



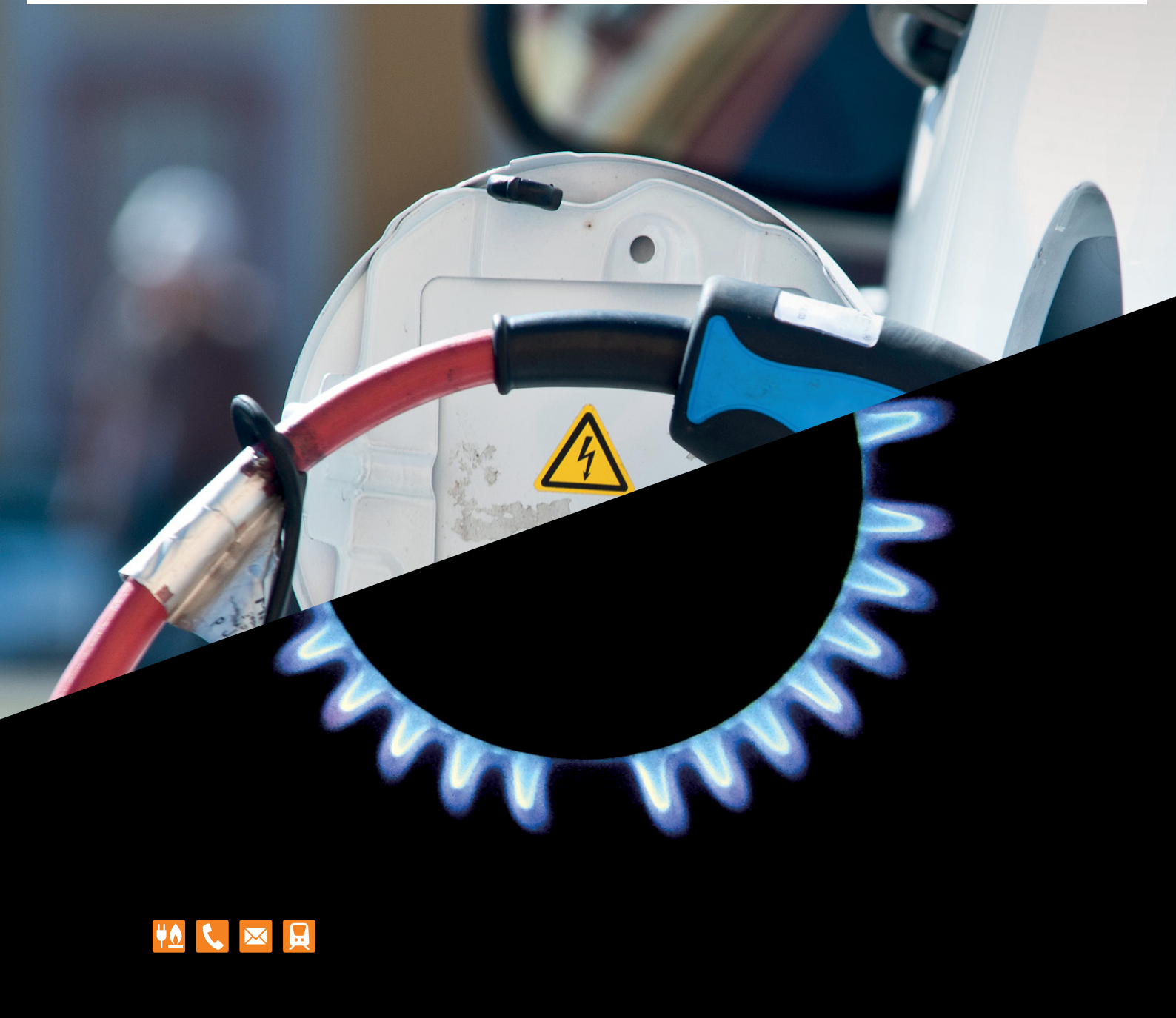
Bundesnetzagentur Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Bericht

Monitoringbericht 2020



Monitoringbericht 2020

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 1. März 2021

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

Referat 603
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 Energie nach § 61 aufzunehmen.

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

(3) Das Bundeskartellamt erstellt als Teil des Monitorings nach § 48 Abs. 3 Satz 1 mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie.

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 2019 von 6.500 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Vorwort

Die Energiewende, der Kohleausstieg und die Klimaschutzziele bestimmen die Schlagzeilen der Strom- und Gasmärkte. Neben der Sektorenkopplung und dem möglichen Zuwachs an Marktmacht bei der Stromerzeugung stehen die Integration der Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität, die Marktraumumstellung von L-Gas zu H-Gas sowie der Verbraucherschutz im Fokus. Im Monitoringbericht wird die Entwicklung dieser Themen dokumentiert und analysiert. Die Information der Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklungen sind Ziele des Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes.

Die Energiewende schreitet weiter voran. Stärker noch als in den zurückliegenden Jahren geht der konventionell erzeugte Strom zugunsten von Strom aus Erneuerbaren Energien zurück. Besonders Braun- und Steinkohlekraftwerke produzierten im Jahr 2019 signifikant weniger Strom als im Jahr zuvor. Der im Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) beschlossene Kohleausstieg begünstigt diese Entwicklung aktuell und in den nächsten Jahren. Gegenüber einem schwächeren Jahr 2018 zeigte sich im Jahr 2019 wieder ein moderater Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am inländischen Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2019 auf 42 Prozent an. Dazu beigetragen haben insbesondere ein gesunkener Stromverbrauch sowie eine erhöhte Einspeisung aus Windenergieanlagen.

Diese Entwicklung findet ihren Niederschlag auch in den Marktverhältnissen bei der nicht nach dem EEG geförderten, konventionellen Stromerzeugung. Nach den Erhebungen im Rahmen des Energie-Monitorings ist der kumulierte Marktanteil der fünf größten Stromerzeuger beim Stromerstabsatz und bei den Erzeugungskapazitäten weiterhin rückläufig. Wie der unlängst veröffentlichte Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes jedoch zeigt, könnte das Ausmaß der Unverzichtbarkeit für die Deckung der Stromnachfrage namentlich des konventionellen RWE-Kraftwerksparks in Folge der generellen Marktverknappung im Zuge des Atomausstiegs zunehmen. Damit könnte RWE perspektivisch Marktmacht in einem solchen Umfange zuwachsen, dass die Schwelle zur marktbeherrschenden Stellung überschritten werden könnte. Diese Tendenz könnte durch den Kohleausstieg noch verstärkt werden.

Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Stromerzeugung zur Gewährleistung der Systemsicherheit sind aufgrund des Umbaus der Stromerzeugung sowie der Verzögerungen im erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur weiterhin notwendig. Die entsprechenden Redispatch-Maßnahmen, mit denen die Einspeisung von Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen zur Behebung von Leitungsüberlastungen angepasst werden, fanden im Jahr 2019 weiterhin auf einem hohen Niveau statt, sind aber im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Allerdings hat sich das darin enthaltene Volumen der durch Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelten Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr spürbar erhöht. Dies ist unter anderem auf die Wetterverhältnisse - insbesondere im ersten Quartal - 2019 zurückzuführen. Trotzdem wurden rund 97 Prozent der im Jahr 2019 vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung transportiert und den Nutzern zur Verfügung gestellt.

Die Stromnetzentgelte sind im Jahr 2020 trotz des Herauslösens der Offshore-Anbindungskosten aus den Netzentgelten und der weiteren Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte nach dem Netzentgelt-Modernisierungs-Gesetz weiter gestiegen. Gründe dafür liegen auch in den steigenden Kosten für den Ausbau

des Stromnetzes auf allen Ebenen und den hohen Planansätzen der Netzbetreiber für erwartete Kosten aus Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit.

Positiv auf den Wettbewerb dürften sich die erheblichen Zuwächse beim Handelsvolumen und der Liquidität an den Strom- und Gasgroßhandelsmärkten im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr auswirken, da dies die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter verbessert und den Marktteilnehmern Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Zudem sind im Jahr 2019 die Strom- und die Gasgroßhandelspreise auf breiter Front gesunken.

Auf den jeweiligen Endkundenmärkten lagen die kumulierten Marktanteile der vier absatzstärksten Strom- und Gaslieferanten bei der Belieferung von leistungsgemessenen und Standardlastkunden wiederum deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Angesichts dessen ist wie auch in den vergangenen Jahren davon auszugehen, dass auf diesen Märkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Die zuvor positive Entwicklung auf den Einzelhandelsmärkten für Strom und Gas war im Jahr 2019 in einigen Bereichen rückläufig und auch die Insolvenz eines großen Strom- und Gasanbieters hat sich im Markt bemerkbar gemacht. So war im Jahr 2019 ein leichter Rückgang der Lieferantenwechselquoten zu beobachten, obwohl die Strom- und Gaslieferanten sich weiterhin intensiv mit Neukundenprämien und anderen Boni um Kunden bemühen. Die Anbietervielfalt blieb für die Verbraucher auf einem bereits hohen Niveau konstant. Haushaltskunden können durchschnittlich aus mittlerweile über hundert verschiedenen Lieferanten wählen. Bei den Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten im Strom- und Gasbereich festzustellen.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden lag zum Stichtag 1. April 2020 bei 32,05 ct/kWh und erreichte einen neuen Höchststand. Die Preisanstiege sind im Jahr 2020 vor allem auf gestiegene Umlagen, Netzentgelte und den jeweiligen vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil zurückzuführen. Bei den Nicht-Haushaltskunden (Gewerbe- und Industriekunden) sind die Strompreise ebenfalls gestiegen. Die Gaspreise für Haushaltskunden stagnierten im Jahr 2020 auf einem niedrigen Niveau, wohingegen die Preise für Gewerbe- und Industriekunden sogar gesunken sind. Positiv ist die Entwicklung im Bereich der Strom- und Gassperrungen, die bei Nichtzahlung der Rechnungen verhängt werden können. In beiden Sparten sind die Sperrungen im Jahr 2019 erneut zurückgegangen.

Am 24. Februar 2020 gab das BSI mit Feststellung der technischen Möglichkeit für bestimmte Anwendungsfälle den Beginn des Rollouts intelligenter Messsysteme bekannt, nachdem Ende 2019 das zweite und dritte notwendige Gateway zertifiziert wurden.

Die Import- und Exportmengen für Erdgas sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Deutschland bleibt vor dem Hintergrund der weiter sinkenden Inlandsförderung abhängig von Erdgasimporten. Erstmalig erfolgt eine Ausdehnung des Regulierungsrahmens auf Gasverbindungsleitungen mit Drittstaaten. Davon betroffen war die sich im Bau befindende Erdgasverbindungsleitung Nord Stream 2. Positiv für die Versorgungssicherheit mit Erdgas wirkt sich aus, dass die bestehenden Erdgasspeicher in Deutschland stets gut gefüllt sind. Ebenso zeugt die niedrige durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher von unter eine Minute pro Jahr von einer hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes. Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung, die insbesondere viele

private Verbraucher betrifft, macht weiter Fortschritte und konnte trotz der Corona-Pandemie planmäßig fortgesetzt werden.

Die Auswirkungen der Corona-Pandemie sind in den ermittelten Zahlen nur punktuell erfasst. Zur Entlastung der Netzbetreiber und der Marktteure hatten die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt im Frühjahr 2020 einer deutlichen Verlängerung der Datenabfrage zugestimmt. Weitergehende Aussagen zu den Folgen der Corona-Pandemie werden erst mit dem Monitoringbericht 2021 möglich sein.

Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden die dynamische Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiterhin begleiten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten.



Jochen Homann
Präsident der
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen



Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Erzeugung

Die Marktkonzentration bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz (ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat in den letzten Jahren kontinuierlich abgenommen. Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem deutschen Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2019 bezogen auf das deutsche Marktgebiet 70,1 Prozent. Im Vorjahr betrug der Marktanteil noch 73,9 Prozent.

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt mit 57,5 Prozent ebenfalls deutlich unter dem Vorjahresniveau von 60,8 Prozent.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 ist mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) am 14. August 2020 beschlossen worden. Während die Abschaltung der großen Braunkohleanlagen durch individuell gesetzlich definierte Abschalttermine und einen öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen den Betreibern und der Bundesrepublik geregelt wird, finden für Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 Megawatt Nettonennleistung) Ausschreibungen sowie die sog. gesetzliche Reduzierung Anwendung. Allein bis zum Jahr 2023 werden demnach aufgrund des KVBGs voraussichtlich 9 GW oder mehr zusätzliche Kohlekapazitäten stillgelegt oder zu anderen Energieträgern umgerüstet. Das erste Ausschreibungsverfahren war deutlich überzeichnet. Es wurden elf Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 4.787,68 MW bezuschlagt. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag mit 66.259 Euro pro MW deutlich unter dem Höchstpreis von 165.000 Euro pro MW. Die Gesamtsumme der Zuschläge beträgt rund 317 Mio. Euro.

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2019 mit 561,3 TWh unterhalb des Niveaus von 2018 (592,1 TWh). Sie ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 30,8 TWh (5,2 Prozent) zurückgegangen. Besonders die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken war dabei mit 58,5 TWh stark rückläufig. Bei der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien fiel der Anstieg mit 18,2 TWh gegenüber dem Vorjahr (6 TWh) wieder etwas stärker aus. Insgesamt lag die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2019 bei 228,9 TWh. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 42 Prozent.

Die gesamt installierte Erzeugungskapazität betrug Ende 2019 226,4 GW (2018: 221,3 GW). Hiervon sind 102,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 124,4 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Im Bereich der erneuerbaren Energieträger gab es 2019 einen weiteren Zubau von 6,2 GW. Im Gegensatz dazu sank die Leistung an nicht erneuerbaren Energieträgern um 1,1 GW im Vergleich zum Jahr 2018.

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien (Summe aus EEG vergüteten und nicht vergüteten EE Anlagen) von 6,2 GW geht insbesondere auf den gegenüber zu den Vorjahren stärkeren Zubau von Solaranlagen zurück (+3,9 GW). Auch im Bereich von Windenergieanlagen an Land sowie auf See ist weiterhin ein Zubau zu verzeichnen. Jedoch hat sich der Nettoausbau bei Windenergieanlagen an Land mit 0,9 GW im Vergleich zum Nettozubau des Vorjahres mit 2,1 GW nochmal mehr als halbiert.

Redispatch und Einspeisemanagement

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2019 insgesamt gesunken. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz + Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 1,28 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls gesunken (2018: 1,48 Mrd. Euro). Für das Jahr 2020 zeichnet sich für die gesamten Maßnahmen in den ersten drei Quartalen ein Volumen leicht über Vorjahresniveau ab. Die Kosten zeigen eine Steigerung um rund 5 Prozent. Zurückzuführen sind diese Entwicklungen vor allem auf eine Verschiebung der Einspeisemanagementmaßnahmen von Wind onshore zu Wind offshore. Eine abschließende Bewertung der jährlichen Entwicklung wird nach der Analyse des vierten Quartals vorgenommen.

Netzentgelte Strom

Das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden ist im Jahr 2020 um 3,8 Prozent auf 7,50 ct/kWh gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden und Industriekunden sind im arithmetischen Mittel die Netzentgelte für Gewerbekunden um zwei Prozent auf 6,46 ct/kWh und bei den Industriekunden um rund 16 Prozent auf 2,70 ct/kWh gestiegen.

Großhandel Strom

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität an den Stromgroßhandelsmärkten hat im Jahr 2019 sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt Zuwächse zu verzeichnen. So lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Futures im Jahr 2019 bei 1.345 TWh – ein Anstieg von rund 27 Prozent. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten deutliche Zuwächse. So stieg das Volumen bei den befragten Brokern im Jahr 2019 als auch das Volumen von OTC-Clearing von Phelix-Terminkontrakten im Jahr 2019 an. Das OTC-Clearing-Volumen ist um rund 24 Prozent angestiegen.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2019 gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2019 rund 37,67 Euro/MWh. Beim Terminmarkt für das Jahr 2020 sind die Preise ebenfalls gesunken. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2019 bei einem Wert von 62,98 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Rückgang von rund 21 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 41,33 Euro/MWh im Jahresverlauf gesunken. Das entspricht einem Rückgang von rund 19 Prozent seit Jahresbeginn 2019.

Einzelhandel Strom

Das Bundeskartellamt geht wie auch in den vergangenen Jahren davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden (RLM-Kunden) rund 24,5 Prozent (Vorjahr: 24,4 Prozent) und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 34,1 Prozent (Vorjahr: 31,3 Prozent).

