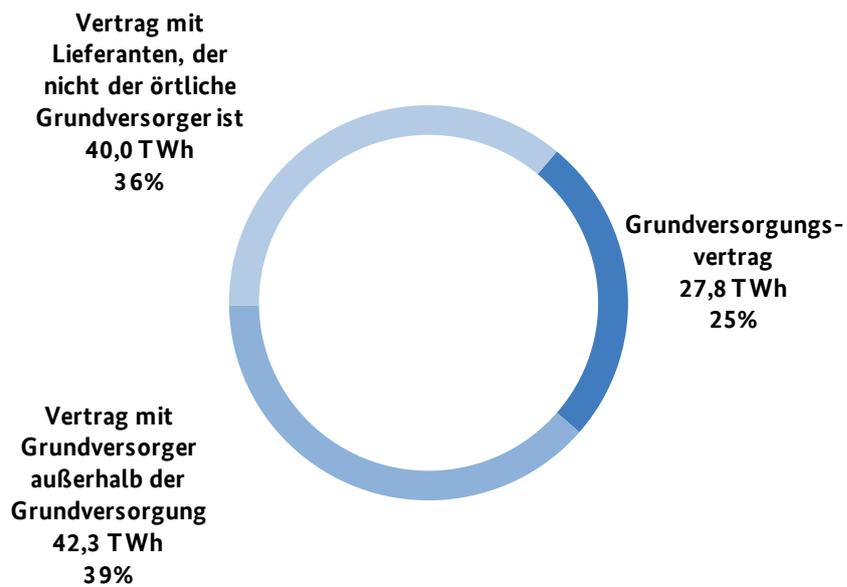


Abbildung 81: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2023

Strom: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2023

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Marktlaktionen mit Lieferanten- wechseln	Anteil an allen Marktlaktionen der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an Marktlaktionen mit Lieferanten- wechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	267.708	14,6%	23,6	16,0%
> 2 GWh/Jahr	3.051	17,2%	17,9	11,7%
Gesamt Nicht- Haushaltskunden	270.759	14,6%	41,5	13,2%

Tabelle 47: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2023

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr in Prozent

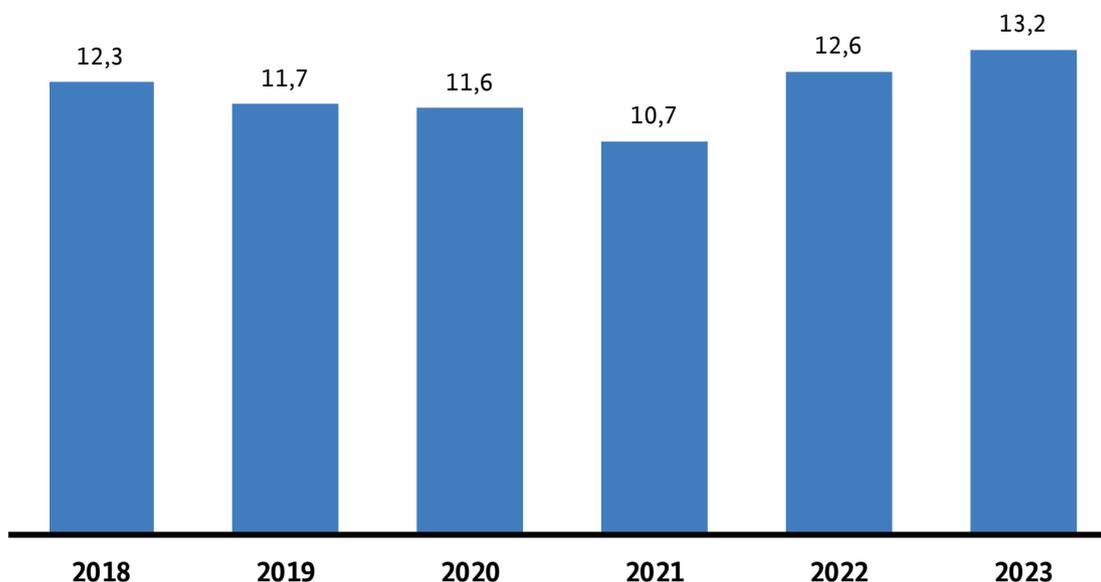


Abbildung 82: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

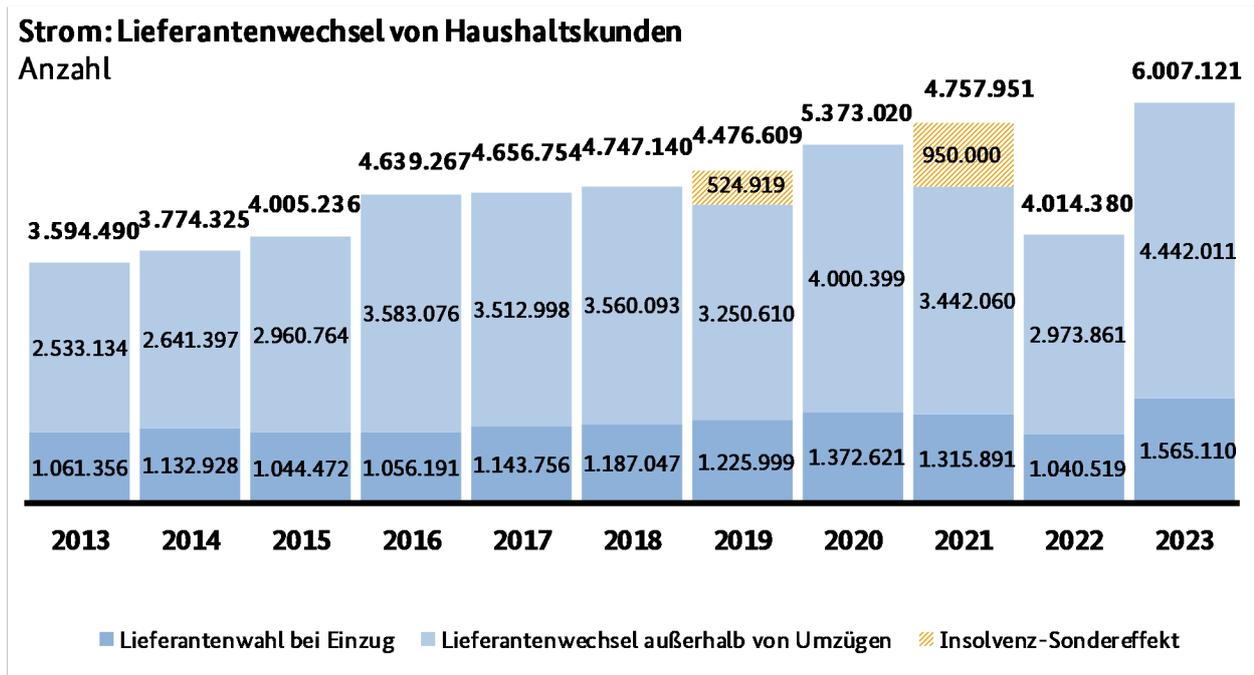


Abbildung 83: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Strom: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden in Prozent und Anzahl

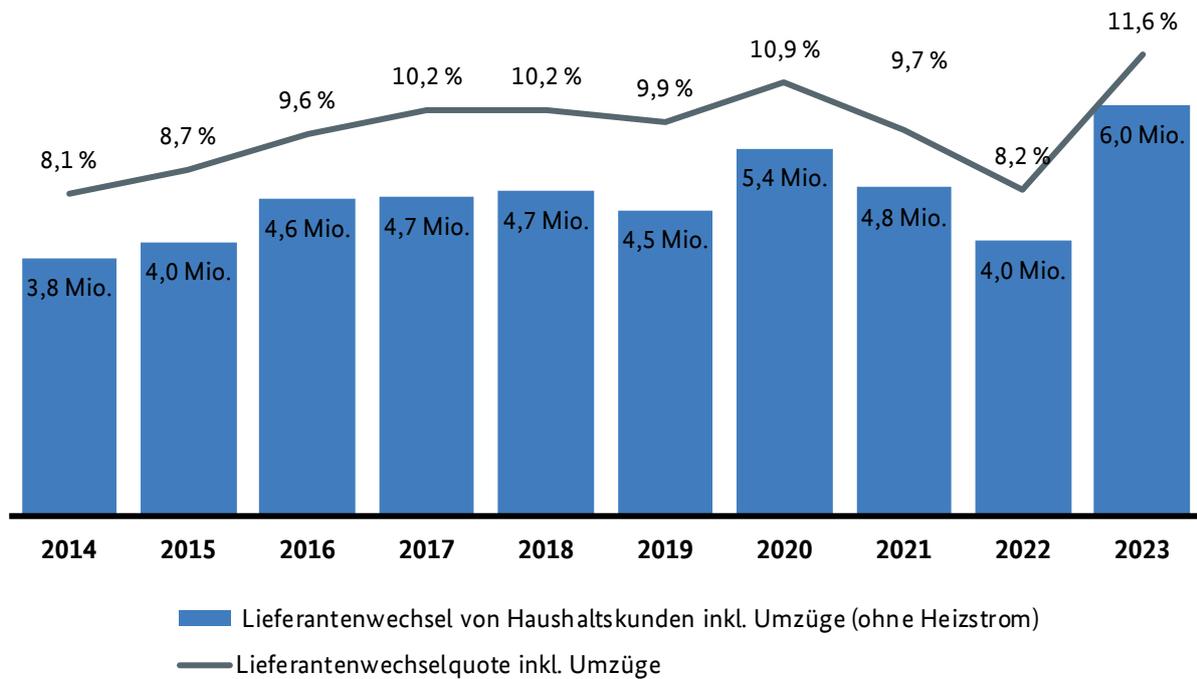


Abbildung 84: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden

Strom: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2023, 2022 und 2021

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtentnahmemenge in Prozent	Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
2023 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	7,8 TWh	7,0%	3,04 Mio.	5,9%
2022 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	7,5 TWh	6,5%	3,03 Mio.	6,4%
2021 Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	3,7 TWh	3,1%	1,53 Mio.	3,3%

Tabelle 48: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2023, 2022 und 2021

3. Stromsperrungen und Kündigungen

Grundversorger sind grundsätzlich verpflichtet, alle Haushaltskunden in dem jeweiligen Netzgebiet zu den Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen der Grundversorgung zu versorgen. Eine Ausnahme besteht dann, wenn ihnen die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist (§ 36 Abs. 1 EnWG). Eine Kündigung des Grundversorgungsvertrags durch den Lieferanten ist nur zulässig, soweit keine Pflicht zur Grundversorgung besteht (§§ 20 Abs. 1 StromGKV/GasGKV). Ausnahmsweise kann ein Grundversorger den Vertrag fristlos kündigen, wenn die Voraussetzungen zur Unterbrechung der Belieferung (§§ 19 StromGKV/GasGKV) wiederholt vorliegen. Die fristlose Kündigung muss der Grundversorger dann zwei Wochen vorher androhen (§§ 21 StromGKV/GasGKV).

Energielieferanten außerhalb der Grundversorgung können bestehende Energielieferverträge unter Berücksichtigung der vertraglichen Vereinbarungen und zivilrechtlichen Regelungen kündigen.

Sowohl in der Grundversorgung als auch im Falle eines wettbewerblichen Vertrags muss die Kündigung durch den Energielieferanten gegenüber Haushaltskunden in Textform erfolgen (§ 41b Abs. 1 S. 1 EnWG bzw. §§ 20 Abs. 2 S. 1 StromGKV/GasGKV).

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Nach der StromGKV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von zwei Monatsabschlägen (alternativ ein Sechstel des Jahresbetrags), mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben. Für wettbewerbliche Lieferanten galten im Zeitraum Dezember 2022 bis April 2024 zudem die Regelungen des § 118b EnWG, die eine Pflicht für eine Abwendungsvereinbarung mit einer möglichen Ratenzahlung zur Vermeidung einer Sperrung vorsahen. Diese Pflicht besteht für die Grundversorger fort.

Strom: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung (Angaben der Lieferanten)

Jahr	Anzahl der Kündigungen in der Grundversorgung	Anzahl der Kündigungen außerhalb der Grundversorgung
2018		185.989
2019		221.209
2020		173.627
2021	18.673	169.985
2022	18.183	186.900
2023	14.895	244.014

Tabelle 49: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittliche Zahlungsrückstand

Strom: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten
Anzahl

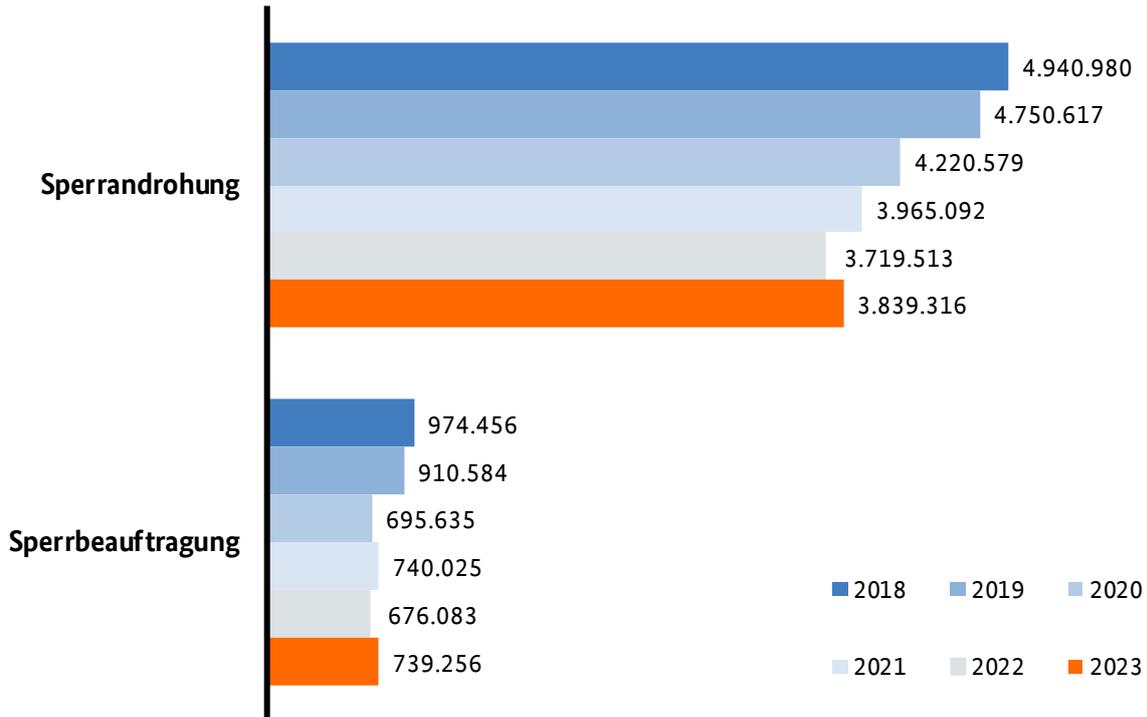


Abbildung 85: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Strom: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber
Anzahl

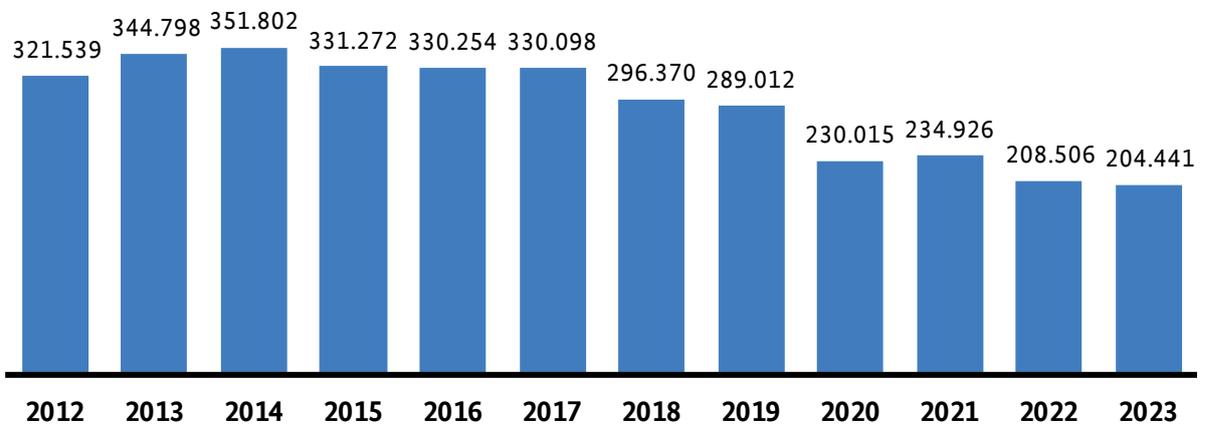


Abbildung 86: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Strom: Sperrungen nach Quartalen 2023 Anzahl

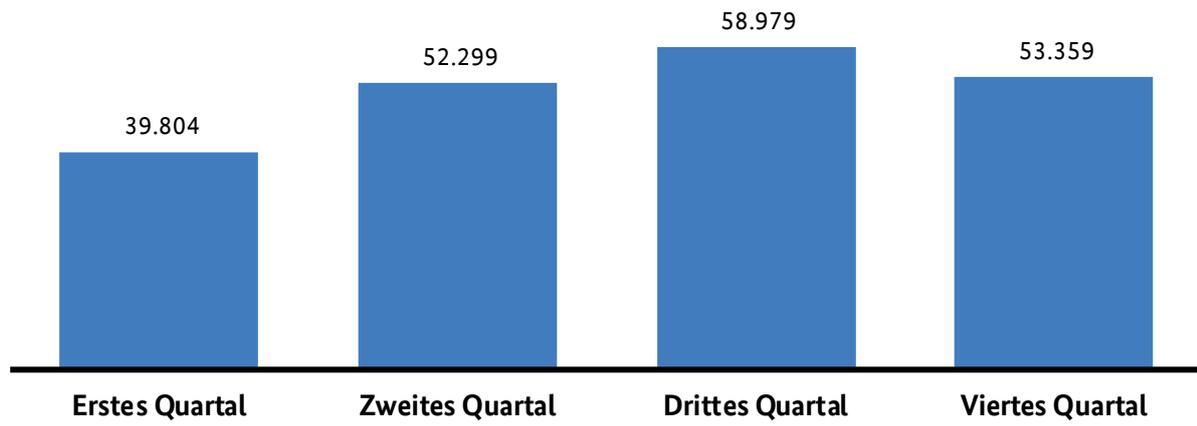


Abbildung 87: Sperrungen nach Quartalen 2023

Strom: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2023 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (inner- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	78.961	0,70%
Sachsen-Anhalt	9.369	0,59%
Mecklenburg-Vorpommern	5.487	0,47%
Thüringen	6.089	0,44%
Rheinland-Pfalz	10.325	0,40%
Sachsen	10.966	0,38%
Hessen	14.765	0,38%
Saarland	2.416	0,36%
Baden-Württemberg	20.051	0,30%
Schleswig-Holstein	5.414	0,30%
Brandenburg	4.716	0,27%
Berlin	5.506	0,23%
Niedersachsen	10.990	0,22%
Hamburg	2.469	0,21%
Bayern	16.108	0,20%
Bremen	809	0,18%

Tabelle 50: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2023

4. Tarife

Stromlieferanten müssen für Letztverbraucher, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 41a Abs. 1 EnWG). Gemäß § 41a Abs. 2 EnWG sind Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 100 000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr verpflichtet, den Abschluss eines Stromlieferungsvertrages mit dynamischen Tarifen für Letztverbraucher anzubieten. Ein dynamischer Stromtarif (§ 3 Nr. 31d EnWG) setzt sich, analog zu dem statischen Stromtarif, aus einem monatlichen Grundpreis und einem Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde zusammen. Während der monatliche Grundpreis die festen Kosten für den Stromanschluss und den Zähler abdeckt, beinhaltet der Arbeitspreis die Kosten für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge, Netzentgelte, sowie diverse Steuern, Abgaben und Umlagen. Die Besonderheit eines dynamischen Tarifs liegt in der Kopplung der im Arbeitspreis enthaltenen Energiebeschaffungskosten an den Stromgroßhandelspreis am Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX Spot). Dadurch werden die dortigen Preisschwankungen unmittelbar abgebildet. Dies ermöglicht es, zeitlich variierende Strompreise direkt an die Endkunden weiterzugeben, sodass diese ihren Verbrauch flexibel an die aktuellen Marktpreise anpassen können.

Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, werden mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas oder PV-Anlagen verbunden, sie werden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen oder der Wasserversorgung verknüpft. Unter Sonstige werden Koppelprodukte mit Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen, Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität, Versicherungen, Gutscheinen und Eintrittskarten zusammengefasst.

Strom: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten

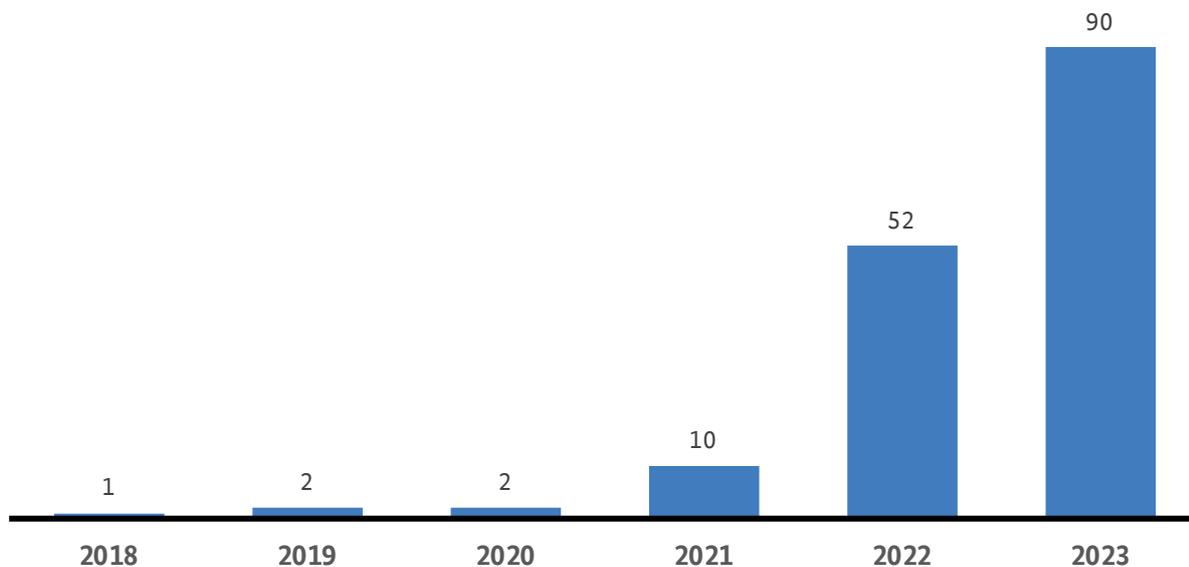


Abbildung 88: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten

Strom: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2023

Anzahl der Zählpunkte	Anzahl
1 < 1.000	4
1000 < 10.000	16
10.000 < 30.000	35
30.000 < 100.000	19
100.000 < 500.000	18
> 500.000	4
Gesamtanzahl der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten	96

Tabelle 51: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2023

Strom: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2023

Produktkategorie	Anzahl
Erdgas	47
Hardware	12
Telekommunikation, Internet	17
Wasser	6
PV-Anlage/ Mieterstrom	31
Sonstige	26
Gesamt	139

Tabelle 52: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2023

5. Preisniveau

In Deutschland gibt es keine staatliche Regulierung der Strompreise. Der Strompreis bildet sich durch den Markt und setzt sich aus vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, unter anderem den Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge, sowie vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren zusammen. Zu diesen Faktoren zählen insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Entgelte für Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern. Rabatte aufgrund von staatlichen Preisbremsen sind hiervon nicht erfasst.

Stromlieferanten können wählen, ob sie ihren Strom über langfristige Verträge oder auf dem Spotmarkt beschaffen. Langfristige Verträge können eine gewisse Preisstabilität bieten, da die Preise über einen längeren Zeitraum festgelegt werden. Auf dem Spotmarkt können die Preise hingegen stark schwanken, abhängig von Angebot und Nachfrage. Die Entscheidung für eine der beiden Beschaffungsstrategien kann den durchschnittlichen Strompreis beeinflussen. Die Bundesnetzagentur betrachtet daher auch die Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen.

Die Netzentgelte, die Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb können zwischen den Netzgebieten variieren, der Lieferant kann sie nicht beeinflussen. Stromlieferanten berechnen in der Regel einen Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde und einen monatlichen Grundpreis. Kunden mit niedrigem Verbrauch profitieren eher von einem Vertrag mit niedrigem Grundpreis, während Kunden mit hohem Verbrauch von einem niedrigen Arbeitspreis profitieren.

Um eine Vergleichbarkeit der Strompreise zu gewährleisten, wurden neben dem Abnahmefall des Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh noch zwei weitere Abnahmefälle definiert.

Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV), entsprechen dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr.

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh handelt es sich ausschließlich um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden.

Preisniveau Nicht-Haushaltskunden - Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“)

Bei diesen RLM-Kunden spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen erfolgt die Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers direkt mit dem Kunden. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall so weit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Stromverbraucher sind somit die Übergänge vom Einzel- zum Großhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben spezielle gesetzliche Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine

Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh pro Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den betreffenden Kunden keine dieser Vergünstigungsmöglichkeiten einschlägig ist (§ 19 Abs. 2 StromNEV, § 31 EnFG). Bei dem Abnahmefall wird die Umsatzsteuer wegen des Vorsteuerabzuges nicht ausgewiesen.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Angesprochen waren nur solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es um einen begrenzten Kreis von Lieferanten.

Beim Industriekunden entfallen vom Gesamtpreis einige Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach § 19 StromNEV und § 31 EnFG. Die Anspruchsvoraussetzungen sind für die verschiedenen Reduktionsmöglichkeiten unterschiedlich ausgestaltet. Im Rahmen des Monitorings wird nicht erhoben, ob es in der Praxis Fälle gibt, in denen alle maximalen Reduktionsmöglichkeiten ausgeschöpft werden (können).

Strom: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>		
Nettonetzentgelt	1,78 - 5,92	3,92
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,02	0,2
Konzessionsabgabe	0,02 - 0,11	0,19
Umlagen ^[1]		1,02
Stromsteuer		2,05
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	6,67 - 20,10	12,78
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	13,47 - 28,03	20,16

[1] Umlage nach KWKG (0,28 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,08 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,66 ct/kWh)

Tabelle 53: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Preisabfrage zum 1. April 2024	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	3,92	-3,14	0,78
weitere Umlagen	1,01	0,84	0,16
Konzessionsabgabe	0,14	-0,14	0,00
Summe	7,12	-6,17	0,95

Tabelle 54: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2024 gemäß Angaben der Stromlieferanten

Preisniveau Nicht-Haushaltskunden - Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Jahresverbrauchs von 50 MWh wurde mit einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert, was z. B. dem Abnahmeprofil eines Gewerbekunden entsprechen kann. Der Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt etwa das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh pro Jahr („Haushaltskunde“) und rund zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr (Industriekunde). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh pro Jahr.

Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 MWh und 100 MWh haben. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Strom: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 % der größensortierten Angaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>			
Nettonetzentgelt	6,20 - 12,20	9,06	30%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,92	0,36	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,87	3%
Umlagen ^[1]		1,58	5%
Stromsteuer		2,05	7%
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>			
	9,63 - 22,53	16,60	54%
Netto-Gesamtpreis	23,61 - 36,77	30,52	100%

^[1] Umlage nach KWKG (0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,066 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 55: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Preisniveau Haushaltskunden

Gemäß § 3 Abs. 22 EnWG werden Haushaltskunden als Letztverbraucher definiert, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Im Folgenden werden die Einzelhandelspreise eines durchschnittlichen Haushaltskunden betrachtet, der typischerweise zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh verbraucht.

Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC)

Preisstand: 1. April 2024

in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Vertrieb und Marge	3,98	9,6
Energiebeschaffung	14,12	34,0
Nettonetzentgelt	11,18	26,9
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,43	1,0
Konzessionsabgabe	1,61	3,9
Umlage nach KWKG	0,28	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	0,64	1,5
Umlage Offshore-Netz	0,66	1,6
Stromsteuer	2,05	4,9
Umsatzsteuer	6,64	16,0
Gesamt	41,59	100,0

Tabelle 56: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC)

Strom: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2023 zum 1. April 2024 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden
in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	3,98	-1,28	-24,3
Energiebeschaffung	14,12	-4,21	-23,0
Nettonetzentgelt	11,18	2,20	24,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,43	0,06	16,2
Konzessionsabgabe	1,61	-0,01	-0,6
Umlage nach KWKG	0,28	-0,09	-23,6
Umlage nach § 19 StromNEV	0,64	0,22	-53,1
Umlage Offshore-Netz	0,66	0,07	11,2
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,64	-0,57	-7,9
Gesamt	41,59	-3,60	-8,0

Tabelle 57: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2023 zum 1. April 2024 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr

Strom: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April

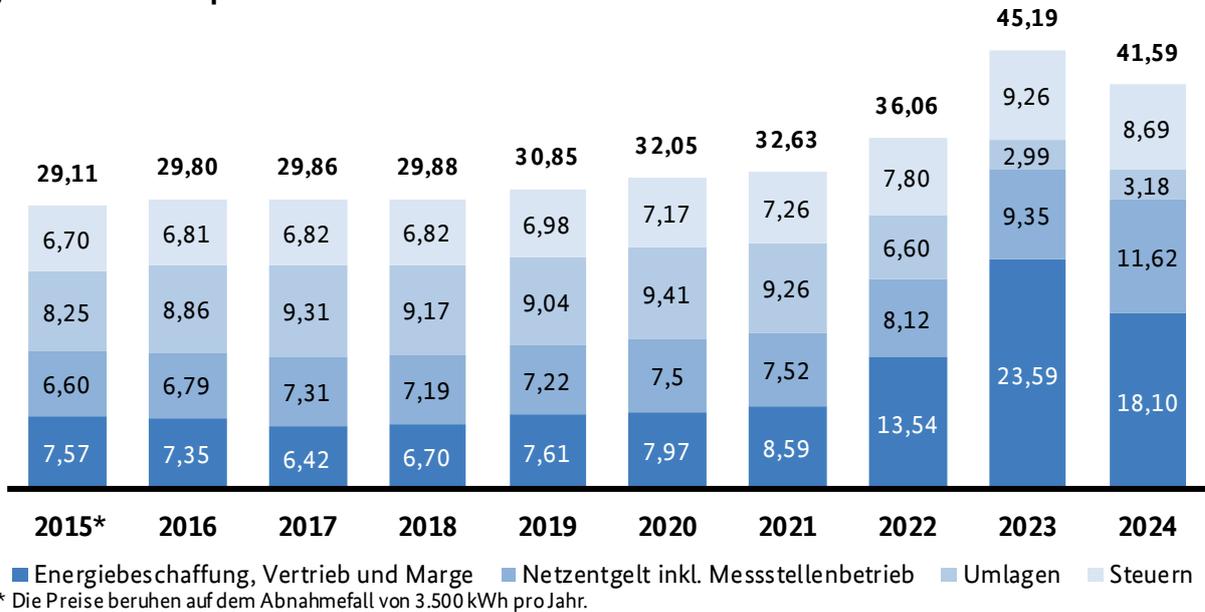


Abbildung 89: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr

Strom: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2024 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC) in Prozent

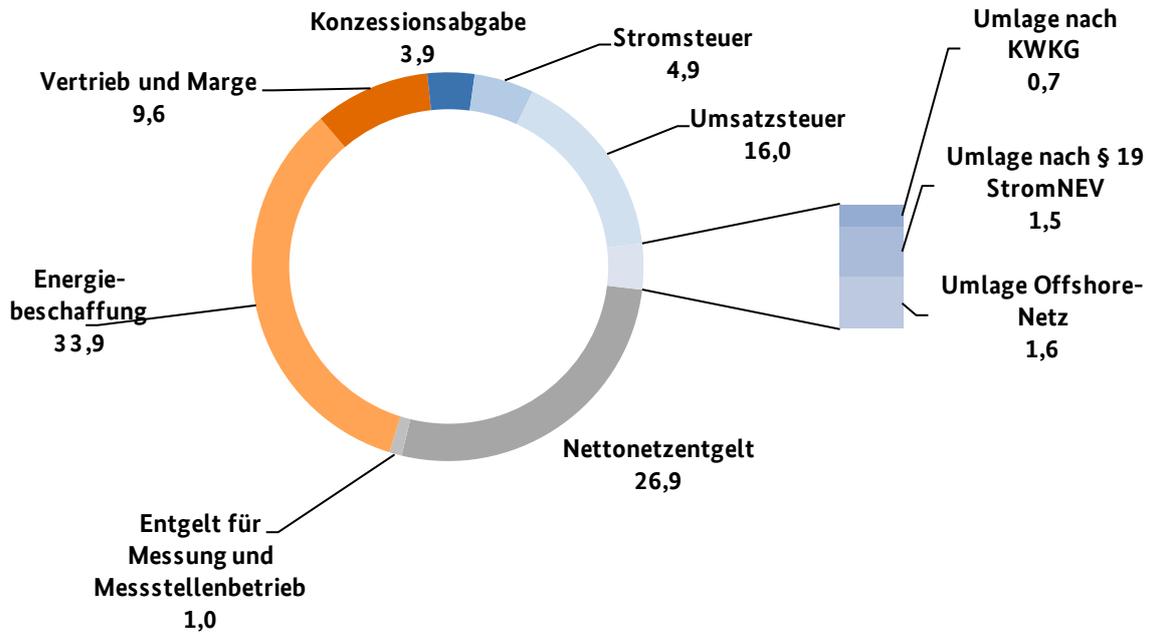
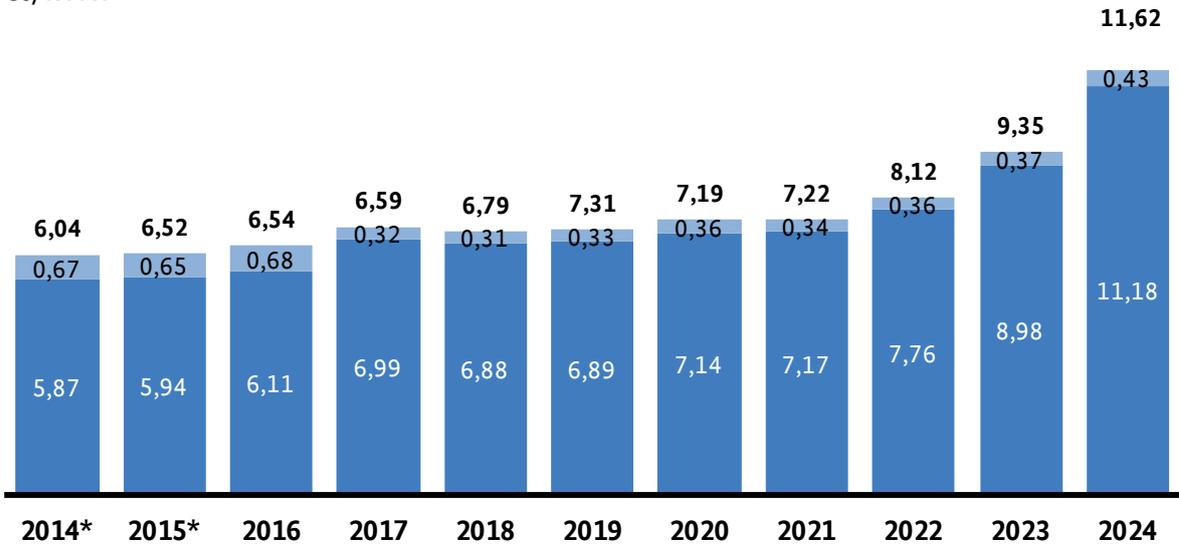


Abbildung 90: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2024

Strom: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichtet)
in ct/kWh



* Die Preise beruhen auf dem Abnahmefall von 3.500 kWh pro Jahr. ■ Nettonetzentgelte ■ Messstellenbetrieb

Abbildung 91: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April

Strom: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC)
Preisstand: 1. April 2024
in ct/kWh

Preisbestandteil	Ersatzver- sorgungs- vertrag	Grundver- sorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Vertrieb und Marge	6,31	5,51	3,60	3,50
Energiebeschaffung	16,08	15,59	14,10	13,30
Nettonetzentgelt	10,53	11,48	11,15	11,05
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,40	0,49	0,41	0,42
Konzessionsabgabe	1,79	1,66	1,60	1,60
Umlage nach KWKG	0,28	0,28	0,28	0,28
Umlage nach § 19 StromNEV	0,64	0,64	0,64	0,64
Umlage Offshore-Netz	0,66	0,66	0,66	0,66
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	7,36	7,28	6,55	6,36
Gesamt	46,07	45,62	41,03	39,86

Tabelle 58: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC)

**Strom: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie
jeweils zum 1. April (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
in ct/kWh**

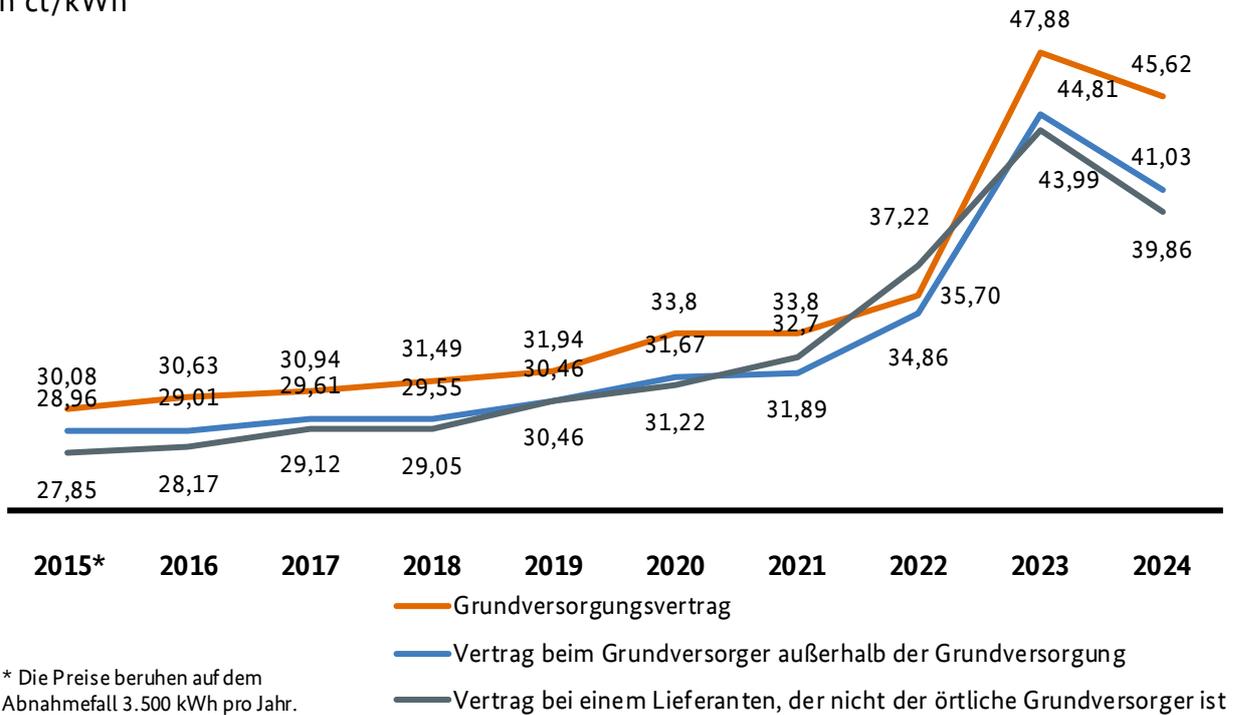


Abbildung 92: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

Strom: Strompreisindex für Haushaltskunden

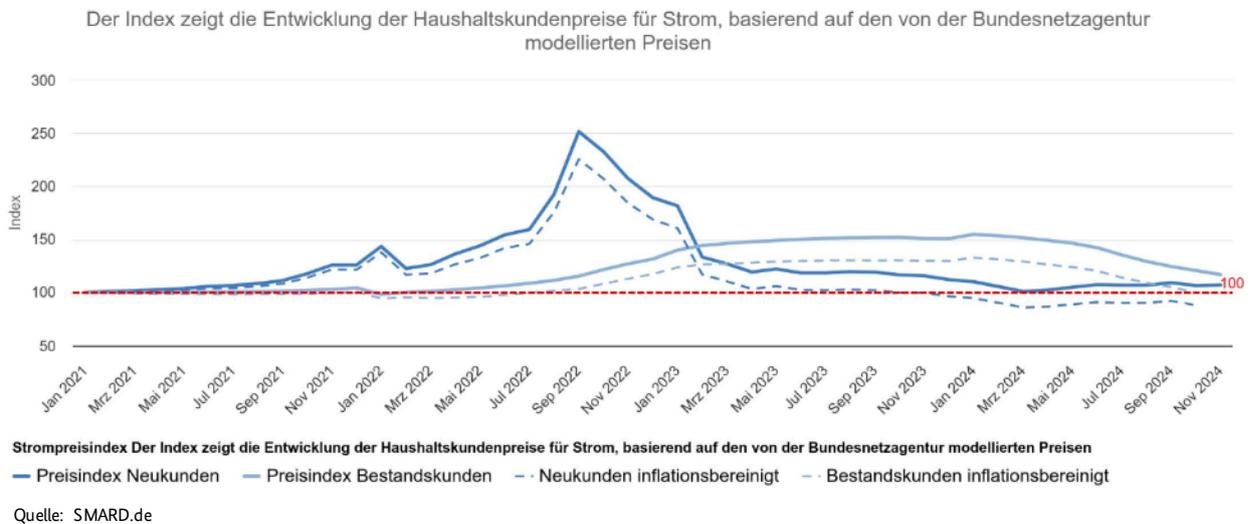
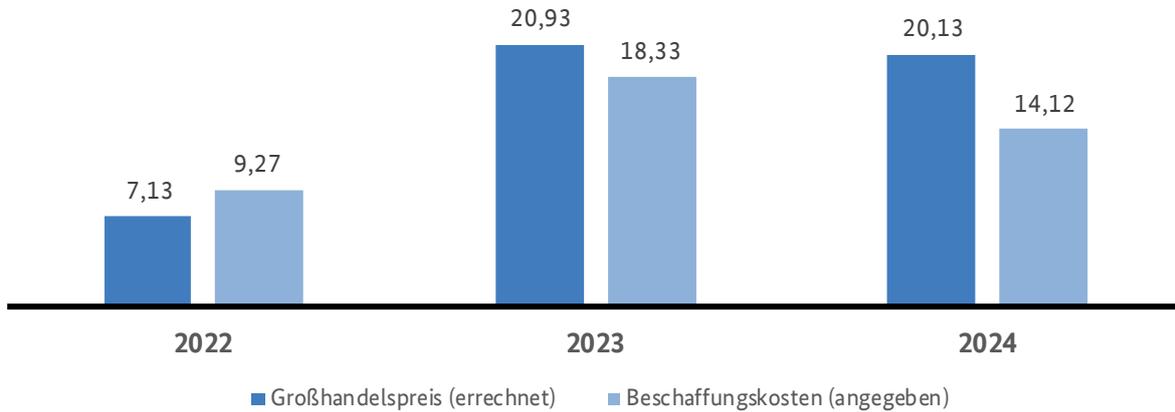


Abbildung 93: Strompreisindex für Haushaltskunden in Punkten (Referenzzeitpunkt Januar 2021)

Strom: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen*
in ct/kWh



*Der hier aufgeführte Großhandelspreis wird anhand der durchschnittlichen Beschaffungsstrategie der Stromlieferanten gebildet

Abbildung 94: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen

Strom: Anteil der Lieferanten die in der Ersatzversorgung höhere Preise als in der Grundversorgung erheben
in Prozent

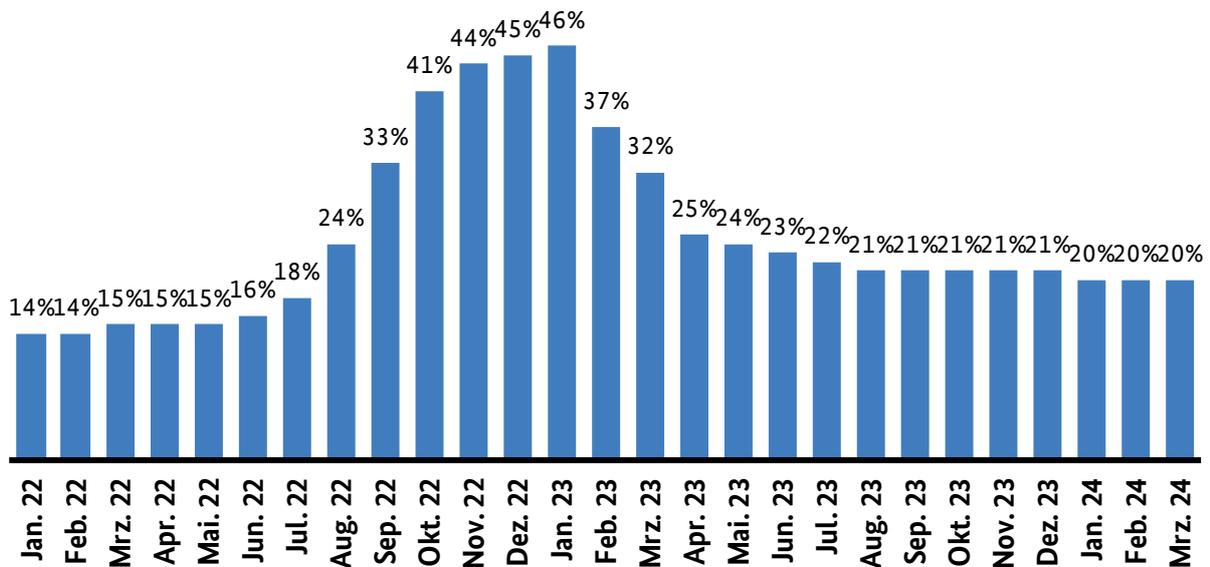


Abbildung 95: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge außerhalb der Grundversorgung können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mit deren Hilfe Lieferanten in den Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die entweder dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorkasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Ökostromtarife

Ein Ökostromtarif ist im Sinne dieses Monitorings ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Wie auch beim Bezug von konventionellem Strom bieten viele Lieferanten ihren Kunden eine Reihe von Sonderbonifikationen an, die den Preis der unterschiedlichen Tarife weiter beeinflussen können.