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2019 lag die mengenbezogene Lieferantenwechselquote bei Kunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch bei 11,7 Prozent (2018: 12,3 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge aller Haushaltskunden, die von einem Lieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche

Grundversorger ist, lag bei 34 Prozent (2018: 31 Prozent). Die Anzahl von Haushaltskunden, die ihren Stromlieferanten gewechselt haben, sank auf 4,5 Mio. (2018: 4,7 Mio.). Die Anbietervielfalt ist auf dem Markt für Haushaltskunden leicht gestiegen, diese können durchschnittlich zwischen 138 verschiedenen Lieferanten wählen (2018: 132). Zugleich ist die Zahl der Stromsperrungen weiter rückläufig. Im Jahr 2019 wurden insgesamt gut 289.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um rund zwei Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2020 bei rund 16,54 ct/kWh und damit um 0,56 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Jahr 2019. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2020 bei 23,03 ct/kWh und ist im Vergleich zum Jahr 2018 um 0,81 ct/kWh gestiegen. Maßgeblicher Anteil an der Steigerung sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Gewerbekunden sind die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile als auch die nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile.

Der Durchschnittspreis für Haushaltskunden ist zum Stichtag 1. April 2020 auf 32,05 ct/kWh gestiegen. Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für Haushaltskunden. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil dieses Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt zum Stichtag 1. April 2020 rund 7,97 ct/kWh (25 Prozent des Gesamtpreises) und hat sich damit wie im Vorjahr weiter erhöht. Das durchschnittliche Netzentgelt und das Entgelt für den Messstellenbetrieb liegen im Jahr 2020 in Summe bei 7,50 ct/kWh und machen damit rund 23 Prozent des Gesamtpreises aus. Der Anteil der EEG-Umlage (6,76 ct/kWh) macht rund 21 Prozent des Gesamtpreises aus.

Heizstrom

Die Strommenge für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, die im Jahr 2019 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2019 rund 16 Prozent (2018: 13,2 Prozent) des Stromabsatzes für Nachtspeicherheizungen sowie 20,9 Prozent für Wärmepumpen (2018: 16,9 Prozent) auf andere Lieferanten als den Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktllokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entspricht für 2019 rund 7,2 Prozent (2018: 3,9 Prozent). Die Tendenz über die letzten Jahre hinweg zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquote kontinuierlich ansteigt - hier vor allem aufgrund von neueren Wärmepumpen.

Auch zum Stichtag 1. April 2020 ist der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung bei 23,14 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 21,92 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 23,58 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 22,50 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

Im- und Export Strom

Auch im Jahr 2019 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Das im Jahr 2019 über die Grenzen gehandelte Volumen im

realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 72,40 TWh (2018: 91,57 TWh). Mit einem Exportsaldo von 25,19 TWh gehört Deutschland aber weiterhin zu den großen Stromexporteuren in Europa.¹ Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 736,10 Mio. Euro.

Im- und Export Gas

Im Jahr 2019 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.703 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.760 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 57 TWh, was einen Rückgang um gut drei Prozent bedeutet. Der Export von Gas ist in 2019 ebenfalls gesunken. Betrug er in 2018 noch 849 TWh, so wurden 702 TWh im Jahr 2019 exportiert, was einem Rückgang von knapp 17 Prozent entspricht.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Die Exporte flossen in wesentlichen Teilen nach Tschechien, in die Niederlande sowie die Schweiz.

Versorgungsstörungen Gas

Im Jahr 2019 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 0,98 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

Marktraumumstellung

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2019 bis 2024 im Bereich der RLM-Kunden 4.255 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 2.228.722 Umstellungen. Im Jahr 2019 selbst wurden 319.000 Geräte angepasst.

Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist weiterhin relativ stark konzentriert, wenngleich die Konzentration über die letzten Jahre hinweg rückläufig ist. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2019 rund 66,6 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (67,1 Prozent) nur geringfügig reduziert.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2019 insgesamt 275,27 TWh. Davon entfielen 135,63 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,54 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Der Füllstand der Gasspeicher lag zum Stichtag 1. Januar 2021 bei rund 73 Prozent.

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2019 ist die Liquidität im Erdgasgroßhandel wieder gestiegen. Das börsliche Handelsvolumen hat sich insgesamt um rund 22 Prozent im Vergleich zum Jahr 2018 erhöht (Spotmarkt: + 7 Prozent, Terminmarkt: + 30 Prozent). Für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, außerbörslichen Großhandels ist für 2019 ebenfalls eine Volumenzunahme um 30 Prozent zu verzeichnen.

¹ Tagesaktuelle Werte zum kommerziellen Außenhandel und physikalischen Lastflüssen finden sich auch auf www.smard.de.

Einzelhandel Gas

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt wie in den letzten Jahren deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2019 ca. 85,7 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 145 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2019 somit 24 Prozent (Vorjahr: rund 23 Prozent) bei SLP-Vertragskunden und rund 29 Prozent bei RLM-Kunden (im Vorjahr: 31 Prozent).

Im Jahr 2019 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge 88,9 TWh und hat sich mit 0,6 TWh im Vergleich zum Jahr 2018 nur leicht verringert. Für Nicht-Haushaltskunden belief sich die Lieferantenwechselquote wie im Jahr 2018 auf 9 Prozent.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist in 2019 leicht auf rund 1,4 Mio. Fälle gesunken (2018: 1,5 Mio.). Deutlich gestiegen um gut 9 Prozent ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben.

Die Anzahl der Vertragswechsel, die meist gleichbedeutend mit einem Wechsel in einen kostengünstigeren Vertrag ist, liegt stabil bei rund 0,6 Mio. Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 34 Prozent, während der Anteil der belieferten Kunden durch den Grundversorger im Rahmen der Grundversorgung auf 17 Prozent gesunken ist. 49 Prozent der Haushaltskunden wurden durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung beliefert.

Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt nochmals deutlich erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich aus mittlerweile über hundert verschiedenen Lieferanten wählen. Zugleich ist die Zahl der Gassperren weiter rückläufig. Im Jahr 2019 wurden insgesamt gut 31.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um rund 6,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2020 gegenüber dem Vorjahresstichtag 1. April 2019 verringert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,53 ct/kWh ist um 0,33 ct/kWh gesunken und liegt damit rund 11,5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 4,52 ct/kWh und hat sich nur minimal um 0,03 ct/kWh gegenüber dem Vorjahreswert verringert.

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert und liegt bei 6,31 ct/kWh. Um rund vier Prozent gesunken ist hingegen der Gaspreis in der Grundversorgung. Dieser lag 2020 bei 6,99 ct/kWh. Der Rückgang ist vor allem auf den Rückgang der Gasbeschaffungskosten zurückzuführen. Diese sanken für Kunden, die im Rahmen der Grundversorgung beliefert werden, um rund sechs Prozent.

Inhaltsverzeichnis

Kernaussagen	8
Inhaltsverzeichnis	13
I ELEKTRIZITÄTSMARKT	21
A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	22
1. Zusammenfassung.....	22
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit.....	22
1.2 Grenzüberschreitender Handel.....	23
1.3 Netze	23
1.3.1 Netzausbau	23
1.3.2 Investitionen	24
1.3.3 Netz- und Systemsicherheit	24
1.3.4 Netzentgelte.....	25
1.4 Kosten der Systemdienstleistungen.....	26
1.5 Großhandel	26
1.6 Einzelhandel.....	27
1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation.....	27
1.6.2 Stromsperrern.....	27
1.6.3 Preisniveau	27
1.6.4 Umlagen	28
1.6.5 Heizstrom	28
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	29
2. Netzübersicht	29
2.1 Netzbilanz.....	30
2.2 Stromverbrauch.....	32
2.3 Netzstrukturdaten.....	34
3. Marktkonzentration.....	38
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz	41
3.2 Stromendkundenmärkte	45
4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz.....	48
5. Sektorenkopplung	50
5.1 Wasserstoff.....	50
5.2 Elektromobilität.....	51
5.3 Elektrische Wärmeerzeugung.....	52
B Erzeugung	53
1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	53
1.1 Nettostromerzeugung 2019	53
1.2 CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2019.....	55
1.3 Kraftwerksbestand 2019 in Deutschland	56
1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland.....	58
1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland	60
1.6 Speicher und Pumpspeicher	62
1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes.....	63
1.8 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger.....	66
1.8.1 Erwarteter Kraftwerkszubau	66
1.8.2 Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung.....	66
1.8.3 Erwartete Kraftwerksstilllegungen.....	69

1.9	KWK-Erzeugung.....	72
1.9.1	Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW	72
1.9.2	Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen.....	76
1.9.3	KWK-Ausschreibungen.....	78
2.	Entwicklung Erneuerbare Energien.....	80
2.1	Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)	80
2.1.1	Installierte Leistung	81
2.1.2	Ausbaupfade	84
2.1.3	Eingespeiste Jahresarbeit.....	87
2.1.4	Entwicklung der Vermarktungsformen.....	91
2.2	Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG	93
2.2.1	Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG.....	93
2.2.2	Entwicklung der EEG-Umlage.....	95
2.2.3	Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs)	96
2.3	Ausschreibungen	98
2.3.1	Ausschreibungen für Solaranlagen.....	100
2.3.2	Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land	104
2.3.3	Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, gemeinsame und Innovationsausschreibungen)	108
C	Netze	113
1.	Aktueller Stand Netzausbau	113
1.1	Monitoring Energieleitungsausbaugesetz	113
1.2	Monitoring Bundesbedarfsplan.....	115
1.3	Stand Netzentwicklungsplan Strom	117
1.4	Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz	117
2.	Ausbau im Verteilernetz.....	120
2.1	Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz	120
2.2	Künftiger Netzausbaubedarf	122
3.	Investitionen	125
3.1	Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber.....	125
3.2	Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom	127
3.3	Investitionen und Anreizregulierung.....	128
3.3.1	Erweiterungsinvestitionen der ÜNB.....	128
3.4	Verzinsungshöhen des Kapitalstocks	129
3.4.1	Eigenkapitalzinssatz	129
3.4.2	Eigenkapitalzinssatz II.....	131
3.4.3	Fremdkapitalzinssatz	132
4.	Versorgungsstörungen Strom.....	132
5.	Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.....	134
5.1	Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2019.....	136
5.1.1	Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB	139
5.1.2	Einzelüberlastungsmaßnahmen.....	139
5.1.3	Kraftwerkseinsätze Redispatch	143
5.1.4	Jahresdauerlinie der Redispatcheinsätze.....	147
5.1.5	Countertrading	147
5.1.6	Einsatz Netzreserve	148
5.2	Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen	149
5.2.1	Entwicklung der Ausfallarbeit	149
5.2.2	Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen.....	153
5.3	Anpassungsmaßnahmen	156
6.	Netzentgelte.....	157
6.1	Ermittlung der Netzentgelte.....	157
6.2	Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland	160

6.2.1	Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene	160
6.2.2	Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte	162
6.2.3	Entwicklung der Grundpreise	164
6.3	Regionale Verteilung der Netzentgelte	166
6.4	Vermiedene Netzentgelte	173
6.5	Netzübergänge Strom	182
6.6	Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV	183
6.7	Rückabwicklung der Netzentgeltbefreiungen gemäß §18 Abs. 2 StromNEV (a.F.) für die Jahre 2012 und 2013	186
7.	Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen	187
7.1	Elektromobilität/ Ladesäulen	187
7.2	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	192
D	Systemdienstleistungen	196
1.	Kosten der Systemdienstleistungen	196
2.	Regelreserve	198
2.1	Ausschreibungen für Regelleistung	200
2.2	Einsatz von Regelleistung	206
2.3	Ausgleichsenergiepreise	210
3.	Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie	212
3.1	Internationale PRL-Kooperation	212
3.2	Genehmigte Methoden der zukünftigen Europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit	214
3.3	SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich	214
4.	Abschaltbare Lasten	215
4.1	Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen	215
4.2	Präqualifizierte Leistung	216
4.3	Abrufe abschaltbarer Lasten	216
4.4	Kosten für Abschaltenergie	217
4.5	Zuschaltbare Lasten (NsA)	217
E	Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration	218
1.	Stromhandel und Marktkopplung	218
2.	Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel	220
3.	Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität	221
4.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse	223
5.	Ungeplante Flüsse	228
6.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	230
7.	Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich	230
7.1	Umsetzung des Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer	230
7.2	Implementierung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien	231
7.3	Bidding Zone Review	233
7.4	Aufnahme weiterer Staaten in die vortätige Marktkopplung des MRC	234
F	Großhandel	235
1.	Börslicher Großhandel	235
1.1	Spotmärkte	237
1.1.1	Handelsvolumina	238
1.1.2	Preisabhängigkeit der Gebote	238
1.1.3	Preisniveau	239

1.1.4	Preisstreuung	241
1.2	Terminmärkte	243
1.2.1	Handelsvolumen	243
1.2.2	Preisniveau	244
1.3	Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen	245
1.3.1	Anteil der Market Maker	245
1.3.2	Anteil der Übertragungsnetzbetreiber	246
1.3.3	Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer	246
2.	Außerbörslicher Großhandel	247
2.1	Brokerplattformen	248
2.2	OTC-Clearing	249
G	Einzelhandel	252
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl	252
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	255
2.1	Nicht-Haushaltskunden	257
2.1.1	Vertragsstruktur	257
2.1.2	Lieferantenwechsel	258
2.2	Haushaltskunden	259
2.2.1	Vertragsstruktur	259
2.2.2	Vertragswechsel	260
2.2.3	Lieferantenwechsel	260
3.	Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen	263
3.1	Stromsperrungen	263
3.2	Kündigungen	267
3.3	Bargeld- und Chipkartenzähler	267
3.4	Tarife	267
3.5	Unterjährige Abrechnungen	268
4.	Preisniveau	269
4.1	Nicht-Haushaltskunden	270
4.2	Haushaltskunden	275
4.2.1	Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III)	275
4.2.2	Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern	281
4.3	Umlagen	291
5.	Heizstrom	294
5.1	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	294
5.2	Preisniveau	297
6.	Ökostromsegment	300
7.	Europäischer Strompreisvergleich	303
7.1	Nicht-Haushaltskunden	304
7.2	Haushaltskunden	305
H	Mess- und Zählwesen	307
1.	Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	307
2.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber	307
3.	Anforderungen i. S. d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz	310
4.	Ausgestaltung des Messstellenbetriebs	313
5.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden	317
6.	Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung	318
7.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	320
8.	Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen	321

II	GASMARKT	323
A	Entwicklung auf den Gasmärkten	324
	1. Zusammenfassung.....	324
	1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher.....	324
	1.2 Netze	325
	1.2.1 Netzausbau	325
	1.2.2 Ausdehnung des Regulierungsrahmens auf Gasverbindungsleitungen mit Drittstaaten.....	325
	1.2.3 Investitionen	327
	1.2.4 Versorgungsunterbrechungen.....	327
	1.2.5 Netzentgelte.....	328
	1.2.6 Netzbilanz.....	328
	1.2.7 Marktraumumstellung.....	328
	1.3 Großhandel	328
	1.4 Einzelhandel	329
	1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation	329
	1.4.2 Gassperren	330
	1.4.3 Preisniveau	330
	2. Netzübersicht	332
	3. Marktkonzentration.....	339
	3.1 Erdgasspeicher	339
	3.2 Gasendkundenmärkte	341
B	Aufkommen von Gas	343
	1. Förderung von Erdgas in Deutschland	343
	2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas.....	344
	3. Marktraumumstellung.....	348
	4. Biogas (einschließlich Synthesegas)	353
	5. Gasspeicher	354
	5.1 Zugang zu Untertagespeichieranlagen.....	354
	5.2 Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit	355
	5.3 Nutzung der Untertagespeichieranlagen/ Kundenentwicklung	355
	5.4 Kapazitätsentwicklung.....	356
C	Netze.....	358
	1. Netzausbau	358
	1.1 Netzentwicklungsplan Gas.....	358
	1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten.....	362
	2. Investitionen	363
	2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber	364
	2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrasturktur Verteilernetzbetreiber Gas.....	365
	2.3 Investitionen und Anreizregulierung.....	366
	2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB.....	367
	2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks	367
	2.4.1 Eigenkapitalzinssatz.....	367
	2.4.2 Eigenkapitalzinssatz II.....	368
	2.4.3 Fremdkapitalzinssatz	369
	2.5 Kapitalkostenaufschlag.....	370
	3. Kapazitätsangebot und Vermarktung	371
	3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten	371
	3.2 Produktlaufzeiten.....	373
	3.3 Kapazitätskündigungen.....	375