Strom: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2023

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	112,1	66,7	59,5%
	Marktlokationen (Tsd.)	49.758	28.396	57,1%
Weitere Letztverbraucher	TWh	256,2	57,7	22,5%
	Marktlokationen (Tsd.)	3.350	1.478	44,1%
Gesamt	TWh	368,4	124,3	33,8%
	Marktlokationen (Tsd.)	53.108	29.874	56,3%

Tabelle 59: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2023

Strom: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden
in Prozent

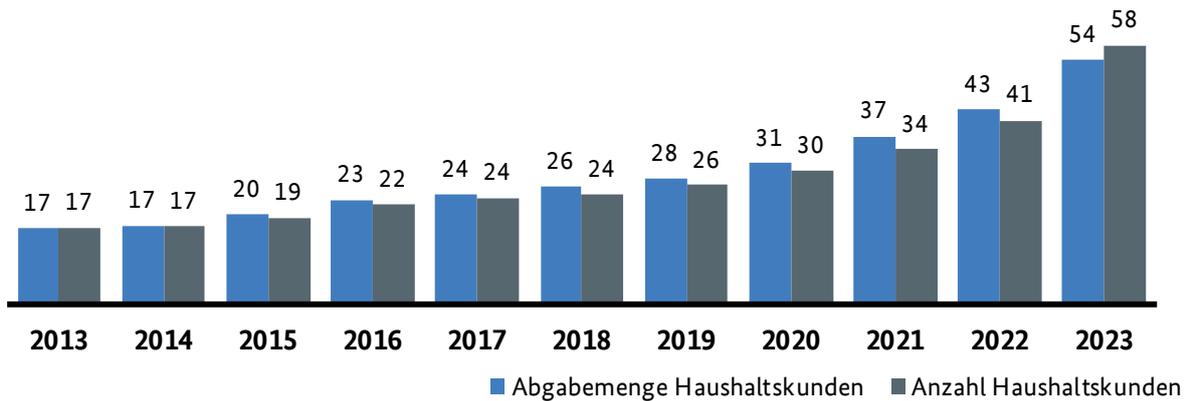


Abbildung 96: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden.

Strom: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2023 zum 1. April 2024 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Vertrieb und Marge	3,32	0,58	17,5
Energiebeschaffung	12,91	-4,75	-36,8
Nettonetzentgelt	12,00	2,82	()
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,44	0,11	25,8
Konzessionsabgabe	1,55	0,08	4,9
Umlage nach KWKG	0,28	-0,08	-29,8
Umlage nach § 19 StromNEV	0,64	0,23	35,2
Umlage Offshore-Netz	0,66	0,06	9,9
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	6,43	-0,18	-2,8
Gesamt	40,28	-1,13	-2,8

Tabelle 60: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2024 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Strom: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2024

in Prozent

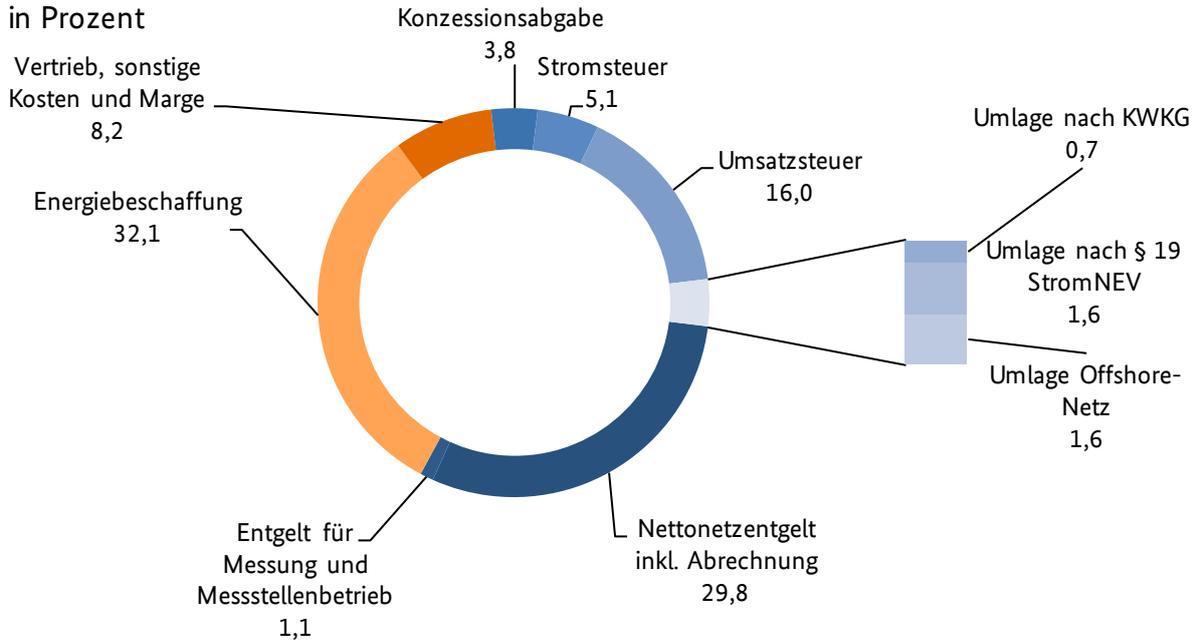


Abbildung 97: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom

Strom: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

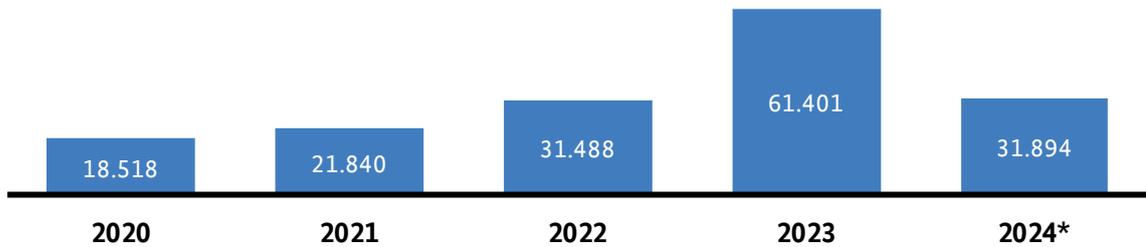
1. April 2024	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Vorauskasse	25	11 Monate
einmalige Bonuszahlungen	100	80 Euro
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	39	-
Durchschnittliche Verweildauer der in 2023 beendeten Verträge	193	35 Monate
Durchschnittliche tatsächliche Laufzeit der zum 31.12.2023 bestehenden Verträge	209	43 Monate

Tabelle 61: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

6. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Der Verbraucherservice Energie ist für Verbraucher die nationale Kontaktstelle bei der Bundesnetzagentur, bei der sie Informationen zu ihren Rechten im Energiebereich, den geltenden Rechtsvorschriften und den Möglichkeiten der Schlichtung erhalten.

Anzahl der Verbrauchieranfragen



*Stand: Juni 2024

Abbildung 98: Anzahl der Verbraucheranfragen

7. Heizstrom

Heizstrom bezeichnet Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zum Zwecke der Raumheizung bezogen wird. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Wärmepumpen oder Nachtspeicher. Auf Grund des unterschiedlichen Verbrauchszwecks bestehen wesentliche Unterschiede im Abnahmeverhalten im Vergleich zu gewöhnlichem Haushaltsstrom. Oftmals sind die Preise für Heizstromtarife geringer. Gesonderte Wärmetarife für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen setzen in der Regel voraus, dass eine steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Sinne des § 14a EnWG vorliegt. Wegen der Möglichkeit, den Verbrauch zu unterbrechen, fallen für die Belieferung geringere Netzentgelte an. Die Messung erfolgt hierbei über einen separaten Zähler. Bei der getrennten Messung gibt es einen Eintarifzähler für den Haushaltsstrom sowie einen Zweitarifzähler (Dieser erfasst den Verbrauch zu Schwachlastzeiten (Niedertarif; NT-Tarif) und den übrigen Zeiten (Hochtarif; HT-Tarif) gesondert) für den Heizstrom. Alternativ kann die Messung auch gemeinsam mit regulärem Haushaltsstrom über einen Doppeltarifzähler erfolgen. Neben den geringeren Netzentgelten entfallen auf Heizstromtarife geringere Konzessionsabgaben als auf sonstigen Haushaltstrom.

Die Abfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife, diese wurden für den Stichtag 1. April 2024 erhoben. Erstmals wurde der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpen mit getrennter Messung erfragt. Bei diesem Fall wurde durch § 22 EnFG die Zahlungsverpflichtung für die KWK-Umlage und die Offshore-Umlage für Wärmepumpen-Strom auf null gesetzt, sofern sie über einen eigenen Zählpunkt verfügen. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Verbrauch von 7.500 kWh pro Jahr abstellen. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicher- als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lie-

feranten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktlokationen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen.

Wie in den Vorjahren wurden die Lieferanten gefragt, wie sich ihre Heizstromabgabe auf die Netzgebiete verteilt, in denen sie Grundversorger sind bzw. nicht Grundversorger sind. Die Abfrage bezieht sich auf den Grundversorgerstatus der beliefernden juristischen Person, sodass Konzernverbindungen nicht berücksichtigt werden. Anders als im Strom-Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“ wird bei der Auswertung für Heizstrom im Falle der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger nicht nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ unterschieden.

Strom: Übersicht Abgabemenge Heizstrom

	2023			2022		
	Nachtspeicherheizung	Wärmepumpe	Gesamt	Nachtspeicherheizung	Wärmepumpe	Gesamt
Menge in TWh	7,8	4,3	12,1	8,6	4,5	13,1
Anzahl Marktlokationen in Mio.	1,24	0,82	2,07	1,24	0,75	1,98
Anteile Menge an Gesamt in %	64,2%	35,8%	100%	65,8%	34,2%	100%
Anteile Marktlokationen an Gesamt in %	60,0%	40,0%	100%	62,4%	37,6%	100%
Durchschnitt pro Marktlokation in kWh		5.884			6.612	

Tabelle 62: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger

Mengen- und marktlokationsmäßiger Anteil an der gesamten Heizstromabgabe in Prozent

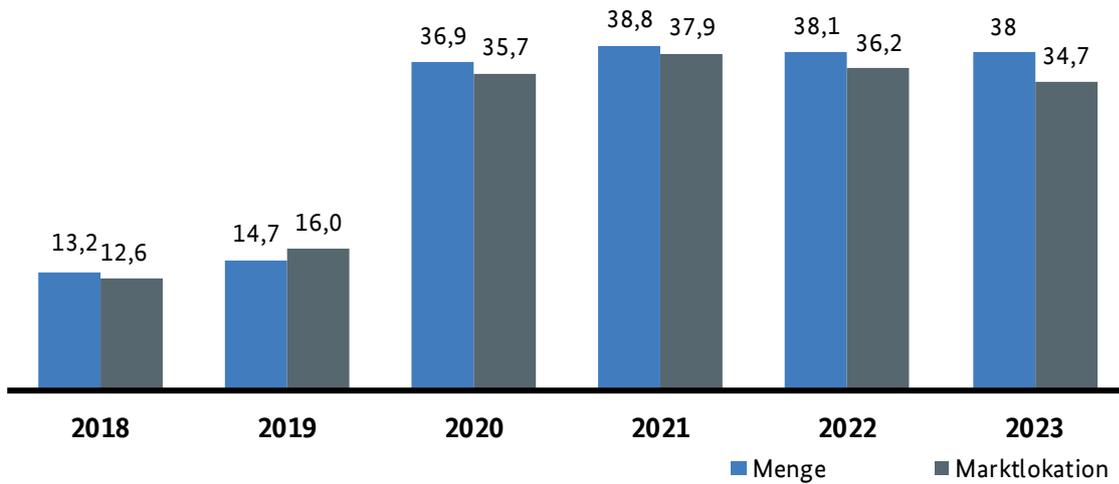


Abbildung 99: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden

Mengen- und marktlokationsbezogene Quote in Prozent

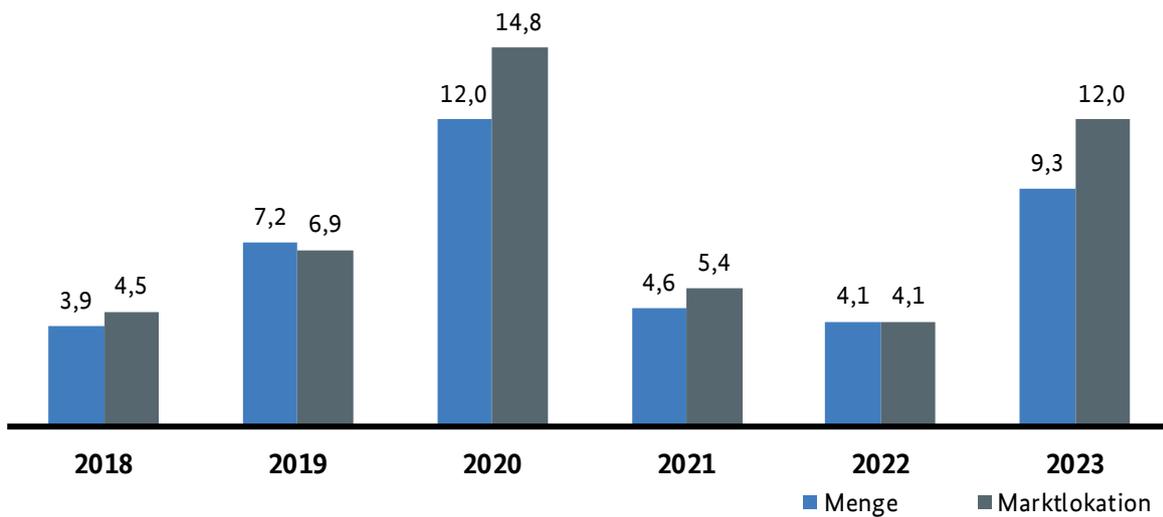


Abbildung 100: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom

Strom: Preisniveau am 1. April 2023 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	2,04 - 6,91	4,17	13%
Messstellenbetrieb	0,11 - 0,54	0,42	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,40	1%
Umlagen[1]		1,58	5%
Stromsteuer		2,05	6%
Umsatzsteuer	4,05 - 6,31	5,12	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	12,86 - 23,89	18,33	57%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	25,39 - 39,52	32,06	100%

[1] KWKG (0,357 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,417 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 63: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Preisniveau am 1. April 2023 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	2,25 - 10,00	5,50	16%
Messstellenbetrieb	0,11 - 0,57	0,44	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,44	1%
Umlagen[1]		1,58	5%
Stromsteuer		2,05	6%
Umsatzsteuer	4,29 - 6,76	5,48	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	13,16 - 24,46	18,58	54%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	26,90 - 42,36	34,33	100%

[1] KWKG (0,357 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,417 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh)

Tabelle 64: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

Strom: Preisniveau am 1. April 2024 Wärmepumpe mit getrennter Messung und 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der Lieferanten in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	2,04 - 6,47	4,11	13%
Messstellenbetrieb	0,11 - 0,54	0,44	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,37	1%
Umlagen (nur § 19 Abs. 2 Strom NEV)		0,64	4%
Stromsteuer		2,05	6%
Umsatzsteuer	4,09 - 6,18	5,10	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	13,50 - 24,43	19,23	60%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	25,62 - 38,73	31,93	100%

Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit getrennter Messung mit 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten

H Mess- und Zählwesen

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben.

Der Einbau von intelligenten Messsystemen konnte grundsätzlich mit der Zertifizierung des ersten Smart Meter Gateway durch das BSI am 12. Dezember 2018 starten. Ende Oktober und im Dezember 2019 erfolgten die Zertifizierungen des zweiten und dritten Gateways. Am 31. Januar 2020 folgte die Veröffentlichung der formalen Markterklärung durch das BSI, mit der festgestellt wurde, dass die "Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme" besteht. Am 24. Februar 2020 wurde eine entsprechende Allgemeinverfügung bekanntgegeben und deren sofortige Vollziehung angeordnet. Für die grundzuständigen Messstellenbetreiber begann damit die Pflicht zum Rollout intelligenter Messsysteme.

Durch die Neuerungen des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) im Mai 2023 hat der Gesetzgeber einen systemischen Wechsel vollzogen. Mit dem GNDEW wurde auf die formale Markterklärung des BSI zu Gunsten eines agilen Rollouts mit gesetzlich festgelegten Zeitvorgaben verzichtet. Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach dem MsbG die Möglichkeit, selbst zu entscheiden, ob er intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbautfälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für Messstellen mit einem durchschnittlichen Jahresstrombedarf von mehr als 6.000 kWh schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Auf eigenen Wunsch können Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 6.000 kWh ab 2025 nach den Neuerungen des GNDEW darüber hinaus auch beim Messstellenbetreiber den Einbau eines intelligenten Messsystems veranlassen.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, sind verpflichtet, bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einzuholen. Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Smart-Meter-Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen.

Das MsbG regelt die Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nach dem MsbG nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem intelligenten Messsystem und damit mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

Strom: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2023

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	647	805
grundzuständiger Messstellenbetreiber, der seine (Mess-) Leistung am Markt als Dritter anbietet	54	52
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	50	54
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	37	23

Tabelle 66: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2023

Anzahl in Mio.

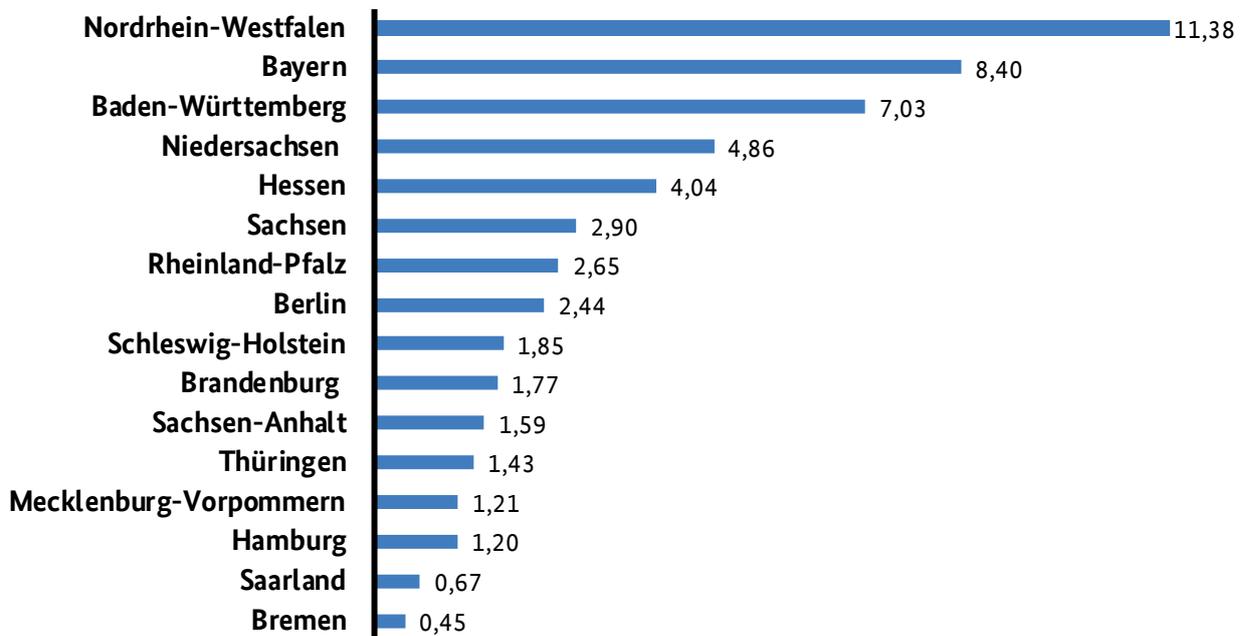


Abbildung 101: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

Strom: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG a. F. im Jahr 2023

Stichtag 31.12.2023	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch				
> 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh	1.938.881	121.109	741.927	221.546
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	978.073	75.163	354.396	123.421
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	492.909	58.609	151.633	62.966
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	144.664	40.016	29.394	10.141
> 100.000 kWh	231.306	115.004	8.997	502
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.388.631	50.200	504.577	1.082
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	30.487	3.386	17.041	190
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	1.359.342	57.146	769.798	21.114
> 15 kW & ≤ 25 kW	421.239	23.137	178.794	6.821
> 25 kW & ≤ 100 kW	278.632	30.559	83.734	1.638
> 100 kW	96.763	51.776	3.492	31

Tabelle 67: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. im Jahr 2023

	Anzahl der Messlokationen			
	Gesamt	davon mit Messsystemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet	davon mit modernen Messeinrichtungen i.S.d. MsbG ausgestattet	davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch:				
≤ 3.000 kWh	33.832.232	2.103.560	14.047.495	47.079
> 3.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	10.043.122	614.933	4.118.732	83.082
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	1.015.834	54.306	533.543	2.713

Tabelle 68: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs im Jahr 2023

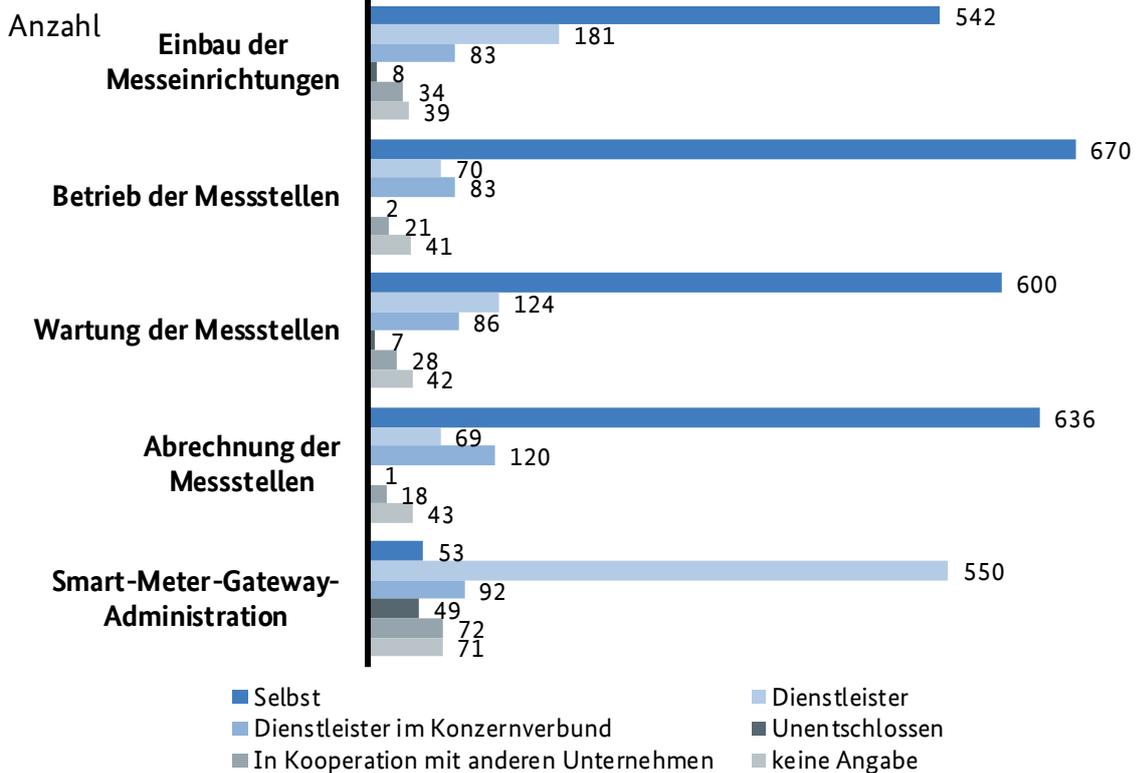


Abbildung 102: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2023

Anzahl



Abbildung 103: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Vertreiben Sie Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb?

Abfrage für das Jahr 2023

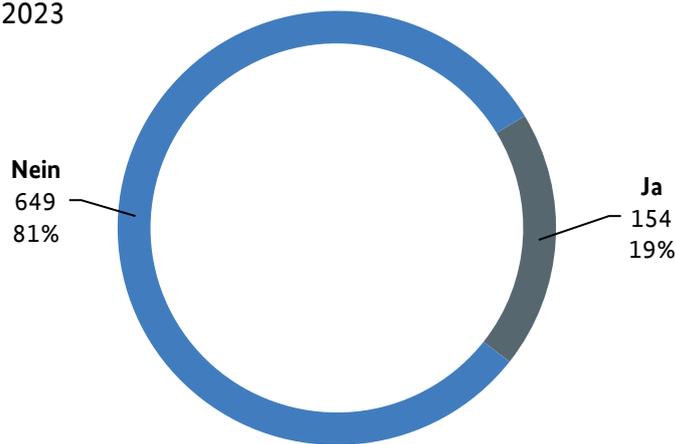


Abbildung 104: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Wie erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer?

Abfrage für das Jahr 2023

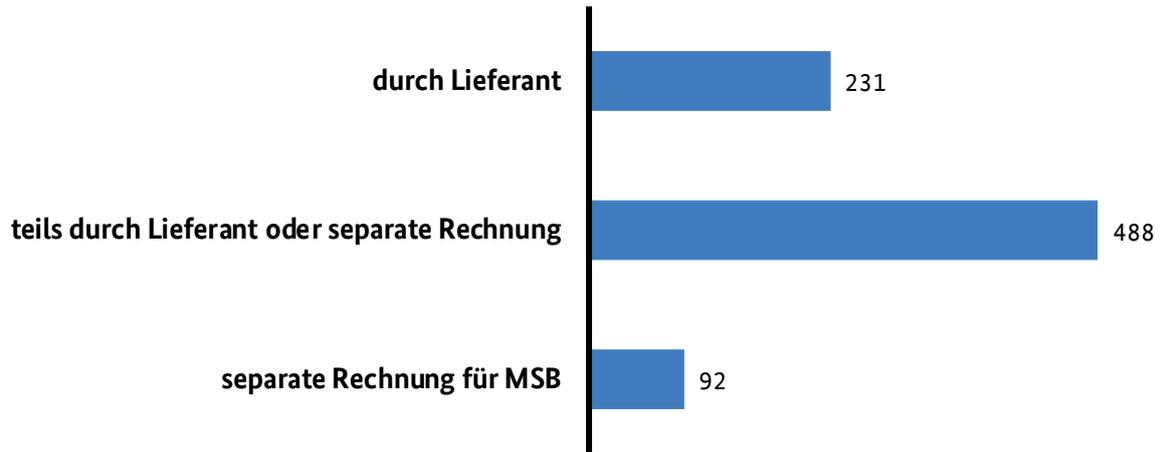


Abbildung 105: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer - Stand 31. Dezember 2023

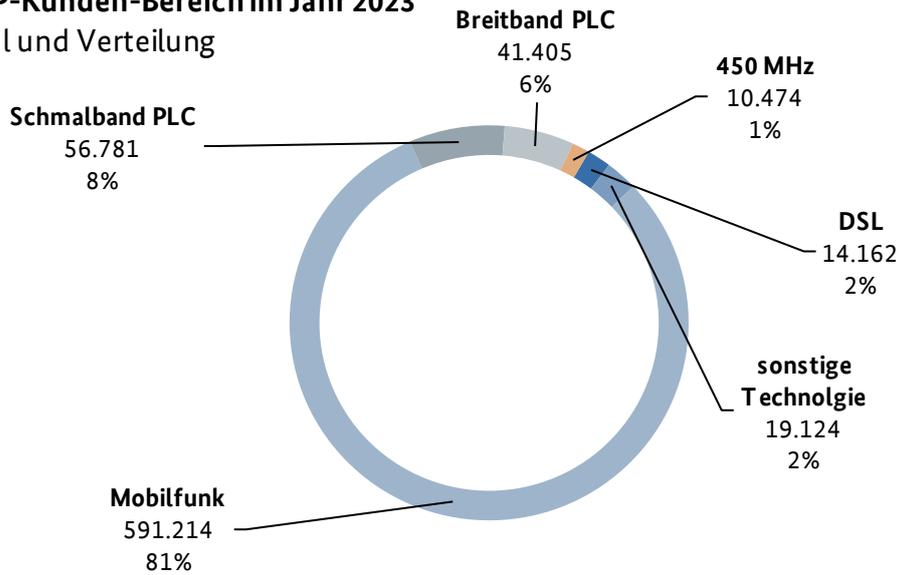
Strom: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2022	Messlokationen 2023
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	26.714.186	23.759.549
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	1.706.823	1.543.060
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	6.132.559	5.495.514
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	17.304.415	21.268.286
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	329.928	243.559
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG	272.024	568.250

Tabelle 69: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2023

Anzahl und Verteilung



*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

Abbildung 106: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

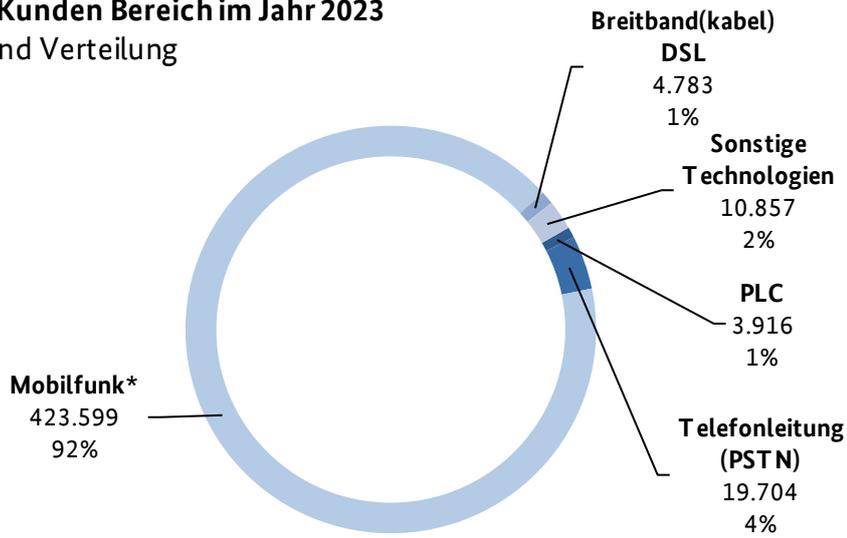
Anforderung	Messlokationen 2023	Messlokationen 2022*
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	414.783	403.895
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	126.607	138.348
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	18.750	-
Sonstige	5.549	4.763

* Zahlen des Berichtsjahres 2022 enthalten neueste Aktualisierungen.

Tabelle 70: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2023

Anzahl und Verteilung

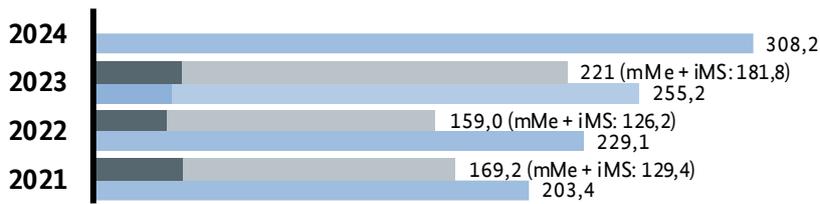


*inkl. Betriebsfunk, GSM/GPRS und UMTS/LTE

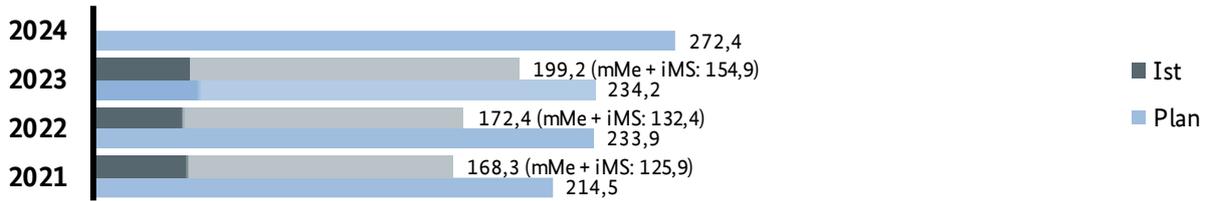
Abbildung 107: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023

Strom: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen
in Mio. Euro

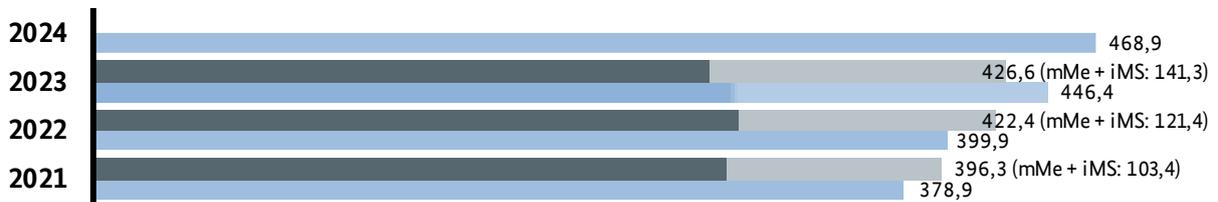
Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen



* Mit der Umstellung des Meldeverfahrens werden die Ist-Werte ab 2019 und die Planwerte ab 2020 für Investitionen und Aufwendung anteilig für intelligente Messsysteme abgefragt. Der Anteil ist in hellerer Schattierung in der Grafik dargestellt. Der Wert, der dabei auf intelligente Messsysteme entfällt und den hellen Bereich einnimmt, steht in Klammern.

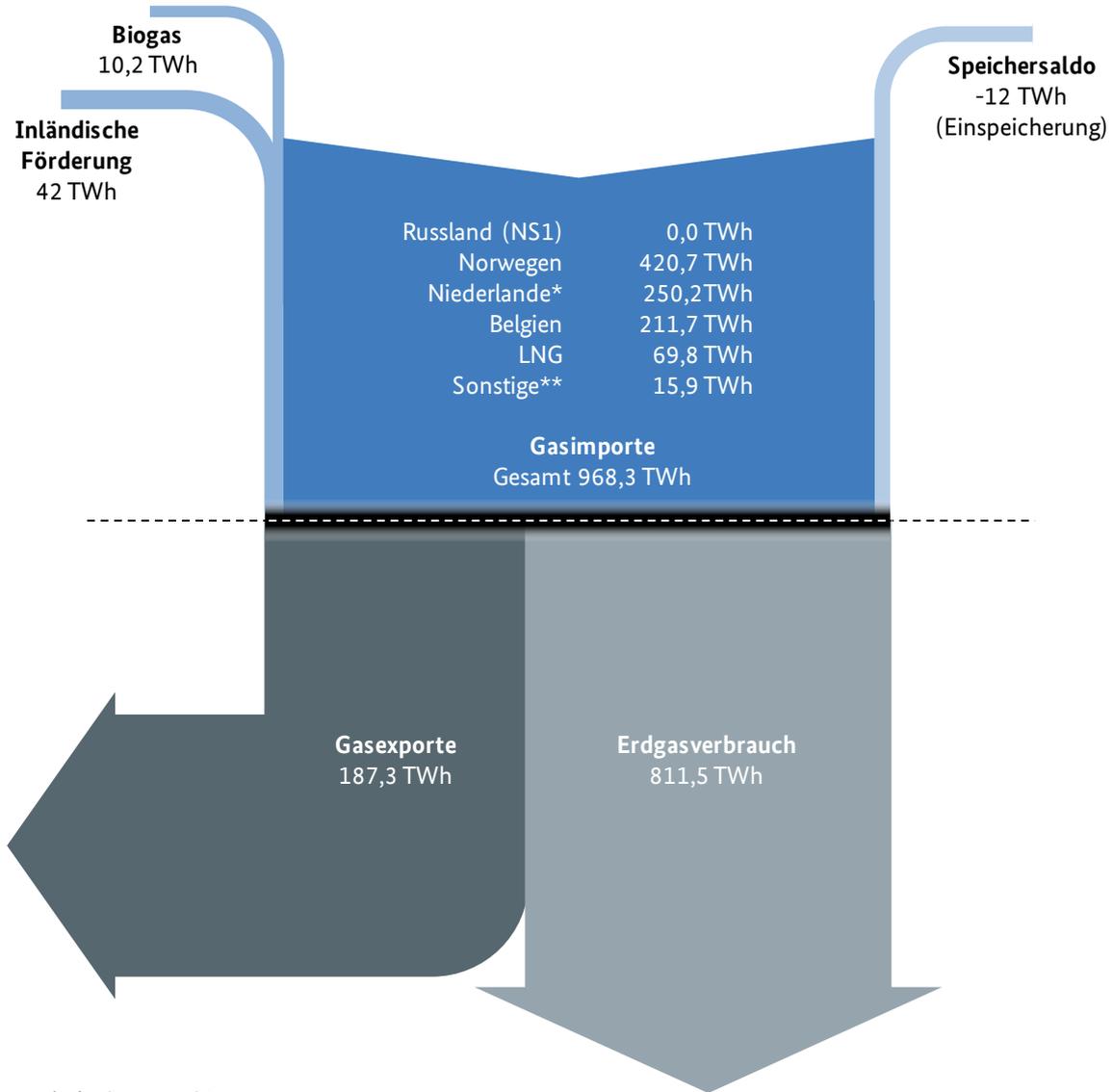
Abbildung 108: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Gas

A Situation auf den Gasmärkten

1. Netzübersicht

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2023
in TWh



*enthält Gas aus GB

**sonstige Länder: Österreich, Schweiz, Polen, Frankreich

Abbildung 109: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2023⁶⁷

⁶⁷ Datenquelle Erdgasverbrauch: Trading Hub Europe (THE).

Gas: Ausspeisemengen in 2023 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

	Ausspeisemengen FNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Ausspeisemengen VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	<0,1	<0,1%	289,7	44,6%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,4%	111,5	17,2%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	3,9	2,8%	92,6	14,2%
> 100.000 MWh/Jahr	99,9	71,2%	110,0	16,9%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	35,9	25,6%	46,3	7,1%
Gesamtsumme	140,2	100%	650,1	100%

Tabelle 71: Ausspeisemenge aus dem Gasnetz nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Angaben der FNB und VNB Gas basierend auf den erhobenen Monitoringdaten

Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2023 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge gemäß Abfrage Lieferanten jeweils nach Kundenkategorien der Letztverbraucher

	Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an der Gesamtsumme
≤ 300 MWh/Jahr	289,7	36,7%	286,1	40,1%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	112,1	14,2%	105,1	14,7%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	96,5	12,2%	87,0	12,2%
> 100.000 MWh/Jahr	209,9	26,6%	175,4	24,6%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	82,1	10,4%	59,4	8,3%
Gesamtsumme	790,3	100,0%	712,9	100,0%

Tabelle 72: Ausspeisemenge aus dem Gasnetz gem. Angaben der FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge an Letztverbraucher gemäß Angaben der Gaslieferanten basierend auf den erhobenen Monitoringdaten

2. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist auch im Gasbereich ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden in diesem Bereich einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.

Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – werden nachfolgend CR3-Werte bzw. CR4-Werte verwendet: Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

Neben der Situation auf den Gasendkundenmärkten und bei den Untertagespeichern wird hier auch der Bereich des Gasgroßhandels in den Blick genommen, der in den Vorjahren weniger stark im Fokus des Monitorings stand. In diesem Bereich erfolgt eine quantitative Betrachtung der relativen Bedeutung der Großhandelsunternehmen gemessen an verschiedenen Indikatoren, ohne dass eine abschließende sachliche Marktabgrenzung getroffen wird. Näher beleuchtet wird zum einen die Situation bei den Entry-Nominierungen an den Grenzübergangspunkten, von denen aus Erdgas in das deutsche Leitungsnetz eingespeist wird. Zum anderen wird ausgehend von einer Befragung der Gasgroßhändler die Bedeutung der größten Unternehmen bei Beschaffung und Absatz eingeordnet.

Gasgroßhandel

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hatte große Umbrüche im Bereich des Gasgroßhandels in Deutschland zur Folge: So wurde das Gasgroßhandelsunternehmen Uniper Ende 2022 verstaatlicht, während die SEFE (SEFE Securing Energy for Europe GmbH), vormals Gazprom Germania, im Sommer 2022 zunächst unter treuhänderische Verwaltung der BNetzA gestellt und anschließend ebenfalls verstaatlicht wurde. Der Wegfall russischen Importgases⁶⁸ führte zu einer veränderten Beschaffungsstrategie der deutschen Gasgroßhändler; Gazprom als bisher bedeutendster Erdgaslieferant musste durch andere Produzenten substituiert werden, LNG als Alternative zu Pipelinegas kam eine bedeutendere Rolle zu. Die Auswirkungen dieser Umwälzungen auf die Marktstruktur des Gasgroßhandels ließen sich bislang nur unzureichend abschätzen. Aus diesem Grund hat das Bundeskartellamt entschieden, die Wettbewerbssituation im Bereich des Gasgroßhandels im Rahmen des Monitorings wieder detaillierter zu analysieren.

Erste Erkenntnisse der hierzu erstmalig erfolgten Befragung von Akteuren im Gasgroßhandel fließen in diesen Monitoringbericht ein. Für die kommende Berichte ist eine Verstärkung der Analyse aufbauend auf den jetzt gewonnenen Erkenntnissen geplant.

⁶⁸ Zu den zivilrechtlichen Folgen (Beendigung der langfristigen Lieferverträge, Schadensersatzansprüche der Gazprom-Abnehmer) unter Schilderung der Geschehnisse s. z.B. <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-kuendigt-russische-gasliefvertraege>; für eine vertiefte Analyse der Geschehnisse <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/06/The-Uniper-Gazprom-Arbitration-Ruling.pdf>

Bisherige Entscheidungspraxis zum Gasgroßhandel

Während das Bundeskartellamt bis 2014 noch die Belieferung überregionaler und die Belieferung regionaler Ferngasunternehmen als zwei sachlich unterschiedliche Marktstufen angesehen hat, hat es im Rahmen der Prüfung des Zusammenschlusses zwischen EWE und VNG⁶⁹ diese Marktabgrenzung aufgegeben und aufgrund der veränderten Marktgegebenheiten eine einheitliche Gasgroßhandelsstufe als sachgerecht identifiziert, die über den Kreis der überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen hinaus weitere Unternehmen wie insbesondere Händler umfasse. Ausschlaggebend war dafür unter anderem, dass ein gutes Drittel des im Netzgebiet verbrauchten Gases von den Produzenten selbst zum virtuellen Handelspunkt befördert wurde und so der Bezug für überregionale und regionale Ferngasgesellschaften gleichermaßen möglich sei. Zudem vereinfache das Entry-Exit-Modell die Weitervermarktung an nachgelagerte Handelsstufen erheblich. Die für den Bezug der Großhandelsunternehmen prägenden Kräfte würden direkt von der wettbewerblichen Lage auf der Produktionsstufe ausgehen.⁷⁰

Auf der vorgelagerten Importstufe setzen ausländische und inländische Produzenten Erdgas an Gasgroßhändler ab. Auf der nachgelagerten Handelsstufe vertreiben Gasgroßhändler Erdgas an große Endabnehmer (RLM-Kunden inkl. Gaskraftwerke), regionale Weiterverteiler und Stadtwerke sowie Einzelhändler. Zudem wird ein nicht unwesentlicher Teil des Gases zwischen den Großhändlern selber mehrfach gehandelt.

⁶⁹ BKartA, Beschluss vom 23.10.2014, B8-69/14, EWE/VNG, Rn. 74 ff; s. auch BKartA, Beschluss vom, B4-80/17, EnBW/MVV, Rn. 183 ff.

⁷⁰ BKartA, Beschluss vom 23.10.2014, B8-69/14, EWE, VNG, Rz. 86 ff.

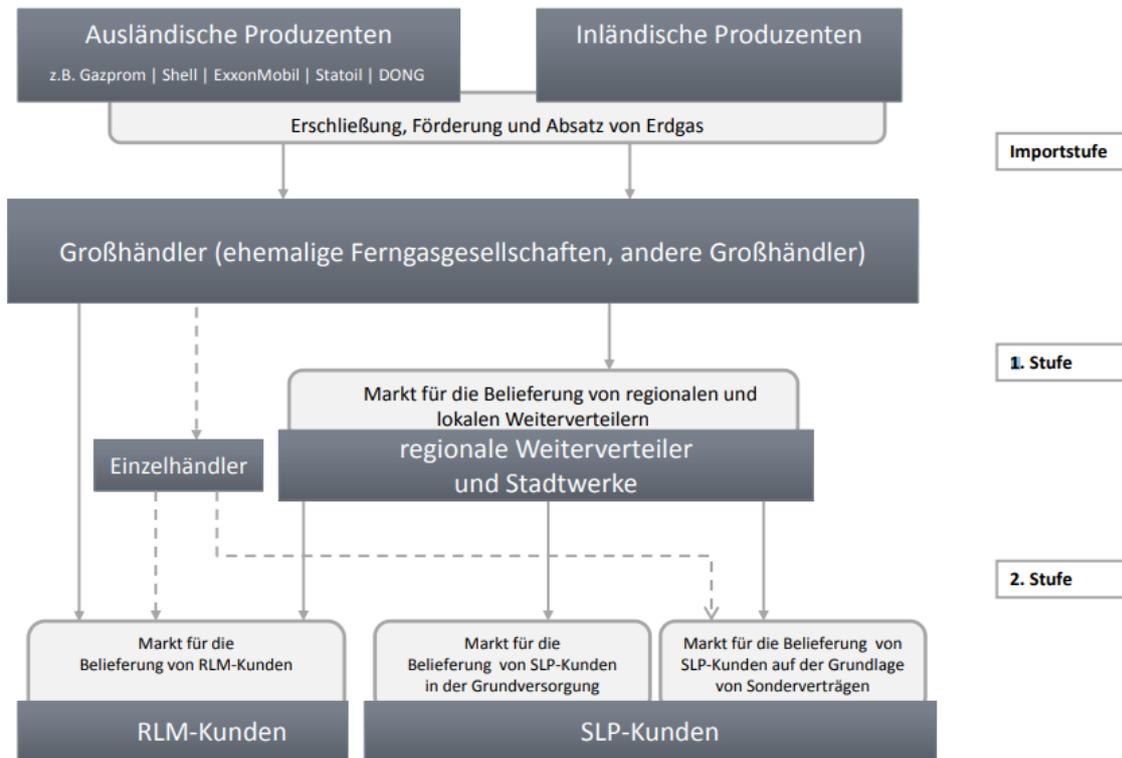


Abbildung 110: Übersicht Gasgroßhandel

Auch in räumlicher Hinsicht erfolgte in der Entscheidung EWE/VNG ein Umbruch, da die jahrzehntelange netzbezogene Marktsegmentierung der Großhandelsmärkte („1. Stufe“) aufgegeben und stattdessen aufgrund der veränderten Marktgegebenheiten ein bundesweiter Markt angenommen wurde.⁷¹

Die Kommission hat in jüngeren Entscheidungen den Gasgroßhandel („downstream wholesale supply of gas“) als Markt betrachtet, in dem Importeure/Großhändler tätig sind, die Gas von größeren Produzenten beziehen und an andere Großhändler/Weiterverteilern verkaufen (Großhandel bzw. „wholesale supply“), die ihrerseits Endkunden versorgen (Einzelhandel, „retail supply“).⁷² Den räumlichen Markt für den Gasgroßhandel hat die Kommission ebenfalls in den meisten Fällen wenigstens national abgegrenzt.⁷³

⁷¹ BKartA, Beschluss vom 23.10.2014, B8-69/14, EWE/VNG, Rn. 97 ff für die Belieferung durch überregionale und regionale Ferngasunternehmen, Rz. 119 ff. für den Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern.

⁷² AT.39767 - E.ON GAS v. 26.07.2016, Rn. 13-17; M.9990 Vattenfall/ENGIE/GASAG v. 14.12.2020, Rz. 29-31; eine Darstellung der Entwicklung der Verwaltungspraxis der KOM mit zahlreichen Nachweisen findet sich M.10941 ENI/SONATRACH/EQUINOR/IN SALAH JV v. 2.12.2022, Rn. 22-35.

⁷³ M.6910 - Gazprom / Wintershall / Target Companies v. 3.10.2010, Rn. 62 - 64; AT.39767 - E.ON GAS v. 26.07.2016, Rn. 19-21; M.8660 - Fortum / Uniper v. 15.06.2018, Rn. 142; M.9990 Vattenfall/ENGIE/GASAG v. 14.12.2020, Rn. 32-34; M.10941 ENI/SONATRACH/EQUINOR/IN SALAH JV v. 2.12.2022, Rn. 49-56.

Ansätze zur Bestimmung des Marktvolumens: Handels- versus Vertriebsvolumen

Bezieht man bei einer volumenbezogenen Betrachtung die Handelsgeschäfte sämtlicher im deutschen Gas-großhandel tätigen Unternehmen in die Betrachtung mit ein, kommt es zu Doppelzählungen von Mengen, die lediglich einmal im Marktgebiet Trading der Europe (THE) in den Verkehr gebracht, aber mehrfach virtuell oder auch physisch gehandelt worden sind.⁷⁴

Schon die Bestimmung des im Marktgebiet THE gehandelten Gasvolumens kommt dabei – je nach betrachteten Transaktionen – zu unterschiedlichen Ergebnissen. Wie sich der nachfolgenden Tabelle entnehmen lässt, macht es einen Unterschied, ob man die Summe der von EEX⁷⁵ und LEBA veröffentlichten und auf der Webseite der THE wiedergegebenen Handelsvolumina⁷⁶ betrachtet oder das am virtuellen Handelspunkt (VHP) nominierte Handelsvolumen:

Gas: Überblick der Handelsvolumina

GWh	Handelsvolumen EEX	Handelsvolumen OTC Broker	Summe Handelsvolumen EEX und OTC Broker	Am VHP nominiertes Handelsvolumen
2022	1.754.344	1.926.090	3.680.434	3.638.845
2023	1.702.502	2.465.927	4.168.429	3.097.502

Tabelle 73: Überblick der Handelsvolumina (Quelle: THE, eigene Berechnung)

In beiden Jahren überstieg das Handelsvolumen EEX und OTC-Broker (für den THE) gehandelten Mengen das am VHP nominierte Handelsvolumen; besonders deutlich wird dies im Jahr 2023, in dem die Differenz bei mehr als 25% lag. Der Unterschied vergrößert sich noch, wenn man die – hier nicht genau bezifferbaren – OTC-Mengen hinzurechnet, die nicht über Broker gehandelt werden.

⁷⁴ Die frühere Unterscheidung zwischen der Belieferung der Ferngasstufe (Importstufe) von der Belieferung regionaler Ferngasunternehmen (1. Stufe) diente gerade der Vermeidung solcher Doppelzählungen, s. BKartA, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom / VNG, Rn. 138; BKartA, Beschluss vom 17. Januar 2002, B8-101/01 – E.ON / Ruhrgas, Rn. 21; BKartA, Beschluss vom 26. Februar 2002, B8-149/01 – E.ON / RAG, Rn. 22; erwähnt wird dieser Umstand auch in BKartA, Beschluss vom 23.10.2014, B8-69/14, EWE, VNG, Rz. 82.

⁷⁵ Eine zusammengefasste Veröffentlichung der EEX-Daten für 2023 findet sich auch unter https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/Group/News/20240116_EEX_Group_Annual_Volumes_Report.pdf

⁷⁶ THE verweist darauf, dass sie insoweit auf ihrer Webseite das durch die London Energy Brokers' Association (LEBA) monatlich veröffentlichte Handelsvolumen am Virtuellen Handelspunkt der Trading Hub Europe wiedergibt.

Die Diskrepanz zwischen dem Handelsvolumen und den VHP-Nominierungen erklärt sich dadurch, dass nicht alle Handelsgeschäfte zu einer VHP-Nominierung führen bzw. VHP-Nominierungen üblicherweise netto nominiert werden.⁷⁷ Bemerkenswert an der Entwicklung in den letzten beiden Jahren ist hier insbesondere, dass die am VHP nominierte Menge im Vergleich 2023 gegenüber 2022 um mehr als 500 TWh gesunken ist, während die Handelsmenge insgesamt um knapp 600 TWh gestiegen ist.

Die am VHP insgesamt nominierten Mengen wiederum übersteigen deutlich die dort nominierten physischen Lieferungen. So lag die Churn Rate (also das Verhältnis vom am VHP nominiertem Handelsvolumen insgesamt zu am VHP physisch gehandelter Menge) am THE seit dessen Gründung im Oktober 2021 im Mittel bei 3,2. Die genaue Entwicklung des Handelsvolumens insgesamt und der Menge des physisch gehandelten Gases (gesondert nach H- und L-Gas) lässt sich den Veröffentlichungen des THE entnehmen:

Gas: Entwicklung der Handelsvolumen und physischen Mengen bei L- und H-Gas

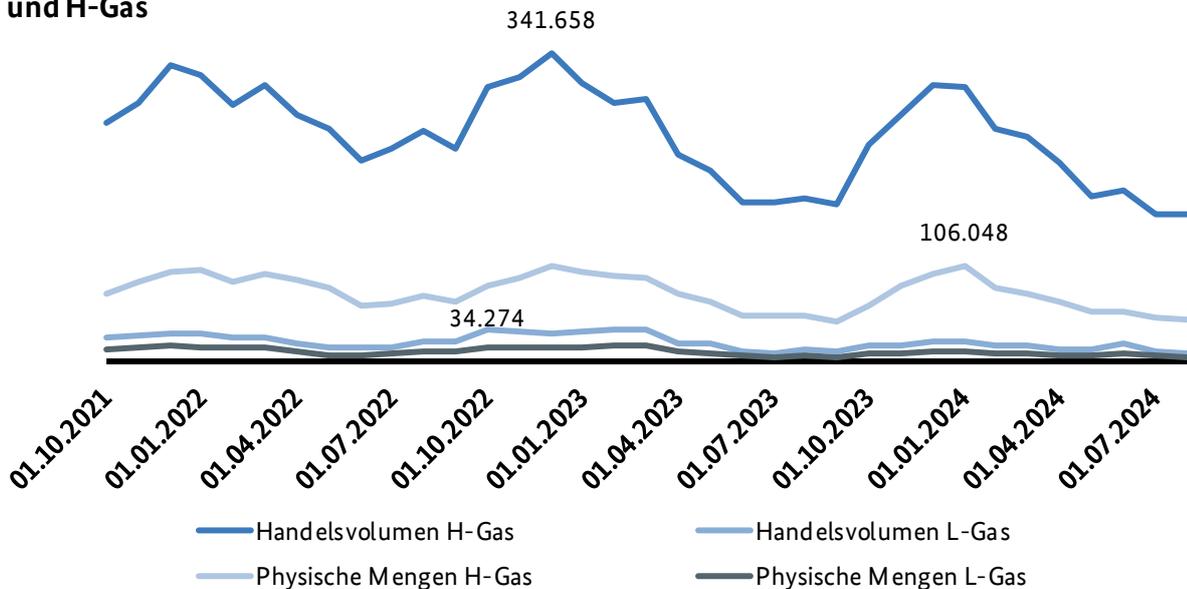


Abbildung 111: Entwicklung der Handelsvolumen und physischen Mengen bei L- und H-Gas (Quelle: Trading Hub Europe)

Setzt man nun wiederum die am VHP physisch gehandelte Menge in Beziehung zu dem in der Zeit festgestellten Jahresverbrauch, den Ausspeisemengen der Netzbetreiber und den Abgabemengen der Gaslieferanten, zeigen sich weitere Unterschiede:

⁷⁷ So die Erläuterung der THE, s. <https://www.tradinghub.eu/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Virtueller-Handelspunkt/Entwicklung-b%C3%B6rslicher-Gashandel>

Gas: Überblick der Handelsvolumina

GWh	Am VHP nominiertes Handelsvolumen	Physische Mengen VHP	Jahresverbrauch	Ausspeisemengen Netzbetreiber	Abgabemengen Lieferanten
2022	3.638.845	1.147.684	849.828	829.358	766.900
2023	3.097.502	986.700	810.412	790.273	712.927

Tabelle 74: Überblick der Handelsvolumina (Quelle: THE aaO, eigene Berechnungen; Spalte 3: Pressemitteilung BNetzA, Monitoringbericht 2023/2024)

Auch hier lässt sich wiederum beobachten, dass die am VHP physisch gehandelte Menge 2023 gegenüber 2022 deutlich gesunken ist – ähnlich wie das Nominierungsvolumen insgesamt und die Ausspeisemengen der Netzbetreiber –, während das Handelsvolumen (zusammengesetzt aus den Umsätzen an Börse und Broker OTC, siehe obige Tabelle) deutlich gestiegen ist.⁷⁸

Diese Zahlen und ihre gegenläufige Entwicklung in den letzten beiden Jahren machen deutlich, dass eine Einbeziehung aller Handelsgeschäfte auf der Großhandelsstufe zu einem Marktvolumen führen würde, welches weit über den Mengen liegt, die tatsächlich über den Groß- und Einzelhandel an die Endabnehmer in das Marktgebiet THE geliefert und dort ausgespeist werden.

Auch die Kommission geht in einer Entscheidung von 2022⁷⁹ auf die Schwierigkeit ein, dass importiertes Gas – bevor es an RLM-Kunden oder Weiterverteiler abgegeben wird – vielfach gehandelt werden kann. Dies führe dazu, dass das Marktvolumen des Großhandelsmarktes („market for downstream wholesale supply“) „aufgeblasen“ gegenüber dem tatsächlich importierten Gas erscheine. Die Marktanteile einzelner Marktteilnehmer würden dadurch deutlich unterzeichnet. Folgerichtig hat die Kommission in dieser Entscheidung den Marktanteil nur gemessen an den importierten Volumina, nicht aber gemessen an den Handelsvolumina bestimmt. Auch das BKartA hat seit seiner Bestimmung einer einheitlichen Gasgroßhandelsstufe die Marktanteile der Unternehmen in Bezug auf die Abgabemenge der Gaslieferanten und nicht etwa im Verhältnis zum Handelsvolumen insgesamt bestimmt.⁸⁰ Tragender Gedanke war hier, dass die letztlich an die Verbraucher

⁷⁸ Dies entspricht dem in der ganzen EU zu beobachtendem Trend, s. dazu Patrick Heather: „European Traded Gas Hubs: The Markets have rebalanced“, OIES Paper NG 192, Juni 2024: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/06/European-Traded-Gas-Hubs-their-continued-relevance-NG183.pdf>

⁷⁹ KOM, M.10941 ENI/SONATRACH/EQUINOR/IN SALAH JV v. 2.12.2022, Rz. 68 ff, insbesondere Fußnote 66.

⁸⁰ BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14, Rn. 127; BKartA, Beschluss vom 13. Dezember 2017, B8-80/17, Rn. 187.

ausgespeiste Menge auch ihren Weg über den Großhandel genommen haben muss und die Marktstellung letztlich entscheidend durch den eigenen Anteil hieran geprägt wird.

Betrachtung eines einheitlichen Gaserstabsatzmarktes zur Vermeidung von Mehrfachzählungen

Insoweit ist fraglich, ob das Konzept eines einheitlichen Gasgroßhandelsmarktes unter Einbeziehung sämtlicher Gasgroßhändler die im Gasvertrieb wirkenden Wettbewerbskräfte zutreffend abbildet. Der BGH hat bereits in der "Staubsaugerbeutelmarkt"-Entscheidung angenommen, dass eine Marktabgrenzung fehlerhaft ist, wenn sie dazu führt, dass Erzeuger und Weiterverkäufer auf eine Handelsstufe gestellt werden, obwohl die gesamte gehandelte Ware von den Erzeugern in den Verkehr gebracht worden ist.⁸¹ Im Hinblick auf den Großhandel mit Strom hat der BGH diese Rechtsprechung fortgeführt⁸² und maßgeblich darauf abgestellt, dass Weiterverteilungsunternehmen nur den Strom zum Verkauf anbieten können, den sie zuvor von den Stromerzeugern und -importeuren gekauft haben. Würden sie auf eine Handelsstufe mit diesen Unternehmen gestellt, so würde die gehandelte Strommenge nicht zuverlässig abgebildet. Es käme zu Mehrfachzählungen. Daher sei es fehlerhaft, von einem Stromgroßhandelsmarkt auszugehen, in dem auf Anbieterseite neben den Stromerzeugern und -importeuren auch diejenigen Stromhändler einbezogen würden, die nicht selbst Strom erzeugten oder importierten, sondern anderweitig gekauften Strom zum Weiterverkauf anböten.

Obwohl es aus Sicht der Nachfrager, der regionalen und lokalen Weiterverteiler, keinen Unterschied mache, von wem sie den Strom bezögen, so sei doch das Bedarfsmarktkonzept im Einzelfall zu korrigieren, wenn es die Wettbewerbskräfte nicht hinreichend abbilde und insbesondere dann, wenn der Warenstrom unzutreffend dargestellt werde.

Wie der BGH weiter ausführt, gingen von den Weiterverteilungsunternehmen gingen auch keine relevanten wettbewerblichen Impulse auf die stromerzeugenden und -importierenden Unternehmen aus. Da Strom nicht speicherbar, die Importmöglichkeiten eingeschränkt und eine Substitution durch andere Energieträger nur in einem vernachlässigbaren Umfang möglich sei, entscheide der auf dem Erstabsatzmarkt von den Stromerzeugern und -importeuren durchgesetzte Preis über das Preisniveau auf dem Weiterverteilermarkt. Die Stromgroßhändler könnten die von den Stromerzeugern und -importeuren geforderten Preise allenfalls kurzfristig unterbieten, da sie sonst mit Verlust arbeiten müssten. Dementsprechend grenzt das Bundeskartellamt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Stromerstabsatzmarkt) ab.⁸³ Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzählungen und mangelnden Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.

Auch im Hinblick auf den Gashandel stellt sich die Frage, ob nicht mit einer gleichgelagerten Betrachtung eines etwaigen „Gaserstabsatzmarktes“ die auf die Marktteilnehmer einwirkenden Wettbewerbskräfte und ihre jeweilige Marktstellung kohärenter bestimmt werden könnte. Dabei verkennt das Bundeskartellamt nicht die Besonderheiten des Gasmarktes im Vergleich zum Stromhandelsmarkt; so ist Erdgas – anders als Strom –

⁸¹ BGHZ 160, 321, 325 f.

⁸² BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege, Urteilsausfertigung S. 5 ff.

⁸³ Marktmarktbericht 2024; Rz. 10 ff.

speicherbar und wird zum weit überwiegenden Teil importiert. Die hier angestellten Erwägungen und Darstellungen sind daher nicht präjudizierend hinsichtlich einer geänderten Marktabgrenzung. Zudem ist zu beachten, dass die Darstellung von Anteilen der Gasgroßhändler an Beschaffungs- und Absatzmengen lediglich die relative Bedeutung dieser Unternehmen im jeweiligen Kontext zeigt, jedoch keine Marktanteile im Sinne des § 18 Abs. 3 GWB bestimmt.

Zunächst erfolgt daher nur für die Zwecke dieses Monitoringberichts eine Betrachtung der Wettbewerbsverhältnisse im Bereich des Gasgroßhandels unter besonderer Fokussierung:

- auf Gasgroßhandelsunternehmen, die Gas nach Deutschland importieren oder es von den hier tätigen Produzenten beziehen und
- auf Gasgroßhandelsunternehmen, die Gas an Weiterverteiler (d.h. Einzelhändler) vertreiben.

Bestimmung von relevanten Anbietern, insbesondere von Gasimporteuren

Zur Bestimmung relevanter Gasimporteure hat das BKartA zunächst ermittelt, welche Unternehmen in nennenswertem Umfang⁸⁴ Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten (GÜP), die das Marktgebiet THE mit demjenigen der angrenzenden Länder verbinden, nominiert hatten.⁸⁵ So konnten knapp 20 Großhandelsunternehmen identifiziert werden, die im Jahr 2022 Einspeisekapazitäten nominiert haben und die teilweise mit mehreren Tochterunternehmen am Markt aktiv sind. Das BKartA hat hierbei die Gasgroßhändler Uniper und SEFE für die Zwecke des Monitorings⁸⁶ beginnend mit dem Jahr 2023 als ein verbundenes Unternehmen behandelt, da sich seitdem beide im Bundeseigentum befinden.

Diese Unternehmen hat das BKartA zu verschiedenen Aspekten der Erdgasbeschaffung und des Erdgasabsatzes befragt, die im Folgenden vorgestellt werden und verschiedene Perspektiven auf den Erdgasgroßhandel eröffnen.

Situation bei den Entry-Nominierungen

Neben der Bestimmung wichtiger Gasimporteure erlaubt schon die Untersuchung der Entry-Nominierungen Rückschlüsse auf die Entwicklung des Gasgroßhandels insgesamt. So wurden im Jahr 2022 rund 840 TWh Einspeisekapazität an den GÜP nominiert. Die untenstehende linke Abbildung zeigt, wie sich diese Einspeisekapazität auf die befragten Unternehmen verteilte.⁸⁷ Hierbei zeigte sich, dass auf die zwei Unternehmen mit den höchsten nominierten Einspeisekapazitäten 40 % bzw. 28 % der Kapazitäten entfielen.

⁸⁴ Ausgeklammert wurden Gashändler, die weniger als 1,2 GWh Einspeisekapazität an GÜP nominiert hatten.

⁸⁵ Hierbei ist zu beachten, dass LNG, das z.B. in den Niederlanden an einem LNG-Terminals regasifiziert wird, als Pipelinegas über die Grenze nach Deutschland transportiert wird.

⁸⁶ Dies stellt keine abschließende Beurteilung nach § 36 Abs. 2 GWB dar; zu den Kriterien dafür s. Steinvorth in: Wiedemann, Kartellrecht, 4. Auflage 2020, § 19 Rz. 37 m.w.N.; zur Einordnung des Vorgangs aus europäischer Sicht s. KOM, M_10951 v. 16.12.2022 BMF/Uniper und M_10963 v. 16.12.2022 BMWK/SEFE.

⁸⁷ Unternehmen mit einem Anteil von weniger als 0,5 % an der Einspeisekapazität wurden zur Vereinfachung der Darstellung nicht in die Abbildung integriert.

Im Folgejahr sank die an den GÜP nominierte Einspeisekapazität aufgrund des weitestgehenden Wegfalls von russischem Importgas auf knapp 660 TWh. Zudem stellte sich die Verteilung der Nominierungen auf die einzelnen Unternehmen anders dar. Rund 50 % der gesamten Nominierungen entfiel auf ein Unternehmen, der Anteil des Unternehmens mit der zweithöchsten Menge lag bei rund. 17% (s. Abbildung unten rechts)⁸⁸.

Gas: Verteilung der Entry Nominierungen an den GÜP im Jahr 2022 und 2023
in Prozent

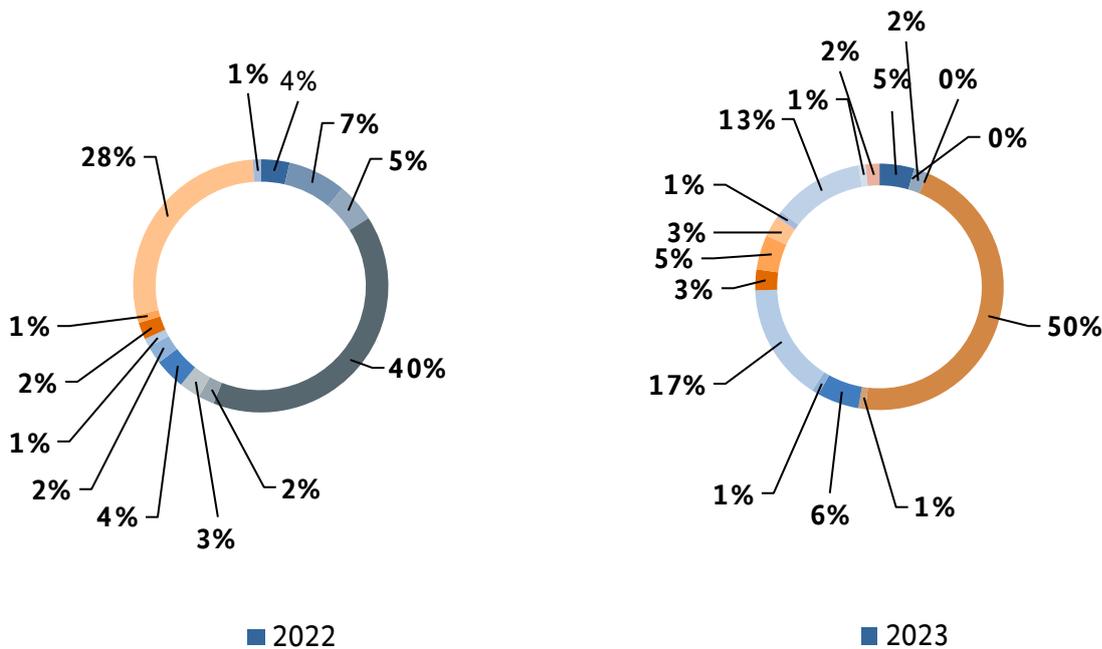


Abbildung 112: Verteilung der nominierten Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten in den Jahren 2022 und 2023

Die umfassenden Veränderungen durch den Entfall direkter Importe von Pipelinegas aus Russland zeigten sich auch bei Betrachtung der Netto-Entry-Nominierungen, also der Mengen, die im Netzgebiet THE verbleiben.⁸⁹ Während im Jahr 2022 noch rund 130 TWh Ausspeisekapazität nominiert wurde – so dass sich die Netto-Entry-Nominierung auf 710 TWh belief – wurde im Jahr 2023 lediglich rund 3 TWh Ausspeisekapazität nominiert, sodass die nominierte Netto-Einspeisung in dem Jahr bei gut 655 TWh lag.

Das Ausbleiben des russischen Pipelinegases zeigte sich in einem Rückgang der insgesamt nominierten Einspeisekapazitäten. Gleichzeitig verringerten sich 2023 gegenüber 2022 die nominierten Ausspeisungen an den GÜP deutlich. Hieran zeigt sich der Rückgang der Transitmenge im letzten Jahr.

⁸⁸ Die Farbgebung in den Abbildungen ist zufällig und bezeichnet nicht spezifische Unternehmen.

⁸⁹ Differenz zwischen den nominierten Einspeisekapazitäten und den nominierten Ausspeisekapazitäten.

Situation bei der Beschaffung

Im Hinblick auf die Beschaffungsseite war es möglich, auch die in Deutschland geförderten Mengen in die Betrachtung einzubeziehen, weil auch sie zum Beschaffungsportfolio der befragten Unternehmen gehören. Bei der Befragung der Gasgroßhändler nach ihren Beschaffungsmengen zeigte sich folgendes Bild: Gut zwei Drittel der befragten Unternehmen gaben an, in den Jahren 2022 und 2023 Gas entweder von konzerneigenen Tochter- oder Schwesterunternehmen oder auf vertraglicher Grundlage unmittelbar bei produzierenden Unternehmen beschafft zu haben.

In Folge der umfassenden Veränderungen durch den Wegfall des russischen Pipelinegases haben sich zum einen die Mengen des so beschafften Gases insgesamt fast halbiert und die Anteile der befragten Unternehmen an den so beschafften Gasmengen stark verschoben.

Auf die drei Gasgroßhändler mit den höchsten Beschaffungsmengen im Jahr 2022 entfiel ca. zwei Drittel der beschafften Menge, im Jahr 2023 hingegen entfiel auf die drei Gasgroßhändler mit den höchsten Beschaffungsmengen (die mit denen aus dem Jahr 2022 nur teilweise identisch waren) gut die Hälfte der beschafften Menge.

Stellt man nur auf die Anteile ab, die seitens der Händler bei Produzenten im Ausland beschafft wurden, so ergibt sich ein ähnliches Bild. Etwa zwei Drittel der im Jahr 2022 von ausländischen Produzenten beschafften Menge entfiel auf drei Gasgroßhändler. Im Jahr 2023 hingegen wurde gut die Hälfte der von ausländischen Produzenten bezogenen Menge von drei Gasgroßhändlern beschafft, wobei auch hier die Unternehmen nicht identisch mit den größten Abnehmern des Vorjahres waren.

Vergleicht man die Beschaffung bei ausländischen Produzenten und die Netto-Entry-Nominierung am GÜP miteinander, so lässt sich zum einen festhalten, dass ein Großteil der Unternehmen, die Einspeisemengen an GÜP nominieren, auch über Konzern- oder Lieferbeziehungen zu ausländischen Produzenten verfügen. Zum anderen korreliert ihr Anteil an den Nominierungen aber nicht zwingend mit ihrer Bedeutung als Gasimporteure.

Neben der Beschaffung bei Gasproduzenten spielen auch der Bezug bei anderen Großhändlern sowie die Beschaffung an der Börse für die Unternehmen eine Rolle. Insgesamt verteilte sich das Beschaffungsvolumen in den vergangenen beiden Jahren konstant zu etwa 20% auf die Börse und zu etwa 80% auf den OTC-Bereich.

Künftige Beschaffung, durchschnittliche Vertragsdauern

Darüber hinaus hat das BKartA ermittelt, ob und in welchem Ausmaß sich die befragten Unternehmen beschaffungsseitig auch für die Zukunft vertraglich absichern. Hierbei gaben fast alle Unternehmen, die im Jahr 2023 bei Produzenten Erdgas beschafft haben, an, für das laufende Jahr 2024 auf Basis vertraglicher Vereinbarungen oder konzerninterner Lieferbeziehungen mit festen Liefermengen geplant zu haben. Für das Jahr 2025 sind es circa drei Viertel der Unternehmen. Der prozentuale Anteil der Unternehmen nimmt über die sich daran anschließenden Jahre bis einschließlich 2034 kontinuierlich ab, liegt aber für das Jahr 2034 immer noch bei rund einem Drittel.

Sofern Bezugsverträge mit Produzenten bestehen, beträgt deren Dauer bei inländischen Produzenten durchschnittlich rund vier bis 18 Monate, bei ausländischen Produzenten durchschnittlich rund ein bis sieben Jahre.

Bedeutung von LNG für die Beschaffung

Die Bedeutung von LNG als Substitut für die ausbleibenden Pipelinegaslieferungen aus Russland⁹⁰ lässt sich daran ablesen, dass mit dem Beginn des Aufbaus der entsprechenden Importinfrastrukturen auch in Deutschland im Jahr 2022 zunächst ein befragtes Unternehmen angab, LNG beschafft zu haben, während es im Jahr 2023 bereits drei Unternehmen waren. Ein Unternehmen gab an, sich bis einschl. 2026 Kapazitäten an einem LNG-Terminal in Deutschland gesichert zu haben. Keiner der befragten Gasgroßhändler ordnete sich als nach § 36 Abs. 2 GWB mit einer der Betreibergesellschaften von LNG-Terminals in Deutschland verbundenes Unternehmen ein.

Situation beim Absatz

Wie oben ausgeführt, war absatzseitig vor allem die Situation im Hinblick auf die Belieferung von Weiterverteilern in Deutschland, die ihrerseits Gas an Endkunden liefern, von Interesse. Die Ermittlung der wettbewerblichen Strukturen ausgehend von der Anbieterseite erlaubt hier allerdings nur eine grobe erste Einschätzung der Sachlage, da es nicht allen befragten Unternehmen möglich war, ihre Absätze eindeutig einer Kundengruppe zuzuordnen. Im Folgenden wird daher zum einen die Bedeutung der Unternehmen gemessen an ihren Handelsabsätzen insgesamt (also an sämtliche Groß- und Einzelhändler einschließlich der Weiterverteiler) und zum anderen gemessen an ihren Absätzen nur an Weiterverteiler wiedergegeben.⁹¹

Geht man von den Mengen aus, die die Unternehmen als Absatz an Weiterverteiler qualifiziert haben, ist zu konstatieren, dass hier das Liefervolumen 2023 gegenüber 2022 um ein knappes Fünftel geringer war, was vermutlich den Gaseinsparungen der Industrie und der Haushalte geschuldet war. Die Anteile der einzelnen Unternehmen an diesen Lieferungen haben sich stark verschoben, was vor allem den krisenbedingten Umstrukturierungen großer Wettbewerber geschuldet war.

⁹⁰ S. dazu ausführlich aus unionsweiter Perspektive ACER-CEER: European gasmarket trends and price drivers, 2023 Market Monitoring Report und ACER: Key developments in European gas wholesale markets, 2024 Market Monitoring Report.

⁹¹ Hierbei wurde der Absatz in TWh ermittelt und prozentual umgerechnet.

Gas: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler Bundeskartellamt

in %

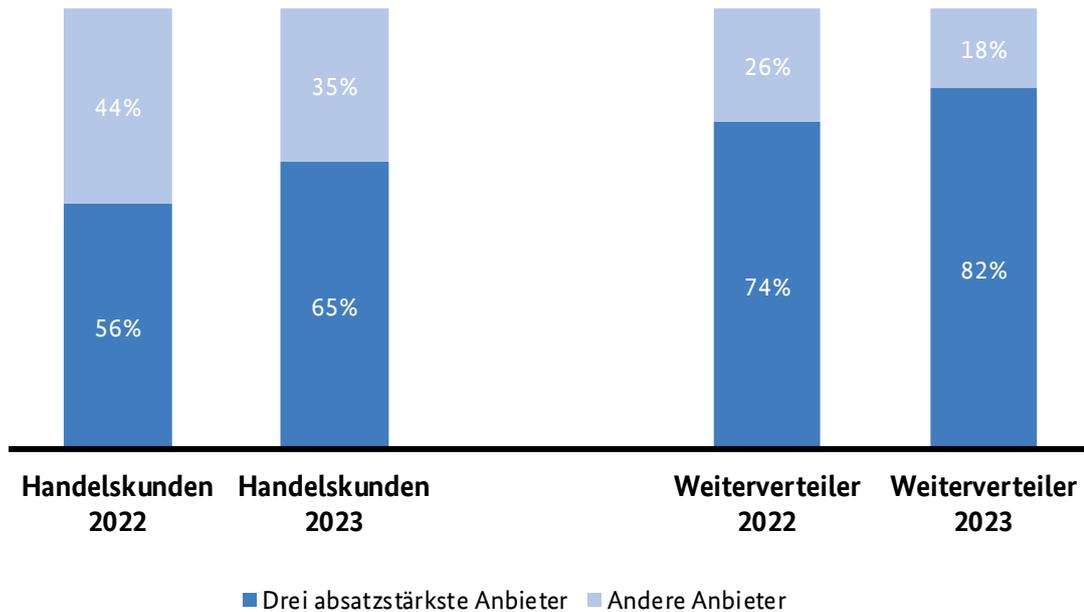


Abbildung 113: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz

Bezieht man in die Betrachtung auch die an andere Großhändler weitergehandelten Gasmengen mit ein, relativiert sich die Position der führenden drei Anbieter, wobei 2022 weiterhin mehr als die Hälfte und 2023 sogar beinahe zwei Drittel des Absatzes auf sie entfiel.⁹²

Bezieht man – wie oben erörtert – nur diejenigen Lieferanten in die Betrachtung ein, die ihrerseits bei Produzenten beschaffen, verändert sich das Bild nur geringfügig:

⁹² Zur Situation insbesondere im Jahr 2022 aus Sicht kommunaler Unternehmen s. <https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/kein-sonderstatus-fuer-energiesen-abschirmung-auch-fuer-kommunale-unternehmen/>; <https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/otc-terminhandel-trocknet-aus/>

Gas: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen mit Produzentenbezug (CR 3) am Gasabsatz an Handelskunden und Weiterverteiler in %

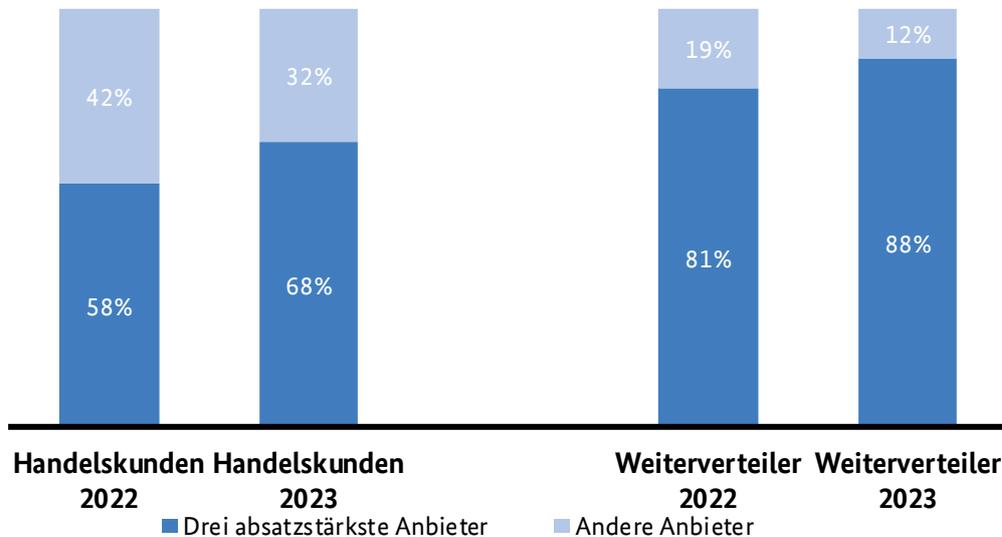


Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen mit Produzentenbezug (CR3) am Gasabsatz

Allerdings spiegelt die hier beschriebene Anteilsverteilung die Situation auf den Gasgroßhandelsmärkten nur unvollständig wieder, da sie die gesamte Beschaffung über die Börse ausblendet. Die Auswahlmöglichkeiten der Weiterverteiler bei der Beschaffung sind daher größer, als diese Abbildung vermuten lässt.

Vertragsdauern

Die Monitoringbefragung des BKartA ergab, dass sich die Laufzeit der Verträge mit den Weiterverteilern auf durchschnittlich mindestens einem halben bis maximal drei Jahre beläuft, was darauf schließen lässt, dass Marktabschottungen fernliegend sind.⁹³

⁹³ Nicht alle befragten Gasgroßhändler gaben feste Vertragslaufzeiten an. In diesem Zusammenhang sei auf die – vom BGH bestätigte (Beschluss vom 10. Februar 2009 – KVR 67/07) – Entscheidung des Bundeskartellamtes aus dem Jahr 2006 verwiesen und die nachfolgende Untersuchung der langfristigen Gaslieferverträge (Bericht über die Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen vom 15. Juni 2010): Nach einem Musterverfahren gegen EON Ruhrgas wegen langfristiger Gaslieferverträge mit regionalen und lokalen Weiterverteilern konnte das Bundeskartellamt weitere Verfahren gegen 15 überregionalen und regionale Ferngasunternehmen gegen Verpflichtungszusagen beenden. Diese Entscheidungen enthielten Vorgaben für die kartellrechtlich zulässige Vertragsdauer in Abhängigkeit von der Bezugsquote (vier Jahre bei einer Bezugsquote über 50% bis einschließlich 80% und zwei Jahre bei einer Bezugsquote über 80%). In der Untersuchung von 2010 stellte das Bundeskartellamt fest, dass es auf Basis der beobachteten Marktentwicklung keinen Anlass gab für eine Verlängerung der Regelung über den 30. September 2010 hinaus.

Untertagegasspeicher

Eine weitere wichtige Komponente bei der Beurteilung der Wettbewerbssituation auf den Gasmärkten stellt der Grad der Marktkonzentration im Bereich der Untertagegasspeicher dar. Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt diesen Markt bundesweit ab und hat bislang erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.⁹⁴ Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.⁹⁵ Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertagegasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in die Betrachtung einbezogen⁹⁶, so dass Angaben von 24 juristischen Personen erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).⁹⁷ Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode.

⁹⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 225 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

⁹⁵ Vgl. COMP M./9641 – SNAM/FSI/OLT vom 11. Februar 2020, Rn. 30.

⁹⁶ Zum Ende des Jahres 2022 wurde der Speicher Haidach über die Penta West-Leitung an das österreichische Marktgebiet (Fernleitungsebene) angeschlossen. Durch das deutsch-österreichische Abkommen vom 17.2.2023 über die gemeinsame Nutzung der Erdgas-speicheranlagen Haidach und 7Fields wurden u.a. die Befüllungsziele der beiden Speichers zugeordnet. Wie bisher werden allerdings für die Berechnung der Marktkonzentration nur die auf die betreffenden deutschen Unternehmen entfallenden Speichervolumina berücksichtigt.

⁹⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter von Speicherkapazität

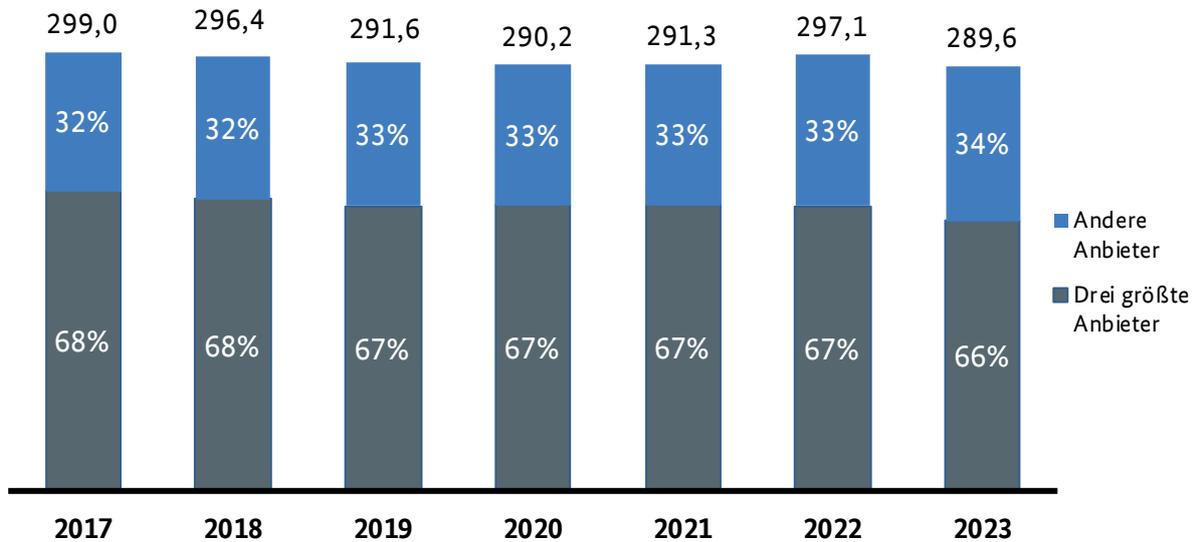


Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten

Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletzterverbrauchermärkten sachlich zwischen sogenannten RLM- und SLP-Kunden, wobei der Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie der Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen bundesweit abgegrenzt wird. Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.⁹⁸

Die Absätze der Lieferanten werden im Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben, wobei für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden wird. Der Auswertung liegen die Angaben von 968 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 953).