3.4	Unterbrechbare Kapazitäten	377
3.5	Interne Bestellung.....	378
4.	Versorgungsstörungen Gas	379
5.	Netzentgelte.....	381
5.1	Ermittlung der Netzentgelte Gas.....	381
5.2	Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland	383
5.3	Regionale Verteilung der Netzentgelte.....	385
5.4	Netzübergänge.....	392
5.5	Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR).....	392
D	Regelenergie und Bilanzierung	393
1.	Regel- und Ausgleichsenergie.....	393
1.1	Regelenergie	393
1.2	Ausgleichsenergie.....	397
2.	Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen.....	398
3.	Standardlastprofile	400
E	Großhandel	403
1.	Börslicher Großhandel.....	403
2.	Außerbörslicher Großhandel	405
2.1	Brokerplattformen.....	405
2.2	Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten	407
3.	Großhandelspreise.....	409
F	Einzelhandel	413
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	413
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	416
2.1	Nicht-Haushaltskunden	418
2.1.1	Vertragsstruktur.....	418
2.1.2	Lieferantenwechsel.....	419
2.2	Haushaltskunden	421
2.2.1	Vertragsstruktur.....	421
2.2.2	Vertragswechsel	425
2.2.3	Lieferantenwechsel.....	426
3.	Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung	429
3.1	Gassperrungen und Kündigungen.....	429
3.2	Bargeld- und Chipkartenzähler.....	433
3.3	Abweichende Abrechnung.....	433
4.	Preisniveau	434
4.1	Nicht-Haushaltskunden	435
4.2	Haushaltskunden	439
4.2.1	Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II) ..	440
4.2.2	Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern.....	443
5.	Europäischer Gaspreisvergleich.....	452
5.1	Nicht-Haushaltskunden	452
5.2	Haushaltskunden	454
G	Mess- und Zählwesen	456
1.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber.....	456
2.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden.....	457
3.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung	460

4.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	461
III	ÜBERGREIFENDE THEMEN	463
A	Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas	464
B	Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur	467
	Aufgaben nach REMIT	467
C	Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes	470
	VERZEICHNISSE	471
	Verzeichnis Autorenschaft.....	472
	Gemeinsame Textteile.....	472
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen).....	472
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen).....	473
	Abbildungsverzeichnis	475
	Tabellenverzeichnis.....	485
	Abkürzungsverzeichnis.....	491
	Glossar.....	495
	Impressum.....	507

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Am 14. August 2020 ist das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) in Kraft getreten. Das Gesetz regelt den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038. Während die Abschaltung der großen Braunkohleanlagen durch individuelle gesetzlich definierte Abschalttermine und einen öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen den Betreibern und der Bundesrepublik geregelt wird, führt die Bundesnetzagentur für Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 Megawatt Nettonennleistung) Ausschreibungen sowie die sog. gesetzliche Reduzierung durch. Allein bis zum Jahr 2023 werden aufgrund der Regelungen des KVBG neben den bisher bereits gesetzlich verankerten Stilllegungen an Kohlekraftwerkskapazitäten (Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft) voraussichtlich 9 GW oder mehr zusätzliche Kohlekapazitäten stillgelegt oder zu anderen Energieträgern umgerüstet. Die genaue Höhe der stillzulegenden Kohlekapazitäten hängt insbesondere von den Ausschreibungsvolumina ab. Diese sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt lediglich für die ersten beiden Ausschreibungsrunden bekannt. Im ersten Ausschreibungsverfahren mit einem Volumen von 4.000 MW war dieses deutlich überzeichnet. Es wurden elf Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 4.787,68 MW bezuschlagt. Die Gebotswerte der bezuschlagten Gebote lagen in einer Spanne von 6.047 Euro pro MW bis 150.000 Euro pro MW. Der durchschnittliche Zuschlagswert lag mit 66.259 Euro pro MW deutlich unter dem Höchstpreis von 165.000 Euro pro MW. Die Gesamtsumme der Zuschläge beträgt rund 317 Mio. Euro. Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2019 mit 561,3 TWh unterhalb des Niveaus von 2018 (592,1 TWh). Mit der rückläufigen gesamten Nettostromerzeugung sank die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern um 48,9 TWh bzw. 12,8 Prozent. Besonders stark sank hierbei die Nettostromerzeugung aus Kohlekraftwerken: In Steinkohlekraftwerken wurden 26,9 TWh weniger Strom erzeugt (-33,5 Prozent), in Braunkohlekraftwerken sogar 31,7 TWh weniger Strom (-23,3 Prozent).

Nachdem 2018 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nur leicht angestiegen war, zeigte sich im Jahr 2019 ein vergleichsweise moderater Anstieg von 8,6 Prozent auf insgesamt 228,9 TWh (2018: 210,7 TWh). Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 42 Prozent im Jahr 2019². Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war auch das Jahr 2019 durch einen Kapazitätswachstum der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,2 GW. In 2018 betrug der Zuwachs 6,6 GW³ gegenüber dem Jahr 2017. Am stärksten nahmen im Jahr 2019 die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Solare Strahlungsenergie (+3,9 GW), Wind an Land (+0,9 GW) und Wind auf See (+1,1 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2019 insgesamt um 1,1 GW ab. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen zum Ende 2019 auf 226,4 GW an. Hiervon sind 102,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 124,4 GW den

² Wenn von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von ca. 50 Prozent oder mehr ausgegangen wird, bezieht sich dieser in der Regel auf die Definition des Verbrauchs als Netzlast (z. B. auf SMARD).

³ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2019 wurde für das Jahr 2018 aktualisiert.

erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen hier Kraftwerke, die sich am Markt befinden und Kraftwerke, die außerhalb des Marktes agieren (z. B. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, Netzreserve).

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland betrug Ende 2019 120,2 GW (2018: 114,0 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um 6,2 GW (+5,5 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2019 insgesamt 211,9 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 8,5 Prozent gestiegen. Etwas weniger stark gestiegen sind die Zahlungen nach dem EEG im Jahr 2019. Diese stiegen um 7,5 Prozent auf insgesamt 27,6 Mrd. Euro. Im Jahr 2019 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 13,0 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁴ erhalten.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2019 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Das im Jahr 2019 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 72,40 TWh (2018: 91,57 TWh). Mit einem Exportsaldo von 25,19 TWh gehört Deutschland aber weiterhin zu den großen Stromexporteuren in Europa.⁵ Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 736,10 Mio. Euro.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergibt, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2020) bei rund 1.831 km. Rund 8 km befinden sich in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 271 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Insgesamt sind 558 km genehmigt und vor dem oder im Bau. 994 km sind fertiggestellt.

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergibt, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2020) bei etwa 5.868 km. Davon fallen rund 3.542 km auf die länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden 16 Vorhaben, die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren.

Ende des dritten Quartals 2020 befanden sich insgesamt von der Gesamtlänge etwa 669 km vor dem Genehmigungsverfahren. Bei etwa 1.710 km werden die Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchgeführt. 2.724 km befinden sich vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren. Genehmigt bzw. vor dem oder im Bau sind 254 km.

511 km sind fertiggestellt. Weitere ca. 100 km wurden bereits in den Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt.

⁴ 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.

⁵ Tagesaktuelle Werte zum kommerziellen Außenhandel und physikalischen Lastflüssen finden sich auch auf www.smard.de.

1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2019 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 10.629 Mio. Euro (2018: 9.830 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte⁶) in die Netzinfrastuktur auf. Es entfielen 7.540 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 3.089 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dabei sind die Investitionen der ÜNB geringfügig von 2.954 Mio. Euro im Jahr 2018 auf 2.727 Mio. Euro in 2019 gesunken. Die Investitionen der VNB sind leicht gestiegen von 3.933 Mio. Euro im Jahr 2018 auf 4.337 Mio. Euro in 2019.

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit

Im Vergleich zum Vorjahr ist das Maßnahmenvolumen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2019 insgesamt gesunken. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (EinsMan, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz + Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 1,28 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls gesunken (2018: 1,48 Mrd. Euro).

Redispatch-Maßnahmen: Im Jahr 2019 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 13.521 GWh (6.958 GWh Einspeisereduzierungen und 6.563 GWh Einspeisererhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen im Jahr 2019 somit unter denen des Jahres 2018 (2018: 15.529 GWh). Die Menge von Countertrading hat sich im Jahr 2019 mehr als verdoppelt. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis zu 1.300 MW bis Juli 2019 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig angehoben (ausgehend von 700 MW in 2018). Eine weitere Anhebung der Mindesthandelskapazität soll analog zum Netzausbau erfolgen.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Reservekraftwerken und Countertradingmaßnahmen lagen im Jahr 2019 bei rund 373 Mio. Euro und somit rund 34 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2018: 562,7 Mio. Euro).

Netzreservekraftwerke: Die vorläufigen Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten für die Netzreserve in 2019 sind der Bundesnetzagentur bisher in Höhe von 196, Mio. Euro bekannt und liegen damit unter den Vorjahreskosten (2018: 278,5 Mio. Euro). In 2019 wurde erstmals keine ausländische Netzreserve kontrahiert. Die Einsatzkosten lagen bei rund 81,6 Mio. Euro.

Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen), also die Abregelung von EEG- oder KWKG-vergüteten Anlagen, lag im Jahr 2019 mit insgesamt 6.482 GWh auf einem hohen Niveau.

⁶ Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden. Eine Vergleichsrechnung der handelsrechtlichen Werte mit den Werten aus der Anreizregulierung kann nach der Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den Auswertungen auch mittel- bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u. a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Menge deutlich um rund 17 Prozent (2018: 5.403 GWh). Damit belief sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), auf 2,9 Prozent (2018: 2,6 Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2019 mit rund 1.058 Mio. Euro gegenüber 2018 um rund 340 Mio. Euro erhöht (2018: 719 Mio. Euro). Die insgesamt im Jahr 2019 entstandenen geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern stiegen hingegen auf das Niveau von 710 Mio. Euro an. Die Diskrepanz zwischen den Zahlen erklärt sich dadurch, dass die im Jahr 2019 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge widerspiegeln, die auch durch Ausfallarbeit im Jahr 2019 verursacht wurden. In den Entschädigungszahlungen für 2019 können Ansprüche für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten und Ansprüche aus dem Jahr 2019 unvollständig abgebildet sein, da der Abrechnungszeitraum nicht mit dem Maßnahmenzeitraum zusammenfällt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2019 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von rund 78 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2018: 72 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2019 auf rund 18 Prozent (rund 1.188 GW) der gesamten Ausfallarbeit wieder etwas gemindert (2018: 25 Prozent mit rund 1.356 GW).

Das weiterhin hohe Niveau der EinsMan-Maßnahmen in 2019 lässt sich mit dem starken Winddargebot im ersten Quartal 2019 erklären. Die Zunahme der Maßnahmen zeigt, dass bei weiterhin stetigem Zubau an Erneuerbaren Energien die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze ohne Verzug umgesetzt werden müssen. Im Jahr 2019 haben insgesamt fünf Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 9,3 GWh.

Für das Jahr 2020 zeichnet sich in den ersten drei Quartalen ein Volumen leicht über Vorjahresniveau für die Gesamtmenge der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ab. Die Kosten zeigen eine Steigerung um rund 5 Prozent. Zurückzuführen sind diese Entwicklungen vor allem auf eine Verschiebung der Einspeisemanagementmaßnahmen von Wind onshore zu Wind offshore. Eine abschließende Bewertung der jährlichen Entwicklung wird nach der Analyse des vierten Quartals vorgenommen.

1.3.4 Netzentgelte

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2020 sind für Haushaltskunden um 4 Prozent (+0,28 ct/kWh) gestiegen.

- Haushaltskunde, Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: Mengengewichtet 7,50 ct/kWh

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel für Gewerbekunden leicht über dem Niveau des Vorjahres⁷. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um zwei Prozent gestiegen auf rund 6,46 ct/kWh (2019: 6,31 ct/kWh). Bei den Industriekunden sind die

⁷ Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund 16 Prozent auf 2,70 ct/kWh gestiegen (2019: 2,33 ct/kWh). Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2020 ermittelt:

Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: Arithmetisches Mittel 6,35 ct/kWh

- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 StromNEV: Arithmetisches Mittel 2,70 ct/kWh

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Der Vergleich der Netzentgelte in Deutschland aller VNB für die drei betrachteten Abnahmefälle zeigen folgende Spannen (Netzentgelte ohne Messstellenbetrieb): Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 3,94 ct/kWh und die höchsten bei 16,16 ct/kWh. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,85 ct/kWh und 16,16 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden (ohne Reduktionsmöglichkeiten) bewegen sich zwischen etwa 1,07 ct/kWh und 7,55 ct/kWh.

1.4 Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen sind im Jahr 2019 mit rund 1.931,2 Mio. Euro auf einem konstanten Niveau (2018: 1.933,2 Mio. Euro). Hauptkostenblöcke waren dabei die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 278,1 Mio. Euro (2018: 415,8 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt 227,2 Mio. Euro (2018: 388,2 Mio. Euro), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 709,5 Mio. Euro (2018: 635,4 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 321,2 Mio. Euro (2018: 288,0 Mio. Euro). Gestiegen sind vor allem die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung mit insgesamt 285,7 Mio. Euro (2018: 123,3 Mio. Euro).

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich in 2019 gegenüber 2018 dahingehend geändert, als dass die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen gesunken sind, während die Kosten für Regelleistung und Verlustenergie gestiegen sind.

1.5 Großhandel

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte sind im Jahr 2019 angestiegen. Sowohl das Handelsvolumen im Spotmarkt als auch der Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse. Im Jahr 2019 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Future bei 1.345 TWh – ein Anstieg von rund 27 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Volumenzuwächse.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2019 gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2019 rund 37,67 Euro/MWh. Eine klare bezifferte Vergleichsaussage der Preise über die Jahre gestaltet sich aufgrund der Gebotszonentrennung im Jahr 2018 schwierig. Beim Terminmarkt für das Folgejahr sind die Preise ebenfalls gesunken. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2019 bei einem Wert von 62,98 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Rückgang von rund 21 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 41,33 Euro/MWh im Jahresverlauf gesunken. Das entspricht einem Rückgang von rund 19 Prozent seit Jahresbeginn 2019.

Auch im außerbörslichen Stromgroßhandel sind Volumenzuwächse zu verzeichnen. So stieg das Volumen bei den befragten Brokern im Jahr 2019 insgesamt auf rund 5.770 TWh gegenüber 4.956 TWh im Jahr 2018 an. Zudem lag das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX in 2019 bei 1.302 TWh. Im Jahr 2018 lag das Volumen noch bei 1.053 TWh. Das OTC-Clearing-Volumen ist um rund 24 Prozent und der Börsenhandel um rund 27 Prozent gegenüber dem Jahr 2018 gestiegen.

1.6 Einzelhandel

1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten nicht weiter erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2019 im Durchschnitt zwischen 156 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 138 Anbieter.

Eine relative Mehrheit von 40 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden wurde im Jahr 2019 über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen (2018: 42 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich auf 26 Prozent (2018: 27 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden, wie schon im Vorjahr, nur geringfügig zurückgegangen. Rund 34 Prozent aller Haushaltskunden werden von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2018: 31 Prozent). Insgesamt werden damit rund 66 Prozent aller Haushalte nach wie vor durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Die immer noch starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ist damit im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 kontinuierlich zugenommen. Im Jahr 2017 zeigte sich erstmals eine Stagnation des Wertes, die Anzahl der Lieferantenwechsel blieb auch in 2018 konstant. Im Jahr 2019 ist mit der Gesamtanzahl von rund 4,5 Mio. Lieferantenwechseln erstmals wieder eine Minderung zu beobachten (2018: 4,7 Mio. Lieferantenwechsel). Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden liegt damit bei 9,9 Prozent (2018: 10,2 Prozent) und somit um rund 0,3 Prozent unter dem Vorjahr. Zusätzlich haben rund 1,8 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Die Lieferantenwechselquote von Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – lag, bezogen auf die Abnahmemengen, bei 11,7 Prozent (2018: 12,3 Prozent).

1.6.2 Stromsperren

Die Anzahl der Stromsperren ist im Jahr 2019 gesunken. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag bei 289.012 und ist im Vergleich zum Vorjahr um zwei Prozent gesunken (2018: 296.370). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden. Diese Zahl lag bei etwa 4,8 Mio. von denen ca. 911 Tsd. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2018: 4,9 Mio. Sperrandrohungen und 975 Tsd. Sperrbeauftragungen).

1.6.3 Preisniveau

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2020 haben sich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh in Höhe von 16,54 ct/kWh liegt um 0,56 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Jahr 2019. Auch der Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer für Gewerbekunden mit

einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag mit 23,03 ct/kWh rund 0,81 ct/kWh höher als im Jahr 2019. Zu diesen Steigerungen tragen sowohl der Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils als auch die nicht beeinflussbaren Preisbestandteile bei. Insgesamt macht der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil rund 26 Prozent des Gesamtpreises aus, wohingegen durchschnittlich rund 74 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen entfallen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind.