Die Zuteilung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, welche für die Zwecke des Monitorings hinreichend genaue Ergebnisse liefert und insbesondere Vorjahresvergleiche auf homogener und fortlaufender Berechnungsbasis zulässt.

⁹⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2023

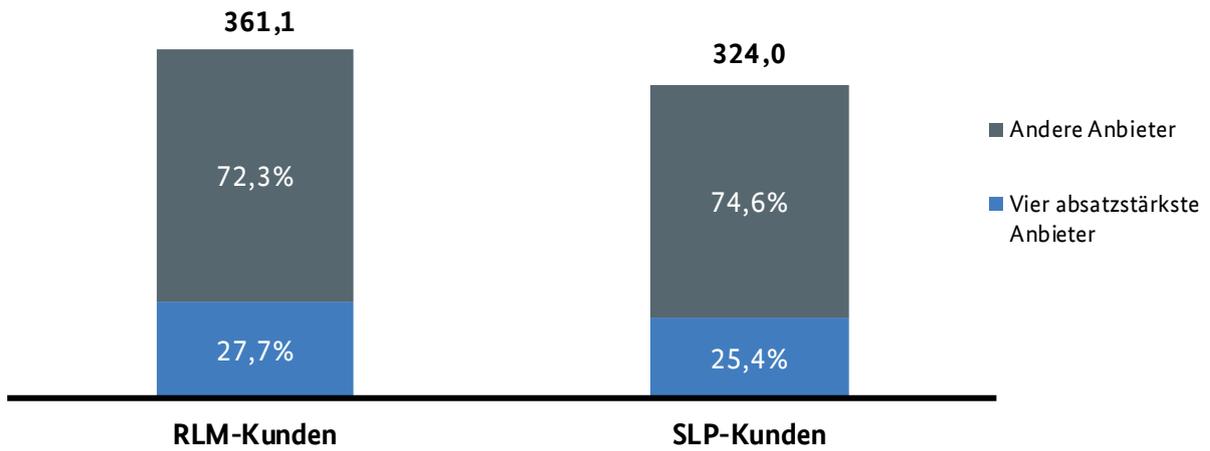


Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden

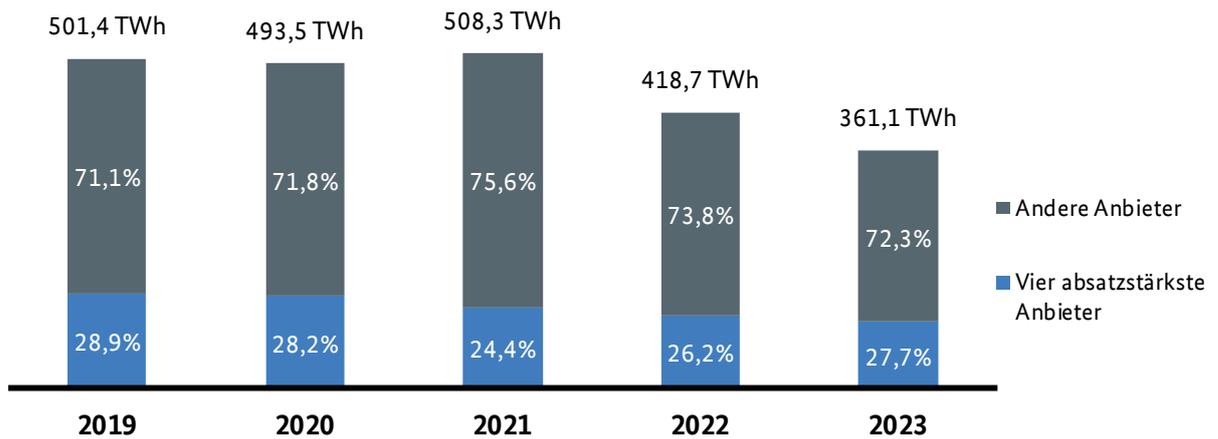


Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden

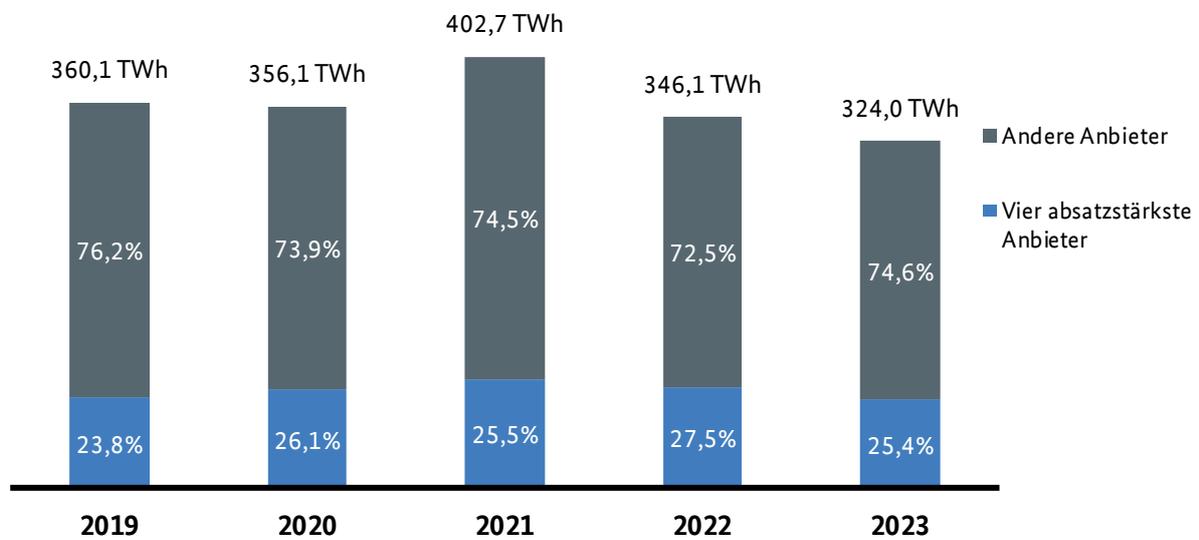


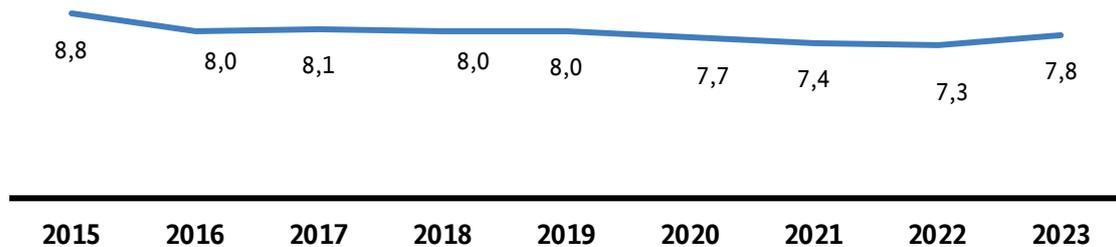
Abbildung 118: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Deutschland besitzt landeseigene Gasförderquellen, jedoch sinkt deren Bedeutung aufgrund der Erschöpfung der großen Lagerstätten, sowie durch den damit einhergehenden natürlichen Förderabfall von Jahr zu Jahr. Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher als statische Reichweite bezeichnet), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, steigt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2024 leicht auf 7,8 Jahre. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Faktoren und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.

Gas: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven in Jahren



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 119: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2015

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten (GÜP) herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Jedoch ist es möglich, dass die hier erfassten Import- und Exportmengen infrastrukturbedingt auch Ringflüsse beinhalten können.⁹⁹

Deutschland bezieht den Großteil seines benötigten Gases aus dem Ausland. Durch seine geografische Lage im Zentrum Europas kommt Deutschland zudem die Funktion einer Gasdrehzscheibe zu. Die an den GÜP ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet. Bis zum Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stammte der überwiegende Teil der deutschen Gasimporte aus russischen Förderquellen. Seit Beginn des Krieges wurde der Bezug russischer Pipelinegaslieferungen nach und nach gestoppt und ist nun komplett eingestellt. Die dadurch entfallenden Gasmengen konnten u.a. durch zusätzliche Gaslieferungen aus den Niederlanden, Belgien und Norwegen und den Aufbau einer LNG-Gasinfrastruktur abgedeckt werden.

Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Gas am jeweiligen Grenzübergangspunkt übernehmen.

⁹⁹ Ein Beispiel für Ringflüsse sind Gasmengen, die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen. Um eine Doppelzählung der Mengen zu vermeiden, werden diese Mengen herausgerechnet.

Gas: Im- und Exporte von und nach Deutschland 2023
in TWh

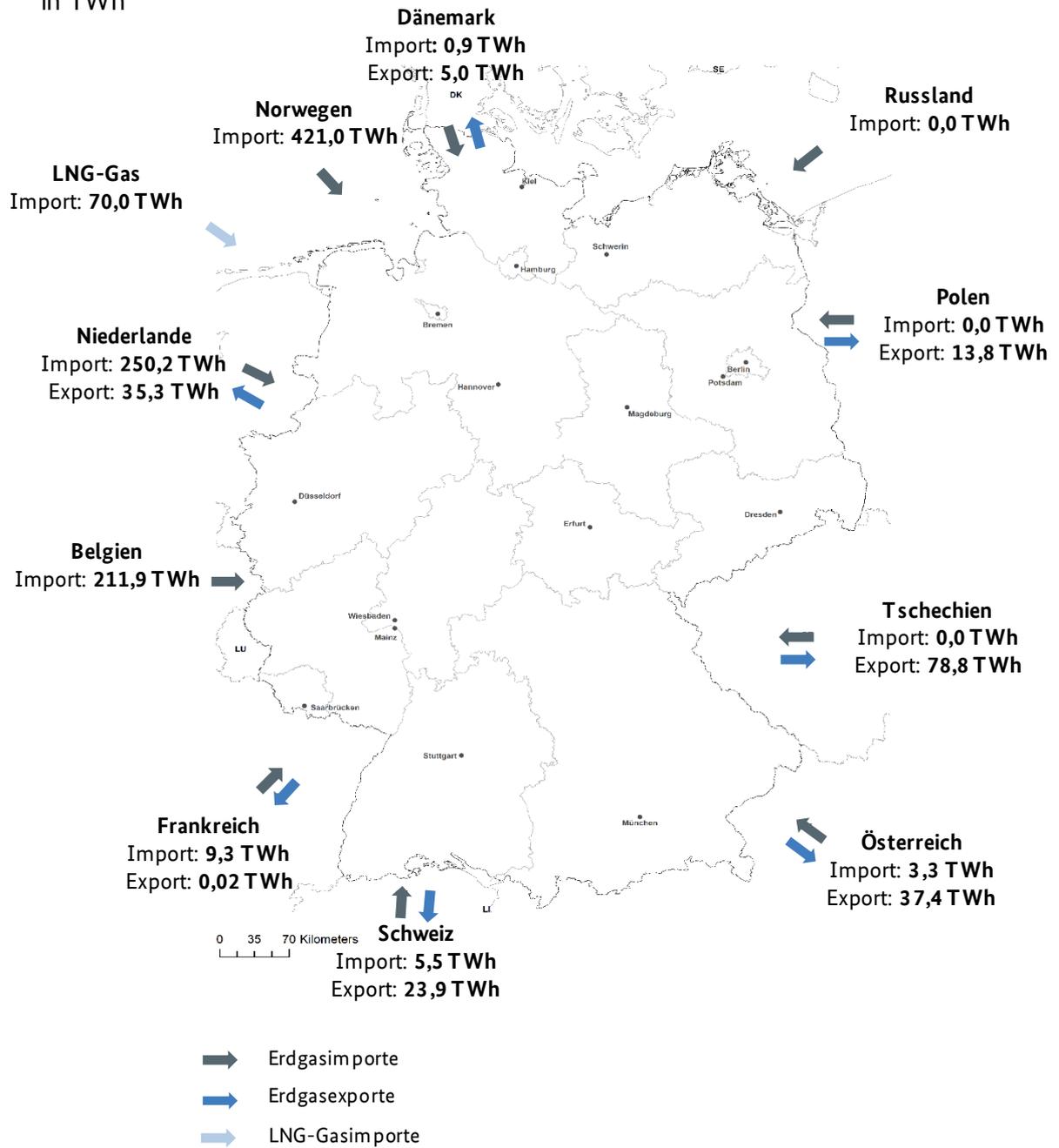


Abbildung 120: Gasflüsse von und nach Deutschland im Jahr 2023

3. Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend aus Norwegen importiert und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Bis 2030 wird L-Gas weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein. Aus diesem Grund treffen die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber Maßnahmen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt.

Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen.

Gas: Umzustellende RLM-Kunden Anzahl

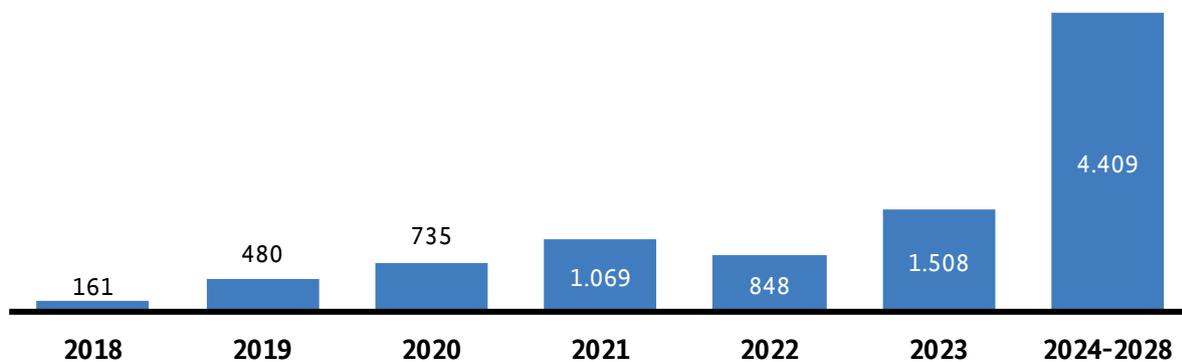


Abbildung 121: Umzustellende RLM-Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden Anzahl

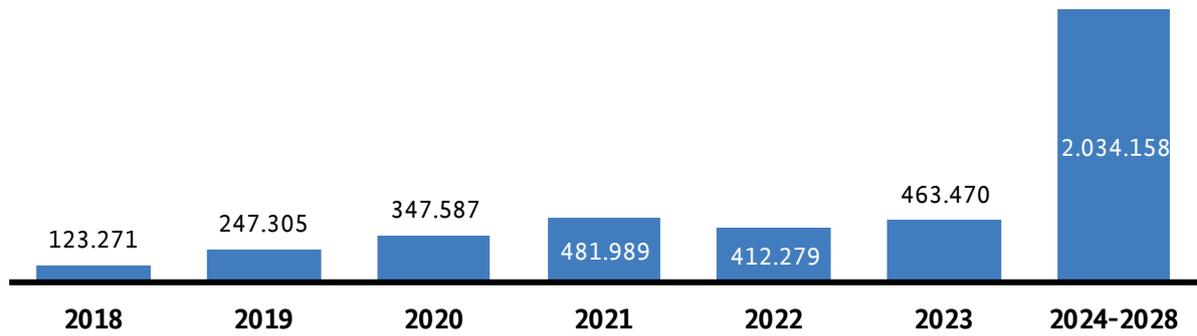


Abbildung 122: Umzustellende SLP-Kunden

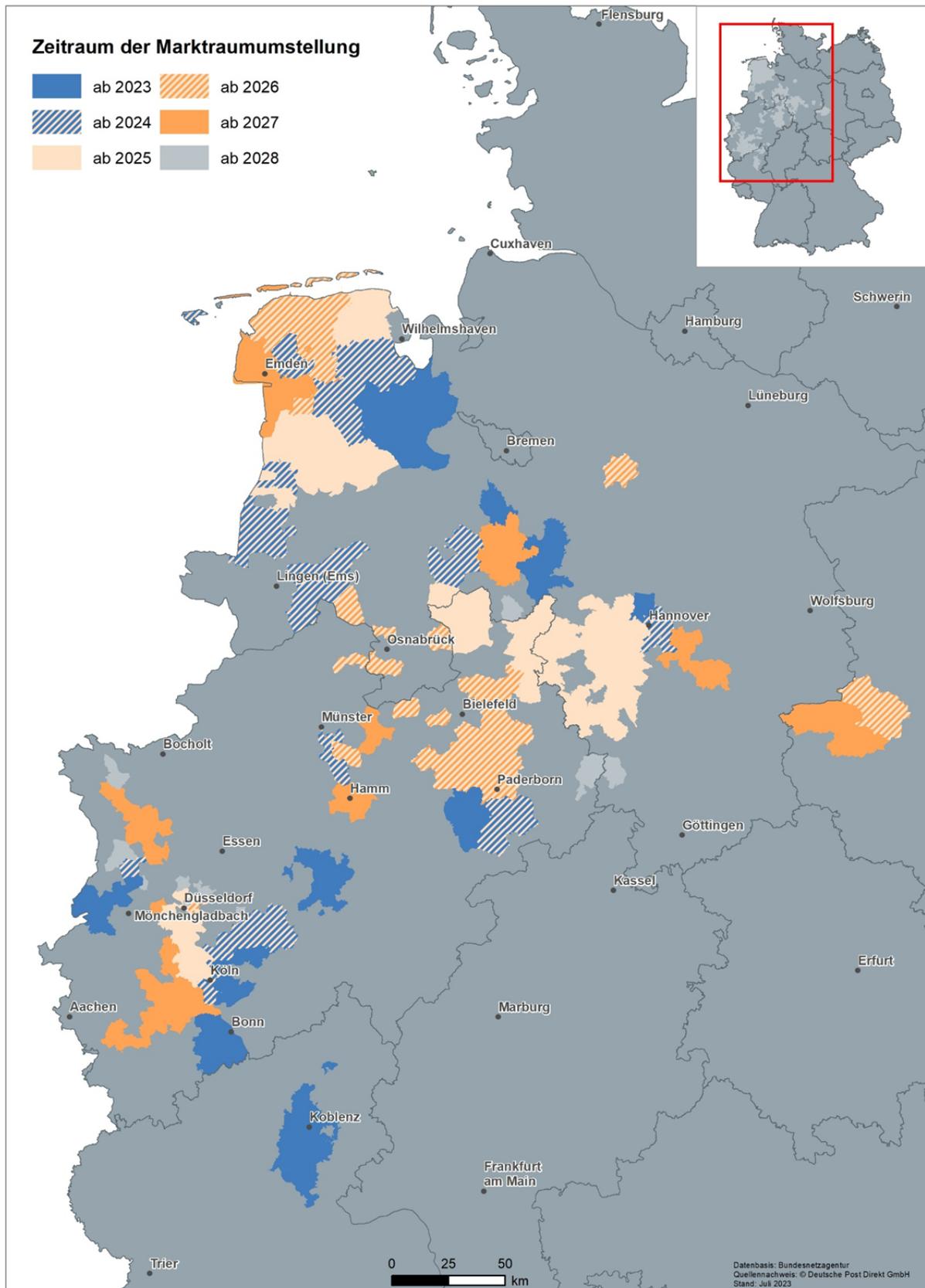


Abbildung 123: Zeitraum der Marktraumumstellung

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Biogas¹⁰⁰ kann fermentativ oder thermisch erzeugt werden. Biogas, das zurzeit in das Gasversorgungsnetz eingespeist wird, ist in der Regel fermentativ - zum Beispiel über anaerobe Vergärung - erzeugt. Als Substrate kommen vor allem Energiepflanzen (z.B. Mais), Gülle und Bioabfälle zum Einsatz. Bei der Vergärung von Biomasse besteht das erzeugte Biogas aus maximal 60 Prozent Methan. Damit das Gas den entsprechenden Anforderungen¹⁰¹ entspricht und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, muss der Methangehalt durch CO₂-Abtrennung erhöht werden. Derzeit gibt es im Wesentlichen drei Aufbereitungsverfahren: Druckwechselabsorption, Druckwasserwäsche oder chemische Wäschen.

Nach der Aufbereitung wird das Biogas in die Anschluss- und Einspeiseanlagen übergeben. Im Rahmen dieser Einspeisung wird die Menge, der Brennwert und die sonstige Gasbeschaffenheit gemessen.

Je nachdem, ob das Aufbereitungsverfahren mit einer Druckerhöhung arbeitet und welche Druckstufe das jeweilige Gasnetz vorweist, ist noch eine Druckerhöhung mittels eines Verdichters oder eine Druckreduzierung mittels einer Gasdruckregelanlage erforderlich.

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) stellt derzeit noch den rechtlichen Rahmen für die Biogaseinspeisung dar. Sie wird mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft treten. Die Beschlusskammer 7 hat am 08.05.2024 mit Verfahren BK7-24-01-010 ein Festlegungsverfahren in Sachen Zugang von Biogas (ZuBio) eröffnet. Mit dem eingeleiteten Festlegungsverfahren strebt die Beschlusskammer 7 an, die Bedingungen für den Zugang von Biogas für den Zeitraum ab dem Außerkrafttreten der GasNZV zu regeln.

¹⁰⁰ Unter Biogas versteht man im Sinne des § 3 Nr. 10g EnWG versteht man Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen.

¹⁰¹ Gemäß den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des DVGW e.V.

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2023

	Vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	2,641	9.716,1	218
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,004	3,3	7
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,004	0,0	1
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,073	492,0	16
Gesamt	2,722	10.211,4	242

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Tabelle 75: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2023

5. Gasspeicher

Die Gasspeicher in Deutschland sind für eine Versorgung mit Gas insbesondere in den Wintermonaten von großer Bedeutung. Sie spielen eine wichtige Rolle beim saisonalen Ausgleich von Verbrauchsschwankungen und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Erdgasspeichern. Zu den deutschen Unterspeichern gehören Kavernenspeicher, Porenspeicher und sonstige Speicheranlagen für Erdgas. Die vorhandenen Gasspeicher sind ausreichend dimensioniert, um die Versorgung auch während intensiver Winterphasen oder bei Lieferausfällen zu gewährleisten (die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen für eine Vollversorgung von 80 Tagen). Voraussetzung hierfür ist ein adäquater Füllstand der Erdgasspeicher.

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untergrundgasspeicher zum 31. Dezember 2023

in TWh

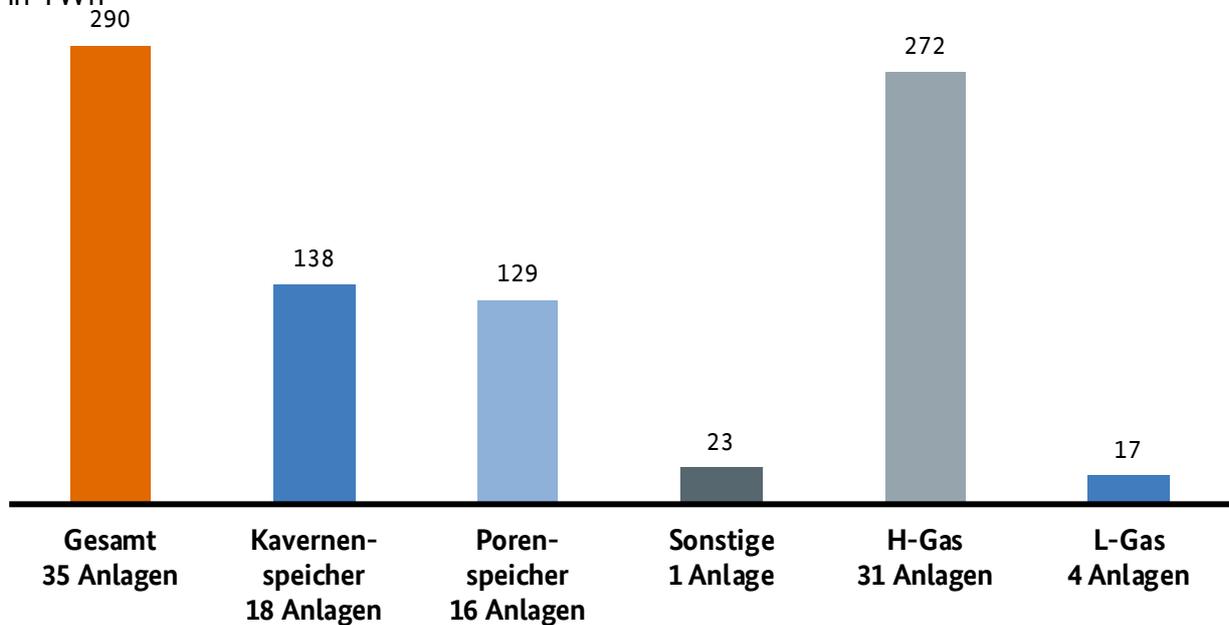


Abbildung 124: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2023

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber
Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	9	8	10	11	9	10	11	9	11	9	11
2	3	4	2	2	2	4	2	3	2	3	2
3 - 9	7	5	4	6	6	4	6	4	4	6	4
10 - 15	2	3	3	1	3	4	3	3	2	2	2
16 - 20	2	1	1	2	3	2	1	2	1	4	1
> 20	1	2	2	2	0	0	1	2	4	0	4

Tabelle 76: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2018 bis 2023
in TWh

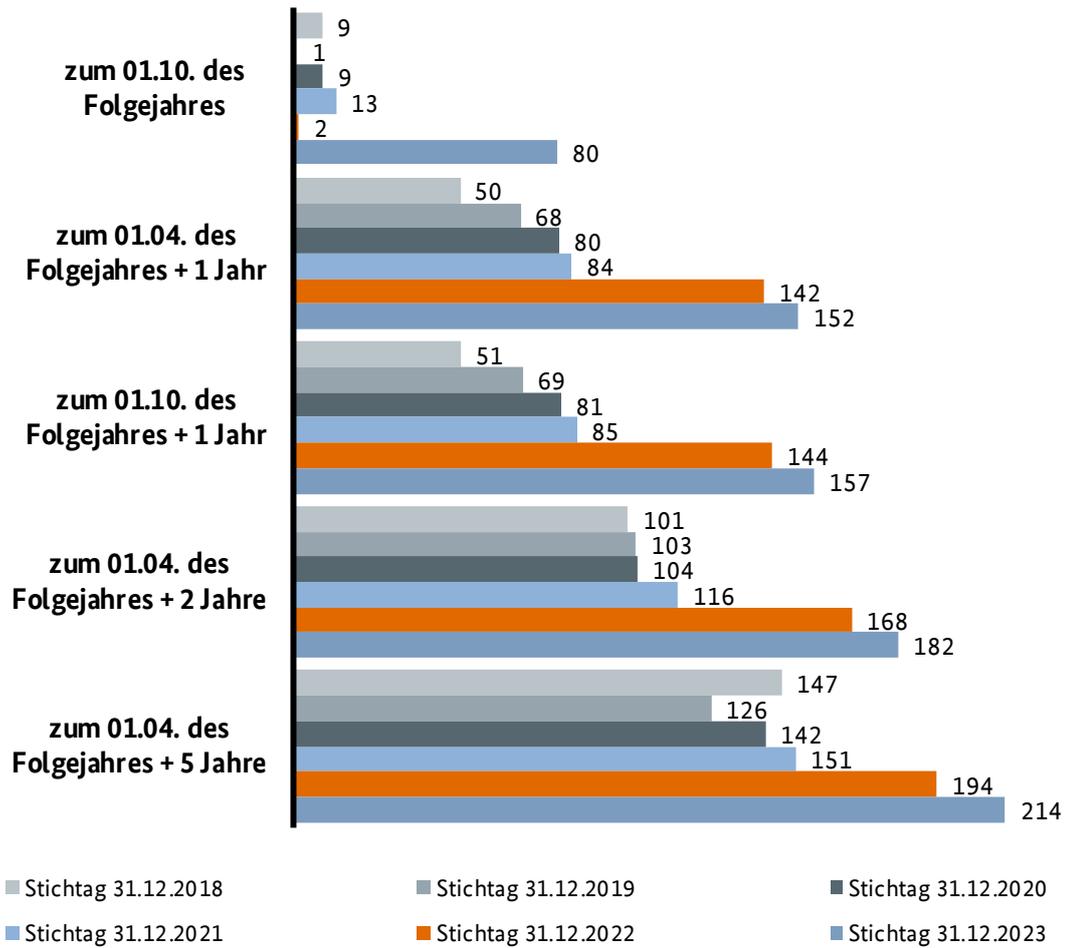


Abbildung 125: Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

C Netze

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von wesentlicher Bedeutung. Fernleitungsnetze bilden dabei das Rückgrat des Gastransportsystems in Deutschland. Sie übernehmen den Transport von Erdgas über weite Strecken und ermöglichen den Transit von Erdgas durch Deutschland in angrenzende Staaten. Verteilernetze dienen der Verteilung von Erdgas an Endverbraucher. Sie stellen auch den Anschluss der Gaskunden an das Gasnetz her. Gasnetze können in verschiedene Druckbereiche unterteilt werden. Dabei wird zwischen Niederdruck (≤ 100 mbar), Mitteldruck (> 100 mbar bis ≤ 1 bar) und Hochdruck (> 1 bis 100 bar) unterschieden.

1. Netzstrukturdaten

Die Marktlokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit dem Jahr 2018 die Anschlüsse für die Belieferung und Bilanzierung gezählt werden. Sie wird also immer dann verwendet, wenn es sich nicht um den technischen Anschluss handelt, sondern um die hinter dem technischen Anschluss stehenden vertraglichen Beziehungen. Die Anzahl der Kunden wird bspw. über die Marktlokationen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant zur Marktlokation, allerdings existiert hier keine 1:1 Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Gas: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fernleitungsnetzbetreiber	16	16	16	16	16	16
Verteilernetzbetreiber	708	703	703	702	704	699
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	683	682	676	674	675	670
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden ^[1]	536	534	534	532	532	532

[1] Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas

Tabelle 77: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. November 2024

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge (Stand 31.12.2023) Anzahl und Verteilung

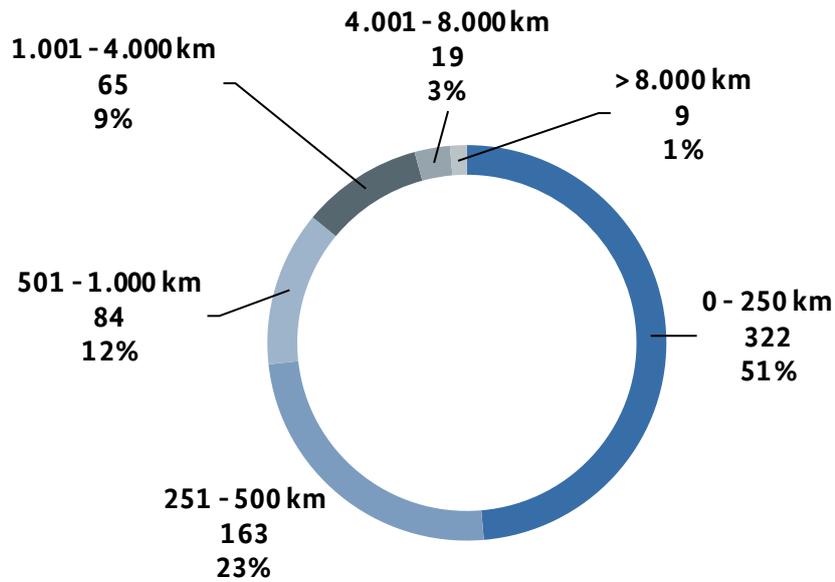


Abbildung 126: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023

Gas: Netzstrukturdaten 2023

	FNB	VNB ^[1]	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	661	677
Netzlänge (in Tsd. km)	45,8	556,5	602,3
davon ≤ 0,1 bar	0,0	203,4	203,4
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	273,7	273,7
davon > 1 – 5 bar	0,1	29,0	29,1
davon > 5 – 16 bar	2,9	30,3	33,2
davon > 16 bar	42,8	20,1	62,9
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	3,5	11.184,6	11.188,1
davon ≤ 0,1 bar	0,0	6.046,9	6.046,9
davon > 0,1 – 1 bar	0,0	4.921,3	4.921,3
davon > 1 – 5 bar	0,1	204,8	204,9
davon > 5 – 16 bar	1,2	9,2	10,4
davon > 16 bar	2,2	2,4	4,6
Marktllokationen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.252,5	14.253,0
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.432,4	1.432,9
davon Haushaltskunden	0,0	12.820,1	12.820,1

[1] Die Auswertung beruht auf Angaben von 661 Netzbetreibern

Tabelle 78: Netzstrukturdaten 2023 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2023

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene (Stand 31.12.2023)

Anzahl in Mio.

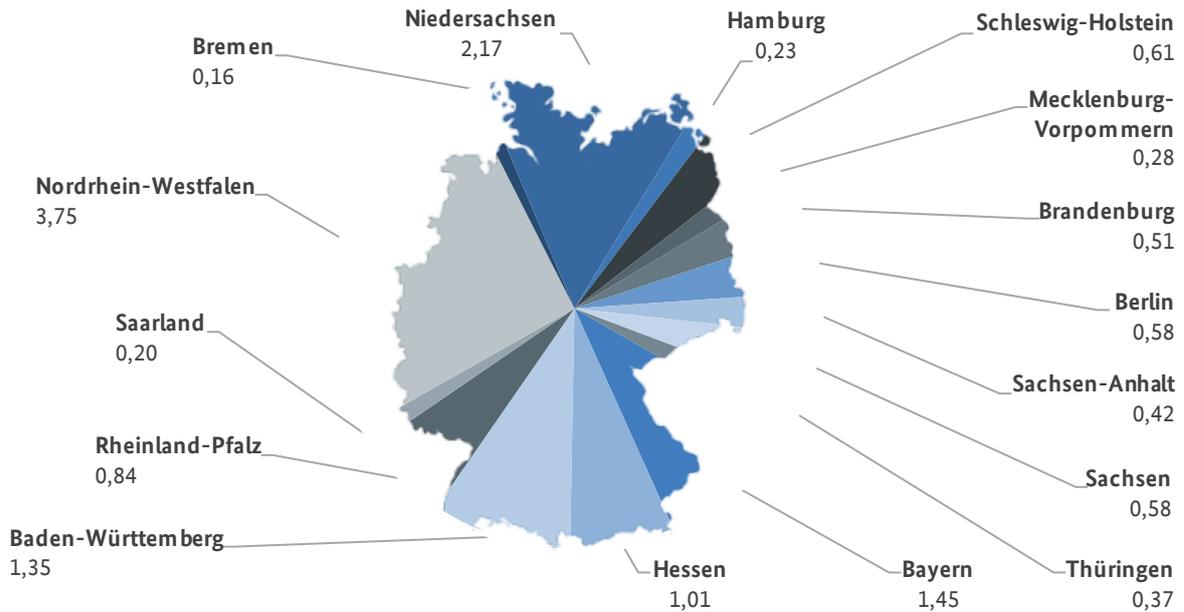


Abbildung 127: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023

Gas: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene (Stand 31.12.2023)

Anzahl

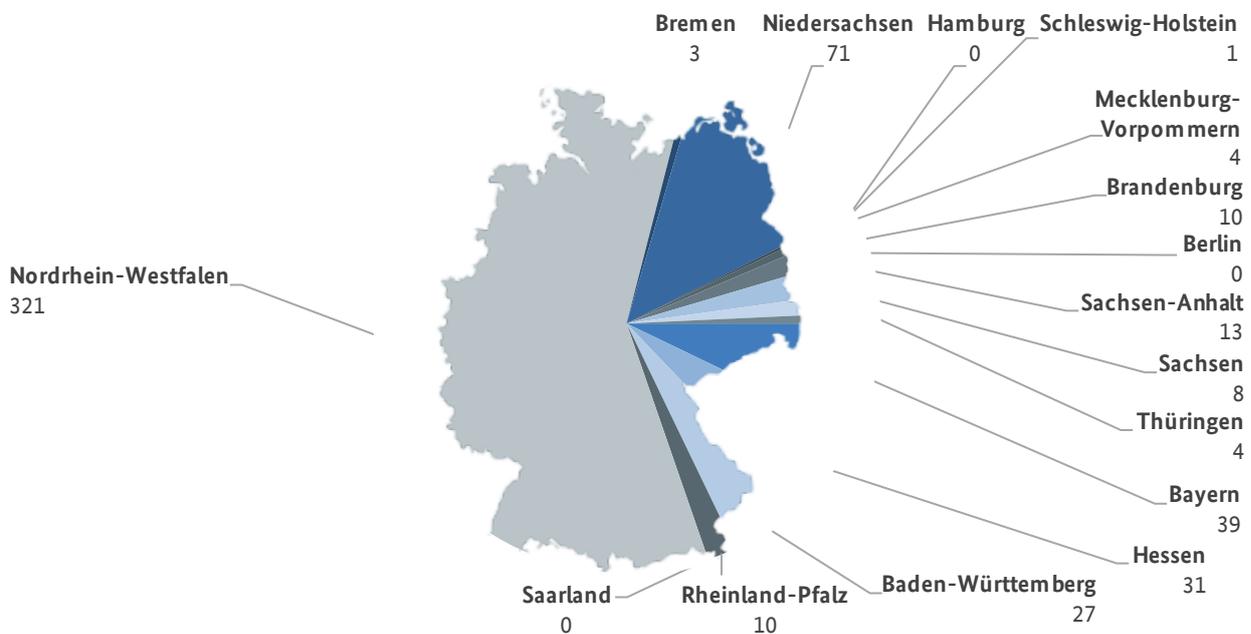


Abbildung 128: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2023

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen (Stand 31.12.2023)

Anzahl und Verteilung

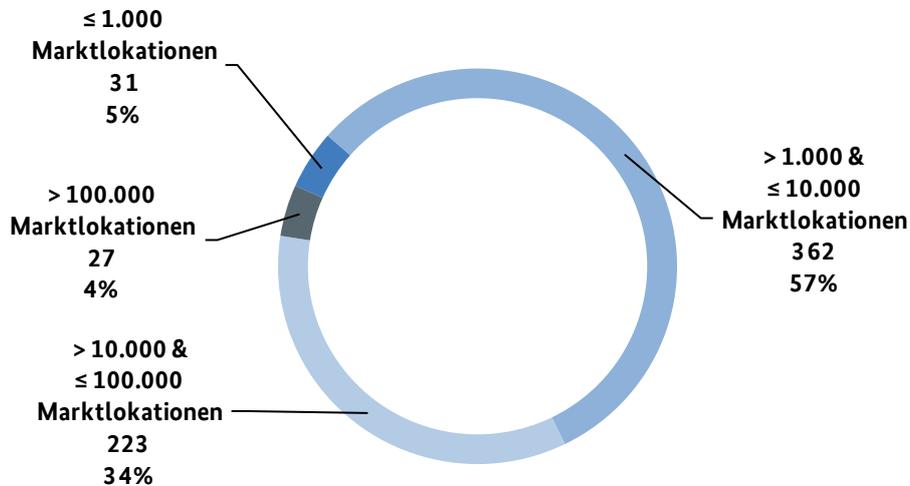


Abbildung 129: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023

2. Netzausbau - Netzentwicklungsplan Gas

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022 - 2032 werden Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Inhaltlich liegt der Fokus des NEP Gas 2022-2032 zum einen auf Ausbauforderungen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit denen der europäischen Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Zum anderen liegt der Fokus seit dem NEP Gas 2020-2030 auch auf der Ermittlung von Erdgasleitungen, welche für den künftigen Transport von Wasserstoff umgestellt werden könnten. Zu den bestätigten Maßnahmen gehören daher auch Projekte, die die Herausnahme von Leitungen bzw. Gasdruckregel- und Messanlagen aus dem Erdgasnetz zur Umstellung auf Wasserstoff betreffen. Dadurch wird der zügige Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht, sofern Leitungen nicht mehr für den Transport von Erdgas benötigt werden. Im NEP werden Gasleitungen ausgewiesen, die aus dem Erdgasnetz herausgenommen werden können und für eine Umstellung auf Wasserstoff in Betracht kommen. § 113b EnWG ermöglicht dabei, dass in geringfügigem Umfang auch der Bau neuer Erdgasinfrastruktur erfolgen darf.

Die Bundesnetzagentur hatte am 20.01.2022 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 mit Änderungen bestätigt. Der Entwurf zum Netzentwicklungsplan sollte ursprünglich am 01.07.2022

der BNetzA vorgelegt werden. Der Angriffskrieg auf die Ukraine am 24. Februar 2022 hat die gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch so grundlegend verändert, dass die im Januar bestätigten Annahmen keine realistische Prognosegrundlage mehr darstellten. Um diese Entwicklungen und deren Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbau in einem ersten Schritt möglichst gut abzubilden, hatte die Bundesnetzagentur kurzfristig die Modellierung von drei weiteren LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, die den teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen zum Gegenstand hatten, mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Die Ergebnisse dieser Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit einem Zwischenbericht am 6. Juli 2022 veröffentlicht.

Um den Infrastrukturausbau zum vollständigen Ersatz russischer Importe im Sinne der Versorgungssicherheit möglichst schnell voranzutreiben, haben die Bundesnetzagentur und die Fernleitungsnetzbetreiber sodann entschieden, den ursprünglichen Szenariorahmen anzupassen, um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen insbesondere durch LNG und zusätzliche Einspeisungen an westlichen Grenzübergangspunkten sowie eine Anpassung der Bedarfsprognosen (Verbrauchsreduktion) noch im NEP Gas 2022-2032 berücksichtigen zu können. Dazu hat die Bundesnetzagentur am 11. November 2022 die Bestätigung des Szenariorahmens teilweise widerrufen und die ursprüngliche Bestätigung vom 20. Januar 2022 des von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Szenariorahmens um drei weitere Modellierungsvarianten (Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus) ergänzt.

Auf dieser Grundlage haben die FNB der Bundesnetzagentur am 31. März 2023 den Entwurf des NEP Gas 2022-2032 vorgelegt. Der Ausbauvorschlag der FNB umfasst insgesamt 140 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 4,4 Mrd. Euro. Die im Vergleich zum vorherigen NEP Gas zusätzlich vorgeschlagenen Maßnahmen stehen, aufgrund des Wegfalls russischer Erdgasmengen, größtenteils im Zusammenhang mit der veränderten Flusssituation im Fernleitungsnetz. Eine maßgebliche Rolle spielen vor diesem Hintergrund und der langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Netzausbaumaßnahmen für den künftigen Abtransport von LNG-Mengen. Daneben sind weitere Ausbaumaßnahmen für künftige Bedarfe von Gaskraftwerken und die L-/H-Gas-Umstellung erforderlich.

Die Bundesnetzagentur hat am 21. Dezember 2023 das Änderungsverlangen zum NEP Gas 2022-2032 erlassen. Mit dem Änderungsverlangen bestätigt die Bundesnetzagentur 133 der von den FNB vorgeschlagenen Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 4,1 Mrd. Euro. Die bestätigten Maßnahmen umfassen insgesamt einen Leitungszubau von 925 km und einen Verdichterbau in Höhe von 149 MW im Fernleitungsnetz.

Nach Bekanntgabe des Änderungsverlangens haben die FNB die geforderten Änderungen zum 20. März 2024 im finalen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 umgesetzt.

Um den Weg für eine zügige Umstellungsmöglichkeit von Erdgasleitungen auf Wasserstoff vorzubereiten, werden im Änderungsverlangen im geringfügigen Umfang auch Ausbaumaßnahmen bestätigt, die notwendig sind, um perspektivisch Erdgasleitungen auf eine Wasserstoffnutzung umstellen zu können (erdgasverstärkende Maßnahmen). Reine Wasserstoffnetzinfrastrukturen fallen nicht unter den Anwendungsbereich des § 15a EnWG in der seinerzeit geltenden Fassung und sind damit nicht Bestandteil der bestätigten Netzausbaumaßnahmen. Die Bundesnetzagentur knüpft die Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen an die Bedingung, dass die Umstellung der Leitungen, aufgrund derer die erdgasverstärkenden Maßnahmen notwendig werden, ausreichend konkret gesichert ist und auch im Hinblick auf das zukünftige Wasserstoff-Kernnetz erforderlich bleibt.

Die Entwicklung eines Wasserstofftransportnetzes rückt immer stärker in den Fokus. So wurde im Oktober 2024 das Wasserstoff-Kernnetz durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Das Wasserstoff-Kernnetz ist der erste Schritt für den Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstofftransportnetzes. Das Wasserstoff-Kernnetz verbindet deutschlandweit die künftigen Wasserstoffcluster miteinander. In diesen bündeln sich regionale und lokale Wasserstoffprojekte, wie zum Beispiel in Industrie- oder Gewerbeparks. Das Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt auch die Verbindung mit den Nachbarstaaten.

Aufgrund der Novellierung des EnWG (u.a. der §§ 15a-15e) haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen ab dem Jahr 2025 und dann alle zwei Jahre, einen nationalen Netzentwicklungsplan für das Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetz (Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff) zu erstellen. Die Planungen für das Wasserstofftransportnetz bauen dabei auf dem Wasserstoff-Kernnetz auf und werden die dynamischen Entwicklungen des Markthochlaufs für Wasserstoff berücksichtigen.

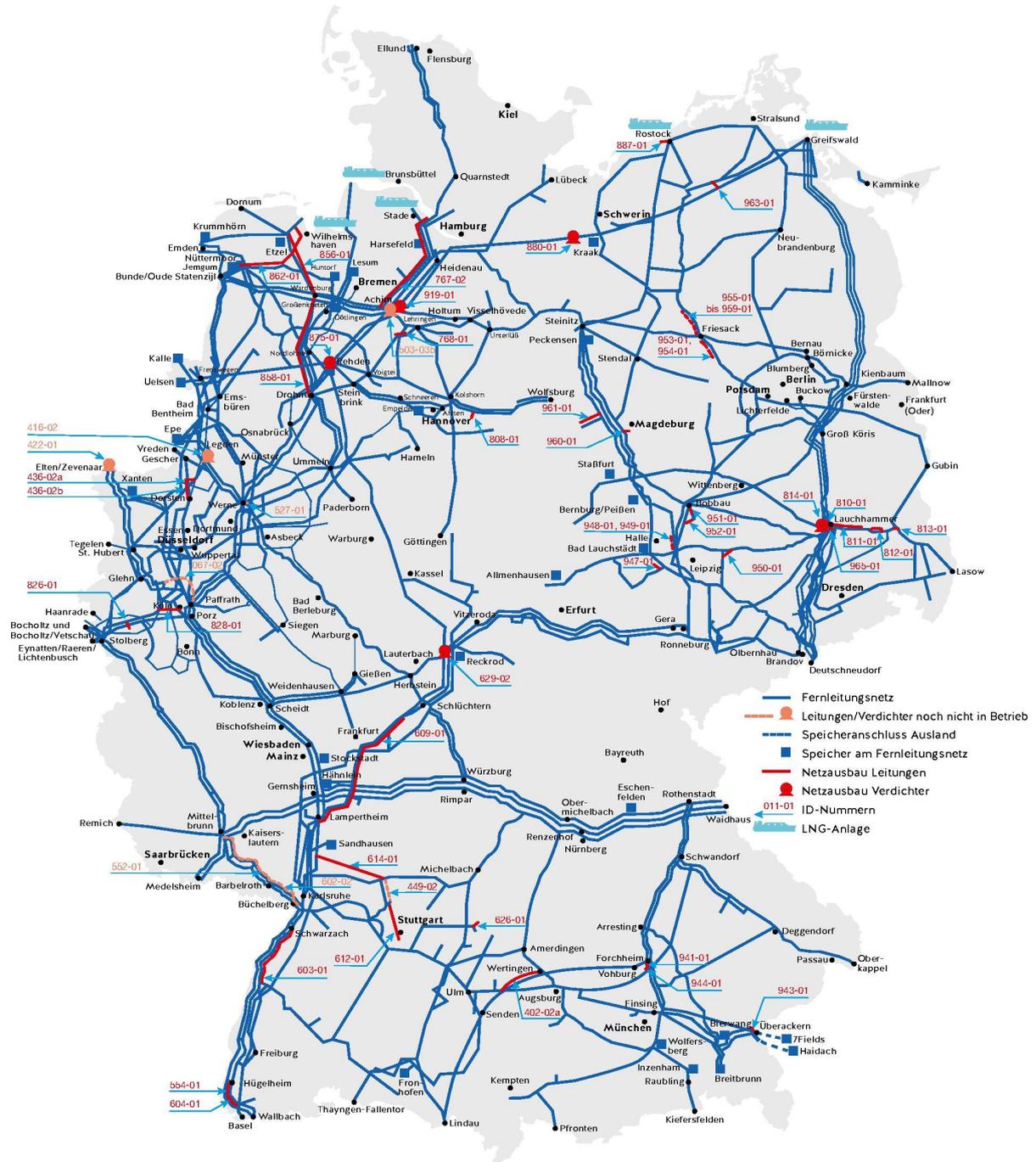


Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA)

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten Sachanlagen der Netzbetreiber. Die Aufwendungen umfassen alle technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes ergriffen werden. Die Maßnahmen müssen zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes des Anlagengutes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann. Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die handelsrechtlichen Werte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der GasNEV und ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastuktur der Fernleitungsnetzbetreiber**
in Mio. Euro

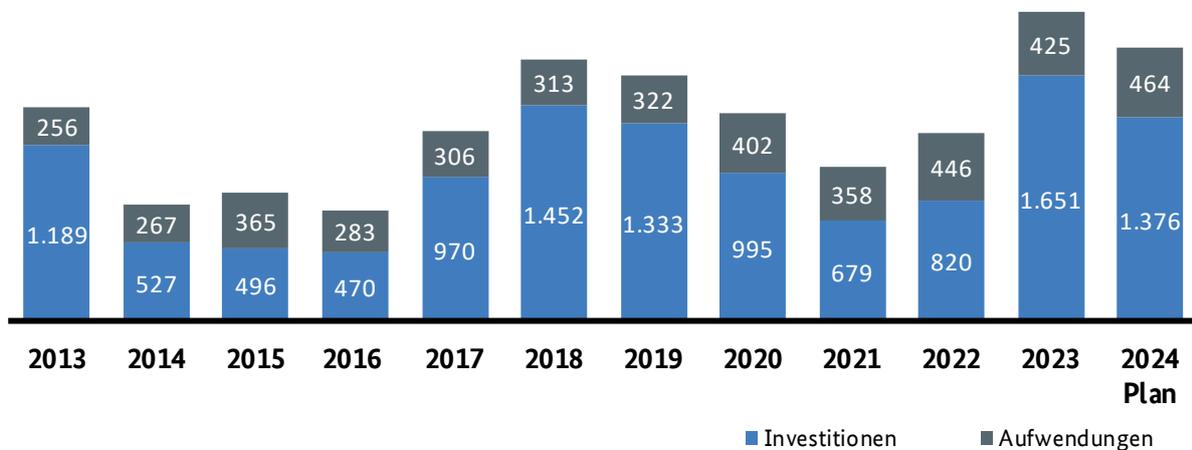


Abbildung 131: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastuktur der Fernleitungsnetzbetreiber

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber**
in Mio. Euro

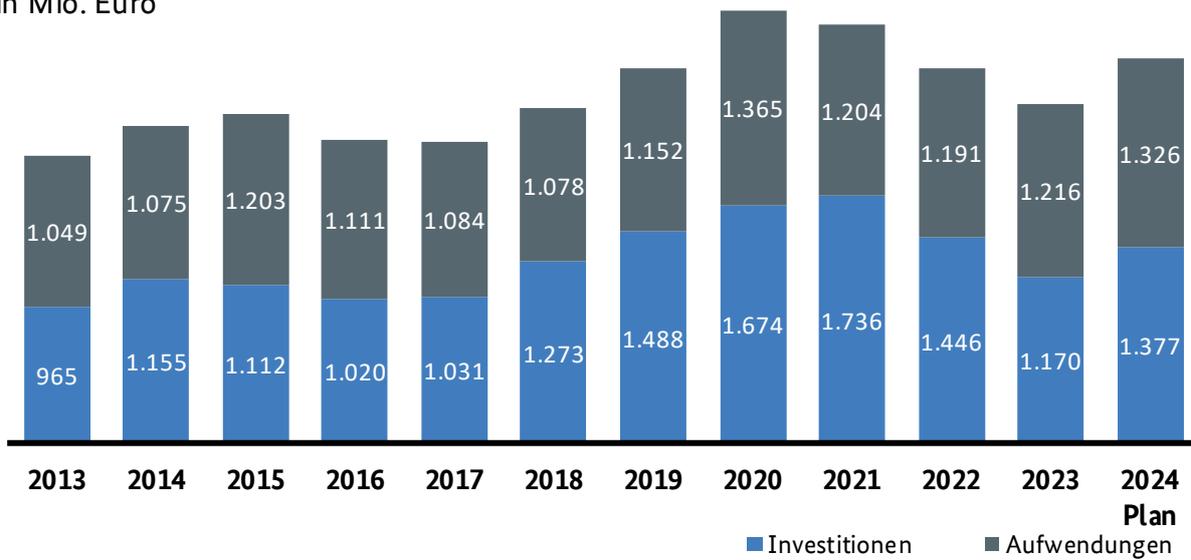


Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

**Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in
2023**
Anzahl und Verteilung

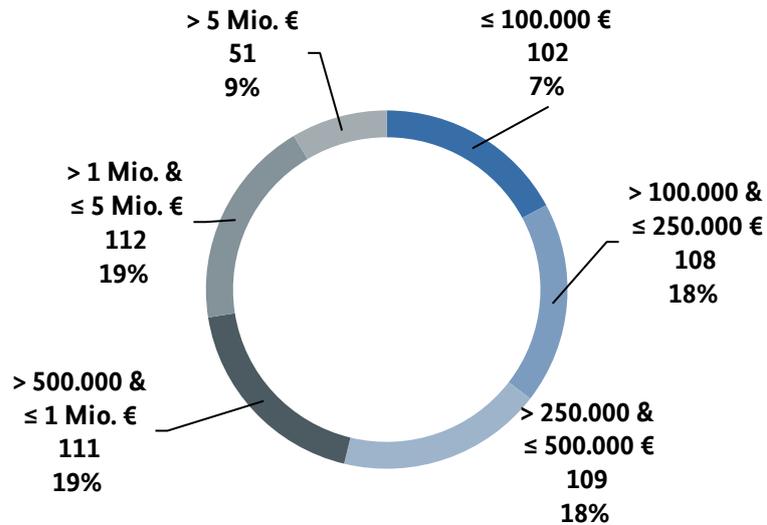


Abbildung 133: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2023

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2023

Anzahl und Verteilung

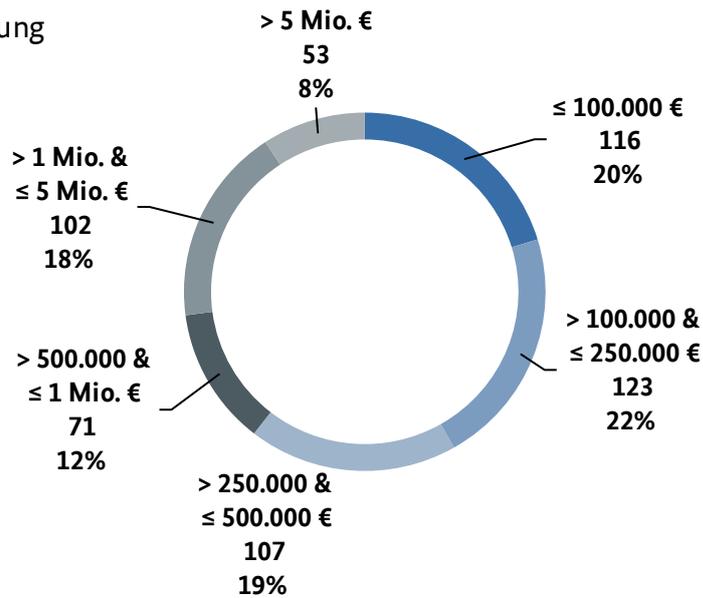


Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2023

4. Kapazitätsangebot und Vermarktung

Bei den Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Fernleitungsnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden durch die sogenannte Nominierung angemeldet. Nachfolgend wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Dabei wird nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte differenziert. Die Angaben beziehen sich insbesondere auf das mittlere Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie auf die Nachfrage nach Kapazitäten an buchbaren Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern.

Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen der FNB sind hier nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden.

Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden in der Festlegung zur Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktstandardisierung, „KASPAR“) definiert:

FZK	Feste, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unbeschränkt fester Basis zu nutzen.
bFZK	Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf fester Basis zu nutzen, soweit eine vorab definierte, externe Bedingung erfüllt ist.
DZK	Feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten auf fester Basis zu nutzen, soweit im Falle der Einspeisekapazität am gebuchten Einspeisepunkt Gas für die Ausspeisung an einem vorab bestimmten Ausspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellt wird bzw. im Falle der Ausspeisekapazität am gebuchten Ausspeisepunkt das an einem vorab bestimmten Einspeisepunkt desselben Marktgebiets bereitgestellte Gas entnommen wird. Im Übrigen ermöglichen sie es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.
uFZK	Unterbrechbare, frei zuordenbare Kapazitäten	ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Nicht definiert in der Festlegung KASPAR werden beschränkt zuordenbare Kapazitäten (im Weiteren: „BZK“). Das Angebot dieser Kapazitäten ist seit dem 1. Oktober 2021 nicht mehr erlaubt. Im vorliegenden Betrachtungszeitraum wurde es dagegen noch angeboten und wird daher in den folgenden Auswertungen berücksichtigt. Die Definition des Produktes entspricht grundsätzlich der des DZK-Produkts, jedoch mit dem Unterschied, dass die Nutzung ohne Festlegung eines Transportpfads (Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt (VHP)) ausgeschlossen ist.

Über welchen Zeitraum eine Kapazität zugesichert wird, richtet sich nach der Vermarktung des entsprechenden Kapazitätsprodukts. Grundsätzlich wird das gesamte Kapazitätsangebot zuerst für ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr angeboten. Sofern die Nachfrage nach diesen Kapazitäten geringer als das Angebot ist, vermarkten die Fernleitungsnetzbetreiber die verbleibende Kapazität auf Quartalsbasis eines Gaswirtschaftsjahres. Können die Kapazitäten aufgrund zu geringer Nachfrage auch für diesen Zeithorizont nicht oder nur unvollständig vermarktet werden, versteigern die FNB die restliche Kapazität auf Monats-, dann auf Tages- und zuletzt auf untertägiger Basis.

Gas: Angebot von Ausspeisekapazitäten im GWJ 2022/2023 THE
in GWh/h

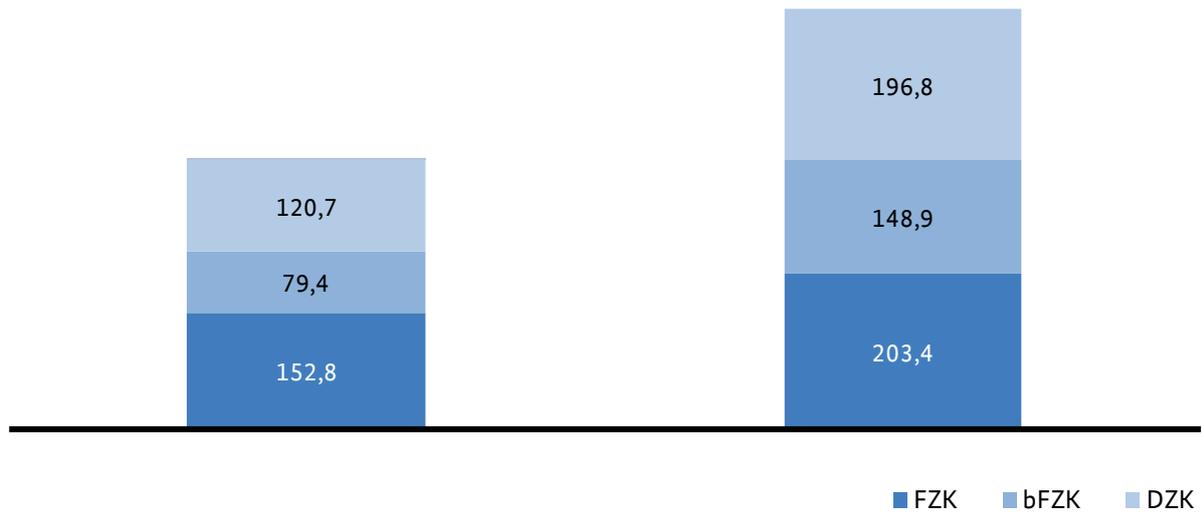


Abbildung 135: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2022/2023

Gas: Nominierungen von Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2022/2023
in TWh/h

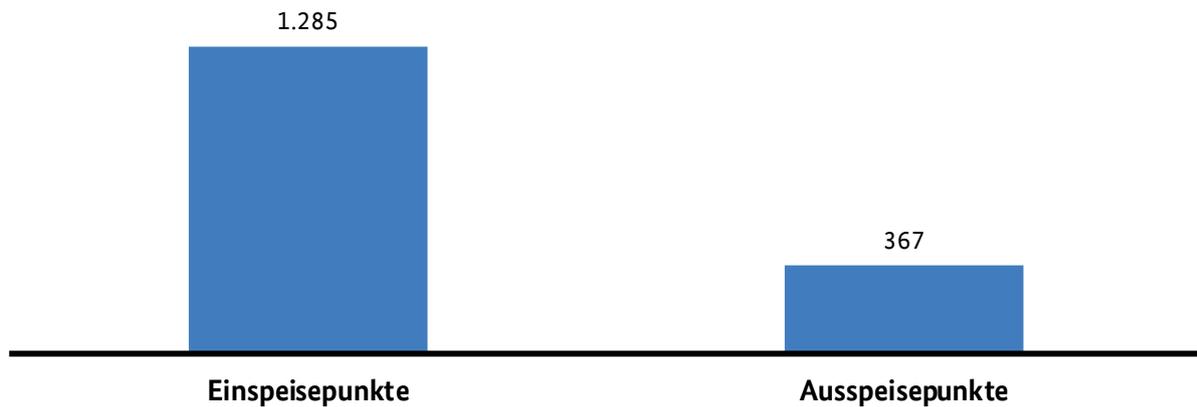


Abbildung 136: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2022/2023

5. Versorgungsstörungen Gas

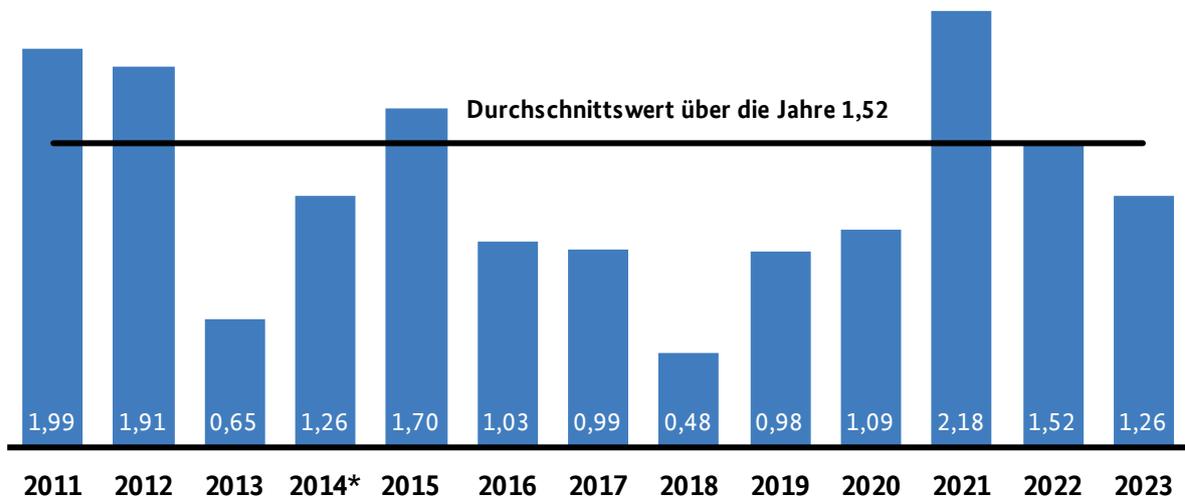
Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf Einwirkungen durch Dritte, Störungen im Bereich des Netzbetreibers, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder sonstige Störungen.

Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2023

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,97 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,29 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,00 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	1,26 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 79: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2023

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in min/Jahr



*Unfall nicht berücksichtigt, weil keine Auswirkung auf Tarifkunden gegeben war.

Abbildung 137: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2023

Gas: SAIDI nach Bundesländern 2023

in Minuten

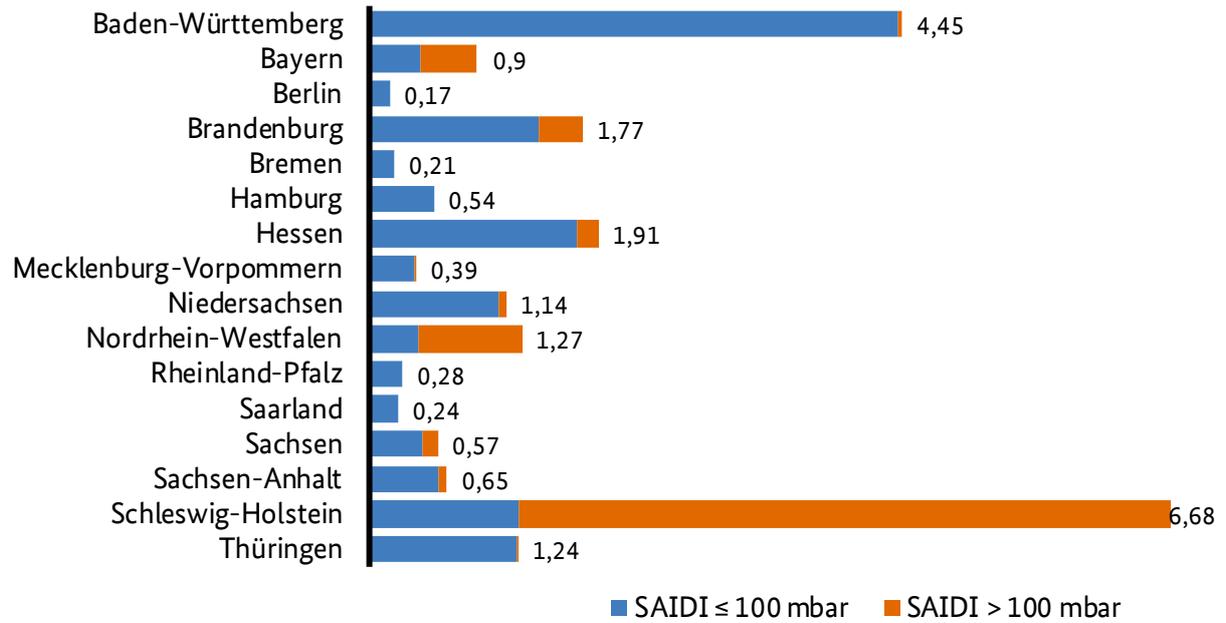


Abbildung 138: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern

6. Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar. Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer umgelegt. Die Entgelte des Netzbetreibers sind diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung einer Erlösobergrenze vom Netzbetreiber festzulegen. Die Erlösobergrenze wird, unter Anwendung der in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegten Vorschriften, je Netzbetreiber für jedes Jahr einer Regulierungsperiode ermittelt. Die Netzentgelte gehören somit zu den regulierten Endpreisbestandteilen.

Die Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung auf Basis einer zuvor durchgeführten Kostenprüfung. Hierbei werden die Kosten des Netzbetriebs durch die zuständige Regulierungsbehörde erhoben und geprüft. Die Kostenprüfung erfolgt vor Beginn einer Regulierungsperiode, das heißt alle fünf Jahre, auf Basis des testierten Jahresabschlusses des vorvorletzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Davon ausgehend ergeben sich die Netzkosten als Summe der aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie den kalkulatorischen Steuern abzüglich kostenmindernder Erlöse und Erträge.

Ausgehend von den ermittelten Werten für das Basisjahr¹⁰² erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, Verbraucherpreisindex, individuelle Effizienzvorgaben, Kapitalkostenabzug wegen zwischenzeitlich abgeschriebener Anlagen sowie Kapitalkostenaufschlag für neu getätigte Investitionen etc.).

Die Netzkosten werden hierfür in unterschiedliche Kostenanteile aufgeteilt. Hervorzuheben sind dabei die sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Als solche gelten auf Fernleitungsebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber gelten u. a. vorgelagerte Netzkosten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“. Die Erlösobergrenze wird für bestimmte Kostenbestandteile jährlich angepasst. Ein Abgleich von Plan- und Ist-Werten erfolgt über das Regulierungskonto des Netzbetreibers. Mittels der Netzentgeltsystematik werden die für den jeweiligen Netzbetreiber zugelassenen Erlöse auf die Netznutzer, also die Gaskunden, umgelegt. Ausgehend von den Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte festgelegt. Hierfür sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung grundsätzlich zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Als Regelfall sind in § 13 GasNEV Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte vorgesehen. Diese kommen bei den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern, die Kapazitätsentgelte ausweisen, zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR), in den europaweit harmonisierten Vorgaben für die Entgeltstruktur vorgegeben werden.

¹⁰² Das Basisjahr ist das Geschäftsjahr, das drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode liegt.

Gas: Entwicklung der Netzentgelte inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb
in ct/kWh

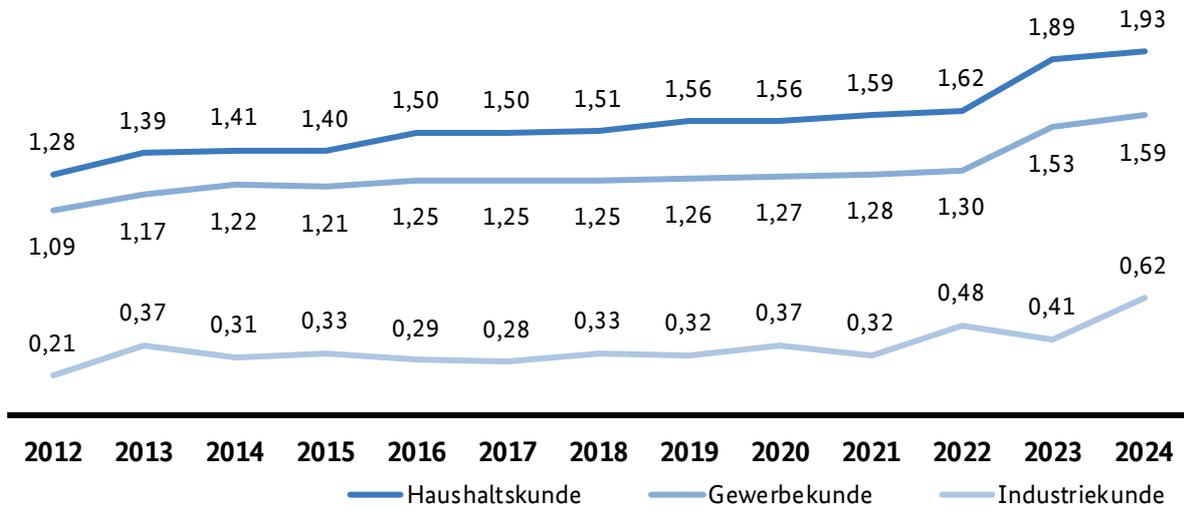


Abbildung 139: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Angaben der Gaslieferanten¹⁰³

¹⁰³ Gemäß der Unterscheidung nach Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien und mit einem Verbrauch von 23.269 kWh), Gewerbekunden (Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer) und Industriekunden (Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden)).

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	2,12	1,51	2,61	16
Bremen	2,07	1,96	2,19	2
Sachsen-Anhalt	1,98	1,36	2,86	28
Sachsen	1,97	1,17	3,04	37
Thüringen	1,90	1,26	2,54	30
Brandenburg	1,90	1,24	3,65	29
Baden-Württemberg	1,89	1,00	3,39	101
Mecklenburg-Vorpommern	1,87	1,24	2,78	22
Rheinland-Pfalz	1,81	1,22	2,54	33
Schleswig-Holstein	1,78	1,12	4,03	44
Bayern	1,75	0,89	3,87	106
Nordrhein-Westfalen	1,75	0,94	2,58	116
Hessen	1,72	1,19	2,32	46
Niedersachsen	1,56	0,69	2,64	65
Hamburg	1,53	1,53	1,53	1
Berlin	1,45	1,45	1,45	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasauspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet

Tabelle 80: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024

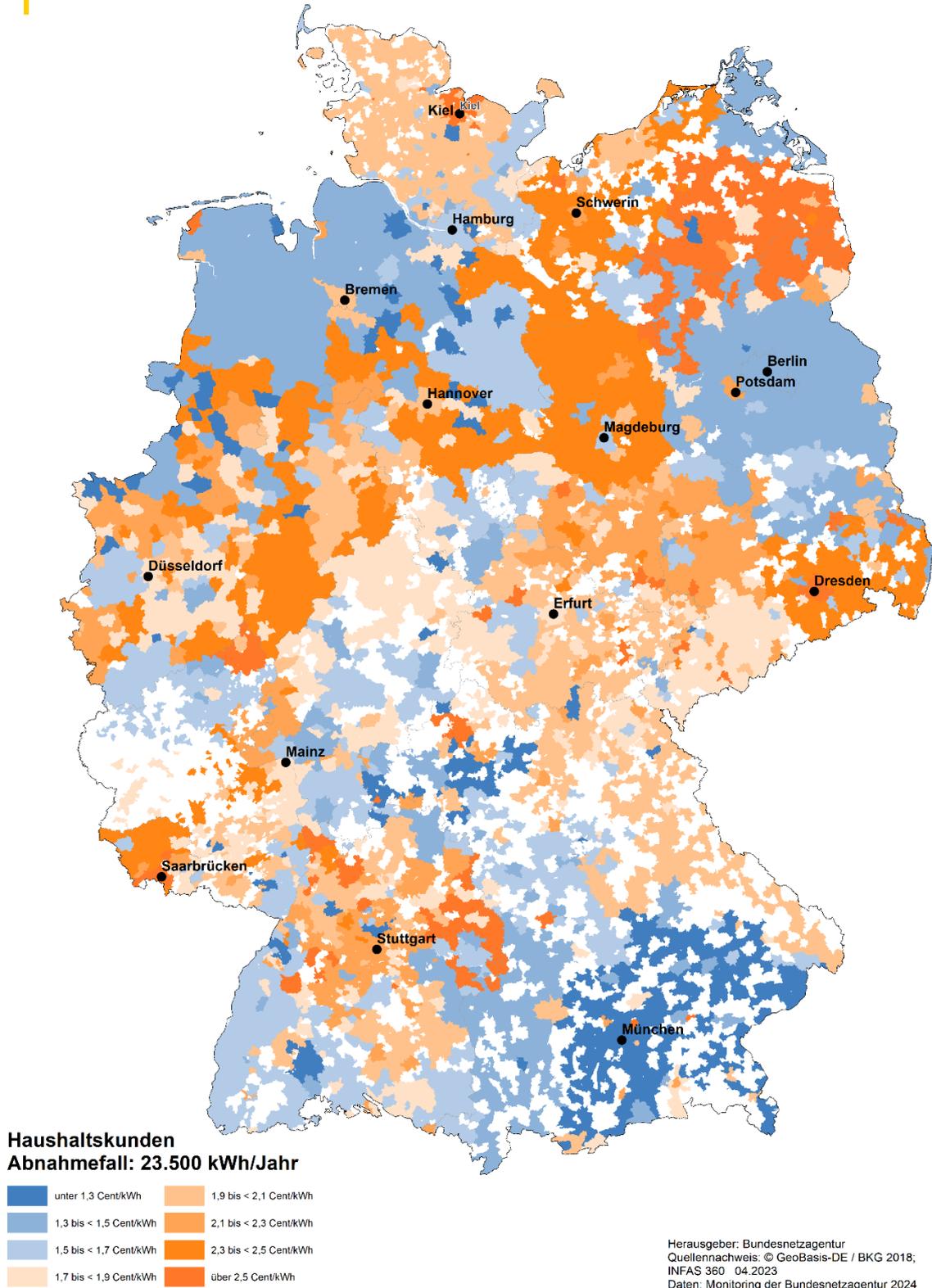


Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	1,86	1,38	2,39	16
Sachsen-Anhalt	1,74	1,19	2,64	28
Sachsen	1,69	1,01	2,82	37
Thüringen	1,66	0,93	2,49	30
Mecklenburg-Vorpommern	1,64	1,06	2,58	22
Brandenburg	1,63	1,10	3,14	29
Baden-Württemberg	1,63	0,86	2,91	101
Rheinland-Pfalz	1,58	0,81	2,15	33
Bayern	1,52	0,87	3,87	106
Hessen	1,49	1,04	1,96	46
Schleswig-Holstein	1,48	0,93	2,47	44
Nordrhein-Westfalen	1,45	0,42	2,33	116
Bremen	1,39	1,33	1,44	2
Niedersachsen	1,36	0,61	2,29	64
Hamburg	1,29	1,29	1,29	1
Berlin	1,25	1,25	1,25	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 81: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024

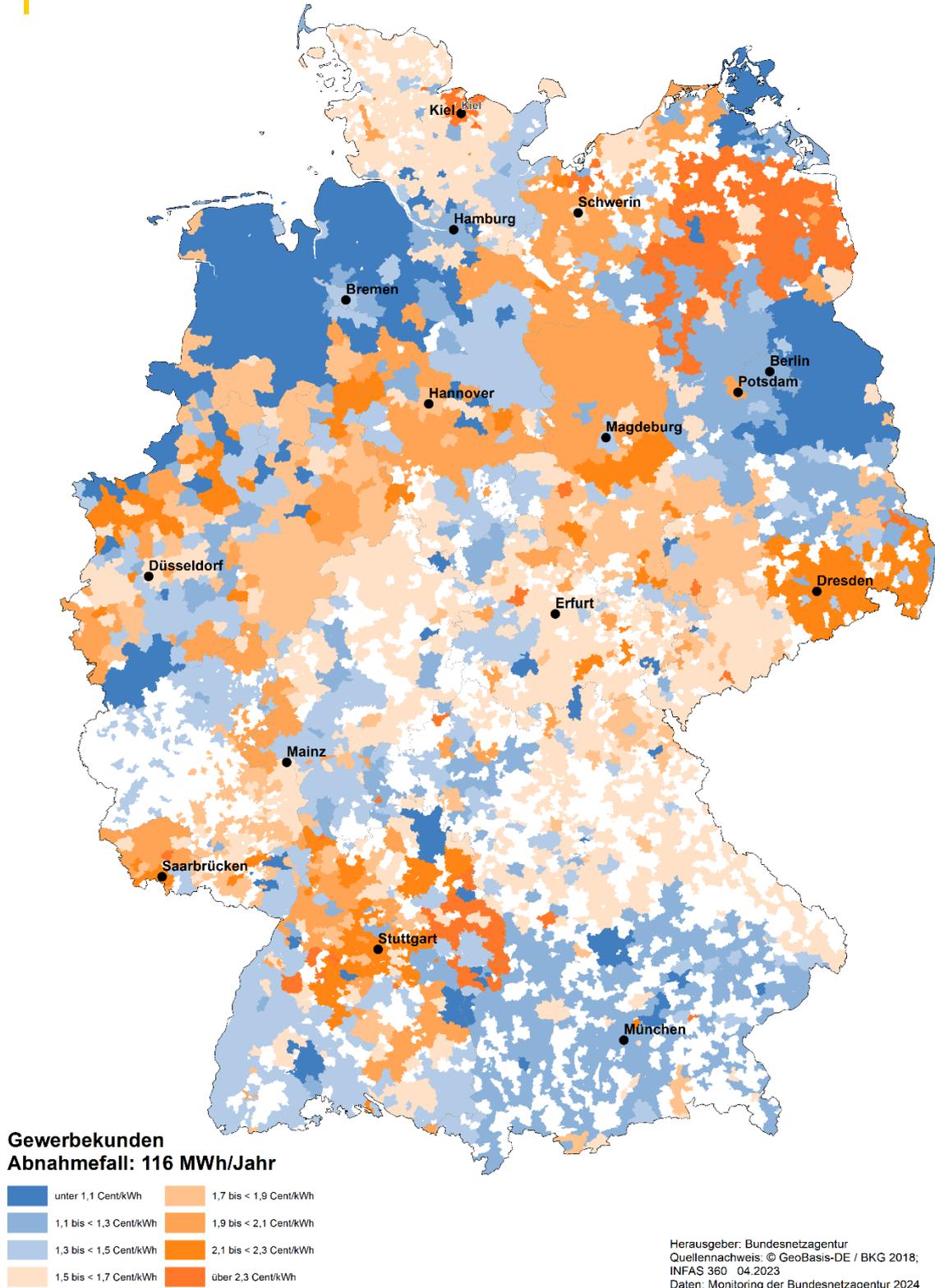


Abbildung 141: Netzgebietscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert ^[1]	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	0,64	0,30	0,98	6
Saarland	0,54	0,32	0,97	5
Thüringen	0,52	0,37	0,83	7
Schleswig-Holstein	0,46	0,32	0,62	9
Rheinland-Pfalz	0,45	0,19	0,70	15
Sachsen	0,45	0,24	0,81	10
Baden-Württemberg	0,43	0,19	0,71	34
Bayern	0,41	0,27	0,68	27
Sachsen-Anhalt	0,40	0,29	0,56	8
Hessen	0,40	0,10	0,63	17
Brandenburg	0,38	0,23	0,65	8
Niedersachsen	0,38	0,26	0,55	21
Nordrhein-Westfalen	0,38	0,17	1,14	40
Berlin	0,34	0,34	0,34	1
Bremen	0,29	0,24	0,34	2
Hamburg	0,28	0,28	0,28	1

[1] Als Gewichtunggrundlage wurde die Gasauspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 82: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024

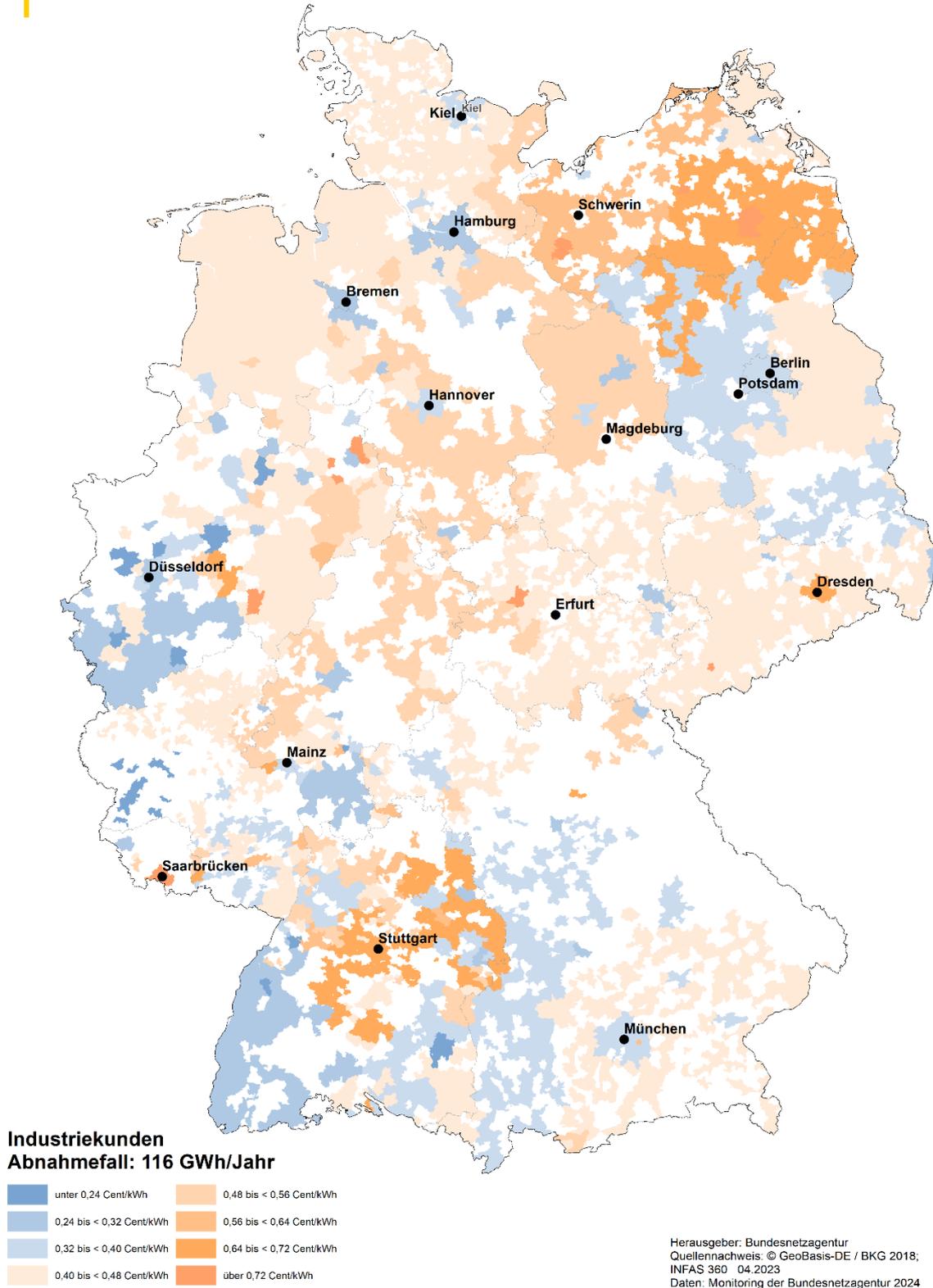


Abbildung 142: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas

D Regel- und Ausgleichsenergie

1. Regelenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb des Marktgebietes und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zum physischen Ausgleich von Über- und Unterspeisung des Gesamtnetzes eingesetzt. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und/oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Regelenergie kann in beiden Richtungen eingesetzt werden. Ist das Gasnetz überspeist, wird negative Regelenergie eingesetzt. Im Falle einer Unterspeisung wird positive Regelenergie eingesetzt.

Reicht interne Regelenergie nicht zum Ausgleich des Gasnetzes aus, wird externe Regelenergie vom Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen 1-4 (MOL)¹⁰⁴ gehandelt. (MOL 1 börslich, MOL2 ebenfalls börslich, jedoch unter Berücksichtigung von Netzaspekten, geografischer Lage und Gasqualität, MOL4 als Ausschreibung)¹⁰⁵. Im Falle einer Unterspeisung werden Gasmengen eingekauft, im Falle einer Überspeisung verkauft.

Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenergie (eRE) in der Regel an.

Am 01.10.2021 startete das einheitliche deutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). THE löste die bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL ab. Die nachfolgenden Darstellungen beziehen sich somit nur noch auf dieses eine Marktgebiet. Die historischen Daten zu NCG und GASPOOL sind in den vergangenen Monitoringberichten oder auf der Homepage von THE (www.tradinghub.eu/de-de/) zu finden.

¹⁰⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/BK7-14-0020_Beschluss_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

¹⁰⁵ Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 Trading Hub Europe keine Produkte mehr.