Die Preise für Haushaltskunden werden zum Stichtag 1. April 2020 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei auf 32,05 ct/kWh gestiegen (2019: 30,85 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2020 rund 24,9 Prozent und hat sich somit, wie auch schon im Vorjahr, leicht erhöht. Das Netzentgelt liegt im Jahr 2020 etwas höher als im Vorjahr und damit weiterhin auf hohem Niveau. Die EEG-Umlage ist um rund fünf Prozent gestiegen, macht aber weiterhin rund 21 Prozent des Gesamtpreises aus. Gegenüber dem Jahr 2019 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh um rund sechs Prozent auf 33,80 ct/kWh gestiegen (2019: 31,94 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 31,67 ct/kWh (2019: 30,46 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund 2,5 Prozent gestiegen und liegt nun bei 31,22 ct/kWh (2019: 30,46 ct/kWh).

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-2,13 ct/kWh) und durch einen Lieferantenwechsel (-2,58 ct/kWh)⁸ erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Stromkosten von rund 90 Euro pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u. a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 57 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 65 Euro.

1.6.4 Umlagen

Für das Jahr 2020 veranschlagten die Netzbetreiber insgesamt rund 27,4 Mrd. Euro zur Umlage auf die Netznutzer. Nach Volumenhöhe sortiert setzt sich dieser Betrag zusammen aus der EEG-Umlage (23,93 Mrd. Euro), der §-19-StromNEV-Umlage (1,03 Mrd. Euro), der KWKG-Umlage (0,85 Mrd. Euro), der Offshore-Netzumlage (1,56 Mrd. Euro) und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,03 Mrd. Euro). Die EEG-Umlage macht damit weiter den größten Anteil (über 87 Prozent) aller Umlagen aus.

1.6.5 Heizstrom

Der Anteil der Nachtspeicherheizungs- und der Wärmepumpenmenge, die im Jahr 2019 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr

⁸ Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2019 rund 16 Prozent (2018: 13,2 Prozent) der Nachtspeicherheizungsstrommenge sowie immerhin schon 20,9 Prozent der gesamten Wärmepumpen-Menge (2018: 16,9 Prozent) auf andere Lieferanten als den Grundversorger.

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge entspricht für 2019 rund 7,2 Prozent (2018: 3,9 Prozent). Die Tendenz über die Jahre zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquote kontinuierlich ansteigt - hier vor allem aufgrund von neueren Wärmepumpen.

Auch zum Stichtag 1. April 2020 liegt der Bruttogesamtpreis für Nachtspeicherheizungen bei 23,14 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 21,92 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im Mittel bei 23,58 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr von 22,50 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetz wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Während in der Vergangenheit im Bereich der Haushaltskunden hauptsächlich analoge Ferrariszähler verbaut wurden, handelt es sich bei modernen Messeinrichtungen um digitale Zähler, die über eine Schnittstelle zur Anbindung an eine Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) verfügen. Ein Datenversand findet bei modernen Messeinrichtungen nicht statt. Von einem intelligenten Messsystem wird dann gesprochen, wenn eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart Meter Gateway verbunden ist und so die vom Zähler erfassten Daten versandt werden können.

Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Diese Anzeige löst zudem eine gesetzliche Frist des MsbG aus: Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der grundzuständige Messstellenbetreiber mindestens 10 Prozent seiner Messstellen mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet haben. Ist dies nicht der Fall, droht die Übertragung der Grundzuständigkeit. Die Überprüfung der Einhaltung der 10-Prozent-Quote obliegt der Bundesnetzagentur.

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. Eine Einbauverpflichtung für iMSys bestand 2019 auf Grund der ausstehenden Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau von intelligenten Messsystemen durch das BSI nicht. Mit Feststellung der technischen Möglichkeit für bestimmte Anwendungsfälle, gab das BSI am 24. Februar 2020 und damit nach dem Berichtsjahr 2019 den Startschuss für den Rollout iMSyS.

2. Netzübersicht

Alle Akteure des Energiemarktes sind seit dem 1. Februar 2018 verpflichtet, zur Identifikation von Marktlokationen und Messlokationen einen neuen Identifikationscode einzuführen und exklusiv zu benutzen. Seit dem Monitoringbericht 2019 wird daher der Begriff des Zählpunkts durch die Begriffe der Marktlokation bzw. Messlokation ersetzt.

In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.

Eine Messlotation ist eine Lotation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlotation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt. Der Begriff der Messlotation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.

2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für 2019. Die Aufkommensseite (600,7 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 561,3 TWh (davon 9,8 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen⁹ aus dem Ausland in Höhe von 39,4 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt 604,4 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 460,2 TWh durch Letztverbraucher und Pumpspeicher (12,4 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) um 2,6 TWh oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 38,1 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Bzgl. der Eigenerzeugung ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Wert höher ist, da diese Daten der Bundesnetzagentur erst ab einer Kraftwerksgröße von 10 MW übermittelt werden. Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 26,9 TWh¹⁰, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betrugen 69,8 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite und abzüglich der Pumpverluste ergibt sich ein Gesamtwert von rund 604,8 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 600,7 TWh beträgt 4,1 TWh bzw. 0,7 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu ausgeglichen. Die Erhebungsdifferenz von 4,1 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückführen.

⁹ Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 49 TWh und Importe 24 TWh) und physikalische Lastflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

¹⁰ Aufgrund fehlerhafter Meldungen der Netzverluste eines ÜNB lag der in den vorherigen Berichten veröffentlichte Wert ca. 2 TWh unter dem tatsächlichen Wert. Für das Jahr 2018 ergibt sich ein korrigierter Wert in Höhe von 27,2 TWh.

Elektrizität: Netzbilanz 2019

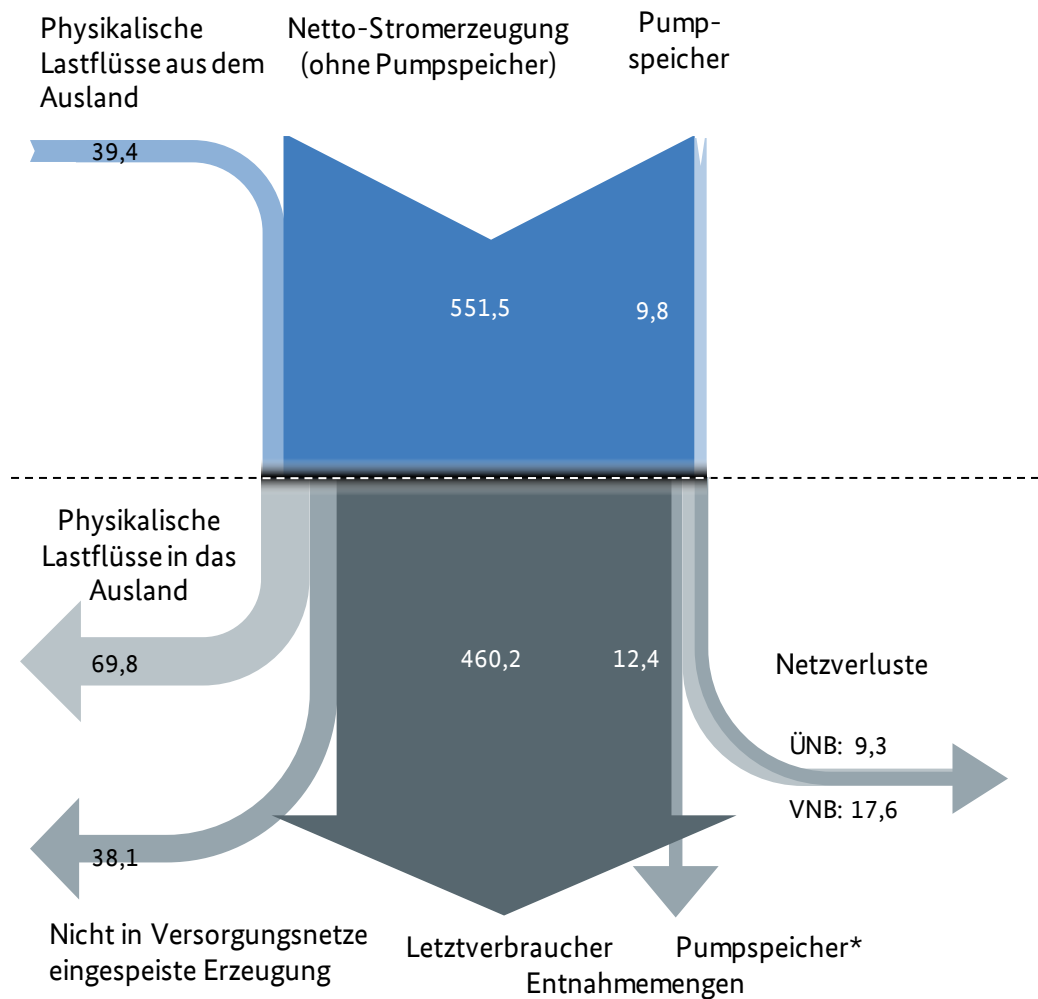
	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2019			226,4
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			102,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			124,4
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			120,2
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			561,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			332,5
davon Pumpspeicher			9,8
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			228,9
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			221,9
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			38,1
Netzverluste (in TWh)	9,3	17,6	26,9
davon Höchstspannung	7,7	<0,1	7,7
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,6	3,2	4,8
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)		5,7	5,7
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)		8,7	8,7
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			
davon ins Ausland			69,8
davon aus dem Ausland			39,4
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	26,8	433,4	472,6
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	26,8	309,7	336,5
davon Haushaltskunden		123,7	123,7
davon Pumpspeicher			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 von 2019 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber

Elektrizität: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2019 in TWh



*Die Menge versteht sich hier als Entnahme der Pumpspeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der zum Pumpvorgang benötigt wurde.

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2019

2.2 Stromverbrauch

Aus der in Kapitel I.A.2.1 dargestellten Netzbilanz lässt sich ein jährlicher, im Monitoring gemeldeter, Bruttostromverbrauch von 554,8 TWh für das Jahr 2019 errechnen. Dieser Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung¹¹ aus Erneuerbaren Energien (230,9 TWh) und nicht erneuerbaren Energien (354,5 TWh) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (39,3 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (69,9 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2019 damit bei 42 Prozent.

¹¹ Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW erfasst werden.

Elektrizität: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent

2017	2018	2019
36	37	42

Tabelle 2: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	< 0,1	117,1	117,1	25%
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	122,3	122,4	27%
> 2 GWh/Jahr	26,7	194,0	220,7	48%
Gesamt	26,8	433,4	460,2	100%

Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Elektrizität: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Lastprofil

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
RLM-Kunden	26,8	274,5	301,3	65%
SLP-Kunden		158,9	158,9	35%
davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG		123,7	123,7	27%
Gesamt	26,8	433,4	460,2	

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der im Monitoring erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in aufgeführten Werte für das Jahr 2019 ergeben (Entnahmemengen ohne Pumpspeicher). Aus den VNB-Netzen wurden insgesamt rund 433,4 TWh entnommen, aus den ÜNB-Netzen 26,8 TWh. Tabelle 3 zeigt, dass, obwohl die Anzahl der Kunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, in dieser Kundenkategorie fast die

Hälfte der gesamten Entnahmemenge in Deutschland verbraucht wurde. Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge zwischen 10 MWh und 2 GWh verbrauchten im Jahr 2019 rund ein Viertel der Gesamtentnahmemenge. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden, aber auch kleinere Gewerbe können in dieser Kategorie enthalten sein. Sie entnahmen 2019 ebenfalls etwa ein Viertel der Gesamtmenge.

Gemäß den Angaben der VNB verbrauchten Haushaltskunden¹² im Durchschnitt rund 2.550 kWh im Jahr 2019. Die höchste Abnahmemenge der Haushaltskunden fällt nach Angaben der Stromlieferanten mit einer Gesamtmenge von ca. 41,8 TWh in den Abnahmefall zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Für diesen repräsentativen Fall lag der Durchschnittsverbrauch bei rund 3.400 kWh, die Gesamtzahl der Marktlaktionen bei rund 12,2 Millionen. Die größte Zahl der Haushaltskunden fällt mit rund 16,5 Millionen Marktlaktionen in den Abnahmefall zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh. Die verbrauchte Energiemenge lag hier bei insgesamt rund 29,2 TWh bzw. 1.750 kWh durchschnittlich.

2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2019 haben sich die ÜNB¹³ sowie 846 VNB beteiligt. Zum Stichtag 8. Oktober 2020 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 883 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst.

Elektrizität: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	880	875	878	890	883	874
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	803	798	797	809	803	794
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	605	607	625	614	645	673

Tabelle 5: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2015 bis 2020

Nachfolgende Tabelle zeigt die Netzstrukturdaten „Stromkreislänge“ und „Marktlaktionen“ der ÜNB und VNB auf. Die Marktlaktion ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit 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 Marktlaktionen gezählt, die Anzahl der installierten Zähler hingegen über die Messlokation. Die Messlokation bildet also das technische Pendant

¹² Haushaltskunden i. S. d. §3 Nr. 22 EnWG

¹³ Die für die Offshore-Beteiligungsgesellschaften der TenneT GmbH gemeldeten Daten werden im Monitoring der TenneT zugeordnet.

zur Marktllokation, allerdings existiert hier keine Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktllokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktllokationen zugeordnet.

Elektrizität: Netzstrukturdaten 2019

	ÜNB*	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	7	874	881
Stromkreislänge (in Tsd. km)	37,3	1.994,4	2.031,7
davon Höchstspannung	36,9	0,3	37,2
davon Hochspannung	0,4	93,7	94,1
davon Mittelspannung		545,7	545,7
davon Niederspannung		1.354,6	1.354,6
Marktlaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	51.811,8	51.812,3
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	3.370,3	3.370,8
davon Haushaltskunden		48.441,5	48.441,5

* Anzahl inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften, ohne Baltic Cable

Tabelle 6: Netzstrukturdaten 2019 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene hat sich gegenüber dem Jahr 2018 um ca. 500 km erhöht. Die Anzahl der Marktlaktionen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt rund 500. Diese Marktlaktionen weisen fast ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassen mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2019 insgesamt rund 1,99 Millionen Kilometer. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, verfügt die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (626 oder 77 Prozent) über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 7,4 Mio. bzw. 14 Prozent aller Marktlaktionen in Deutschland. 184 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 44,4 Mio. Marktlaktionen etwa 86 Prozent der gesamten Marktlaktionen.

Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene in 2019

Anzahl in Mio.