Gas: Regelenergieeinsatz bei Trading Hub Europe (THE)

in MWh

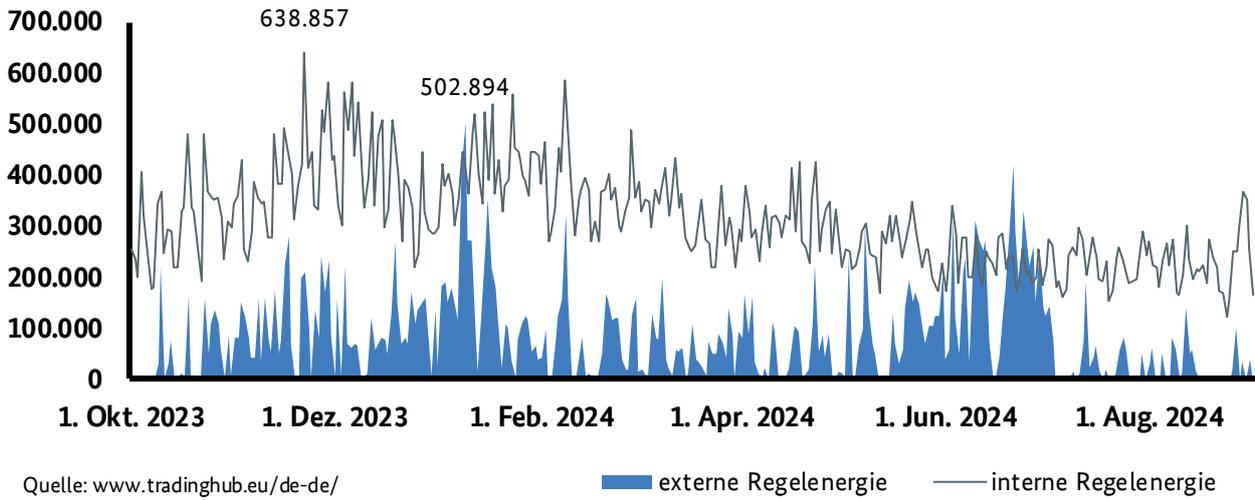


Abbildung 143: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2023 bei Trading Hub Europe (THE)

Gas: Externe Regelenergie MOL 1 Trading Hub Europe

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

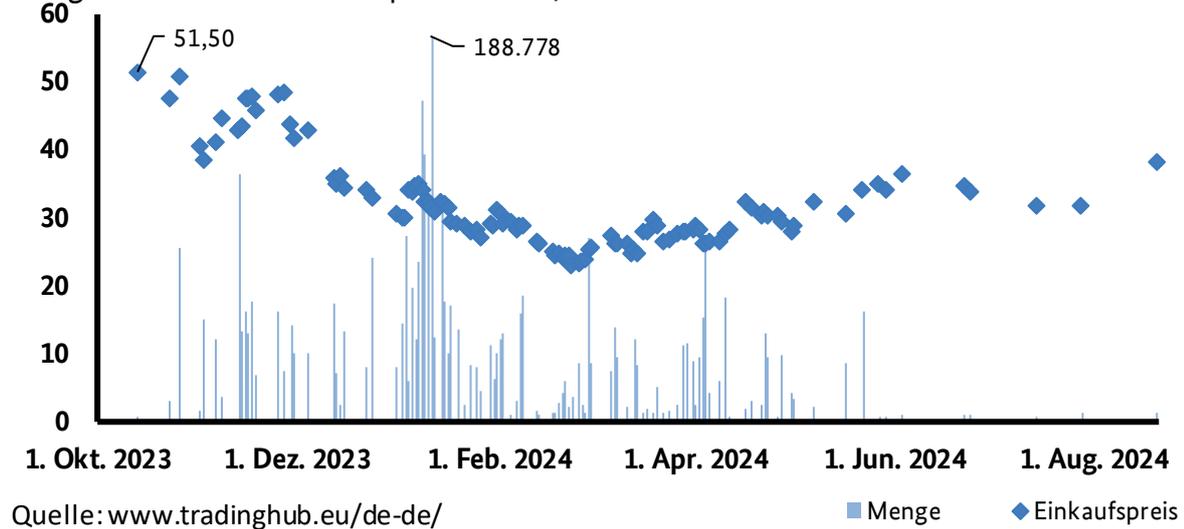


Abbildung 144: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe

Gas: Externe Regelenergie MOL 2 - Trading Hub Europe Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

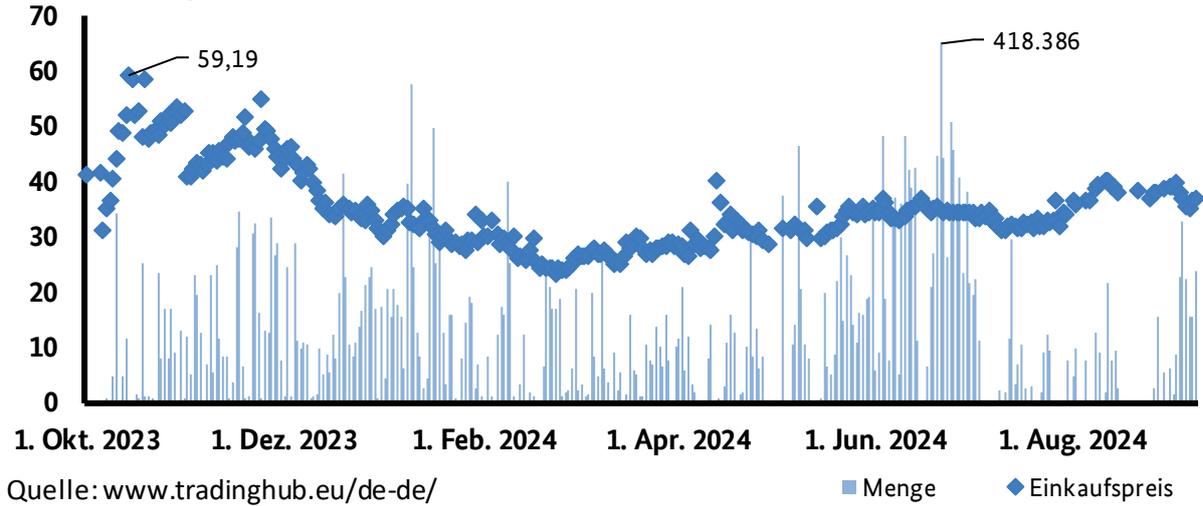


Abbildung 145: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe

Gas: Externe Regelenergie MOL 4 - Trading Hub Europe (THE) Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

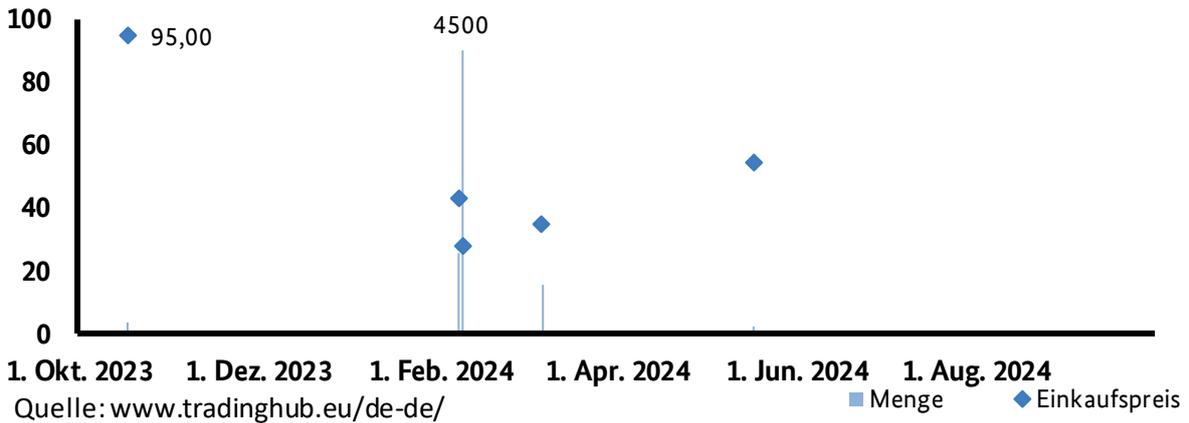


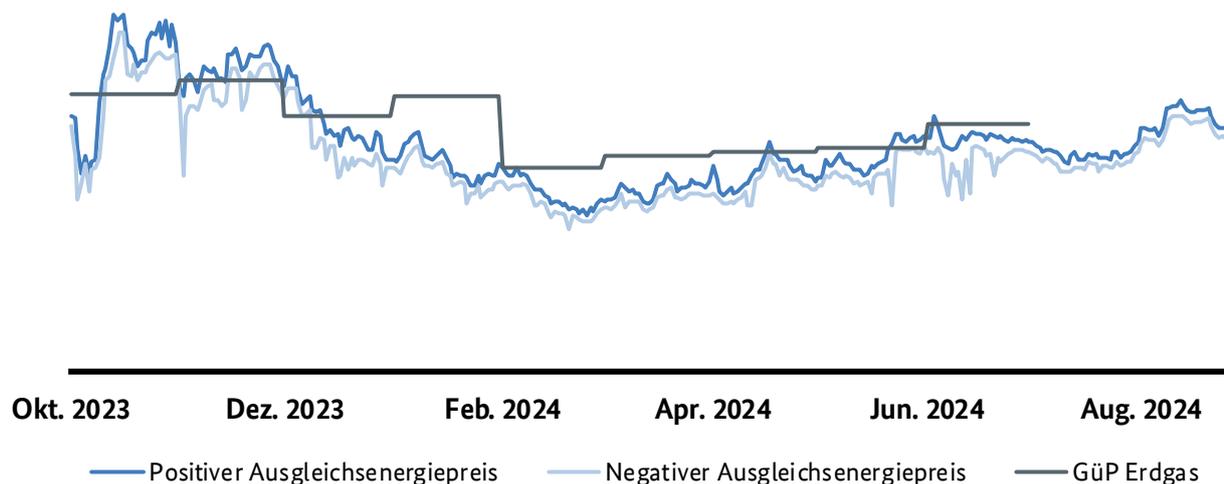
Abbildung 146: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 4 im Trading Hub Europe

2. Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die individuelle Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen des Bilanzkreises ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Der positive Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt als der höchste an dem betreffenden Gastag durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) bezahlte Regelenergiepreis (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale und Stundenprodukte) oder, sofern höher, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Zuschlags von zwei Prozent. Der negative Ausgleichsenergiepreis wird ermittelt als niedrigster an diesem Gastag durch den MGV erzielten Preis für den Regelenergieverkauf oder, sofern niedriger, als der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis für diesen Tag inkl. eines Abschlags von zwei Prozent. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise dargestellt.

Gas: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise - Trading Hub Europe (THE) in Euro/MWh



Quelle: Ausgleichsenergiepreis: www.tradinghub.eu/de/de-de/,
Grenzübergangspreis: www.destatis.de

Abbildung 147: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2023

Die beim MGV anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der MGV die zukünftigen Kosten und Erlöse für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage.

Für Standardlastprofil (SLP)-Entnahmestellen und Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Entnahmestellen werden getrennte Bilanzierungsumlagekonten geführt. Seit dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Seit dem Start des einheitlichen deutschen Marktgebietes THE gibt es nur noch eine RLM-Bilanzierungsumlage und eine SLP-Bilanzierungsumlage. Die ehemaligen Marktgebietsverantwortlichen Gaspool und NCG führten jeweils eigene Bilanzierungsumlagekonten.

Gas: THE Bilanzierungsumlage in Euro/MWh

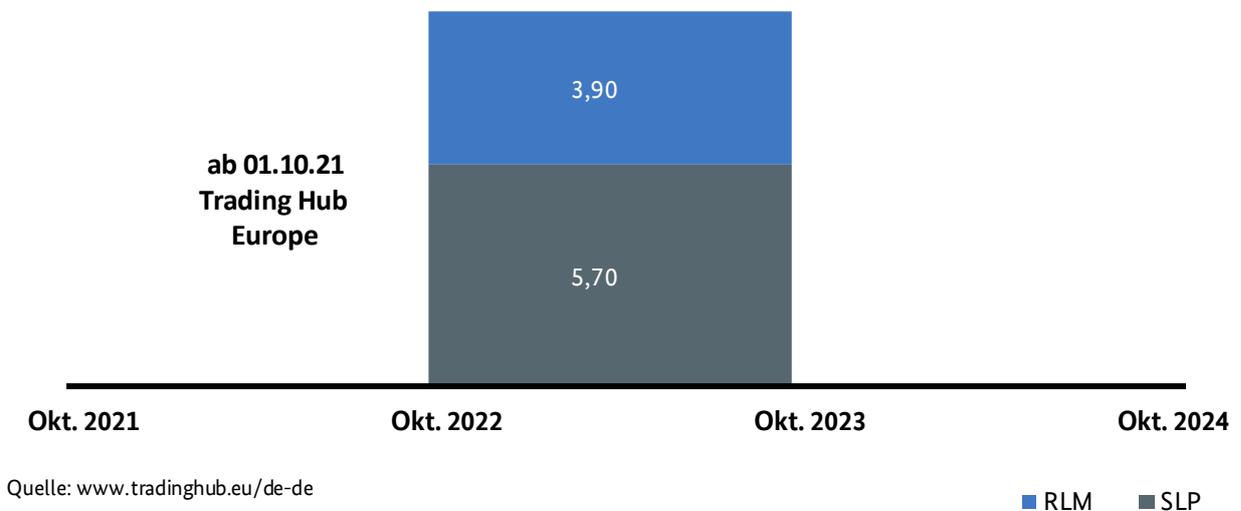


Abbildung 148: Bilanzierungsumlage im THE Marktgebiet

E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Dabei sind umso weniger Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen oder mehrere Lieferanten zu binden, je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind. So können Marktteilnehmer aus einer Vielzahl konkurrierender Handelspartner wählen und ein diversifiziertes Portfolio aus kurz- und langfristigen Kontrakten halten. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte neuer Anbieter und fördern letztendlich auch den Wettbewerb um Letztverbraucher.

1. Börslicher Großhandel

Produkte, Volumina

Der für den deutschen Erdgashandel bedeutendste Börsenhandelsplatz wird von der EEX betrieben. Ihr Handelsplatz umfasst unter anderem kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt).

Zum 31. Dezember 2023 belief sich die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer am Börsenhandel Gas der EEX auf 251 Akteure. Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven¹⁰⁶ Teilnehmer für THE-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel 90 Teilnehmer, auf dem Terminmarkt 30 Teilnehmer. Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Abnahmemenge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt/Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Ahead-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) kontinuierlich möglich (sog. 24/7-Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei 1 MW, sodass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Im Terminhandel sind Terminkontrakte für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sogenannte seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt in erster Linie zur Absicherung gegen Preisrisiken bzw. Portfoliooptimierung und nur nachrangig für die langfristige Gasbeschaffung.

¹⁰⁶ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete
in TWh

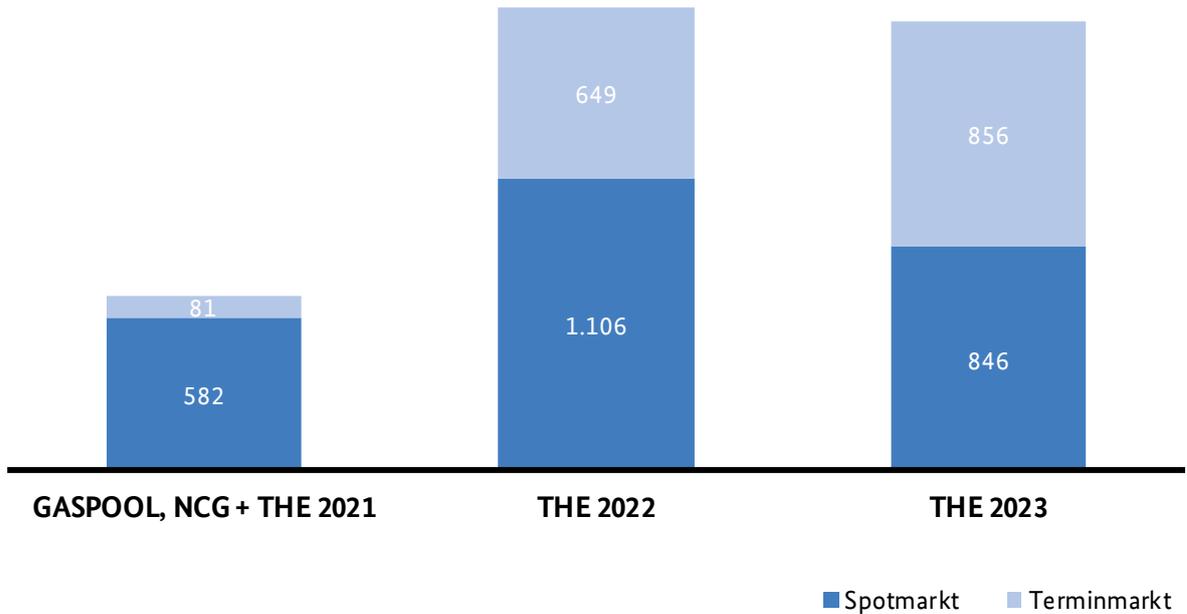


Abbildung 149: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Gas: Entwicklung der Spotmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete
in TWh

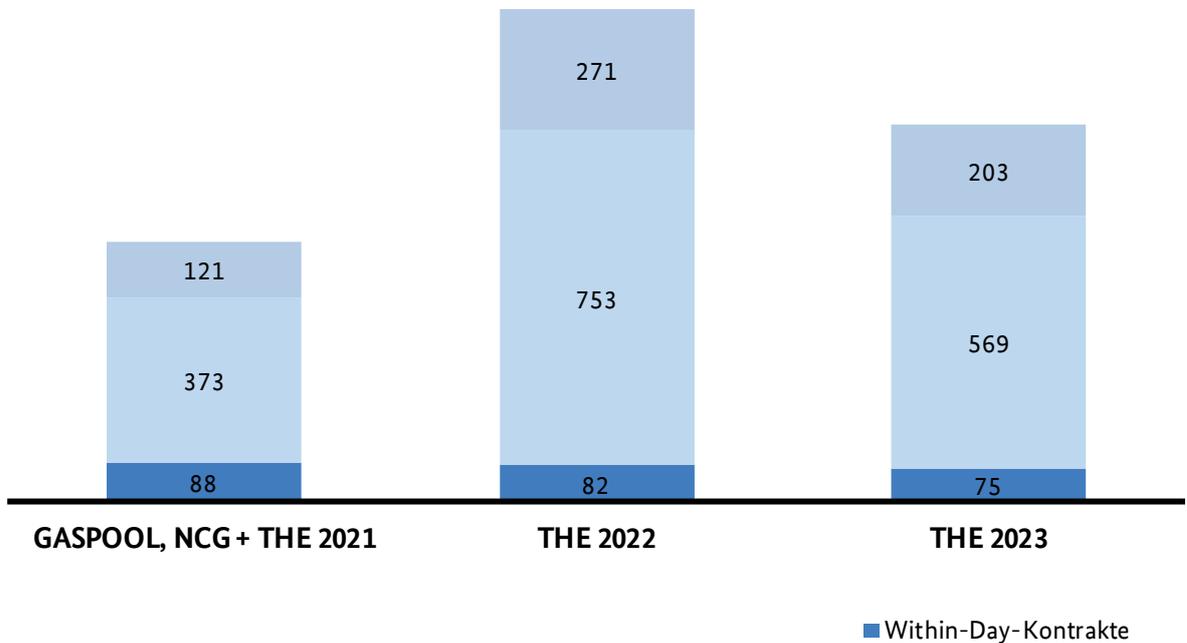


Abbildung 150: Entwicklung der Spotmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Großhandelspreise

Als für den deutschen Erdgashandel bedeutsamer Börsenplatz veröffentlicht die EEX mehrere Preisindizes zur Bereitstellung von Referenzpreisen für Gaskontrakte unterschiedlicher Beschaffungszeiträume. Der von der EEX veröffentlichte EGSI bildet die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab, wodurch es den Marktteilnehmern ermöglicht wird, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Darüber hinaus steht mit dem EGIX ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden¹⁰⁷.

Gas: Entwicklung des EGSI 2021 bis 2023 in Euro/MWh

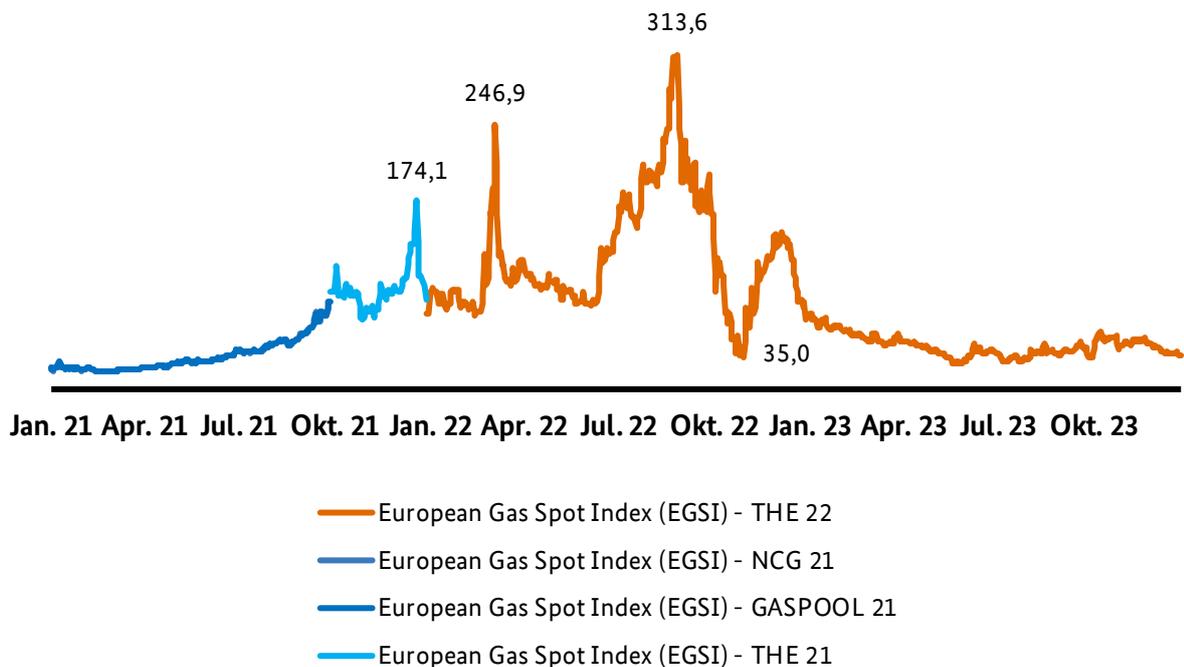


Abbildung 151: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich

¹⁰⁷ Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/final_EEX_Gas_Reference_Price_EGIX.pdf
(abgerufen am 16. August 2023).

2. Außerbörslicher Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich („over-the-counter“ – OTC) abgewickelt. Der außerbörsliche Handel bietet den Vorteil, dass er – bilateral oder multilateral – flexibel durchgeführt werden kann, unter anderem ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Im Übrigen werden durch die Stellung der Börse als Zwischenhändler Sicherheitsstellungen (Margins) erforderlich, die bei langfristigen Kontrakten einen ganz erheblichen Umfang annehmen können und entsprechende Kapitalkosten verursachen. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen. Hier agiert der Broker als Vermittler; das Erfüllungsrisiko bleibt zwischen den Parteien.

Brokerplattformen

Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Kosten im Vergleich zum börslichen Handel reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird zum einen eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Zum anderen beinhaltet das Clearing das sogenannte Cross-Margining, womit die Sicherheitsstellung an die Nettoposition angepasst wird. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko der Parteien abgesichert. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens der Parteien erhöht.

Gas: Erdgashandel über neun Brokerplattformen in 2023 nach Erfüllungszeitraum in TWh

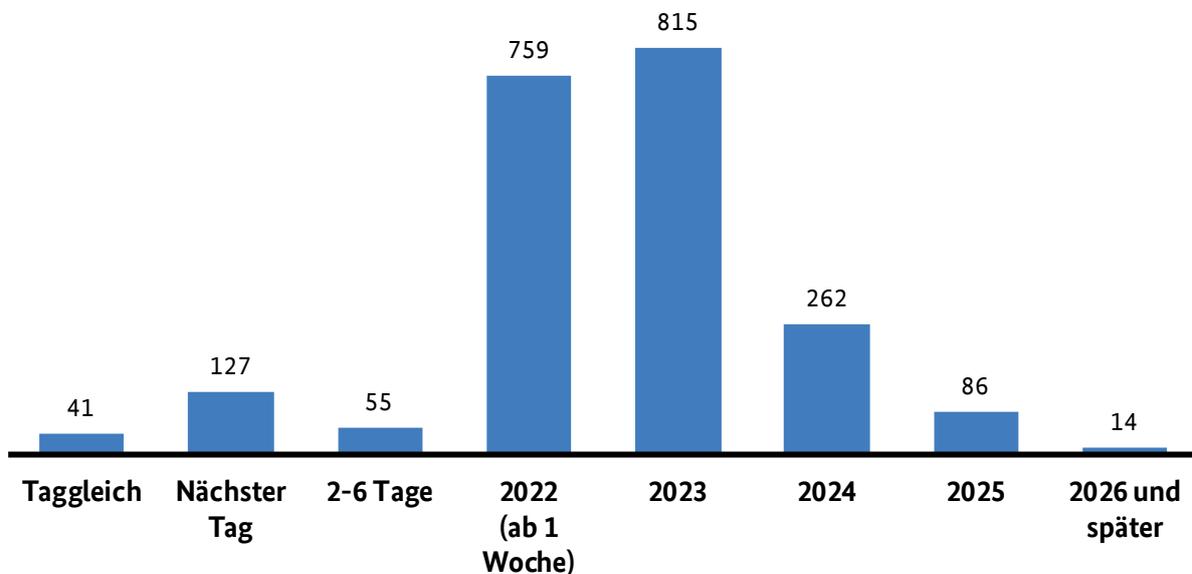


Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2023 nach Erfüllungszeitraum

Die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Daten zum brokervermittelten Erdgashandel weisen eine Zunahme des Gas-Handelsvolumens im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr aus. In der LEBA sind unter anderem mehrere Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der Auswertung zu Grunde liegen. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2023 für das deutsche Marktgebiet insgesamt 1.999 TWh (Vorjahr 1.563 TWh), was einem Anstieg von rund 27,9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen

in TWh 2.841

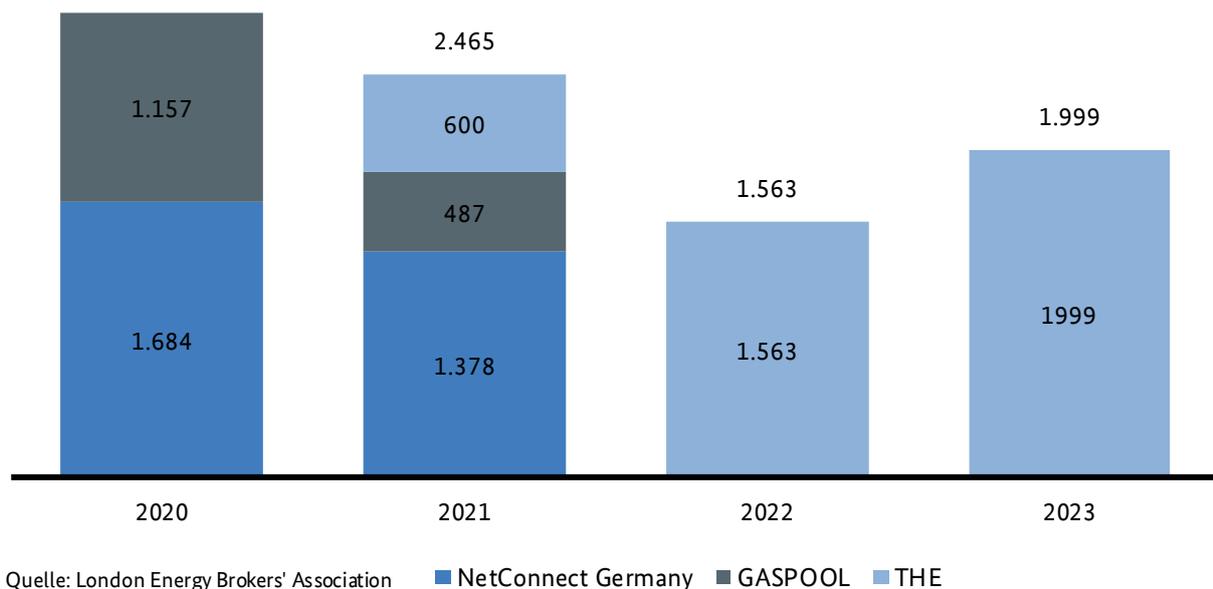


Abbildung 153: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete

Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den deutschen „virtuellen Handelspunkten“ (VHP).

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich regelmäßig auch in steigenden Nominierungsmengen nieder. Da aber nur der Handelssaldo zwischen Parteien – bei Börsengeschäften also Marktteilnehmer auf der einen und Börse auf der anderen Seite – nominiert wird, bewegt sich das Nominierungsvolumen langsamer als das Handelsvolumen. Außerdem sind nicht alle Nominierungsmengen mit Transaktionen auf den Großhandelsmärkten verbunden, etwa bei Übertragungen zwischen Bilanzkreisen des gleichen Unternehmens.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

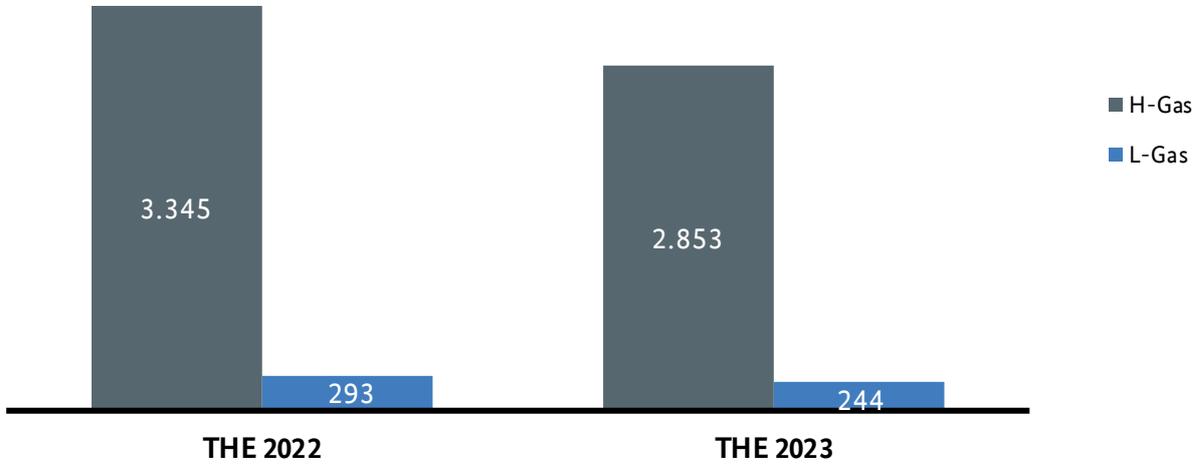


Abbildung 154: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Gas: Jahresverlauf der Nomierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2023
in TWh

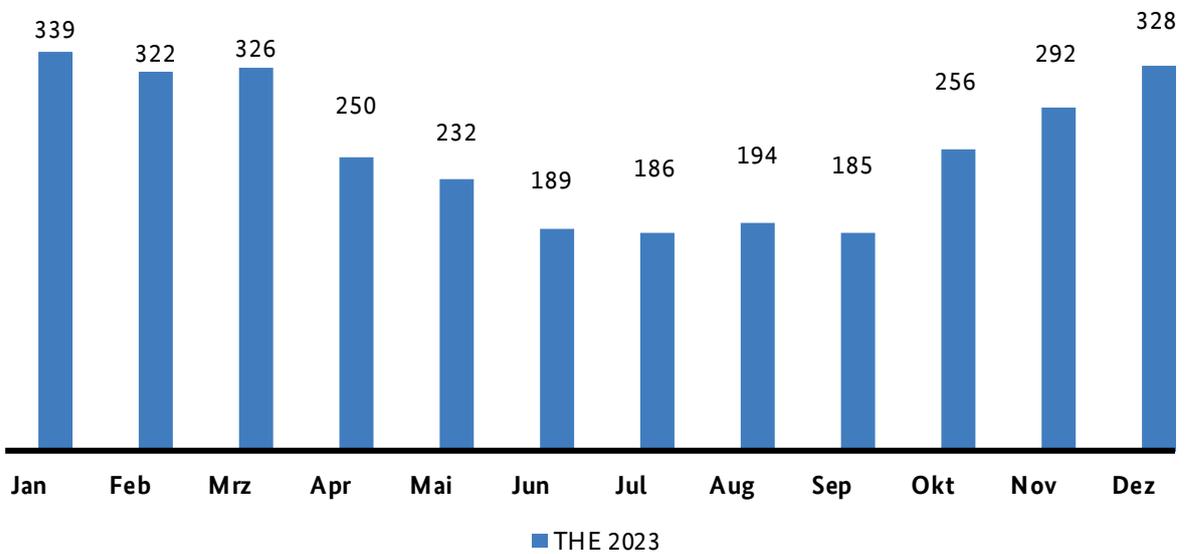


Abbildung 155: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2023

F Einzelhandel

Im Bereich des Gaseinzelhandels können private Haushalte, Unternehmen und industrielle Kunden Gas von verschiedenen Anbietern beziehen. Dieser Markt ist durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, da Kunden die Möglichkeit haben, ihren Gaslieferanten frei zu wählen. Gasversorger auf dem Einzelhandelsmarkt bieten unterschiedliche Tarife an, die verschiedene Preisstrukturen und Vertragsbedingungen aufweisen können. Die Tarife können auf Festpreis-, Arbeitspreis- oder Kombinationsbasis basieren. Kunden können je nach ihren individuellen Bedürfnissen und Vorlieben den für sie am besten geeigneten Anbieter und Tarif auswählen. Die Energieversorgungsunternehmen müssen auf dem Einzelhandelsmarkt strenge rechtliche und regulatorische Anforderungen erfüllen, um faire Bedingungen für die Verbraucher sicherzustellen. Die Regulierungsbehörden überwachen den Markt, um sicherzustellen, dass die Anbieter transparente Tarife anbieten und faire Praktiken einhalten. Insgesamt bietet der Einzelhandelsmarkt für Gas den Verbrauchern in Deutschland die Möglichkeit, ihren Gaslieferanten nach ihren Bedürfnissen und Präferenzen auszuwählen und von Wettbewerb und einer breiten Palette von Angeboten zu profitieren. Weitergehende Erläuterungen finden Sie im Glossar dieser Publikation. Weitere Daten finden Sie auf www.SMARD.de.

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Für die Belieferung der Letztverbraucher mit Gas sind über 1.100 Gaslieferanten zuständig, die Gasverbrauchsstellen, die sog. Marktlokationen, mit Gas beliefern. Im Normalfall kann der Gaskunde aus einer Vielzahl von verschiedenen regionalen oder bundesweiten Anbietern seinen Gaslieferanten wählen. Nur bei Belieferung im Rahmen der Grundversorgung, also durch das Gasversorgungsunternehmen, das im Netzgebiet vor Ort die meisten Haushaltskunden mit Gas beliefert, besteht kein Wahlrecht des Lieferanten. Darüber hinaus wird unterschieden zwischen dem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und dem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Gas: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern (Stand 31.12.2023)
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

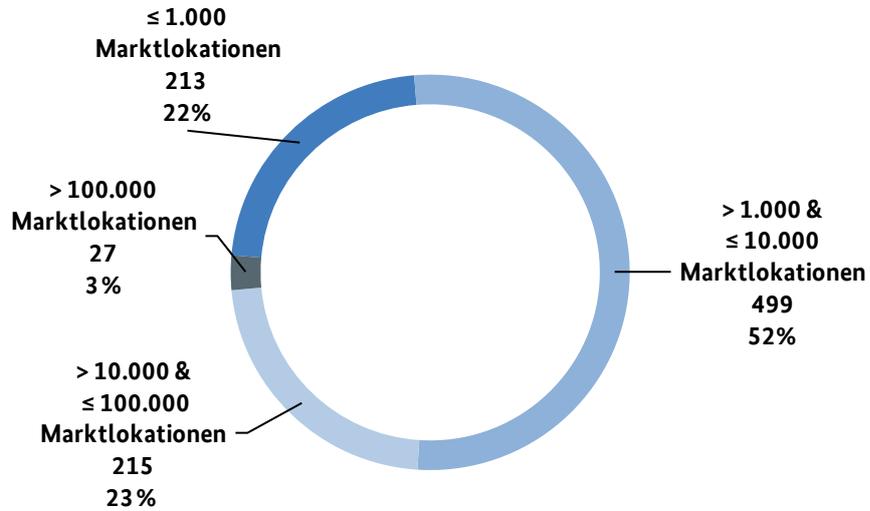


Abbildung 156: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2023

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen (Stichtag jeweils 31.12.)

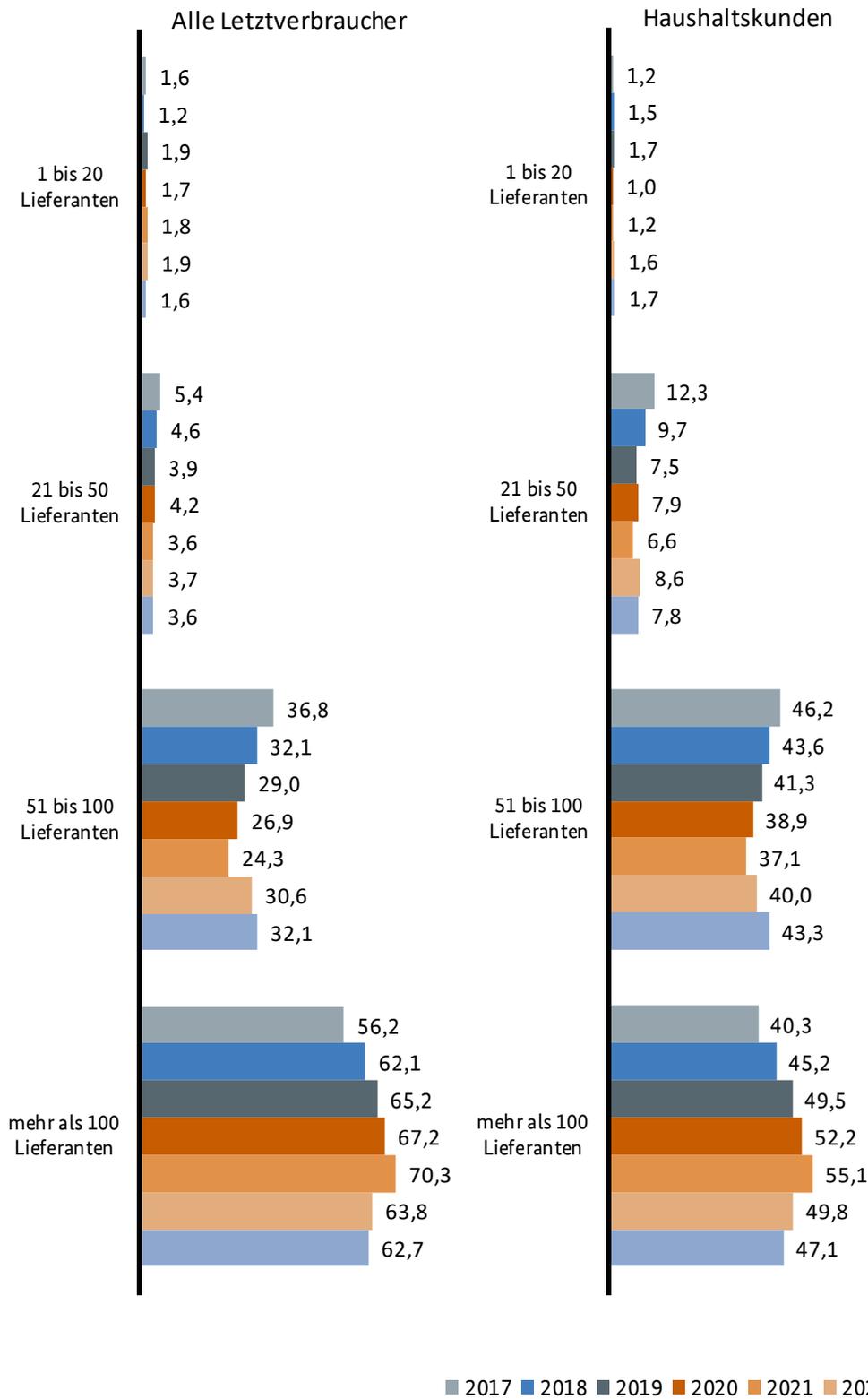


Abbildung 157: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023

Gas: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern (Stand 31.12.2023)
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

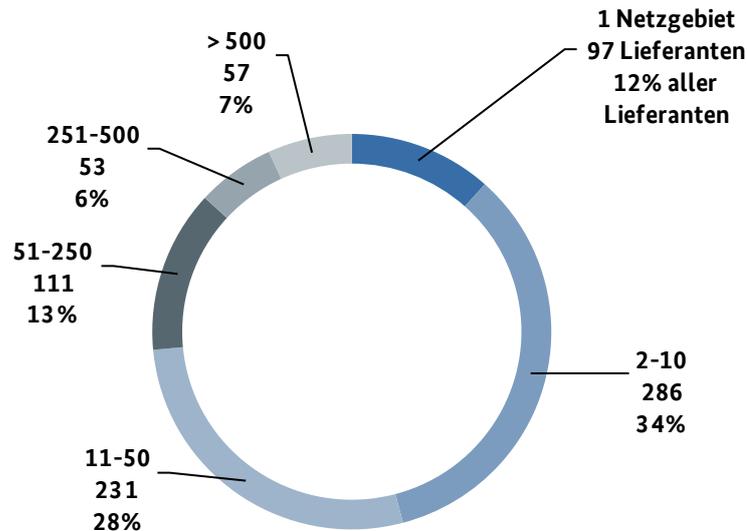


Abbildung 158: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2023

2. Vertragsstruktur, Lieferanten- und Vertragswechsel

Vertragsstruktur/Kundenkategorien

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring erfolgt eine Unterteilung der Gasabgabemengen an Letztverbrauchergruppen in die Kategorien Grundversorgungsverträge, Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wobei die Kategorie „Grundversorgungsverträge“ für Auswertungszwecke Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle mit einschließt. Dabei ist zu beachten, dass als Vertragspartner auf juristische Personen abgestellt wird.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) - d. h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise im Viertelstundentakt, erfasst („Lastgang“) - und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden). Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. große Gewerbekunden, Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Wesentlichen nach qualitativen

Merkmale definiert¹⁰⁸. Bei allen übrigen Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden, zu denen insbesondere Gewerbe- und Industriekunden, aber auch Kunden aus den Bereichen Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung zählen. Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen wiederum überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM).

Gasverbrauch Industriekunden 2023
in TWh/Monat

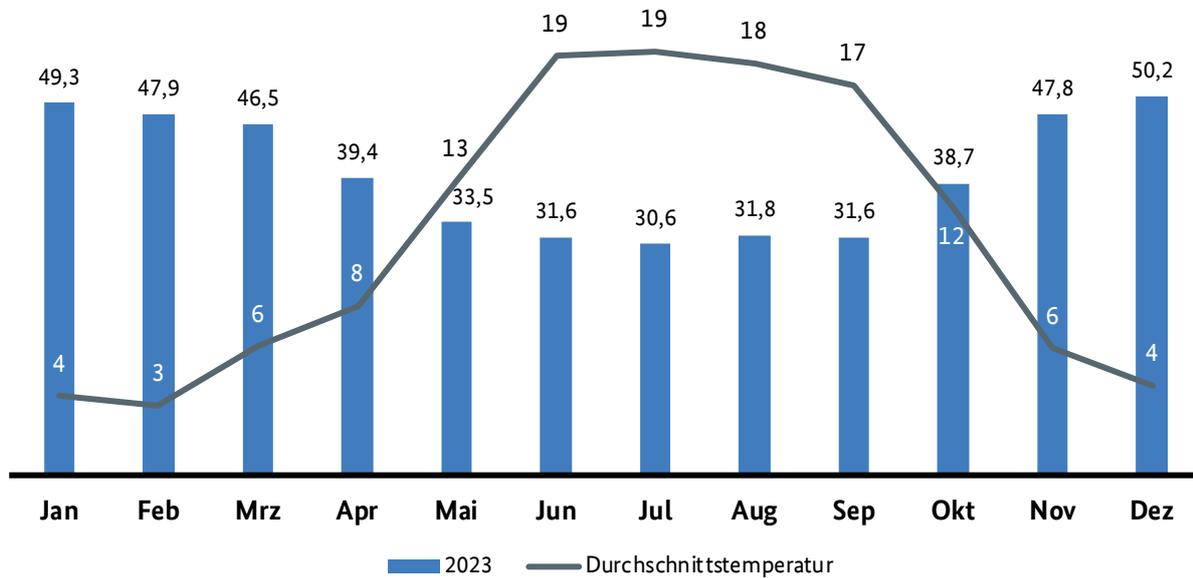


Abbildung 159: Gasverbrauch RLM-Kunden¹⁰⁹

¹⁰⁸ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

¹⁰⁹ Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023
Menge und Verteilung

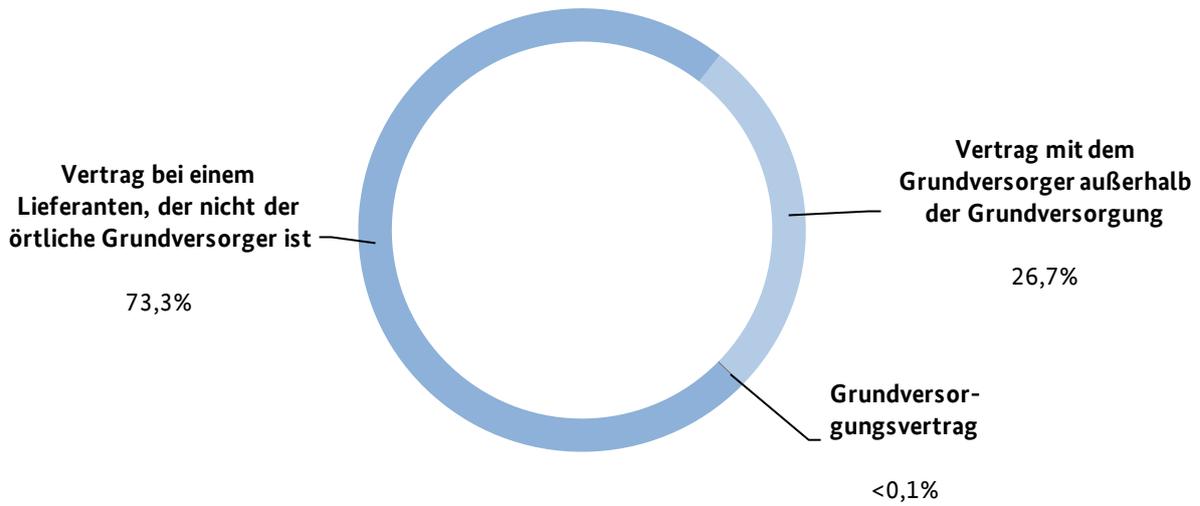


Abbildung 160: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gasverbrauch Gewerbekunden 2023
in TWh/Monat

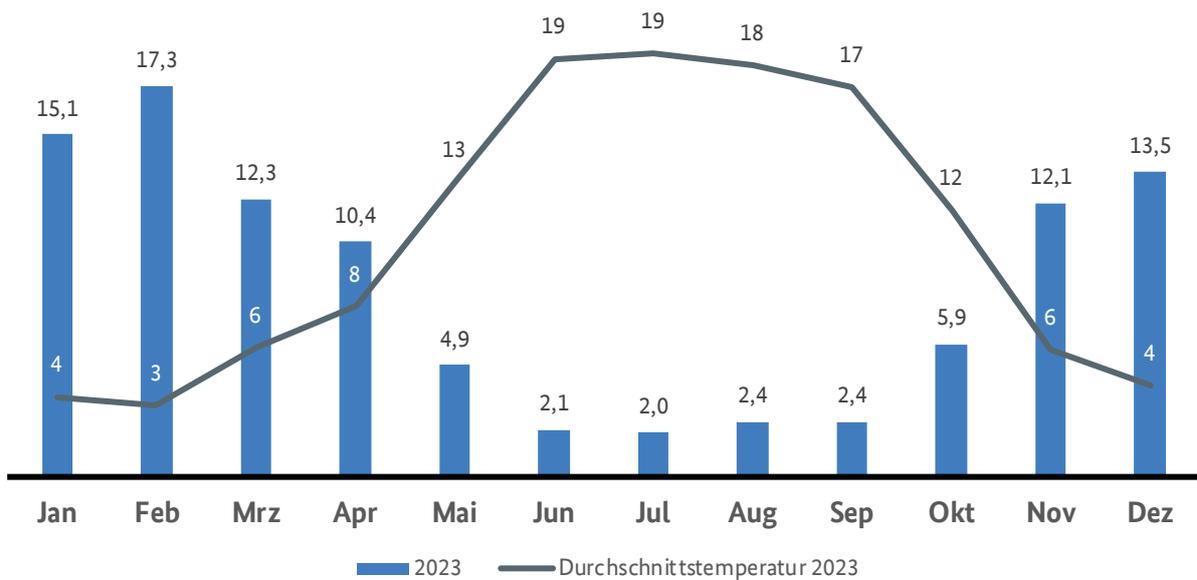


Abbildung 161: Gasverbrauch Gewerbekunden¹¹⁰

¹¹⁰ Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gasverbrauch Haushaltskunden 2023 in TWh/Monat

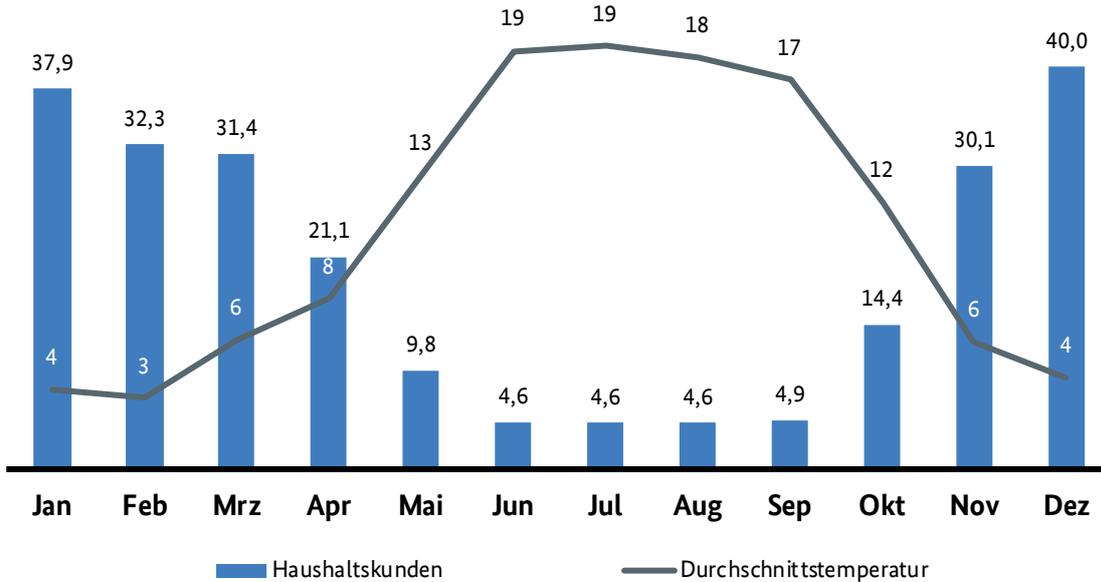


Abbildung 162: Gasverbrauch von Haushaltskunden im Jahr 2023¹¹¹

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Stand 31.12.2023)

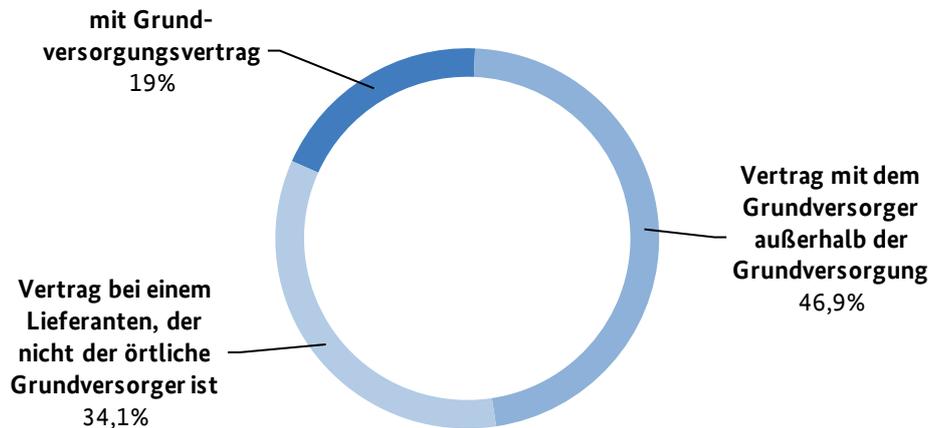


Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

¹¹¹ Eigenberechnung der Bundesnetzagentur, basierend auf den Daten der Trading Hub Europe (THE). Wetterdaten beruhen auf Messungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD).

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart

in Prozent

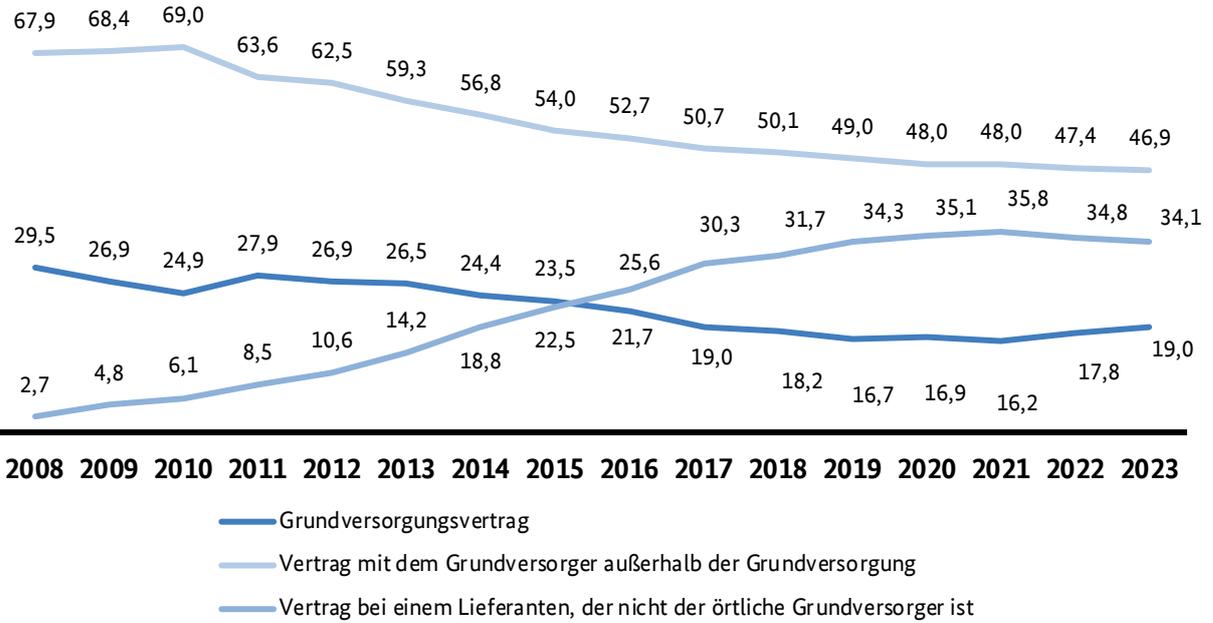


Abbildung 164: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2022		2023	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	33,5	18,1	30,8	19,0
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	87,5	47,2	76,6	47,2
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	64,5	34,8	54,8	33,8
Gesamtsumme	185,5	100,0	162,2	100,0

Tabelle 83: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Stand 31.12.2023)
Anzahl in Mio. und Verteilung

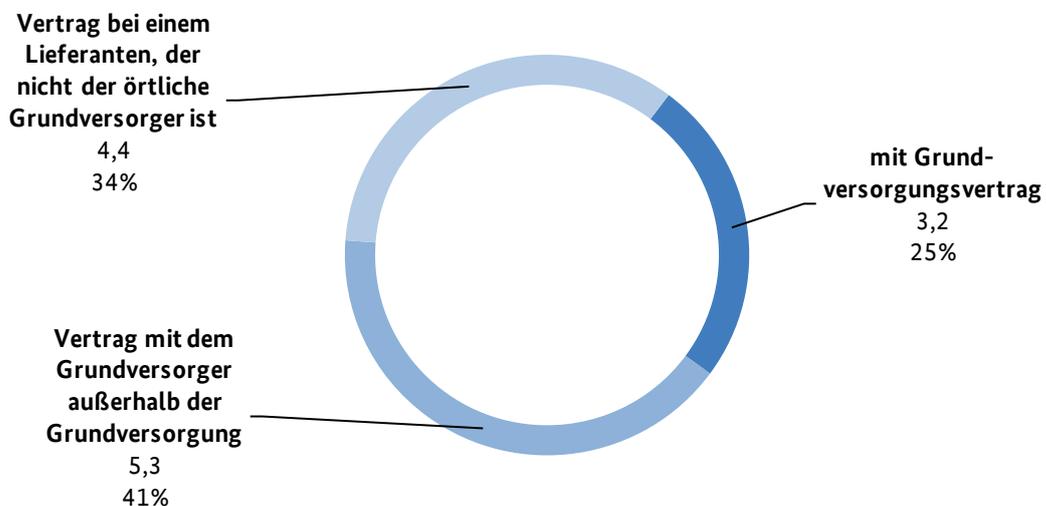


Abbildung 165: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) nach Verbrauchsband II, D3

Vertragsart	Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)			
	2022		2023	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	2,2	21,8	2,0	21,7
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	4,5	44,6	4,2	45,7
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	3,4	33,7	3,0	32,6
Gesamtsumme	10,1	100,0	9,2	100,0

Tabelle 84: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

Lieferanten- und Vertragswechsel

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktlokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Im Rahmen der Datenerhebung bei Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas wird ebenfalls nicht danach differenziert, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Jahresverlauf den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Die Erhebung umfasst die Abnahmen im gesamten Letztverbraucherbereich. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert eingeholt. Unter den Fall $< 0,3$ GWh/Jahr fallen zwar im Wesentlichen Haushaltskunden, aber auch kleinere Nicht-Haushaltskunden, die nicht separiert werden konnten, so dass hier eine leichte Unschärfe bei der Differenzierung zwischen beiden Kundengruppen besteht. In den vier Abnahmekategorien von mindestens $0,3$ GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Um eine eindeutige Zuordnung zu gewährleisten, wurden bei der Berechnung der Wechselquote im Bereich der Nicht-Haushaltskunden nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über $0,3$ GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken berücksichtigt.

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2023

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Marktlaktionen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Marktlaktionen der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an den Marktlaktionen, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt- entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.756.132	12,6%	40,0 TWh	14,2%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	15.815	14,3%	15,8 TWh	14,5%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	1.013	25,5%	10,7 TWh	11,6%
≥ 100 GWh/Jahr	66	14,4%	13,4 TWh	8,5%
Gaskraftwerke	4	2,0%	1,0 TWh	1,2%
Gesamt	1.773.935		81,0 TWh	

Tabelle 85: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2023 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

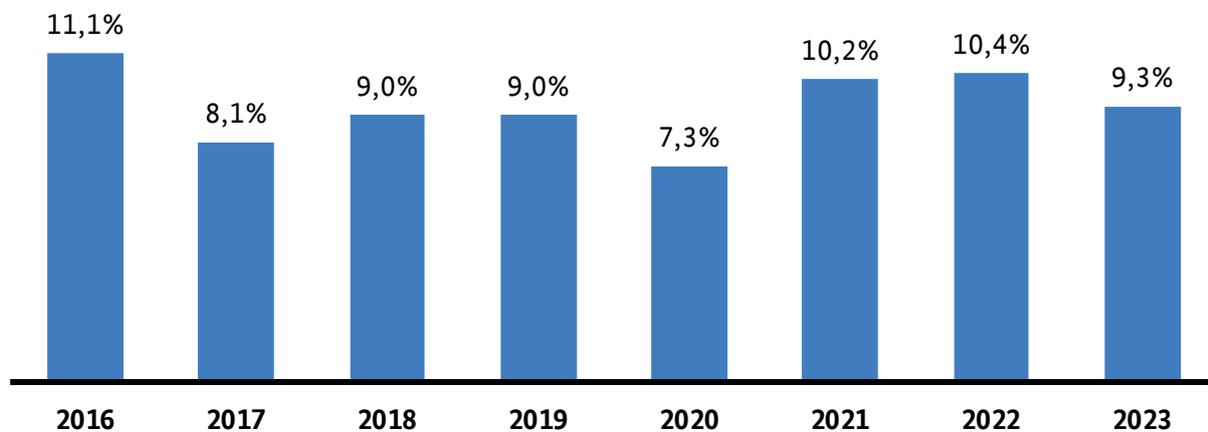


Abbildung 166: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der FNB und VNB Gas

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden
Anzahl

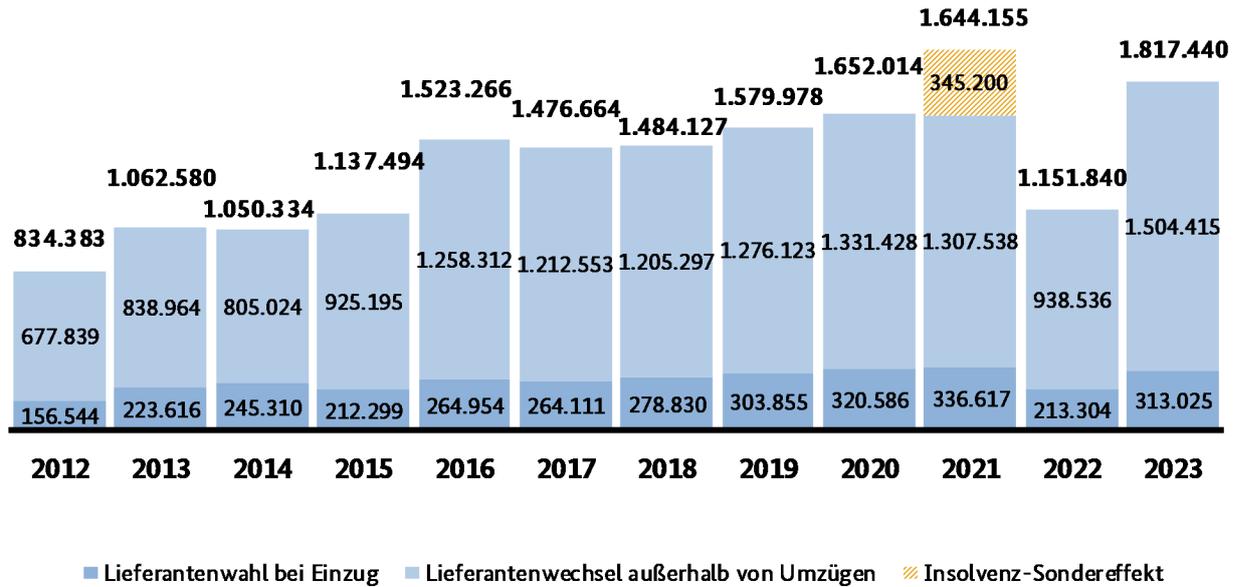


Abbildung 167: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote
Haushaltskunden
in Prozent

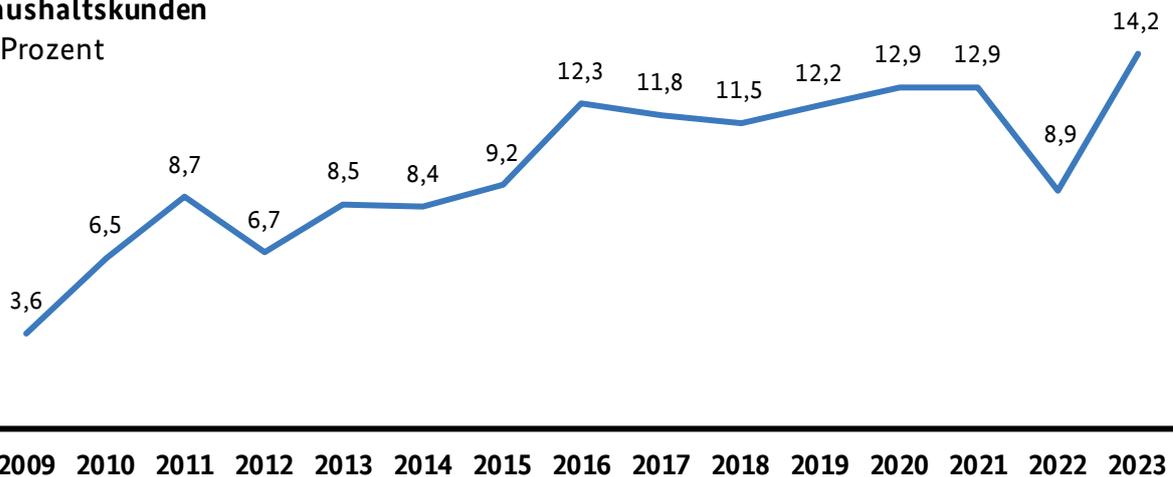


Abbildung 168: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Zeitraum 2021 - 2023

Kategorie	2021 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge in Prozent	2021 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	8,5	3,1	0,54 Mio.	4,1
Kategorie	2022 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge in Prozent	2022 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	13,4	5,5	0,76 Mio.	5,9
Kategorie	2023 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge in Prozent	2023 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	16,8	7,7	1,04 Mio.	8,1

Tabelle 86: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten

3. Gassperrungen und Kündigungen

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine sogenannte Sperrandrohung erfolgen. Bei ausbleibender Zahlung kann eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) durch den Lieferanten beim Netzbetreiber beauftragt werden.

Grundversorger sind grundsätzlich verpflichtet, alle Haushaltskunden in dem jeweiligen Netzgebiet zu den Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen der Grundversorgung zu versorgen. Eine Ausnahme besteht dann, wenn ihnen die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist (§ 36 Abs. 1 EnWG). Eine Kündigung des Grundversorgungsvertrags durch den Lieferanten ist grundsätzlich nur zulässig, soweit keine Pflicht zur Grundversorgung besteht (§§ 20 Abs. 1 GasGVV). Ausnahmsweise kann ein Grundversorger den Vertrag fristlos kündigen, wenn die Voraussetzungen zur Unterbrechung der Belieferung (§§ 19 GasGVV) wiederholt vorliegen. Die fristlose Kündigung muss der Grundversorger dann zwei Wochen vorher androhen (§§ 21 GasGVV).

Energielieferanten außerhalb der Grundversorgung können bestehende Energielieferverträge unter Berücksichtigung der vertraglichen Vereinbarungen und zivilrechtlichen Regelungen kündigen. Sowohl in der Grundversorgung als auch im Falle eines wettbewerblichen Vertrags muss die Kündigung durch den Energielieferanten gegenüber Haushaltskunden in Textform erfolgen (§ 41b Abs. 1 S. 1 EnWG bzw. §§ 20 Abs. 2 S. 1 GasGVV).

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NDAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Versorgung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Gas) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Nach der GasGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von zwei Monatsabschlägen (alternativ ein Sechstel des Jahresbetrags), mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung und Ankündigung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben.

Für wettbewerbliche Lieferanten galten im Zeitraum Dezember 2022 bis April 2024 zudem die Regelungen des § 118b EnWG, die eine Pflicht für eine Abwendungsvereinbarung mit einer möglichen Ratenzahlung zur Vermeidung einer Sperrung vorsahen. Diese Pflicht besteht für die Grundversorger fort.

Gas: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung (Angaben der Lieferanten)

Jahr	Anzahl der Kündigungen in der Grundversorgung	Anzahl der Kündigungen außerhalb der Grundversorgung
2018		54.377
2019		54.463
2020		45.462
2021	4.711	36.577
2022	3.904	51.329
2023	3.106	61.153

Tabelle 87: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung

Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber Anzahl

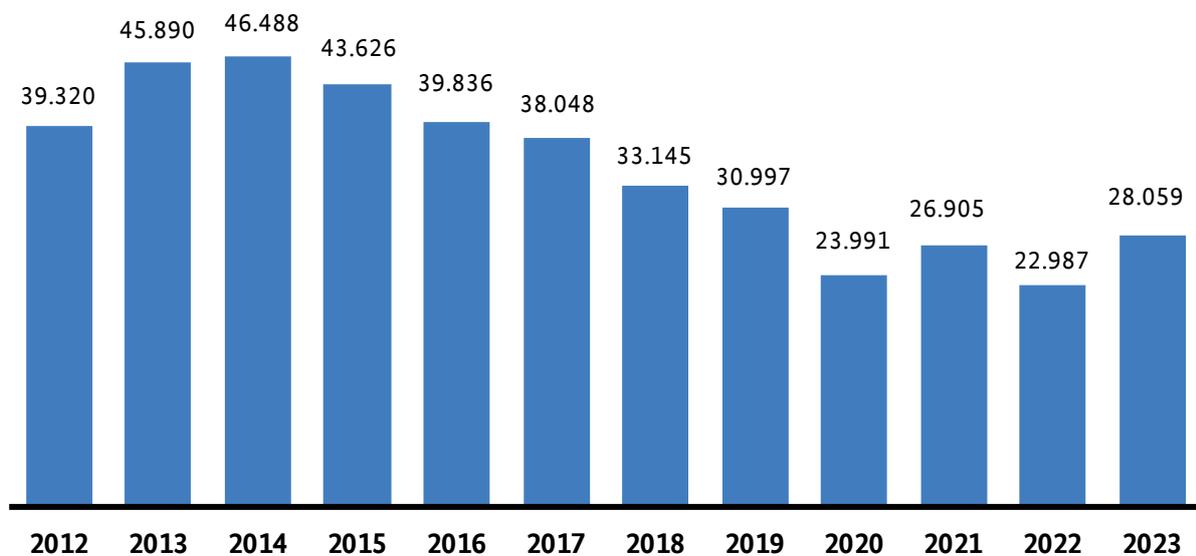


Abbildung 169: Gassperrungen in den Jahren 2012 bis 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Sperrandrohungen und Sperrbeauftragungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl im Jahr 2018 bis 2023

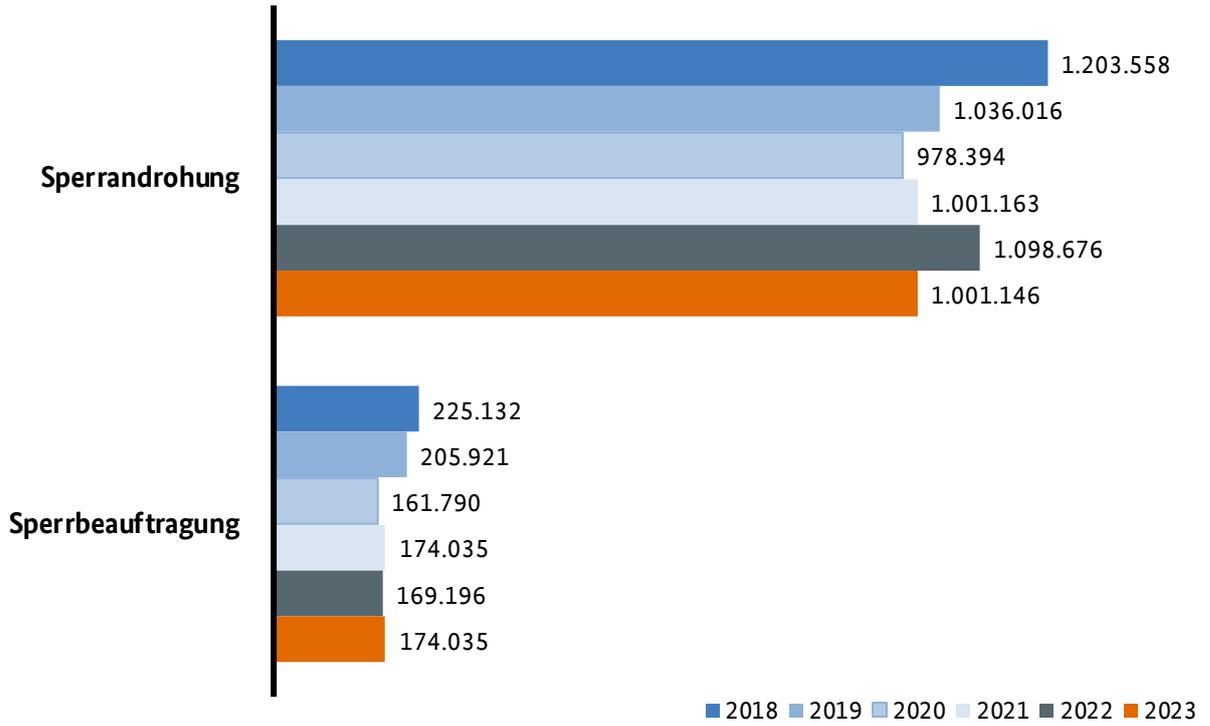


Abbildung 170: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten

Gas: Sperrungen nach Quartalen 2021 bis 2023

Anzahl

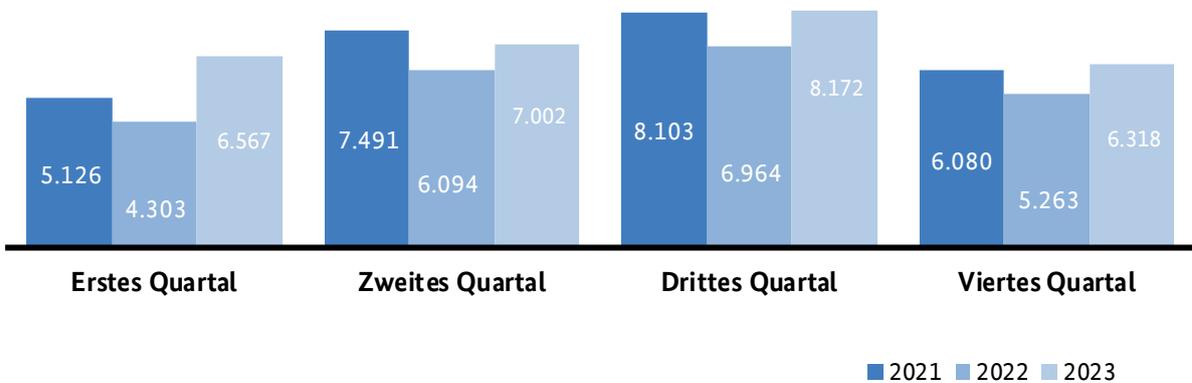


Abbildung 171: Gassperrungen nach Quartalen 2021 bis 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2023 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlösungen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	14.469	0,39
Berlin	1.406	0,24
Baden-Württemberg	2.492	0,18
Rheinland-Pfalz	1.308	0,16
Sachsen-Anhalt	635	0,15
Hessen	1.525	0,15
Brandenburg	693	0,14
Bayern	1.576	0,11
Thüringen	388	0,11
Saarland	196	0,10
Sachsen	533	0,09
Niedersachsen	1.989	0,09
Schleswig-Holstein	471	0,08
Bremen	94	0,06
Mecklenburg-Vorpommern	162	0,06
Hamburg	9	0,00
Gesamt Deutschland	27.946	0,19

Tabelle 88: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2023 gemäß Angaben der VNB Gas

4. Preisniveau

In Deutschland gibt es keine staatliche Regulierung der Gaspreise. Der Gaspreis bildet sich durch den Markt und setzt sich aus den vom Lieferanten beeinflussbaren Faktoren, wie unter anderem den Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und der Marge, und aus den vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Faktoren, wie insbesondere Netzentgelten¹¹², Konzessionsabgaben und Entgelten für Messung und Messstellenbetrieb, Umlagen und Steuern, zusammen.

Um eine Vergleichbarkeit der Gaspreise zu gewährleisten, wurden neben dem Abnahmefall des Haushaltskunden, welcher in das Eurostat Band II (D3) mit einem Verbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) fällt, zwei weitere Abnahmefälle definiert. Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zugrunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. Der Abnahmefall 116 GWh wird mit einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh, welcher ohne vorgeschriebene Jahresnutzungsdauer definiert wird, entspricht z.B. einem Gewerbekunden im niedrigeren Verbrauchsspektrum und betrifft Verbrauchsmengen, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegen.¹¹³ Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund 116 GWh/Jahr) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh pro Jahr.

Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, allerdings mussten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur diejenigen Lieferanten beantworten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls (zwischen 50 GWh und 200 GWh bzw. zwischen 50 MWh und 200 MWh) belieferten. Die Antworten von 72 bzw. 771 Lieferanten flossen in die Datenauswertung ein, im Vorjahr waren es 74 bzw. 746 Lieferanten. Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Indirekte Umlagen wie die Biogasumlage und die Marktraumumstellungsumlage sind in den Netzentgelten enthalten. Die aktuelle RLM-Bilanzierungsumlage der THE liegt im Zeitraum 1.10.2023 - 30.09.2024 bei 0 EUR/MWh, die SLP-Bilanzierungsumlage bei 0 EUR/MWh. Die befristete Reduzierung der Umsatzsteuer auf Gas endete zum 31. März 2024. Seitdem beträgt die Umsatzsteuer für die Lieferung von Gas wieder 19 Prozent. Zum 01.01.2024 stieg die Gasspeicherumlage von 0,145 ct/kWh auf 0,186 ct/kWh.

¹¹² Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

¹¹³ Ab einer Verbrauchsmenge von 1,5 GWh hat der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen.

Gaspreise Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Gas: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,16 - 0,68	0,57	9,2%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,012	0,023	0,4%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,00	0,00	0,0%
CO ₂ -Abgabe	0,8163	0,8163	13,1%
Gassteuer	0,55	0,55	8,8%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,78 - 6,47	4,19	67,3%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,77 - 8,90	6,22	

[1] Nach § 2 Abs. 4, 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 89: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise
für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer**

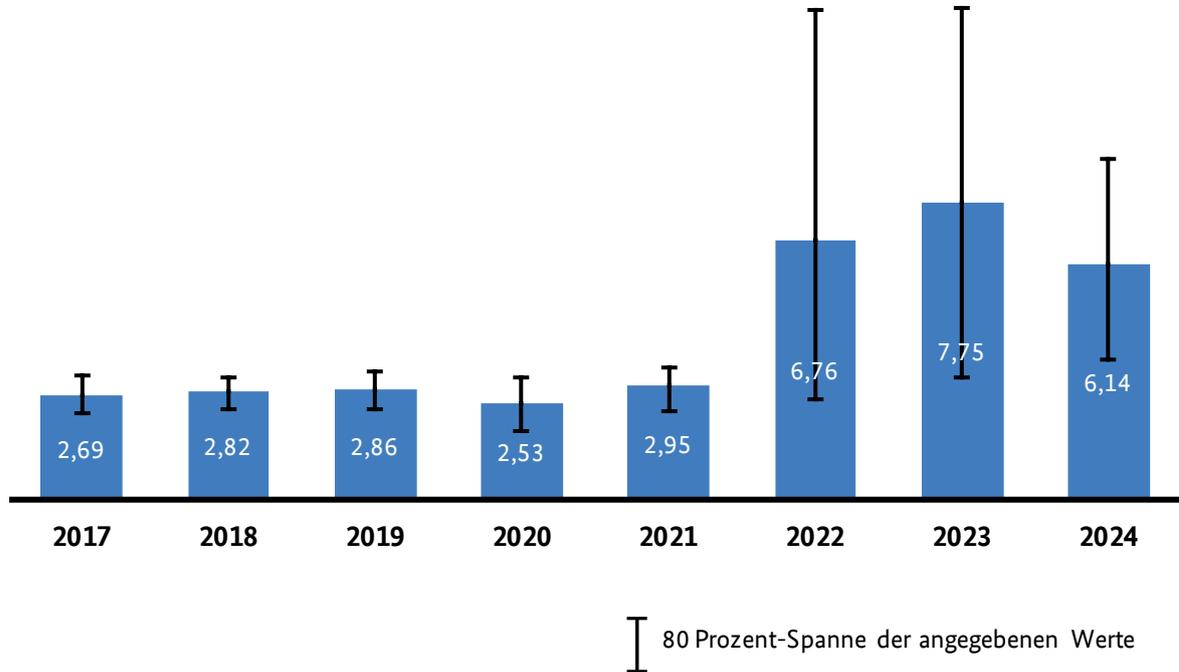


Abbildung 172: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Gas: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,06 - 1,99	1,53	14,7%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,09	0,0585	0,6%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,03 - 0,03	0,0533	0,5%
CO ₂ -Abgabe	0,8163	0,8163	7,9%
Gassteuer	0,55	0,55	5,3%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,37 - 10,16	7,24	69,7%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	7,43 - 13,59	10,39	

[1] 69 der 748 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabewert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 90: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

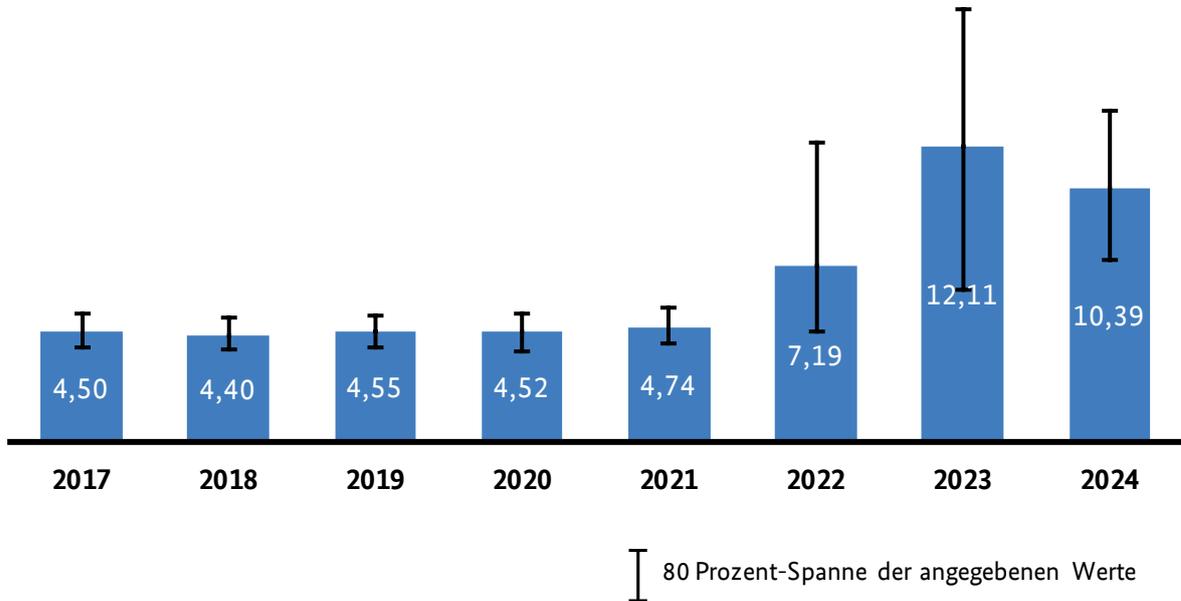


Abbildung 173: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gaspreise Haushaltskunden

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
Preisstand 1. April 2024, in Prozent

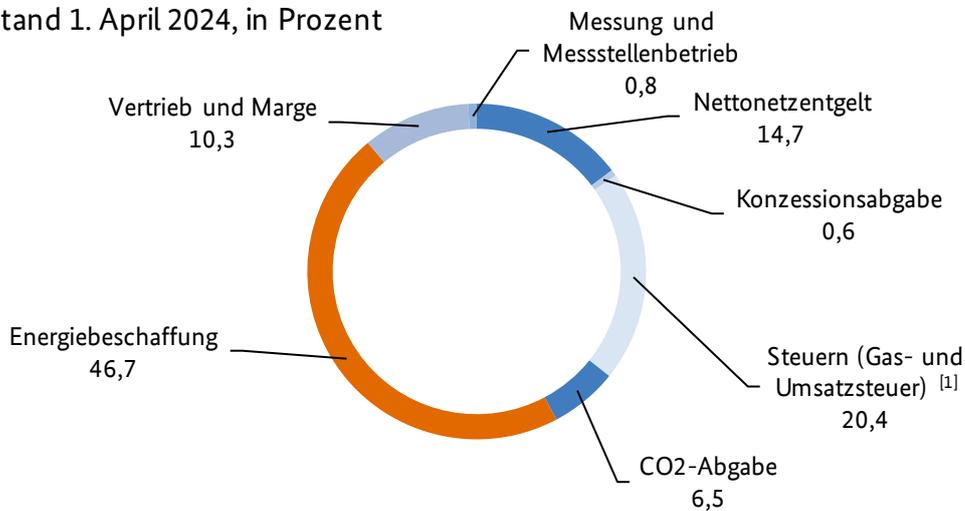


Abbildung 174: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Preisstand 1. April 2024 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,83	14,7%
Entgelt für Messung	0,03	0,2%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,6%
Konzessionsabgabe	0,08	0,6%
CO ₂ -Abgabe	0,8163	6,5%
Derzeitige Gassteuer	0,55	4,4%
Umsatzsteuer	1,99	15,9%
Energiebeschaffung	5,83	46,7%
Vertrieb und Marge	1,29	10,3%
Gesamt	12,49	100,0%

Tabelle 91: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises jeweils zum 1. April
für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien
in ct/kWh**

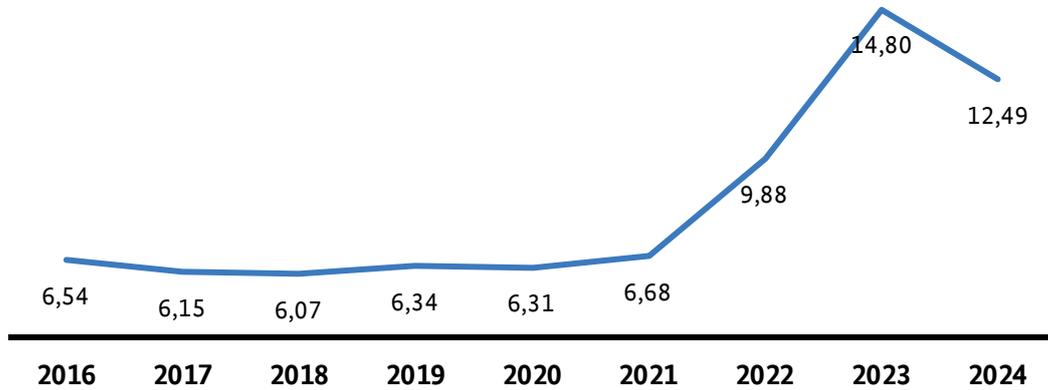


Abbildung 175: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie -
Preisstand 1. April 2024 in ct/kWh**

Preisbestandteil	Ersatzver- sorgungsvertrag	Grundver- sorgungsvertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,85	1,85	1,83	1,85
Entgelt für Messung	0,04	0,02	0,02	0,04
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,1	0,08	0,07	0,05
Konzessionsabgabe	0,25	0,27	0,04	0,03
CO ₂ -Abgabe	0,8163	0,8163	0,8163	0,8163
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	2,49	2,24	2,03	1,81
Energiebeschaffung	7,31	6,68	6,06	5,03
Vertrieb und Marge	2,22	1,50	1,31	1,15
Gesamt	15,63	14,01	12,73	11,33

Tabelle 92: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden
jeweils zum 1. April
in ct/kWh**

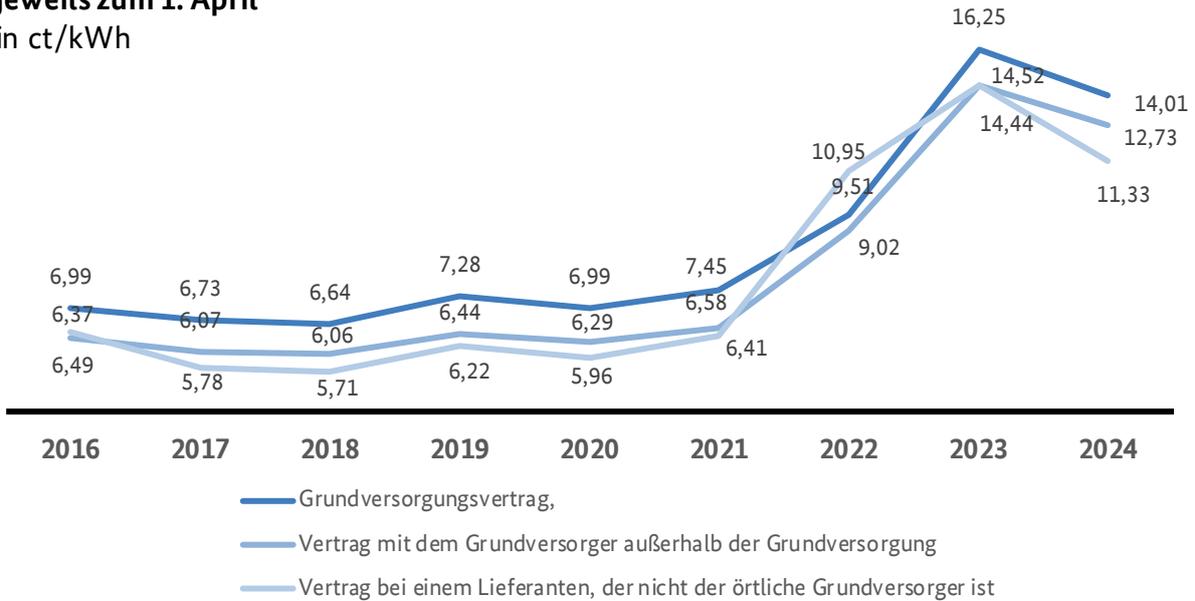


Abbildung 176: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

**Gas: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb
und Marge" für Haushaltskunden - jeweils zum 1. April
in ct/kWh**