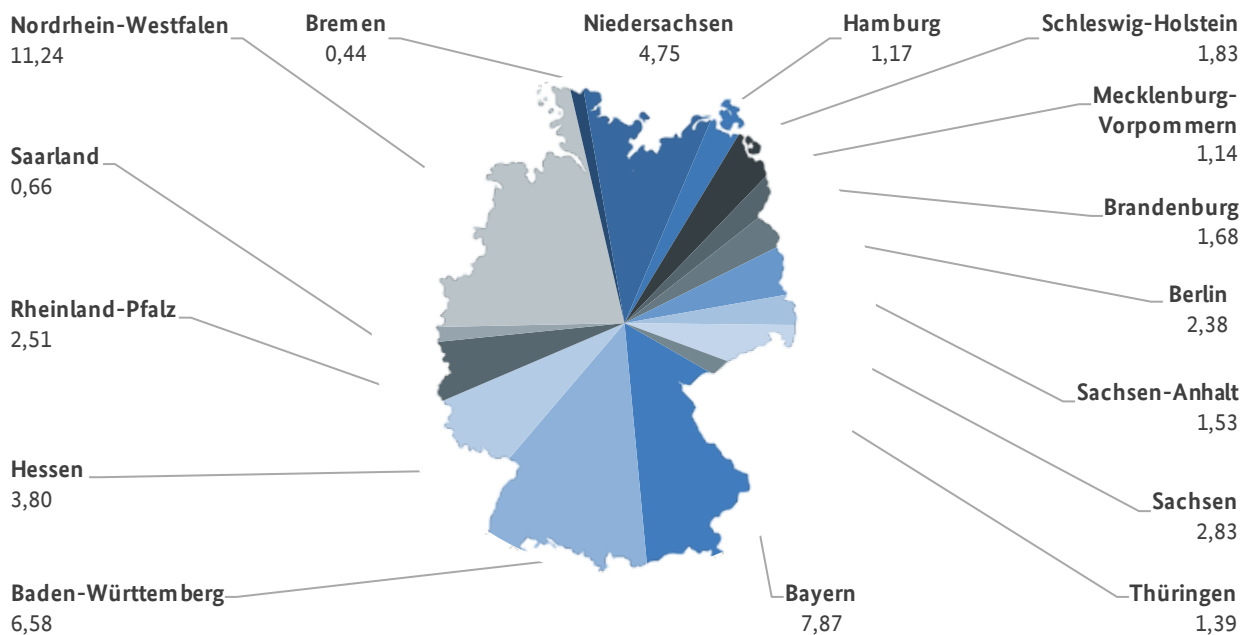


Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB

Elektrizität: Marktlokationen je Bundesland auf der ÜNB-Ebene in 2019

Anzahl

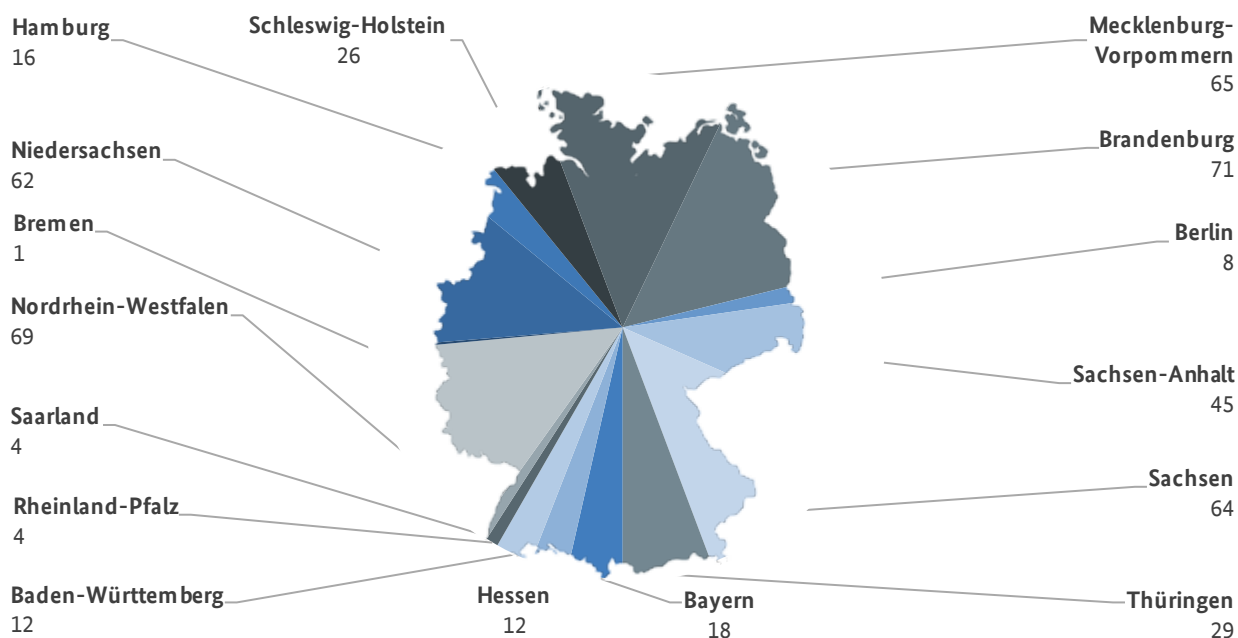


Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2019

Anzahl und Verteilung

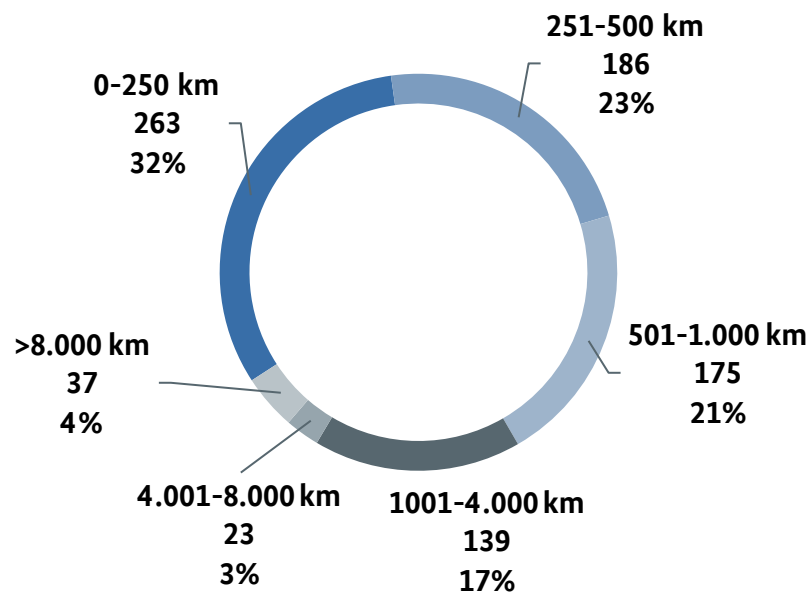


Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der Marktllokationen in 2019

Anzahl und Verteilung

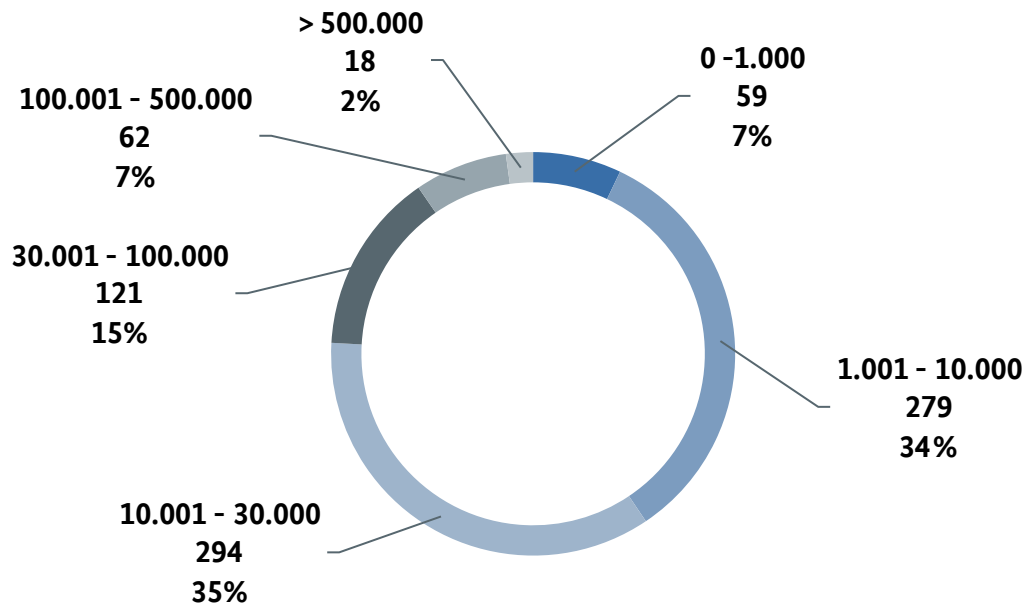


Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktllokationen gemäß Abfrage VNB Strom

Die Zahl der Marktllokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 51,8 Millionen. Hiervon wurden rund 48,4 Mio. Marktllokationen den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet. Rund 424.600 Messlokationen wiesen eine registrierende Lastgangmessung auf.

Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Marktllokationen und 9 Prozent der Unternehmen mehr als 100.000 Marktllokationen. Auf diese 9 Prozent entfallen ca. 75 Prozent (38,8 Mio. Marktllokationen) aller Marktllokationen.

3. Marktkonzentration

Im Rahmen des vorliegenden Monitoringberichtes wird – wie auch in den Vorjahren – keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, da eine solche den Rahmen des Berichtes sprengen würde. So wird für die Zwecke dieses Berichtes insbesondere auf eine Pivotalanalyse verzichtet, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für die Beurteilung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung von essentieller Bedeutung ist¹⁴. Stattdessen baut dieser Bericht – wie weiter unten dargestellt – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

Eine umfassende, aktuelle Marktmachtanalyse findet sich dafür in dem am 28. Dezember 2020 erschienenen zweiten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung („Marktmachtbericht“), den das Bundeskartellamt nach § 53 GWB¹⁵ erstellt. Diese Analyse beruht im Wesentlichen auf Daten des Energieinformationsnetzes über den Kraftwerkseinsatz im Jahresverlauf sowie auf öffentlich verfügbaren Daten. Auf dieser Grundlage wird der sogenannte „Residual-Supply-Index“ (RSI) ermittelt. Dieser Index gibt an, in welchem Ausmaß der Kraftwerkspark eines Unternehmens 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. Mit diesem Index kann daher auch gemessen werden, in welchem Umfang ein Unternehmen über Marktmacht verfügt, weil es über die Steuerung seiner Kraftwerke die angebotene Strommenge und – z. B. durch eine Strategie der Kapazitätszurückhaltung – auch den Strompreis maßgeblich beeinflussen kann.

Wie die Ergebnisse der im Rahmen der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens RWE/E.ON durchgeführten Analyse gezeigt haben, sind die Kraftwerke von RWE derzeit bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr pivotal, also für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar. Die Zahl pivotaler Stunden erreicht jedoch derzeit noch nicht das für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderliche Niveau. Es ist indes nicht auszuschließen, dass – unabhängig von dem geprüften Zusammenschlussvorhaben – das Ausmaß der Unverzichtbarkeit des konventionellen RWE-Kraftwerksparks künftig in Folge der generellen Marktverknappung in Folge des Atomausstiegs noch zunehmen wird und möglicherweise RWE perspektivisch Marktmacht in einem solchen Umfange zuwächst, dass die Schwelle zur marktbeherrschenden

¹⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Pressemitteilung vom 26. Februar 2019, B8-28/19 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung mit Hintergrundpapier; Bundeskartellamt, Bericht vom 21. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2019, S. 23 ff.; zuvor schon Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 96 ff.

¹⁵ In der Fassung des Strommarktgesetzes – Artikel 2 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BGBl. I 2016, 1786, 1811. Vgl. auch die Regierungsbegründung BT-Drs. 18/7317, 134.

Stellung überschritten werden könnte. Diese Tendenz könnte durch den Kohleausstieg noch verstärkt werden.

Für die Zwecke dieses Berichtes wird bei der Identifizierung möglicher Marktmacht auf den Grad der Marktkonzentration abgestellt, der wiederum durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt bestimmt wird. Marktanteile bilden hierfür einen geeigneten Ausgangspunkt, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.¹⁶

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.

Im vergangenen Berichtsjahr wurde – auch aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Strommärkte bei Stromerzeugung und Stromersatzabsatz auf – die fünf größten Anbieter RWE AG, EnBW AG, LEAG GmbH, Vattenfall, E.ON SE (nur Stromerstattabsatz) bzw. Uniper GmbH (nur Stromerzeugungskapazitäten) abgestellt. Zugleich weisen diese bei den Erzeugungskapazitäten und bei der eingespeisten Erzeugungsmenge einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern auf (im Folgenden CR 5).

Aber auch innerhalb der Gruppe der fünf größten Stromerzeuger zeigen sich große Unterschiede. Hinter dem Marktführer RWE mit 26,0 Prozent (Stromabsatzmenge) bzw. 22,2 Prozent (Stromerzeugungskapazität) Marktanteil findet sich mit weitem Abstand ein Feld von vier Stromerzeugern mit Marktanteilen zwischen 16,2 Prozent und 6,4 Prozent bezogen auf die Absatzmenge bzw. 12,1 Prozent und 5,9 Prozent bezogen auf die Erzeugungskapazität.

Bei der Endkundenbelieferung wird wie im Vorjahr auf die vier absatzstärksten Stromlieferanten abgestellt, die im Jahr 2019 bis auf LEAG identisch mit den größten Marktakteuren beim Stromerstattabsatz waren.

Im Zuge der RWE/E.ON-Transaktion¹⁷ fand ein umfassender Tausch von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen statt. RWE konzentriert sich auf die Stromerzeugung und den Stromerstattabsatz sowie den Stromgroßhandel, während E.ON den Schwerpunkt auf den Betrieb von Stromverteilnetzen und auf den Stromvertrieb legt. Die resultierenden Veränderungen im Bereich Stromerzeugung und Stromerstattabsatz sind nach den Feststellungen der EU-Kommission und des Bundeskartellamtes geringfügig,¹⁸ während sich die Veränderungen im Bereich Stromvertrieb¹⁹ in den diesjährigen Monitoringzahlen widerspiegeln.

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerzeugungs- und -erstattabsatzmarkt sowie für die zwei größten Stromendkundenmärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den

¹⁶ Vgl. Bundeskartellamt, 29. September 2019, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

¹⁷ Siehe hierzu ausführlich Monitoringbericht 2019, S.501-503.

¹⁸ EU-Kommission, Entscheidung vom 26. Februar 2019, M.8871 – RWE/E.ON-Assets, Rn. 80 ff.; Bundeskartellamt, Pressemitteilung nebst Hintergrundpapier vom 26. Februar 2019 und Fallbericht vom 31. Mai 2019, B8-28/29 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung.

¹⁹ Vgl. EU-Kommission, Entscheidung vom 17. September 2019, M.8870 E.ON-Innogy, Rn. 265 ff. zu Haushaltskunden, Rn. 301 ff. zu Heizstromkunden, Rn. 330 ff. zu Industriekunden.

Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sogenannten „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstabatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach wettbewerbsrechtlichen Grundsätzen bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe folgender Kasten).

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

Für die Berechnung von Marktanteilen ist eine Definition erforderlich, welche Gesellschaften (juristische Personen) als untereinander verbunden und somit als eine Unternehmensgruppe gewertet werden. Dies impliziert die Wertung, dass zwischen den einzelnen Gesellschaften der Unternehmensgruppe kein (wesentliches) Wettbewerbsverhältnis besteht.

Im Kartellrecht findet das Konzept der „verbundenen Unternehmen“ Anwendung (§ 36 Abs. 2 GWB). Das kartellrechtliche Verbundkonzept stellt darauf ab, ob ein Abhängigkeits- bzw. Beherrschungsverhältnis zwischen Unternehmen besteht. Die Umsätze bzw. Absätze jedes beherrschten Unternehmens werden voll dem Unternehmensverbund zugerechnet, die Absätze eines nicht beherrschten Unternehmens werden nicht (auch nicht anteilig) zugerechnet. Typisches Beispiel für eine Beherrschung ist eine Mehrheit der Stimmrechte an einer Beteiligungsgesellschaft. Beherrschung kann aber auch aufgrund anderer Umstände vorliegen, wie z. B. durch personelle Verflechtungen oder durch einen Beherrschungsvertrag. Wirken mehrere Unternehmen derart zusammen, dass sie gemeinsam einen beherrschenden Einfluss auf ein anderes Unternehmen ausüben können (z. B. aufgrund des Gesellschaftsvertrags oder eines Konsortialvertrags), gilt jedes von ihnen als herrschendes Unternehmen. Nach diesen Grundsätzen kann die Ermittlung und Bewertung, welche Unternehmen zu einem Verbund gehören, im Einzelfall relativ aufwendig sein.

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. 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. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem anderen Unternehmen zugerechnet. 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“).

Im Falle von Mehrheitsbeteiligungen gelangen die beiden Zurechnungsmethoden in der Regel zum gleichen Ergebnis. Ein Beherrschungsverhältnis kann aber insbesondere auch bei Minderheitsbeteiligungen vorliegen, was durch die Dominanzmethode nicht erfasst wird. Bei Zurechnung mit der Dominanzmethode gelangt man daher tendenziell zu Marktanteilen der absatzstärksten Unternehmensgruppen, die zu niedrig ausfallen, insbesondere, wenn in einem Markt absatzstarke Gemeinschaftsunternehmen tätig sind.

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung ab (Stromerstabsatzmarkt). Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabsatzmarkt nach dieser Abgrenzung nur insoweit an, als sie in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist für die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch und für die Einspeisung in das Bahnstromnetz sowie für die Regelenenergie, die Reservekapazitäten und das Redispatch nicht erfüllt. Angebotsseitig sind ferner solche Stromerzeugungsmengen nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Daher ist die nach EEG geförderte Stromerzeugung ebenfalls nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes, wie er für die Zwecke des Monitoringberichtes zugrunde gelegt wird.

Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt²⁰:

Die Marktanteile werden anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wurde zuletzt zwar in die Pivotalanalyse (s. o.) einbezogen, nicht aber in die hier vorgenommene Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.²¹ Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen, nicht nach dem EEG geförderten Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sogenannten Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.²²

In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt im Jahr 2019 – aufgrund der Gebotszonentrennung mit Österreich zum 1. Oktober 2018 – einen einheitlichen Markt für Deutschland/Luxemburg abgegrenzt.²³ Bei der Stromerzeugung wurden die fünf größten Unternehmen gemäß den o. g. Definitionen abgefragt, die einen Marktanteil von 5 Prozent übersteigen. Diese Unternehmen waren hinsichtlich der Stromerstabsatzmengen RWE, LEAG, EnBW, E.ON und Vattenfall. Betrachtet man hingegen die Stromerzeugungskapazitäten der eigenen Kraftwerke einschließlich Bezugsrechten bei anderen Kraftwerken, waren die fünf größten Unternehmen RWE, EnBW, LEAG, Vattenfall und Uniper.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2019 sind in folgender Tabelle dargestellt. Zum Vergleich sind die Vorjahresdaten ebenfalls abgebildet.

²⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Fallbericht vom 31. Mai 2019, B8-28/19 RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung; ausführlich Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

²¹ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 73 f.

²² Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

²³ Tentativ schon bei der Prüfung der RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung; bestätigt in: Bundeskartellamt, Bericht vom 21. Dezember 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) 2019, S. 14.

Elektrizität: Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 2018			Deutschland 2019		
Unternehmen	TWh	Anteil	Unternehmen	TWh	Anteil
RWE	105,9	30,2%	RWE	78,9	26,0%
LEAG	58,0	16,5%	LEAG	49,0	16,2%
EnBW	45,8	13,1%	EnBW	38,3	12,7%
Vattenfall	25,7	7,3%	Vattenfall	19,5	6,4%
E.ON	23,9	6,8%	E.ON	26,6	8,8%
CR 5	259,3	73,9%	CR 5	212,2	70,1%
Andere Unternehmen	91,5	26,1%	Andere Unternehmen	90,6	29,9%
Nettostrom- erzeugung gesamt	350,8	100%	Nettostrom- erzeugung gesamt	302,8	100%

Tabelle 7: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstattabsatzmarkt betrug im Jahr 2019 bezogen auf das deutsche Marktgebiet einschließlich Luxemburg 70,1 Prozent. Im Jahr 2018 betrug der Marktanteil noch 73,9 Prozent. Die gesamte, nicht nach dem EEG geförderte Nettostromerzeugung ist im Vergleich zum Vorjahr um 48 TWh auf insgesamt 302,8 TWh zurückgegangen. Der Grund dafür ist, dass weitere Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt genommen wurden und teilweise durch Importe substituiert worden. Zugleich hat die Erzeugung von Erneuerbaren Energien mit Förderungsanspruch nach dem EEG mit rund 211 TWh einen neuen Höchststand erreicht (Vorjahr: 195 TWh) und somit nicht nach dem EEG geförderte Strommengen weiter verdrängt. Weiterhin ist die Menge importierten Stroms gestiegen und der inländische Verbrauch zurückgegangen. Bei RWE ist der Marktanteil um vier Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen – hier macht sich vor allem das veränderte Preisgefüge zwischen Kohle, Gas und Emissionsrechten bemerkbar. LEAG, EnBW und Vattenfall verzeichnen leichte Marktanteilsverluste zwischen 0,5 und 0,9 Prozentpunkten. Bei E.ON/Uniper ist zu berücksichtigen, dass die Unternehmen im Jahr 2017 noch als Verbund betrachtet wurden. Nach dem Verkauf von Uniper an den finnischen Versorger Fortum sowie der Freigabe durch die EU-Kommission werden E.ON und Uniper bereits im Jahr 2018 als zwei separate Unternehmen angesehen. Dennoch macht die Stromerzeugungsmenge insbesondere der verbliebenen Kernkraftwerke von E.ON rund 8,8 Prozentpunkte aus; diese Menge enthält auch in geringerem Umfang die aus von RWE über Innogy-Beteiligungen erworbenen kleineren Erzeugungsanlagen. Insgesamt ist der

Rückgang des CR5 auf einen Anteil von 70,1 Prozent im Wesentlichen auf die erhebliche Reduktion bei RWE zurückzuführen.

Elektrizität: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

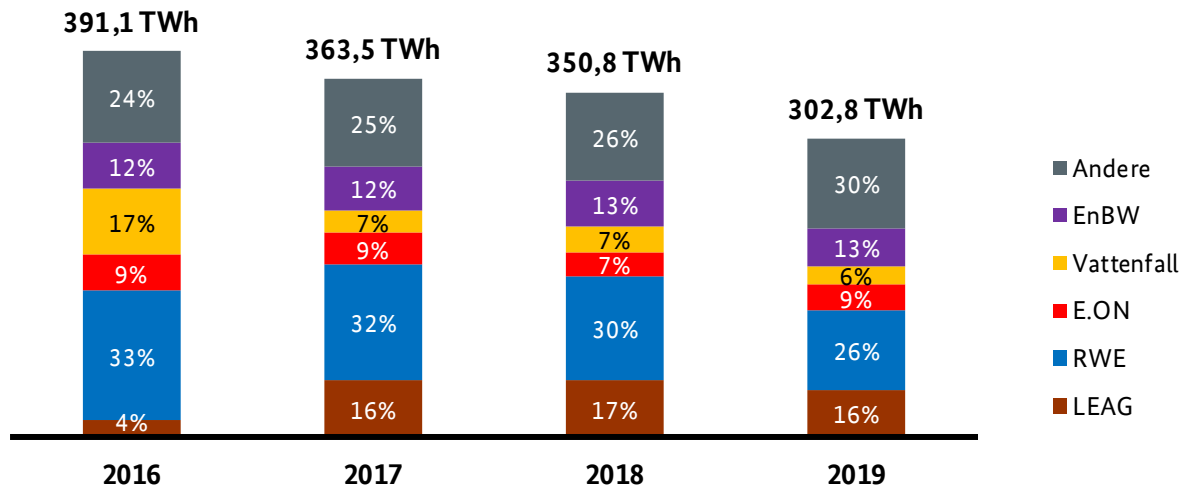


Abbildung 6: Anteil der fünf größten Unternehmen im Stromer Absatzmarkt im deutschen Marktgebiet²⁴

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen Nicht-EEG- Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt im Jahr 2019 mit 57,5 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 2018 von 60,8 Prozent. Die insgesamt zur Verfügung stehenden derartigen Kapazitäten im Jahr 2019 von rund 90,2 GW haben sich im Jahresvergleich zu 2018 hingegen um 1 GW verringert. Dahingegen beträgt der Rückgang der Kapazitäten der CR5 insgesamt 3,6 GW (von 55,5 GW im Jahr 2018 auf 51,8 GW im Jahr 2019). Zu beachten ist, dass die verbleibenden Beteiligungen der E.ON an Kernkraftwerken (durch ihr Tochterunternehmen PreussenElektra) nicht in die Summe der CR5 für die deutschen Nicht-EEG-Erzeugungskapazitäten miteinbezogen wurden, da diese den Marktanteil von 5 Prozent nicht erreichen. Ferner ist zu berücksichtigen, dass zum Stichtag 31. Dezember 2019 die Kapazitäten der Innogy-Beteiligungen – ehemals zugehörig zu RWE – bereits auf E.ON übertragen und Teile dieser Kapazitäten noch nicht zurückübertragen waren. Insofern kommt es hier zu einer – vorübergehenden – Unstimmigkeit zwischenunterjährig zugeordneten Absatzmengen und stichtagsbezogenen Kapazitäten.

Nichtsdestotrotz hat RWE auch anderweitig Kraftwerkskapazitäten aufgrund der Stilllegung des Kraftwerkes Dormagen sowie des Kraftwerkes Gersteinwerk K2 verloren. Im Zuge von weiteren geplanten Abschaltungen und Stilllegungen von Kernkraftwerken sowie weiteren Kohlekraftwerken dürfte sich der gemeinsame

²⁴ Im Jahr 2016 wurden noch die ersten drei Quartale der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitäten Vattenfall zugerechnet. Das letzte Quartal der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitäten wurden der LEAG zugerechnet. Im Jahre 2017 wurden E.ON und Uniper noch als verbundene Unternehmen behandelt. Schließlich wurden auch die bisherigen RWE-Absatzmengen von Innogy ab dem 19. September 2019 für E.ON zugerechnet. Vor diesem Hintergrund sind auch die jeweiligen Marktanteile zu werten.

Marktanteil der fünf größten Erzeuger und damit der Grad der Marktkonzentration kapazitätsseitig weiter verringern.

Elektrizität: Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Deutschland 31. Dezember 2018			Deutschland 31. Dezember 2019		
Unternehmen	GW	Anteil	Unternehmen	GW	Anteil
RWE	22,9	25,1%	RWE	20,2	22,4%
EnBW	11,2	12,3%	EnBW	11,0	12,2%
Uniper	5,6	6,2%	Uniper	5,4	6,0%
Vattenfall	8,0	8,7%	Vattenfall	7,5	8,3%
LEAG	7,8	8,5%	LEAG	7,8	8,6%
CR 5	55,5	60,8%	CR 5	51,8	57,5%
Andere Unternehmen	35,7	39,2%	Andere Unternehmen	38,4	42,5%
Kapazitäten insgesamt	91,2	100%	Kapazitäten insgesamt	90,2	100%

Tabelle 8: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2019 mit einem CR 5 von 70,1 Prozent weiterhin konzentriert ist (vgl. Tabelle 7). Im Vorjahr betrug der CR 5 noch 73,9 Prozent, im Jahr 2017 sogar noch 75,5 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration bezogen auf das deutsche Marktgebiet hat über die Jahre hinweg somit abgenommen.

Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachttendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit Jahren grundsätzlich mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Zudem wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt.

Der Grad der Marktkonzentration wird weiterhin relativiert durch die Erzeugung und den Erstabsatz von Strom aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, welche – aufgrund des Preisgefüges – dem oben definierten Stromerstabsatzmarkt Nachfrage entziehen. Allerdings wird der nach den Grundsätzen des EEG festvergütete bzw. nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom weiterhin nicht in die Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt einbezogen. Grund dafür ist, wie

oben dargelegt, dass die Erzeugung und Einspeisung des EEG-Stroms nicht dem Wettbewerb auf dem Markt für die Erzeugung und den Absatz des sonstigen, nicht nach dem EEG geförderten Stroms ausgesetzt ist.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen auf den Grad der Marktkonzentration enthält der vorliegende Monitoringbericht wiederum Erhebungen zu den Marktanteilen für EEG-Strom der oben genannten fünf Erzeuger. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes des nicht nach dem EEG geförderten Stroms nun auch nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den entsprechenden Werten für den Gesamtmarkt gesetzt. Bei der nach dem EEG geförderten Erzeugungsmenge (gleiche Unternehmen wie bei der Erzeugungsmenge, d. h. hier ohne Uniper) macht der Anteil der fünf größten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2019 rund 4,9 Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund 4,8 Prozent. Betrachtet man die EEG-Erzeugungskapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger (hier mit E.ON und ohne Uniper) für den Jahr 2019 rund 4,0 Prozent, wie im Vorjahr.

Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromer Absatzmarkt zu begrenzen. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wider, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse (s. o.) – Berücksichtigung. Schließlich ist im Hinblick auf die Zukunft auch zu bedenken, dass u. a. die bis spätestens Ende 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke zu weiteren Veränderungen in der Marktstruktur führen wird. Die Handlungsempfehlungen der sog. Kohlekommission (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“) sehen weitere Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken in mittelfristiger Zukunft vor.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromendkundenmärkten sachlich zunächst zwischen Letztverbrauchern, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden), und Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden). Bei RLM-Kunden handelt es sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. SLP-Kunden sind i. d. R. Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen wie Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte:

- (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),
- (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung)²⁵.

²⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

Da das 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. Ansonsten werden diese Verträge für die Zwecke des Monitoringberichtes als „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ bezeichnet.²⁶ Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von 1.429 Stromlieferanten (juristische Personen) zugrunde (2018: 1.175 Stromlieferanten). Bei der Betrachtung über das ganze Jahr 2019 hinweg ist zu beachten, dass sich die Marktanteile aufgrund des Tausches der Geschäftsaktivitäten zwischen RWE und E.ON (s.o.) im Wesentlichen nur innerhalb der CR-4 verschoben haben.

Im Jahr 2019 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 257,2 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 156,9 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 13,5 TWh auf Heizstrom. Von den restlichen 143,5 TWh Absatz an SLP-Kunden ohne Heizstrom entfielen wiederum 33,4 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden, das entspricht rund 23,3 Prozent; weitere 110,1 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden, das entspricht rund 76,7 Prozent. Im Vorjahr wurden 260,6 TWh an RLM und 158,1 TWh an SLP-Kunden abgesetzt, wobei auf Heizstrom rund 13,3 TWh und 34,6 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 110,2 TWh auf SLP-Sondervertragskunden entfielen. Die oben beschriebenen Veränderungen bei den großen Anbietern haben sich nicht wesentlich auf die entsprechenden Marktanteile bei der Belieferung von Stromletztverbrauchern ausgewirkt, insofern ist die bisherige CR 4-Analyse auch weiterhin sachgerecht. Aus den Angaben der einzelnen Gesellschaften wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Unternehmen entfallen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln und liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht oder einige Lieferanten keine Mengenangaben liefern konnten. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2019 insgesamt rund 63,0 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen beträgt somit 24,5 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR-4 noch 63,6 TWh ab, was einem Anteil von 24,4 Prozent entsprach. Der Marktanteil der CR 4 auf dem Markt für RLM-Kunden hat sich kaum verändert. Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

²⁶ Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich 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). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden – weil gesetzlich definiert – weiter verwendet.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2019 rund 37,5 TWh – im Vorjahr noch 34,4 TWh. Der aggregierte Marktanteil der CR 4 beträgt auf diesem Markt somit rund 34,1 Prozent – im Jahr 2018 lag dieser noch bei 31,3 Prozent. Dieser Wert liegt ebenfalls deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden (ohne Heizstrom) im Rahmen von Sonderverträgen derzeit kein Anbieter marktbeherrschend ist.

Im Bereich der Grundversorgung von SLP-Kunden betrug der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 rund 13,9 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 33,4 TWh. Der Wert beträgt für die CR 4 demnach rund 41,6 Prozent. Im Vorjahr lag dieser Wert bei rund 41,5 Prozent, bei einem kumulierten Absatz der CR 4 von 14,4 TWh und einer Gesamtgrundversorgungsmenge von 34,6 TWh.

Im Bereich der Belieferung von SLP-Kunden nur mit Heizstrom haben die CR 4 noch eine relativ starke Stellung. Der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 beträgt rund 7,7 TWh von insgesamt 13,5 TWh für Heizstrom. Somit entfallen auf die CR 4 rund 56,9 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil noch bei 59,2 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass der Verkauf der Heizstromsparte von E.ON an die Lichtblick GmbH erst im Jahre 2020 vollzogen worden ist. Dies dürfte künftig zu einer Verschiebung der Marktanteile im Rahmen der CR-4 führen und würde sich damit dekonzentrativ auswirken.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen nicht der sachlichen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sind aber gleichwohl geeignet, die Höhe der Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden hinweg darzustellen. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 59,1 TWh von insgesamt 156,9 TWh; was einem aggregierten Anteil von rund 37,7 Prozent entspricht. Im Jahr 2018 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 56,7 TWh, der Marktanteil betrug 35,8 Prozent. Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden. Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – wie oben dargestellt – in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinen als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

Elektrizität: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2019

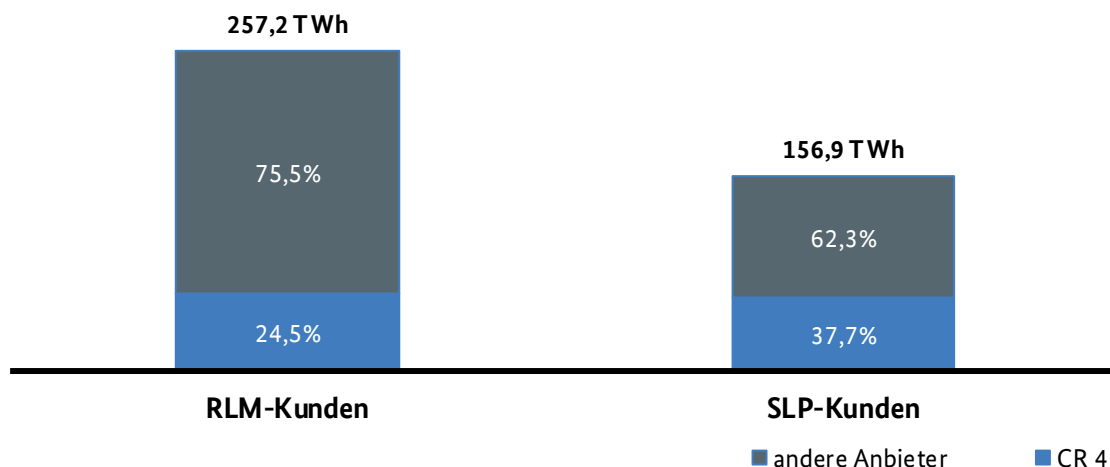


Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2019

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Die **Bundesnetzagentur** und ihr Verbraucherservice Energie unterstützen Verbraucherinnen und Verbraucher mit umfangreichen Informationen bei allen Fragen zu **Kundenrechten und Unternehmenspflichten der Energielieferanten, Netz- und Messstellenbetreiber, dem Schlichtungsverfahren und zu allgemeinen Entwicklungen auf dem Energiemarkt.**

Im Jahr 2020 erreichten rund 18.500 Eingänge per Telefon, E-Mail, Online-Formular und Brief die Bundesnetzagentur. Das entspricht einem leichten Rückgang gegenüber dem Jahr 2019 um 5 Prozent.

Bezogen auf die absolute Zahl der angeschlossenen Haushaltskunden (Strom 48,4 Mio./ Gas 12,8 Mio.) und die im Jahr 2019 durchgeführten Lieferantenwechselprozesse im Strom- (ca. 4,5 Mio.) bzw. Gasbereich (ca. 0,6 Mio.) ist die Anzahl der Anfragen und Beschwerden bei der Bundesnetzagentur als wenig signifikant einzustufen. Erfasst sind hier allerdings nicht die Cold Calls einiger Energielieferanten, die bei der Beschwerdestelle für unerlaubte Telefonwerbung der Bundesnetzagentur verfolgt werden.

Die telefonische Beratung des Verbraucherservice Energie nahmen 2020 gut 10.600 Verbraucherinnen und Verbraucher in Anspruch, 6.800 sendeten ihre Anfrage per E-Mail und ca. 1.100 traten per Brief oder über das Online-Formular mit der Bundesnetzagentur in Kontakt.

Anzahl der Verbraucheranfragen

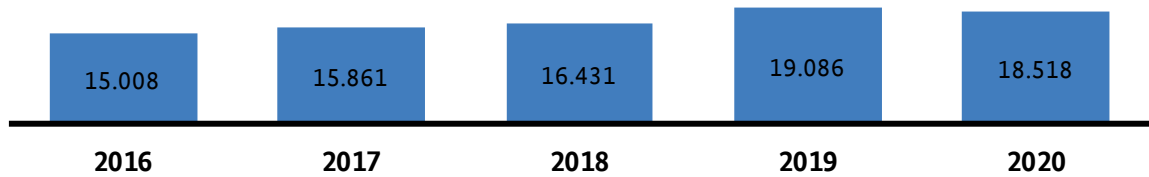


Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen

Inhaltliche Schwerpunkte der Anfragen

56 Prozent der Anfragen im Jahr 2020 bezogen sich auf Elektrizitätsthemen. Der Schwerpunkt lag bei Vertragsfragen (Grund- bzw. Ersatzversorgung und wettbewerbliche Verträge), dem Lieferantenwechsel, den Abrechnungen und dem Thema Erneuerbare Energien. Für den Einbau von intelligenten Messsystemen gab das BSI am 24. Februar 2020 den Startschuss für den Rollout "intelligenter Messsysteme". Die Anfragen zum Thema Messwesen nahm daher leicht zu. Die steigende Zahl der sogenannten „Energiewendetechnologien“ wie PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroautos ließ die Anfragen zum Thema Netzanschluss ansteigen. Haushaltskunden haben darüber hinaus als Prosumer zunehmend speziellere Fragen zu ihren Rechten und Pflichten (z.B. der Meldung im Marktstammdatenregister).

Die Corona-Pandemie führte zu praktischen Fragestellungen bspw. beim Zählerwechsel und technischen Überprüfungen. Über Corona-bedingte Sonderregelungen (u.a. Leistungsverweigerungsrecht, Mehrwertsteuersenkung, Verlängerung der Eichfrist) informierten sich Verbraucherinnen und Verbraucher beim Verbraucherservice Energie.

Durch Firmenzusammenschlüsse bzw. Kundenübernahmen im letzten Jahr ergaben sich u.a. Fragen zur Vertragsübernahme und -weiterführung. Neu auf der Internetseite sind Hinweispapiere zu den Themen „Insolvenz des Energielieferanten“ und „Sperrung von Strom- oder Gasversorgung“.

Nur 8 Prozent der Anfragen bezogen sich 2020 konkret auf ein Gas-Thema. Dies ist ein leichter Rückgang gegenüber 2019. Die geringe Zahl der Anfragen zum Gas-Netzbetrieb deuten weiterhin darauf hin, dass die laufende Gasumstellung von L- auf H-Gas in den nördlichen und westlichen Landesteilen von den zuständigen Netzbetreibern informatorisch sehr gut begleitet wird.

Die übrigen Eingänge (36 Prozent) ließen sich nicht eindeutig zuordnen und beinhalteten beispielsweise wissenschaftliche Fragestellungen, Anfragen von Beraterfirmen und solche, die nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

Weitere Verbraucherinformationen in diesem Bericht (Informationsboxen) finden Sie zu den folgenden Themen:

- Entwicklung Erneuerbare Energien – Strom
- Entwicklung der Zahlen nach dem EEG – Strom

- Versorgungsstörungen – Strom und Gas
- Netzentgelte – Strom und Gas
- Individuelle Netzentgelte - Strom
- Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel – Strom und Gas
- Sperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen/abweichende Abrechnungen – Strom und Gas
- Preisniveau – Strom und Gas
- Mess- und Zählwesen – Gas
- Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas
- Marktraumumstellung – Gas

5. Sektorenkopplung

Unter Sektorenkopplung wird ein Ansatz verstanden, der hauptsächlich darauf abzielt, eine Verknüpfung der Sektoren Elektrizität, Wärme, Verkehr und Industrie zu ermöglichen. Die zur Umsetzung der Sektorenkopplung sinnvoll anwendbaren Technologien dienen dabei im Wesentlichen dazu, Elektrizität auch in den anderen Sektoren nutzbar zu machen und somit auch zu einer steigenden Defossilisierung²⁷ des gesamten Energiesystems beizutragen. Die Defossilisierung kann wie im Falle von elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeugen direkt durch Elektrifizierung erfolgen. Anwendungen, die z. B. wegen technischer Restriktionen nicht direkt elektrifiziert werden können, können über Nutzung synthetisch erzeugter Gase (Power-to-Gas) defossilisiert werden. Ein wesentlicher Anwendungsfall der Sektorenkopplung ist auch die elektrische Erzeugung von Wärme (Power-to-Heat), z. B. für die Beheizung privater Haushalte.

Konzeptbedingt führen die Anwendungen der Sektorenkopplung für das Stromsystem zu einem Anstieg von Last bzw. Verbrauch. Die Sektorenkopplung soll jedoch keinen Selbstzweck darstellen, denn die Wirkungen auf den CO₂-Ausstoß müssen wiederum über das gesamte Energiesystem betrachtet werden. In Abhängigkeit vom technologiespezifischen Wirkungsgrad und von der Höhe der mit der Deckung des zusätzlichen Strombedarfs verbundenen CO₂-Emissionen können in Summe positive CO₂-Effekte entstehen.

5.1 Wasserstoff

Das Energiewirtschaftsgesetz definiert in § 3 Nr. 10c Biogas als „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch

²⁷ Der Begriff „Defossilisierung“ kann im Unterschied zum geläufigeren Begriff „Dekarbonisierung“ deutlicher zwischen der Verwendung von Kohlenstoff-Verbindungen und deren Ursprung trennen. Eine Vielzahl von (z. B. auch industriellen) Prozessen ist auf die Verwendung von Kohlenstoff angewiesen. Die Defossilisierung „erlaubt“ weiterhin diese Nutzung, solange dabei keine fossilen Kohlenstoffe verbraucht werden.

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. Juni 2009, S. 16) stammen“.

Die Übersicht zur Einspeisung von Biogas in Kapitel II.B.4 liefert untergliedert auch Zahlen zur Einspeisung von dieser Definition entsprechendem Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan. Im Jahr 2019 speisten 6 Anlagen Wasserstoff und 2 Anlagen synthetisch erzeugtes Methan ein (Stichtag jeweils 31. Dezember 2019). Mit einer Energiemenge von 2,9 Mio. kWh Wasserstoff und 0,7 Mio. kWh synthetisch erzeugtem Methan machten diese Formen der Einspeisung im Jahr 2019 jedoch nur 0,037 Prozent der gesamt eingespeisten Biogasmenge aus. Wasserstoff einspeisende Anlagen haben in Summe eine Anschlussleistung von 10,3 MW_{el}, die Anlagen, die synthetisches Methan einspeisen, haben eine Anschlussleistung von 8 MW_{el}.

Neben diesen Anlagen gibt es eine ganze Reihe weiterer Anlagen, die allerdings das erzeugte Gas nicht in das Erdgasnetz einspeisen. Die meisten dieser Anlagen sind Demonstrations- und Forschungsanlagen. Genaue Angaben zu den technischen Spezifikationen sind in vielen Fällen nicht bekannt. Die Gesamtzahl der momentan in Betrieb befindlichen Power-to-Gas-Anlagen - inklusive der in das Gasnetz einspeisenden Anlagen - wird jedoch auf etwa 40 geschätzt, die Summe der Anlagenleistung auf ca. 30 MW_{el}²⁸.

Die in der Genehmigung des Szenariorahmens Strom 2021 bis 2035 aufgeführten Szenarien berücksichtigen Power-to-Gas-Leistungen von 3,5 GW (A 2035), 5,5 GW (B 2035) und 8,5 GW (C 2035) bzw. 10,5 GW (B 2040), davon jeweils 0,5 GW für Power-to-Methan und die übrige Leistung für Power-to-Wasserstoff. Das Leistungspotenzial von Power-to-Methan wird als konstant und vergleichsweise gering eingeschätzt. Zum Vergleich weist der Referenzwert für 2018 enthält eine Power-to-Gas-Leistung von weniger als 0,1 GW aus.

5.2 Elektromobilität

Nach Inkrafttreten der Ladesäulenverordnung (LSV) im März 2016 erfasst die Bundesnetzagentur die Anzeigen der Betreiber von Ladesäulen zu Details der von ihnen bereitgestellten Ladeinfrastruktur. Anzeigepflichtig sind alle Ladepunkte, die öffentlich zugänglich sind und nach Inkrafttreten der LSV in Betrieb genommen wurden. Meldungen zu nicht der Anzeigepflicht unterliegenden Ladepunkten sind auch möglich.

Bis zum 15. Juli 2020 wurden der Bundesnetzagentur insgesamt 17.013 Ladeeinrichtungen mit 33.691 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 27.731 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 5.137 Schnellladepunkte (siehe <https://www.bnetza.de/ladesaeulenkarte>).

Zum 1. Juli 2020 waren lt. Kraftfahrt-Bundesamt 317.242 mittels externer Lademöglichkeit ladbare Personenkraftwagen in Deutschland zugelassen. Darunter fielen 173.435 vollelektrisch betriebene Fahrzeuge und 143.807 Plug-In-Hybride.²⁹

²⁸ Quelle: BDEW, Roadmap Gas – Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen, S. 17

²⁹ Kraftfahrt-Bundesamt (2020), FZ 13, Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen.

5.3 Elektrische Wärmeerzeugung

Nahezu 100 Prozent der heutigen sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen dienen der elektrischen Wärmeerzeugung, insbesondere finden dazu Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen Anwendung. Für 1.502.306 steuerbare Verbrauchseinrichtungen erheben die befragten Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um etwa 53.000 Verbrauchseinrichtungen (siehe I.C.7.2). Die Erhöhung ist aber alleine auf die Datenlieferung eines zusätzlichen Verteilnetzbetreibers zurückzuführen. Ohne diese wäre die Zahl der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen um 1.500 im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen.

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Nettostromerzeugung 2019

Die Nettostromerzeugung lag im Jahr 2019 bei 561,3 TWh.³⁰ Gegenüber dem Jahr 2018 (592,1 TWh) sank sie damit insgesamt um 30,8 TWh. Der Rückgang der Nettostromerzeugung geht mit dem Rückgang des Bruttostromverbrauchs einher. Die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern sank im Jahr 2019 um 48,9 TWh auf 332,5 TWh. Im Bereich der Erneuerbaren Energien war hingegen eine Steigerung zum Vorjahr bei der Stromerzeugung zu beobachten (siehe Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“). Diese fiel stärker aus als im Vorjahr. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 18,2 TWh (8,6 Prozent) von 210,7 TWh im Jahr 2018 auf 228,9 TWh im Jahr 2019. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch³¹, der bei 555,0 TWh lag, betrug 42 Prozent. Eine detaillierte Betrachtung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG und deren Entwicklung findet sich im Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“.

Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

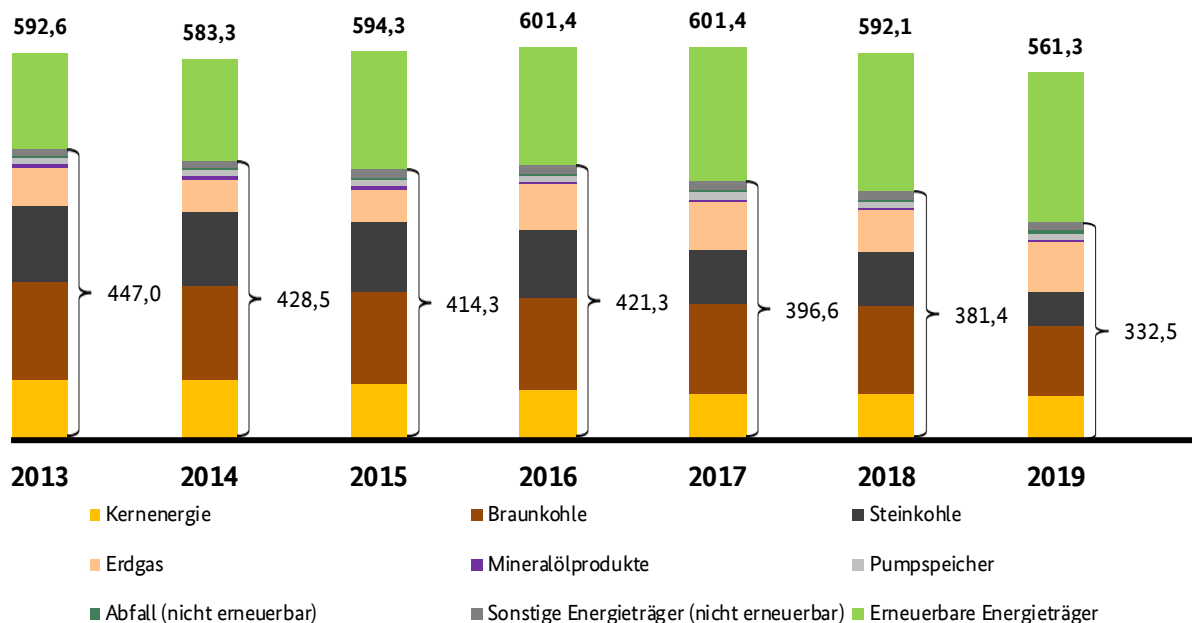


Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: Dezember 2020)

³⁰ Die Nettostromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

³¹ Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe von Bruttostromerzeugung und grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland. Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung. Siehe dazu auch Abschnitt I.A.2.2 „Stromverbrauch“.

Die Nettostromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete insgesamt einen Rückgang von 48,9 TWh gegenüber 2018 (-12,8 Prozent). Sie sank von 381,4 TWh auf 332,5 TWh (vgl. Abbildung 9). Damit setzt sich der Rückgang aus den Vorjahren fort.

Die Erzeugung in Erdgaskraftwerken stieg nach einem Rückgang von 64,3 TWh im Jahr 2018 auf 75,5 TWh in 2019 (+17,3 Prozent) wieder an. Die Erzeugung in Erdgaskraftwerken lag damit erstmals wieder auf dem Niveau von 2011 und damit seit Start der Datenerhebung. Das vergleichsweise erhöhte Preisniveau von CO₂-Zertifikaten sowie relative Vorteile der Entwicklung der Brennstoffkosten von Erdgas insbesondere gegenüber Steinkohle waren dieser Entwicklung zuträglich.

Die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken sank stark um 26,9 TWh (-33,5 Prozent) auf nunmehr 53,4 TWh. Zu diesem Rückgang haben weitere Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken (Gersteinwerk 614 MW, Gemeinschaftskraftwerk Kiel 323 MW, Reuter C 124 MW, HKW Elberfeld 85 MW) sowie eine zunehmende Verdrängung der Steinkohlekraftwerke durch Erdgas beigetragen.

Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung in TWh

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kernenergie	91,8	85,1	78,3	70,5	70,4	69,5
Braunkohle	144,5	142,5	139,9	137,5	135,9	104,2
Steinkohle	111,6	106,1	103,3	83,5	80,3	53,4
Erdgas	50,0	48,7	68,0	72,7	64,4	75,5
Mineralölprodukte	3,8	4,3	3,9	3,5	3,5	3,1
Pumpspeicher	9,5	10,1	9,9	10,2	9,2	9,8
Abfall (nicht erneuerbar)	4,3	4,2	4,3	4,3	4,2	4,1
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	12,9	13,4	13,6	14,3	13,6	12,9
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	428,5	414,3	421,3	396,6	381,4	332,5
Erneuerbare Energieträger	154,8	180,0	180,2	204,7	210,7	228,9
Insgesamt	583,3	594,3	601,4	601,3	592,1	561,3

Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung

Wie schon in den letzten Jahren war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken auch im Jahr 2019 erneut rückläufig, mit einem Rückgang von 31,7 TWh sogar stärker als im Vorjahr. Sie sank von 135,9 TWh in 2018 auf 104,2 TWh in 2019 (-23,3 Prozent). Der Rückgang begründet sich u.a. mit der Überführung weiterer Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft. Hier ist die Überführung der Kraftwerke Niederaußem E und F sowie Jänschwalde F zum 1. Oktober 2018 zu nennen, da diese Kraftwerke im Jahr 2019 nicht mehr am Markt waren. Zum 1. Oktober 2019 wurden zudem als letztes die Blöcke Jänschwalde E und Neurath C in die Braunkohlesicherheitsbereitschaft überführt und standen dem Markt damit ab diesem Zeitpunkt nicht mehr zur Verfügung. Außerdem gab es mehr Kraftwerksrevisionen im Vergleich zum Vorjahr, sodass diese Kapazitäten dem Markt zeitweise ebenfalls nicht zur Verfügung standen.

Die Erzeugung aus Kernkraftwerken sank leicht von 70,4 TWh in 2018 auf 69,5 TWh in 2019 (-0,9 TWh).

Die Stromerzeugung in Mineralölkraftwerken lag mit 3,1 TWh etwa auf dem Niveau des Jahres 2018.

1.2 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2019

Die Bundesnetzagentur hat bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO₂-Ausstoß für das Jahr 2019 abgefragt.³² Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO₂-Emissionen anzugeben, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist. In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber dargestellt.

Elektrizität: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Mio. t

	CO ₂ -Emissionen in Mio. t			Veränderung zu
	2017	2018	2019	2018
Braunkohle	155,7	152,8	117,0	-35,8
Steinkohle	74,6	72,4	47,9	-24,4
Erdgas	27,2	22,5	26,3	3,7
Mineralölprodukte	2,0	2,3	1,3	-1,0
Abfall	7,6	7,5	8,0	0,6
Sonstige Energieträger ^[1]	18,4	17,2	17,1	0,0
Gesamt	285,4	274,7	217,7	-57,0

[1] Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar). Grubengas

Tabelle 10: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Wie schon in den Vorjahren sank der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung im Jahr 2019 gemäß Meldungen der Kraftwerksbetreiber gegenüber dem Jahr 2018 um 57,0 Mio. t. Dies ist insbesondere auf den Rückgang der Nettostromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken zurückzuführen. Der CO₂-Ausstoß der

³² Der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung wurde auf Basis der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur ermittelt und kann von vergleichbaren Werten anderer Herausgeber abweichen.

Braunkohlekraftwerke war im Jahr 2019 erneut u. a. aufgrund der schrittweisen Überführung einzelner Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft (siehe Abschnitt I.B.1.7 „Kraftwerke außerhalb des Strommarktes“) rückläufig. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber haben Braunkohlekraftwerke 117,0 Mio. t CO₂ im Jahr 2019 ausgestoßen und waren somit für über die Hälfte aller CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung (53,7 Prozent) verantwortlich. Steinkohlekraftwerke stießen im Vergleich zum Vorjahr 24,4 Mio. t weniger CO₂ aus und lagen bei 47,9 Mio. t. Durch die gestiegene Stromerzeugung von Erdgas wurden 26,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2019 in Erdgaskraftwerken emittiert, was einer Steigerung von 3,7 Mio. t (16,4 Prozent) entspricht. Die restlichen 26,4 Mio. t CO₂ verteilen sich auf Mineralölkraftwerke (1,3 Mio. t), Abfallkraftwerke (8,0 Mio. t) und sonstige Energieträger (17,1 Mio. t).

Es ist zu beachten, dass in den Meldungen der Kraftwerksbetreiber nicht der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung enthalten ist, der in Erzeugungsanlagen unter 10 MW Nettonennleistung anfällt.

1.3 Kraftwerksbestand 2019 in Deutschland

Der Erzeugungsbereich war, wie schon in den vergangenen Jahren, auch 2019 durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Der Zuwachs bewegte sich auf dem Vorjahresniveau. Dies begründete sich erneut mit einem im Vergleich zum Vorjahr rückläufigen Ausbau der Windenergie an Land. Hier lag der Zuwachs bei 0,9 GW, während er im Jahr 2018 noch bei 2,1 GW gelegen hatte.

Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung in GW

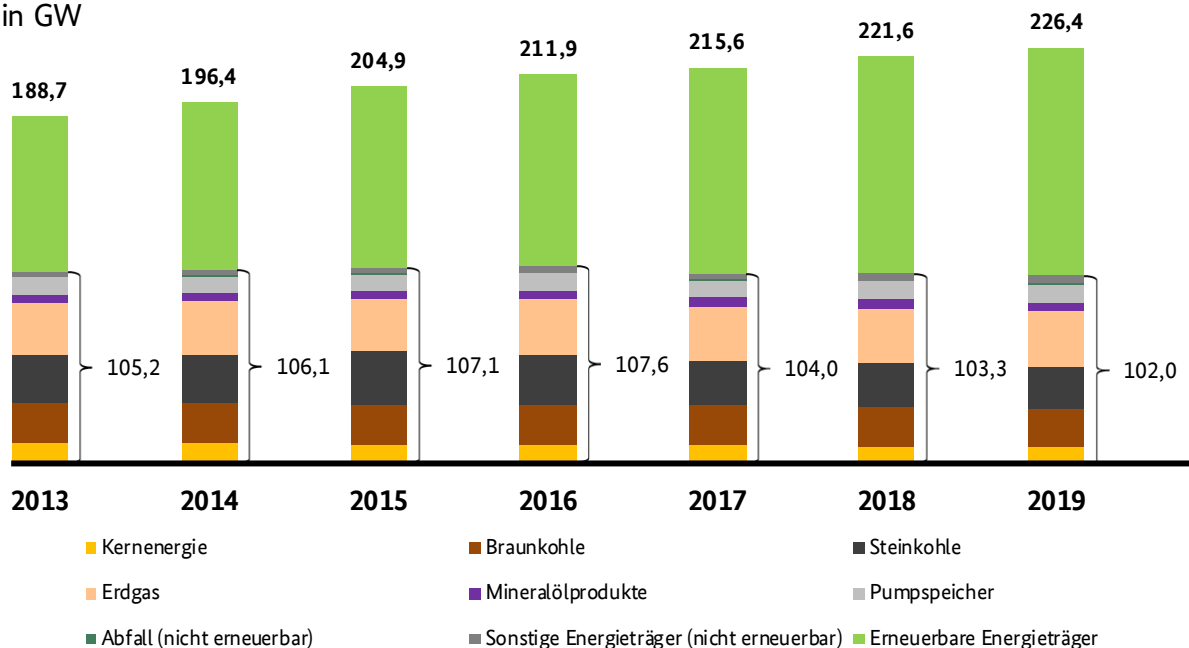


Abbildung 10: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung

Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte), also auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt sondern bspw. in der Netzreserve, in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft befinden oder

vorläufig stillgelegt sind, stiegen um 5,1 GW von 221,3 GW (Ende 2018) auf 226,4 GW zum Ende 2019 an.³³ Hiervon sind 102,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 124,4 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung in GW

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kernenergie	12,1	10,8	10,8	10,8	9,5	9,5
Braunkohle	21,1	21,4	21,3	21,1	20,9	20,9
Steinkohle	26,2	28,7	27,4	24,0	23,8	22,7
Erdgas	29,0	28,4	29,7	29,8	30,1	30,1
Mineralölprodukte	4,2	4,2	4,6	4,4	4,4	4,4
Pumpspeicher	9,2	9,4	9,5	9,5	9,8	9,8
Abfall (nicht erneuerbar)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5	3,7
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	106,1	107,1	107,6	104,0	103,1	102,0
Erneuerbare Energieträger	90,3	97,7	104,2	111,6	118,2	124,4
Insgesamt	196,4	204,9	211,8	215,6	221,3	226,4
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung	46%	48%	49%	52%	53%	55%

Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung

Im Jahr 2019 betrug der Zuwachs erneuerbarer Energieträger 6,2 GW. Im Jahr 2018 hatte der Zuwachs im Vergleich zum Jahr 2017 bei 6,6 GW³⁴ gelegen. Der Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger

³³ In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Solare Strahlungsenergie, Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Dänemark, Luxemburg, Schweiz und Österreich mit insgesamt 4,3 GW Erzeugungsleistung sind in den Gesamterzeugungskapazitäten enthalten.

³⁴ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2019 wurde für das Jahr 2018 aktualisiert.

an der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug Ende 2019 etwa 55 Prozent (2018: 53 Prozent). Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 57,9 GW. Dies entspricht einem Anstieg des Anteils der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung um ca. 15,6 Prozentpunkte. Eine detaillierte Betrachtung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG sowie deren Entwicklung findet sich in Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“.

Die installierte Leistung nicht erneuerbarer Energieträger ging gemäß untenstehender Tabelle 11 im Jahr 2019 um 1,1 GW zurück. Der Rückgang erklärt sich insbesondere mit dem Rückgang der Steinkohlekapazitäten aufgrund von endgültigen Stilllegungen.

1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland

Aktuell sind 229,24GW Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Davon sind 101,5 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand: Januar 2021) und 127,7 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand: 30. Juni 2020) zugeordnet. Aufgrund von zwischenzeitlichen Stilllegungen und Inbetriebnahmen reduzierte sich die Leistung im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger gegenüber dem Jahr 2019 um 0,5 GW. Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Abschnitt I.B.2 „Entwicklung Erneuerbare Energien“ eingegangen.

Elektrizität: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in GW

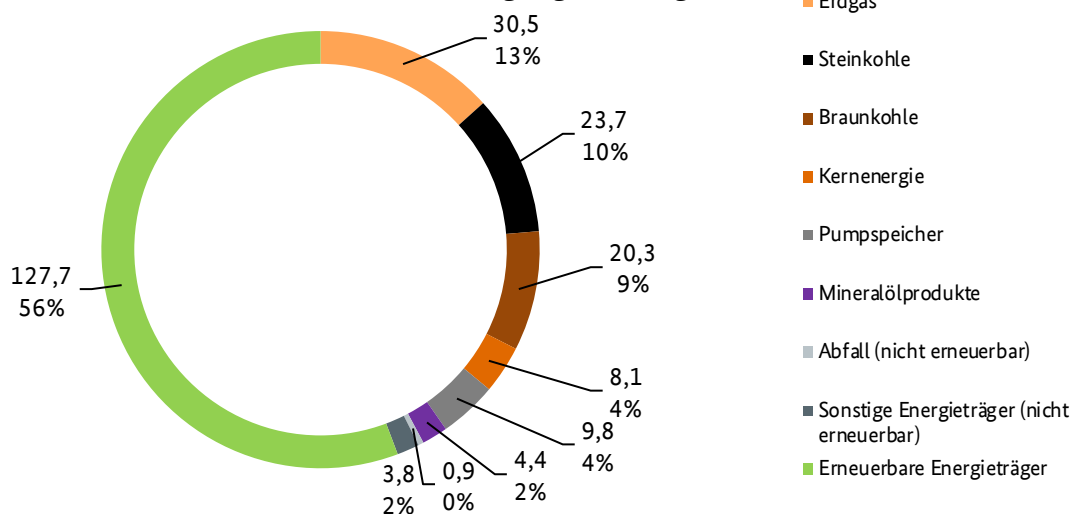


Abbildung 11: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung

Folgende Tabelle 12 zeigt die Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2015. Dargestellt sind die im jeweiligen Jahr hinzugekommene Leistung sowie das Durchschnittsalter der aus dem Markt ausgeschiedenen Anlagen. Demnach sind seit 2015 zum Stichtag 1. Januar 2021 insgesamt 25.324MW Kraftwerksleistung aus dem Markt ausgeschieden³⁵. Mit 13.342 MW wurde der größere Teil endgültig

³⁵ Kraftwerke, welche sich in der Netzreserve befanden oder vorl. stillgelegt waren, wurden teilweise zu einem späteren Zeitpunkt endgültig stillgelegt oder wieder in Betrieb genommen. Die Jahreswerte sind stichtagsbezogen, stellen daher eine Momentaufnahme dar und geben nicht den Wert zum 5. Januar 2021 wider.

stillgelegt (endgültig stillgelegte Leistung von 119.381MW und 3.961 MW bisherige Stilllegungen der Kernkraftwerke). Die gesamte aus dem Markt ausgeschiedene Kraftwerksleistung lässt sich untergliedern in Stilllegungen der Kernkraftwerke, Stilllegungen sonstiger Kraftwerke, die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, Kraftwerke in der Netzreserve sowie Kraftwerke mit Kohlestromvermarktungsverboten oder Stilllegungen von Kohlekraftwerken gemäß KVBG.

Elektrizität: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung

Jahr		2015	2016	2017	2018	2019	2020 ^[1]	Gesamt zum 01.01.2021
Im Jahr aus dem Markt ausgeschiedene Leistung in MW		3.563	4.026	6.919	2.826	3.912	5.543	25.324
davon endgültig stillgelegt ^[2]	Leistung in MW	1.377	1.688	2.763	1.767	1.753	33	9.381
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	38	36	41	34	35	29	36
davon vorläufig stillgelegt ^[2]	Leistung in MW	661	301	78	0	0	0	982
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	39	33	26	-	-	-	33
davon Netzreserve	Leistung in MW	250	1.685	2.232	0	0	425	3.185
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	50	29	38	-	-	38	34
Im Jahr hinzugekommene Sicherheitsbereitschaft ^[3]	Leistung in MW	0	352	562	1.059	757	0	2.730
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	31	49	41	39	-	41
Stilllegungen gemäß Atomausstiegsgesetz	Leistung in MW	1.275	0	1.284	0	1.402	0	3.961
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	33	-	33	-	34	-	33
Kohlestromvermarktungsverbote und Stilllegungen gem. KVBG ^[4]	Leistung in MW	0	0	0	0	0	5.085	5.085
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	-	-	-	-	-	25	25

[1] vorläufige Werte

[2] enthalten sind alle stillgelegten Anlagen mit und ohne Stilllegungsanzeige

[3] Die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden nach vier Jahren endgültig stillgelegt und befinden sich außerhalb des Strommarktes. Sie werden nicht mehr als endgültig stillgelegte Kraftwerke dargestellt.

[4] Anlagen mit Kohlestromvermarktungsverbot gem. § 52 Abs. 2 KVBG dürfen die durch den Einsatz von Kohle erzeugte Leistung oder Arbeit weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern.

Tabelle 12: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2013

1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Abbildung 12 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die einzelnen Bundesländer mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern. Auch gegenwärtig nicht am Markt agierende Kraftwerke sind in der Abbildung enthalten. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, in Dänemark, in der Schweiz und in Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten (insgesamt 4,3 GW). Im Bereich der nicht erneuerbaren Energien sind in der Grafik Kraftwerke ab einer Leistung von 10 MW enthalten. Kleinere, nicht nach dem EEG förderberechtigte Anlagen mit einer Leistung unter 10 MW erfasst die Bundesnetzagentur in aggregierter Form je Energieträger. Sie können daher nicht einem bestimmten Bundesland zugeordnet werden (insgesamt 5,5 GW).