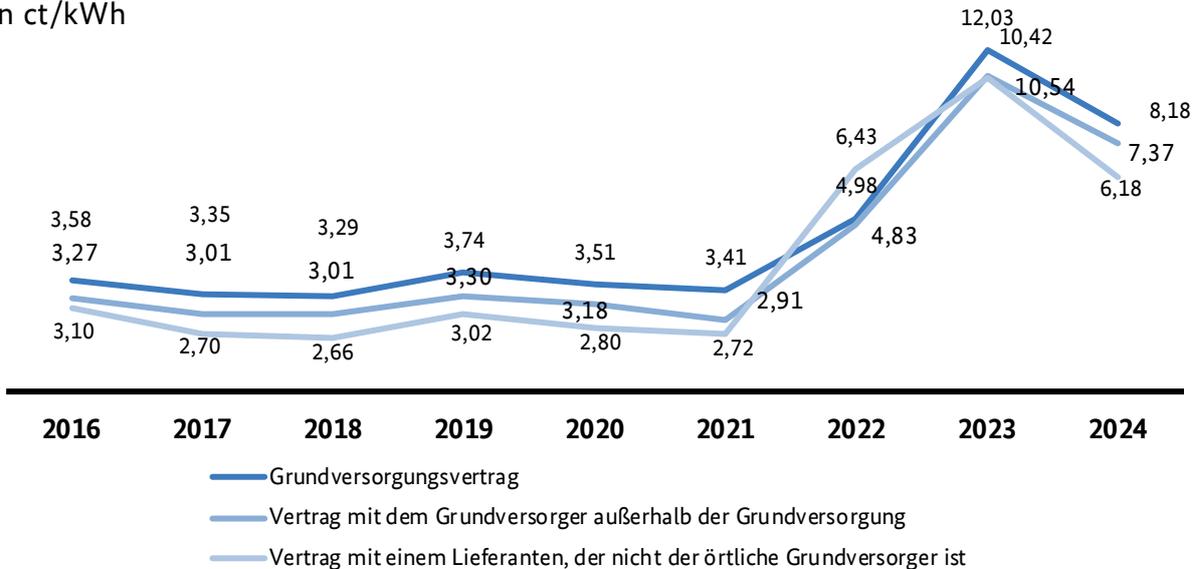


Abbildung 177: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten

Gas: Gaspreisindex für Haushaltskunden

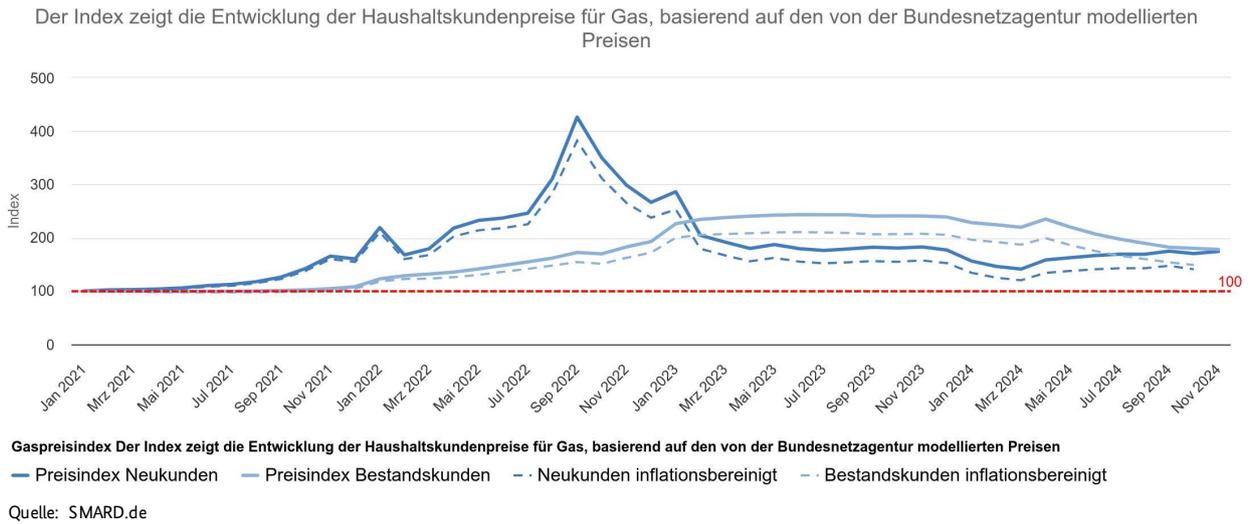


Abbildung 178: Gaspreisindex für Haushaltskunden

Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen April 2023 und März 2024

Anzahl

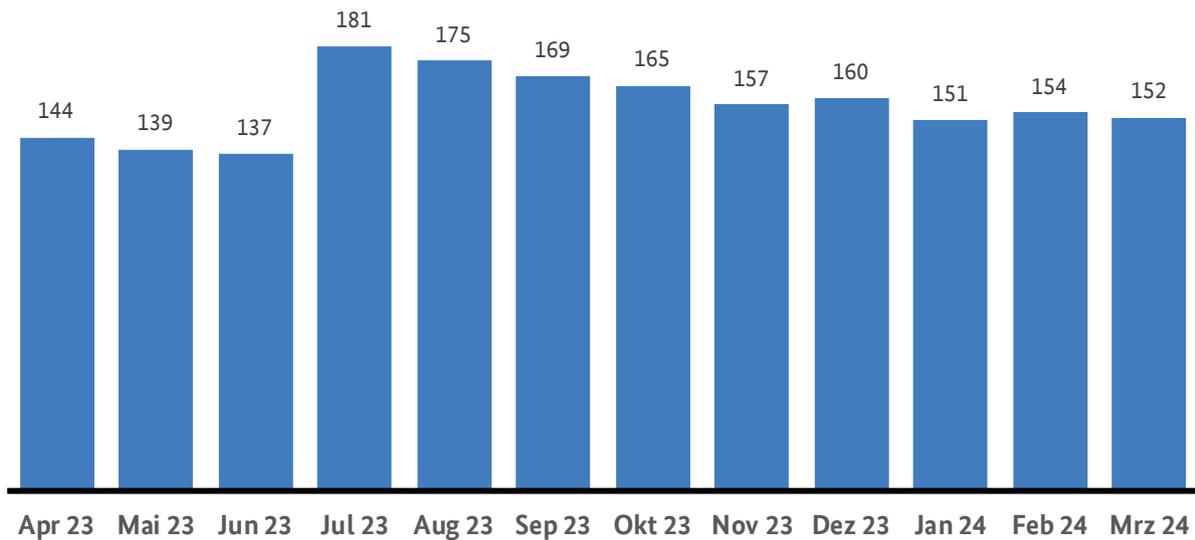


Abbildung 179: Anzahl Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen April 2023 und März 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten

G Mess- und Zählwesen¹¹⁴

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen übertragen. Unternehmen, die den grundzuständigen Messstellenbetrieb übernehmen möchten und vorher über keine Genehmigung nach § 4 EnWG als Netzbetreiber verfügten, sind verpflichtet, bei der Bundesnetzagentur eine Genehmigung nach § 4 MsbG einzuholen. Zum Messstellenbetrieb gehören neben dem Einbau der Messeinrichtungen auch der Betrieb, die Wartung und die Abrechnung des Messstellenbetriebs sowie die Gateway-Administration. Die Unternehmen können dabei frei entscheiden, ob sie diese Aufgaben selbst durchführen oder Teile davon an einen Dienstleister übertragen wollen.

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen im Strombereich. Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nach dem Gesetz nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Werden Messstellen mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet, haben grundzuständige Messstellenbetreiber eine Anbindungspflicht, wenn dies technisch möglich ist.

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

Anzahl

Funktion	2023
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	648
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-) Leistungen am Markt anbietet)	10
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	13
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	11

Tabelle 93: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2023

¹¹⁴ Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Rückmeldungen von 666 Unternehmen

Gas: Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2023

Anzahl in Mio.

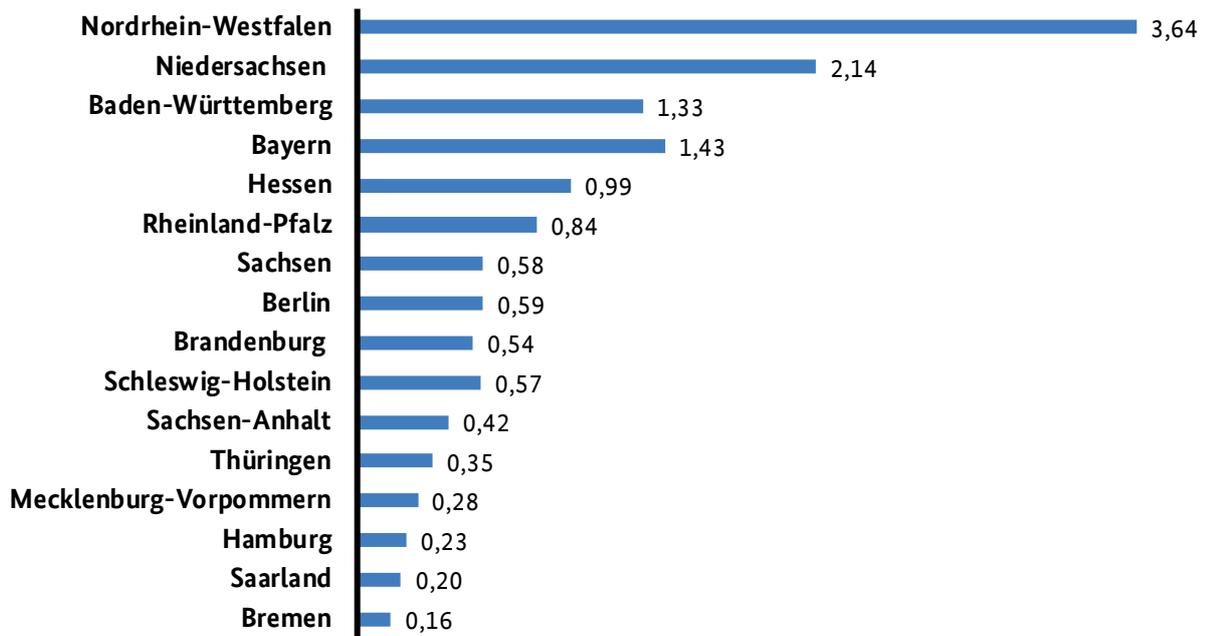


Abbildung 180: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2023

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2023

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	4.344.160	145.579	16.034
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	8.214.464	259.595	25.382
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut- Encoder)	970.480	41.430	6.025
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	3.025	228	129
Ultraschall Gaszähler	2.490	-	128
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	95	211	2.991
andere mechanische Gaszähler	7.978	2.561	27.762
andere elektronische Gaszähler	4.969	77	392
Summe der Zähler, die so umgerüstet werden können, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	7.404.347	235.465	33.834
Summe der Zähler, die tatsächlich so umgerüstet sind, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können	436.159	21.670	3.950

Tabelle 94: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2023

Gas: Technologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2023
Anzahl und Verteilung

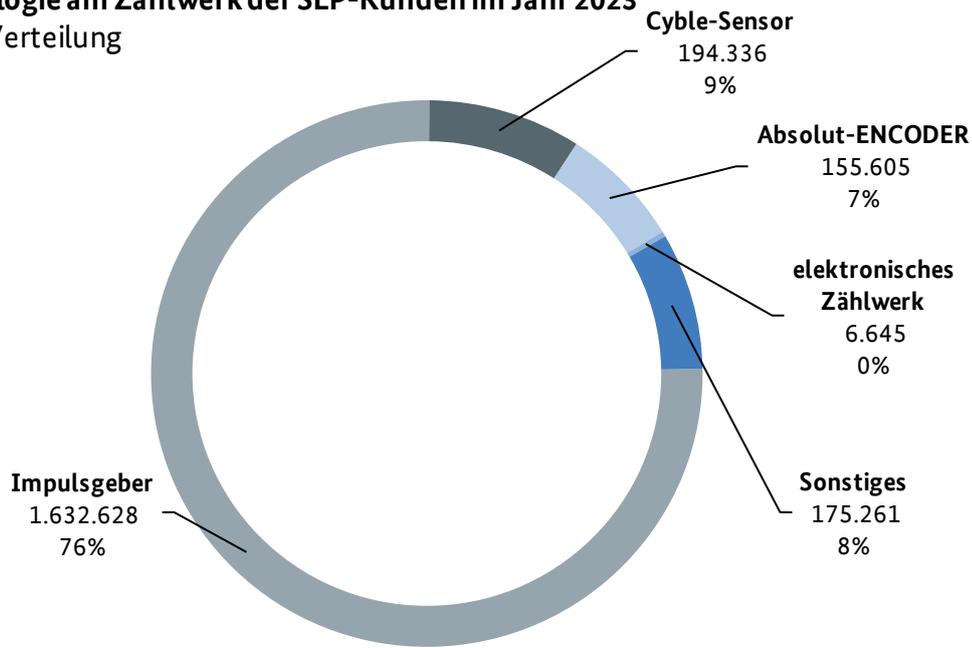


Abbildung 181: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2023

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2023

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	14.227
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengennumwerter	9.912
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengennumwerter	379
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengennumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	16.470
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengennumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	965
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	2
Sonstige	143

Tabelle 95: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2023

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2023 Anzahl und Verteilung

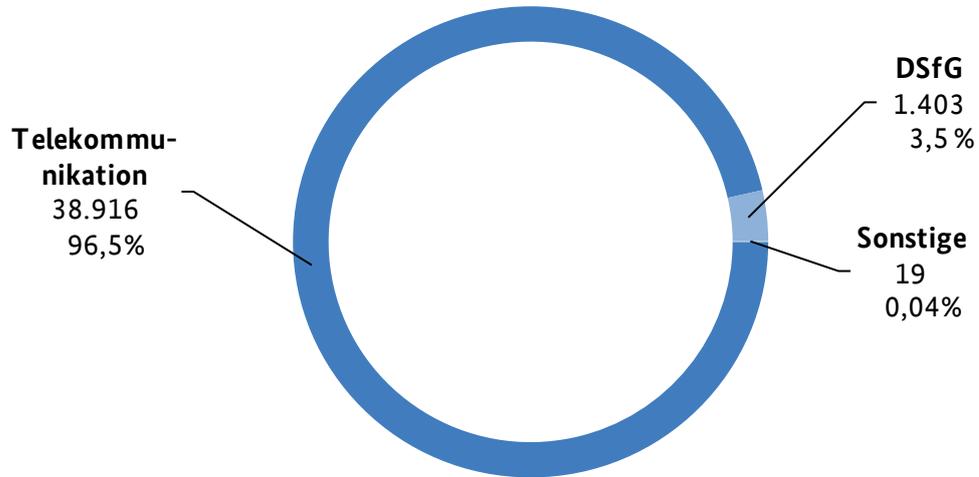
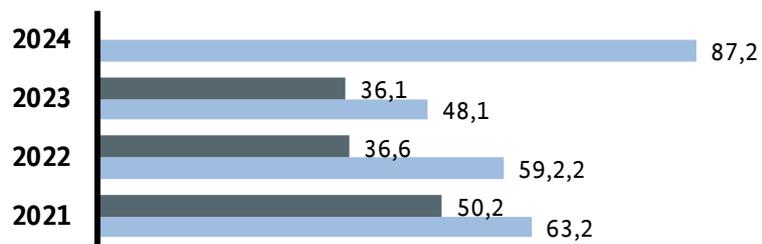


Abbildung 182: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2023

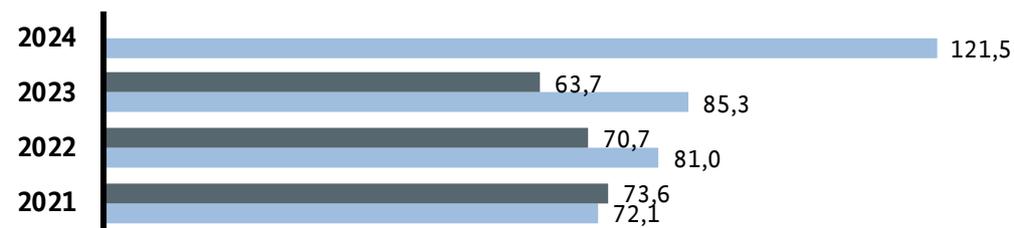
Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen

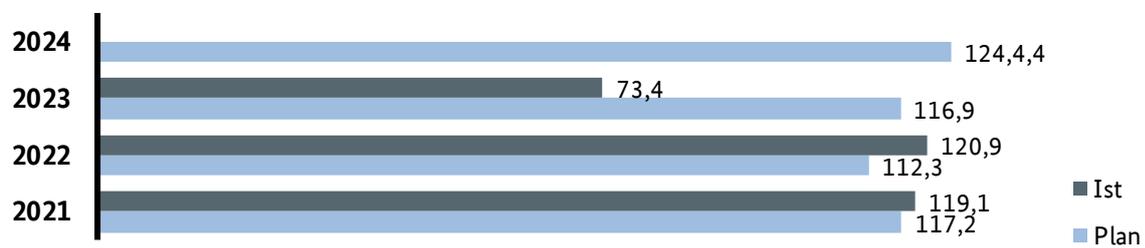


Abbildung 183: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2023	57
Abbildung 2: Anteile der größten Unternehmen für die rein inländische Stromerzeugung ohne Importe	63
Abbildung 3: Anteil der CR4 an RLM-Kunden und SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen im Jahr 2023	67
Abbildung 4: Entwicklung der Nettostromerzeugung	71
Abbildung 5: Anteile Energieträger an der Nettostromerzeugung	71
Abbildung 6: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung jeweils zum 31.12.	72
Abbildung 7: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung.....	73
Abbildung 8: Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland.....	74
Abbildung 9: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	76
Abbildung 10: Erwarteter Zu- und Rückbau an Kraftwerksleistung bis 2027	79
Abbildung 11: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2023.....	82
Abbildung 12: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen an Land.....	84
Abbildung 13: Ausbau der Leistung von solarer Strahlungsenergie.....	85
Abbildung 14: Ausbau der Leistung von Biomasseanlagen.....	85
Abbildung 15: Ausbau der Leistung von Windenergieanlagen auf See.....	86
Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	87
Abbildung 17: Maximale Einspeisung.....	88
Abbildung 18: Anteil der Vermarktungsformen an der eingespeisten Jahresarbeit.....	88
Abbildung 19: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger	90
Abbildung 20: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG.....	90
Abbildung 21: Durchschnittlichen Zahlungen je Energieträger in 2023	91
Abbildung 22: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023	110
Abbildung 23: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2023.....	110
Abbildung 24: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023.....	111
Abbildung 25: Entnahmemengen der Letztverbraucher je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2023	111
Abbildung 26: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2023.....	112
Abbildung 27: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktlokationen in 2023.....	112

Abbildung 28: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG.....	113
Abbildung 29: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber	115
Abbildung 30: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber.....	115
Abbildung 31: Verteilernetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendingssummen in 2023	116
Abbildung 32: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte [betrachteter Beispielsfall: großer Industriekunde mit 4.500 Benutzungsstunden, angeschlossen an der Höchstspannungsebene des Übertragungsnetzes, Netzentgeltermäßigung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV i.H.v. 75%].....	118
Abbildung 33: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden	119
Abbildung 34: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und "Industriekunden" 24 GWh	119
Abbildung 35: Netzentgelt Grundpreis 2024.....	121
Abbildung 36: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024.....	123
Abbildung 37: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024	125
Abbildung 38: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024.....	127
Abbildung 39: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland.....	129
Abbildung 40: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen	130
Abbildung 41: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.....	130
Abbildung 42: Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM 2022	131
Abbildung 43: Anzahl der Standorte mit Strombezugsverträgen die eine Abrechnung zu Spotmarktpreisen ermöglichen.....	132
Abbildung 44: Anzahl der Standorte die direkt oder über einen Dienstleister an Day-Ahead oder Intraday- Märkten teilnehmen	132
Abbildung 45: Anzahl der Standorte mit Eigenerzeugungsanlagen.....	133
Abbildung 46: Welche Instrumente begründen den Einsatz von Lastmanagement.....	134
Abbildung 47: Lastreduktion in Abhängigkeit des Spotmarktes	135
Abbildung 48: Hemmnisse für den Einsatz von Lastmanagement.....	136
Abbildung 49: Sind zukünftig Maßnahmen zur Lastreduktion geplant.....	137
Abbildung 50: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden	141
Abbildung 51: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2023.....	142
Abbildung 52: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten.....	145
Abbildung 53: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	145

Abbildung 54: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	146
Abbildung 55: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	147
Abbildung 56: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	147
Abbildung 57: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV.....	148
Abbildung 58: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung.....	148
Abbildung 59: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise.....	149
Abbildung 60: Entwicklung der Export- und Importkapazitäten	152
Abbildung 61: Export- und Importleistung	153
Abbildung 62: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) und physikalische Lastflüsse	154
Abbildung 63: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	155
Abbildung 64: Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe	155
Abbildung 65: Ungeplante Flüsse	156
Abbildung 66: Nettokompensationszahlungen aus dem ITC-Fonds an die 4 ÜNB.....	157
Abbildung 67: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an Börsenplätzen.....	159
Abbildung 68: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der Nord Pool und der EXAA	162
Abbildung 69: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise der gekoppelten Auktion	163
Abbildung 70: Entwicklung des Day-Baseload im Jahr 2023	164
Abbildung 71: Handelsvolumen von German/Austria Power Futures sowie German Power Futures an der EEX	165
Abbildung 72: Handelsvolumen von German Power Futures nach Erfüllungsjahr.....	166
Abbildung 73: Preisentwicklung der German Power Future Base- und Peak-Year im Jahresverlauf 2023	166
Abbildung 74: Entwicklung der Jahresmittelwerte der German Power Futures-Preise an der EEX.....	167
Abbildung 75: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von German-Power-Futures	169
Abbildung 76: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr	170
Abbildung 77: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen im Jahr 2023 belieferten.....	172
Abbildung 78: Anzahl und Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2023 belieferten	173
Abbildung 79: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist.....	174

Abbildung 80: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	176
Abbildung 81: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2023.....	176
Abbildung 82: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden	177
Abbildung 83: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden	178
Abbildung 84: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden.....	178
Abbildung 85: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten	181
Abbildung 86: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber	181
Abbildung 87: Sperrungen nach Quartalen 2023.....	182
Abbildung 88: Anzahl der Stromlieferanten, die dynamische Tarife anbieten.....	184
Abbildung 89: Über alle Vertragskategorien mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr	193
Abbildung 90: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2024	194
Abbildung 91: Entwicklung des Netzentgelts für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April.....	195
Abbildung 92: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie	197
Abbildung 93: Strompreisindex für Haushaltskunden in Punkten (Referenzzeitpunkt Januar 2021)	197
Abbildung 94: Beziehung zwischen Groß- und Einzelhandelspreisen	198
Abbildung 95: Anteil der Lieferanten, die erhöhte Ersatzversorgungspreise im Vergleich zur Grundversorgung erheben	198
Abbildung 96: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Haushaltskunden, die mit Ökostrom beliefert werden.....	200
Abbildung 97: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom	201
Abbildung 98: Anzahl der Verbraucheranfragen	202
Abbildung 99: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -marktlokationen, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	204
Abbildung 100: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden gemäß Angaben der VNB Strom	204
Abbildung 101: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern	209
Abbildung 102: Art der Ausführung der Funktion Messstellenbetreiber - Stand 31. Dezember 2023	211
Abbildung 103: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway - Stand 31. Dezember 2023	212

Abbildung 104: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb - Stand 31. Dezember 2023	212
Abbildung 105: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer - Stand 31. Dezember 2023	213
Abbildung 106: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023	214
Abbildung 107: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023	215
Abbildung 108: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	216
Abbildung 109: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2023	218
Abbildung 110: Übersicht Gasgroßhandel	222
Abbildung 111: Entwicklung der Handelsvolumen und physischen Mengen bei L- und H-Gas (Quelle: Trading Hub Europe)	224
Abbildung 112: Verteilung der nominierten Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten in den Jahren 2022 und 2023	228
Abbildung 113: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) am Gasabsatz	231
Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der drei absatzstärksten Unternehmen mit Produzentenbezug (CR3) am Gasabsatz	232
Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter (CR3) mit den größten Speicherkapazitäten	234
Abbildung 116: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten	235
Abbildung 117: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an RLM-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	235
Abbildung 118: Entwicklung der Anteile der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) am Gasabsatz an SLP-Kunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	236
Abbildung 119: Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der deutschen Erdgasreserven seit 2015	237
Abbildung 120: Gasflüsse von und nach Deutschland im Jahr 2023	239
Abbildung 121: Umzustellende RLM-Kunden	240
Abbildung 122: Umzustellende SLP-Kunden	241
Abbildung 123: Zeitraum der Marktraumumstellung	242
Abbildung 124: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2023	245
Abbildung 125: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	247
Abbildung 126: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023	249

Abbildung 127: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023	251
Abbildung 128: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Angaben der FNB Gas – Stand 31. Dezember 2023	251
Abbildung 129: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023	252
Abbildung 130: Netzausbaumaßnahmen bis Ende 2032 laut Kap. 10 des NEP Gas 2022-2032 vom 20.03.2024 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA)	255
Abbildung 131: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber .	256
Abbildung 132: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas...	257
Abbildung 133: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2023.....	257
Abbildung 134: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2023	258
Abbildung 135: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten im GWJ 2022/2023	260
Abbildung 136: Buchung der nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkte im GWJ 2022/2023	260
Abbildung 137: Entwicklung des SAIDI Gas von 2011 bis 2023.....	261
Abbildung 138: SAIDI Gas - Aufteilung nach Bundesländern	262
Abbildung 139: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Angaben der Gaslieferanten	264
Abbildung 140: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas	266
Abbildung 141: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas	268
Abbildung 142: Netzgebietsscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas.....	270
Abbildung 143: Regelernergieeinsatz ab 1. Oktober 2023 bei Trading Hub Europe (THE).....	272
Abbildung 144: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 1 im Marktgebiet Trading Hub Europe.....	272
Abbildung 145: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 2 im Marktgebiet Trading Hub Europe.....	273
Abbildung 146: Externe Regelernergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2023 für MOL 4 im Trading Hub Europe	273
Abbildung 147: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Trading Hub Europe ab 1. Oktober 2023.....	274
Abbildung 148: Bilanzierungsumlage im THE Marktgebiet	275
Abbildung 149: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	277

Abbildung 150: Entwicklung der Spotmarkt-Gashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	277
Abbildung 151: Entwicklung des EGSI im Vorjahresvergleich	278
Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über Brokerplattformen im Jahr 2023 nach Erfüllungszeitraum.....	279
Abbildung 153: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete	280
Abbildung 154: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten.....	281
Abbildung 155: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2023.....	281
Abbildung 156: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2023	283
Abbildung 157: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Angaben der VNB Gas – Stand 31. Dezember 2023	284
Abbildung 158: Anzahl und Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Angaben der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2023	285
Abbildung 159: Gasverbrauch RLM-Kunden.....	286
Abbildung 160: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	287
Abbildung 161: Gasverbrauch Gewerbekunden.....	287
Abbildung 162: Gasverbrauch von Haushaltskunden im Jahr 2023	288
Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	288
Abbildung 164: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart – Stand 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten	289
Abbildung 165: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) – Stand: 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	290
Abbildung 166: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden gemäß Angaben der FNB und VNB Gas.....	292
Abbildung 167: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Angaben der VNB Gas	293
Abbildung 168: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Angaben der VNB Gas.....	293
Abbildung 169: Gassperrungen in den Jahren 2012 bis 2023 gemäß Angaben der VNB Gas.....	296
Abbildung 170: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen gemäß Angabe der Gaslieferanten	297
Abbildung 171: Gassperrungen nach Quartalen 2021 bis 2023 gemäß Angaben der VNB Gas	297
Abbildung 172: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	301

Abbildung 173: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	303
Abbildung 174: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	303
Abbildung 175: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	305
Abbildung 176: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	307
Abbildung 177: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden gemäß Angaben der Gaslieferanten	307
Abbildung 178: Gaspreisindex für Haushaltskunden	308
Abbildung 179: Anzahl Gaslieferanten mit erhöhten Ersatzversorgungspreisen zwischen April 2023 und März 2024 gemäß Angaben der Gaslieferanten	308
Abbildung 180: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2023	310
Abbildung 181: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2023	312
Abbildung 182: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2023	313
Abbildung 183: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	314

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz 2023.....	58
Tabelle 2: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien	59
Tabelle 3: Entnahmemengen (ohne Pumpspeicherkraftwerke) der Letztverbraucher nach Lastprofil	59
Tabelle 4: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger für die Zwecke des Monitoring	62
Tabelle 5: konventionelle Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger	64
Tabelle 6: Abgabe Stromlieferanten nach Marktabgrenzung der Stromendkundenmärkte des BKartA.....	66
Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	75
Tabelle 8: Erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerksleistung 2024 bis 2027	77
Tabelle 9: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2024 bis 2027	78
Tabelle 10: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW.....	80
Tabelle 11: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK Anlagen je Energieträger ab 10 MW	80
Tabelle 12: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger	82
Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG.....	83
Tabelle 14: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern.....	83
Tabelle 15: Übersicht Ausbaupfade	84
Tabelle 16: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern	87
Tabelle 17: Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform und Energieträger für das Jahr 2023	89
Tabelle 18: Zahlungen nach Energieträgern	89
Tabelle 19: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2024.....	92
Tabelle 20: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2021 - 2023 mit gleitender Marktprämie	93
Tabelle 21: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden nach der InnAusV	93
Tabelle 22: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2023.....	94
Tabelle 23: Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments 2024.....	95
Tabelle 24: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des ersten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen	96
Tabelle 25: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2023.....	97

Tabelle 26: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2024.....	98
Tabelle 27: Realisierungsraten für Windanlagen aus den Windausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	99
Tabelle 28: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2021 - 2024*	100
Tabelle 29: Realisierungsraten für Biomasseanlagen aus den Biomasseausschreibungen mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	101
Tabelle 30: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2023.....	102
Tabelle 31: Ausschreibungen für innovative Anlagenkonzepte 2024.....	103
Tabelle 32: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2023	104
Tabelle 33: Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments 2024	105
Tabelle 34: Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen des zweiten Segments mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	105
Tabelle 35: Ausschreibungen für Biomethananlagen 2021-2024	106
Tabelle 36: Realisierungsraten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar- und Windenergieanlagen an Land mit abgelaufenen Realisierungsfristen.....	107
Tabelle 37: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland	109
Tabelle 38: Netzstrukturdaten 2023.....	109
Tabelle 39: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB	114
Tabelle 40: Grundpreis Netzentgelte	120
Tabelle 41: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024.....	122
Tabelle 42: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2024	124
Tabelle 43: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2024	126
Tabelle 44: Maximale Ausgleichsenergiepreise.....	149
Tabelle 45: Spannen der Base- und Peakload-Preise in den Jahren 2021 bis 2023.....	164
Tabelle 46: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2023 nach Erfüllungszeitraum	168
Tabelle 47: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2023	177
Tabelle 48: Vertragswechsel von Haushaltskunden in den Jahren 2023, 2022 und 2021	179
Tabelle 49: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung und der durchschnittliche Zahlungsrückstand.....	180
Tabelle 50: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2023.....	183
Tabelle 51: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2023.....	185
Tabelle 52: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2023	185

Tabelle 53: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen gemäß Angaben der Stromlieferanten	188
Tabelle 54: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2024 gemäß Angaben der Stromlieferanten	189
Tabelle 55: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	190
Tabelle 56: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC)	191
Tabelle 57: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2023 zum 1. April 2024 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden	192
Tabelle 58: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC).....	196
Tabelle 59: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2023	199
Tabelle 60: Veränderung des mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2022 zum 1. April 2023 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden.....	200
Tabelle 61: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)	201
Tabelle 62: Übersicht Abgabemenge und Anzahl Marktlokationen Heizstrom gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	203
Tabelle 63: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten.....	205
Tabelle 64: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten	206
Tabelle 65: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit getrennter Messung mit 7.500 kWh/Jahr gemäß Angaben der Stromlieferanten	207
Tabelle 66: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom - Stand 31. Dezember 2023	209
Tabelle 67: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2023	210
Tabelle 68: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG a. F. - Stand 31. Dezember 2023.....	211
Tabelle 69: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023.....	213
Tabelle 70: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich - Stand 31. Dezember 2023.....	214
Tabelle 71: Ausspeisemenge aus dem Gasnetz nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Angaben der FNB und VNB Gas basierend auf den erhobenen Monitoringdaten.....	219

Tabelle 72: Ausspeisemenge aus dem Gasnetz gem. Angaben der FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge an Letztverbraucher gemäß Angaben der Gaslieferanten basierend auf den erhobenen Monitoringdaten.....	219
Tabelle 73: Überblick der Handelsvolumina (Quelle: THE, eigene Berechnung).....	223
Tabelle 74: Überblick der Handelsvolumina (Quelle: THE aaO, eigene Berechnungen; Spalte 3: Pressemitteilung BNetzA, Monitoringbericht 2023/2024).....	225
Tabelle 75: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2023.....	244
Tabelle 76: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	246
Tabelle 77: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. November 2024	248
Tabelle 78: Netzstrukturdaten 2023 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas, Stand 31. Dezember 2023.....	250
Tabelle 79: Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2023	261
Tabelle 80: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Haushaltskunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas.....	265
Tabelle 81: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Gewerbekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas.....	267
Tabelle 82: Bundeslandscharfe Verteilung der Netzentgelte Gas für den Abnahmefall „Industriekunde“ in Deutschland – Stand 1. Januar 2024 gemäß Angaben der VNB Gas.....	269
Tabelle 83: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	290
Tabelle 84: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) für einen typischen Haushaltskundenfall (Eurostat Band II, D3) – Stand: 31. Dezember 2022 gemäß Angaben der Gaslieferanten	291
Tabelle 85: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2023 gemäß Angaben der FNB und VNB Gas	292
Tabelle 86: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in den Jahren 2021-2023 gemäß Angaben der Gaslieferanten	294
Tabelle 87: Anzahl der Kündigungen innerhalb und außerhalb der Grundversorgung.....	296
Tabelle 88: Anzahl der Gassperrungen pro Bundesland im Jahr 2023 gemäß Angaben der VNB Gas	298
Tabelle 89: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	300
Tabelle 90: Preisniveau am 1. April 2024 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr gemäß Angaben der Gaslieferanten	302
Tabelle 91: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Angaben der Gaslieferanten	304
Tabelle 92: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie gemäß Angaben der Gaslieferanten.....	306

Tabelle 93: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas - Stand 31. Dezember 2023	309
Tabelle 94: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden - Stand 31. Dezember 2023.....	311
Tabelle 95: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden - Stand 31. Dezember 2023	312

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPLG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSfG	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte
DSM	Demand Side Management
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasGKErstV	Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GÜP	Grenzübergangspunkt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligente Messsysteme
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas

LSV	Ladesäulenverordnung
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
REMIT	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RLM	Registrierende Lastgang-/ Leistungsmessung
RLMmT	Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator

TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	<i>Elektrizität</i> Die eingesetzte Regularbeit, die mit den Leistungsungleichgewichten verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regularbeit dar. <i>Gas</i> Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. § 23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
BAFA-Grenzübergangspreis	Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wurde vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu wurden die dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russi-

	schen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen; Spotmengen hingegen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge).
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012).
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Churn rate	Quote, die angibt, wie oft eine Mengeneinheit Gas, am Virtuellen Handlungspunkt umgeschlagen wird, bevor diese Einheit dann endgültig ausgespeist wird.
Clearing	Clearing beinhaltet die Besicherung sowie die finanzielle und physische Abwicklung von Transaktionen an der Börse.
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
CO ₂ -Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung aus der spezifischen Erzeugungseinheit einhergehende Freisetzung von CO ₂ . Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO ₂ , die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 "Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO ₂ -Emissionsfaktoren -" (Dezember 2014) der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.

Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromlieferungsvertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage war ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen § 60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel wurden durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich mussten alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie war Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wurde von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB waren verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nahmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung. Zum 1. Juli 2022 wurde die EEG-Umlage auf 0 ct/kWh abgesenkt. Zum 31.12.2022 wurde die EEG-Umlage abgeschafft. Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt seitdem gemäß dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) aus dem Bundeshaushalt (Klima- und Transformationsfonds, KTF).
EEX/ EPEX Spot	European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 51 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt, für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Seit November 2017 ist die EEX alleiniger Anteilseigner der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX). Durch die vollständige Integration der Powernext in die EEX zum 1. Januar 2020 bietet die EEX alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz.
EGIX	Der <European Gas Index (EGIX)> bildet für mittelfristige Handelskontrakte einen Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkt-handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten in den Marktgebieten abgeschlossen werden. Auf Basis dieser Handelsgeschäfte wird börsentäglich der volumengewichtete Durchschnittspreis (täglicher Index) über alle Geschäfte berechnet. Der EGIX entspricht dem arithmetischen Mittelwert über alle täglichen Indizes, die sich auf identische Frontmonatskontrakte beziehen.
EGSI	Der <European Gas Spot Index (EGSI)> wird nach dem Prinzip des volumengewichteten Mittelwerts ermittelt und bildet das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Der Index wird jeweils für die Gasmärkte Deutschland (Trading Hub Europe, THE), Niederlande (TTF), Frankreich (TRF), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) erstellt. Der EGSI ersetzt den Tagesreferenzpreis als kurzfristigen Preisindex. Anders als der

	<p>Tagesreferenzpreis wird der EGSI bereits mindestens einen Tag vor dem Erfüllungsdatum berechnet. Liegen einem Handelstag Wochenendtage oder „Banking Holiday“-Tage voraus, so weicht die Berechnung ab. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sogenannten „Day-Ahead“-Produkte.</p>
Einspeise-management (EinsMan)	<p>Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.</p> <p>Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszusahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.</p>
Einspeisepunkt	<p>Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.</p>
Energiekomponente	<p>Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.</p>
Energieinformationsnetz (EIN)	<p>Übermittlung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und einem Anschluss an Netze mit einer Nennspannung von wenigstens 110 kV an die Übertragungsnetzbetreiber für die Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung (siehe Beschluss Bundesnetzagentur BK6-13-200).</p>
Entgelt für Messstellenbetrieb	<p>Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.</p>
Entgelt für Messung	<p>Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)</p>
Entnahmemenge	<p>Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.</p>
Entry-Exit-System	<p>Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.</p>
ENTSO-E	<p>Die ENTSO-E ist der Verband europäischer ÜNB mit dem Ziel einen liberalisierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. Sitz des Verbandes ist Brüssel Die EU-Transparenzverordnung (EU-VO Nr. 543/2013) wurde von der EU-Kommission verabschiedet. In dieser wird die Verpflichtung aufgeführt, dass seit Januar 2015 von ENTSO-E eine Transparenzinformationsplattform für Fundamentaldaten im euro-</p>

	päischen Strommarkt betrieben wird. Alle in der Verordnung benannten Marktteilnehmer, wie Betreiber von Kraftwerken, Speichern, Verbrauchseinheiten, Stromnetzbetreiber. In Deutschland wird die Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (Artikel 4 Absatz 6 EU-VO) die Umsetzung für den deutschen Markt überwachen.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
German Power Future	German Power Future ist ein finanzieller Terminkontrakt, der sich auf den durchschnittlichen Stromspotmarktpreis zukünftiger Lieferperioden des deutschen Marktgebiets bezieht.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Handelsvolumen	Steht in der Wirtschaftstheorie allgemein für die Menge der gehandelten Waren; an einer Börse bezeichnet es die Anzahl oder den Betrag der dort gehandelten Wertpapiere.
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas - höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden. Dies ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.

Investitionen	<p>Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	<p>Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (Vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).</p>
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	<p>Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.</p>
Kavernenspeicher	<p>Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.</p>
Kondensationsstrom (netto)	<p>Der Brutto-Kondensationsstrom ist der Teil der Bruttostromerzeugung in einer Berichtszeit, der entsteht, wenn das Arbeitsmedium in einer Dampfturbinenanlage bis auf Umgebungstemperatur ausgekühlt wird und somit das volle, mögliche Enthalpie-Gefälle zur Stromerzeugung genutzt wird. Stromerzeugung in Gasturbinen, mit Verbrennungsmotoren betriebenen BHKW und Brennstoffzellen ohne Nutzung der anfallenden Wärme ist „ungekoppelte Stromerzeugung“ und damit der Kondensationsstromerzeugung gleichzusetzten.</p> <p>Der Netto-Kondensationsstroms einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensationsstrom verminderte Bruttostromkondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit)</p>
Konventioneller Messstellenbetrieb	<p>Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).</p>
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	<p>Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.</p>
Lastvariabler Tarif	<p>Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.</p>

L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas - niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlokation	In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.
Messlokation	Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.
Moderne Messeinrichtung	Eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann.
NC CAM	Der Verordnung (EU) 2017/459 entsprechend handelt es sich um eine Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen.

Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.
Nennleistung	<p>Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwassertemperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschtaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG und weitere Umlagen.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).

Netzanschluss	<p><i>Elektrizität</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV).</p> <p><i>Gas</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken.
Netzreserve-kapazität	Die Netzreservekapazität ist ein Preiselement für Kunden mit Eigenerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Erzeugungsanlagen einspeisen. Bei Ausfällen durch Störungen oder Revisionen kann eine Netzreservekapazität mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden je Abrechnungsjahr vertraglich vereinbart werden.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.

Nutzwärme	Die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird, (vgl. § 2 Abs. 26. KWKG)
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/gehandelt wird.
Online Tarife	Ein Tarif, der online abgeschlossen werden kann (z.B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportale) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	<p><i>Spotmarkt:</i> Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet.</p> <p><i>Terminmarkt:</i> Bei der EEX gibt es den Phelix-DE-Year-Future für Stromkontrakte für das nächste Kalenderjahr oder darauffolgende Jahre für das Marktgebiet Deutschland (sowohl für Base als auch für Peak). Alle Kontrakte können sowohl für Baseload als auch für Peakload gehandelt werden.</p>
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissingas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte

	<p>Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.</p>
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten.
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	<p>Elektrizität Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Strom sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh zu verstehen.</p> <p>Gas Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) im Bereich Gas sind Letztverbraucher mit mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde zu verstehen.</p>
SAIDI _{EnWG}	SAIDI _{EnWG} (System Average Interruption Duration Index) gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres an.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofil-kunde)	<p>Elektrizität Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).</p> <p>Gas Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist, zu verstehen. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden).</p>
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählnummer.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG alte Fassung, in Kraft bis zum 31.12.2022)
Stromkreislänge	Stromkreislänge ist definiert als Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel oder Freileitungen in den Netzebenen HöS, HS, MS, NS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel oder Seile ist für die Stromkreislänge nicht maßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel oder Freileitungen, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Leitungen mit Fremdnutzungsanteil sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel anzugeben. Stromkreislängen von Straßenbeleuchtungskabeln werden nur dann genannt, wenn die Kosten im Tätigkeitsabschluss des Geschäftsjahres für die Elektrizitätsverteilung enthalten sind. Geplante, in Bau befindliche, an Dritte verpachtete sowie stillgelegte Kabel oder Freileitungen sind nicht zu berücksichtigen.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate für die Zukunft gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Trading Hub Europe	Trading Hub Europe GmbH mit Sitz in Ratingen und Niederlassung in Berlin ist seit dem 01.10.2021 die Marktgebietsverantwortliche für das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe und betreibt das Marktgebiet im Sinne der „Vereinbarung über die Kooperation gem. § 20 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.“
Thermische Nutzleistung	Die höchste Nutzwärmeerzeugung unter Nennbedingungen, die eine KWKG-Anlage abgeben kann.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Virtueller Handelspunkt	Als Virtueller Handelspunkt (VHP) wird in der Energiewirtschaft ein fiktiver Lieferpunkt bezeichnet, über den Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen übertragen können.

Verbindliche Verbund- austausch-fahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbund austauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbund austauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale GasVerteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. § 2 Abs. 28 MsbG).

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 615 - Marktbeobachtung, SMARD
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de

Stand

28.02.2025

Druck

MKL Druck GmbH & Co. KG
Graf-Zeppelin-Ring 52, 48346 Ostbevern

Bildnachweis

© lutsenko_k_773413564 – stock.adobe.com / Umschlag
© picture alliance/dpa | Oliver Berg / Foto Hr. Mundt

Text

Bundesnetzagentur
Referat 615 -
Marktbeobachtung, SMARD

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring



www.bundesnetzagentur.de
www.smard.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA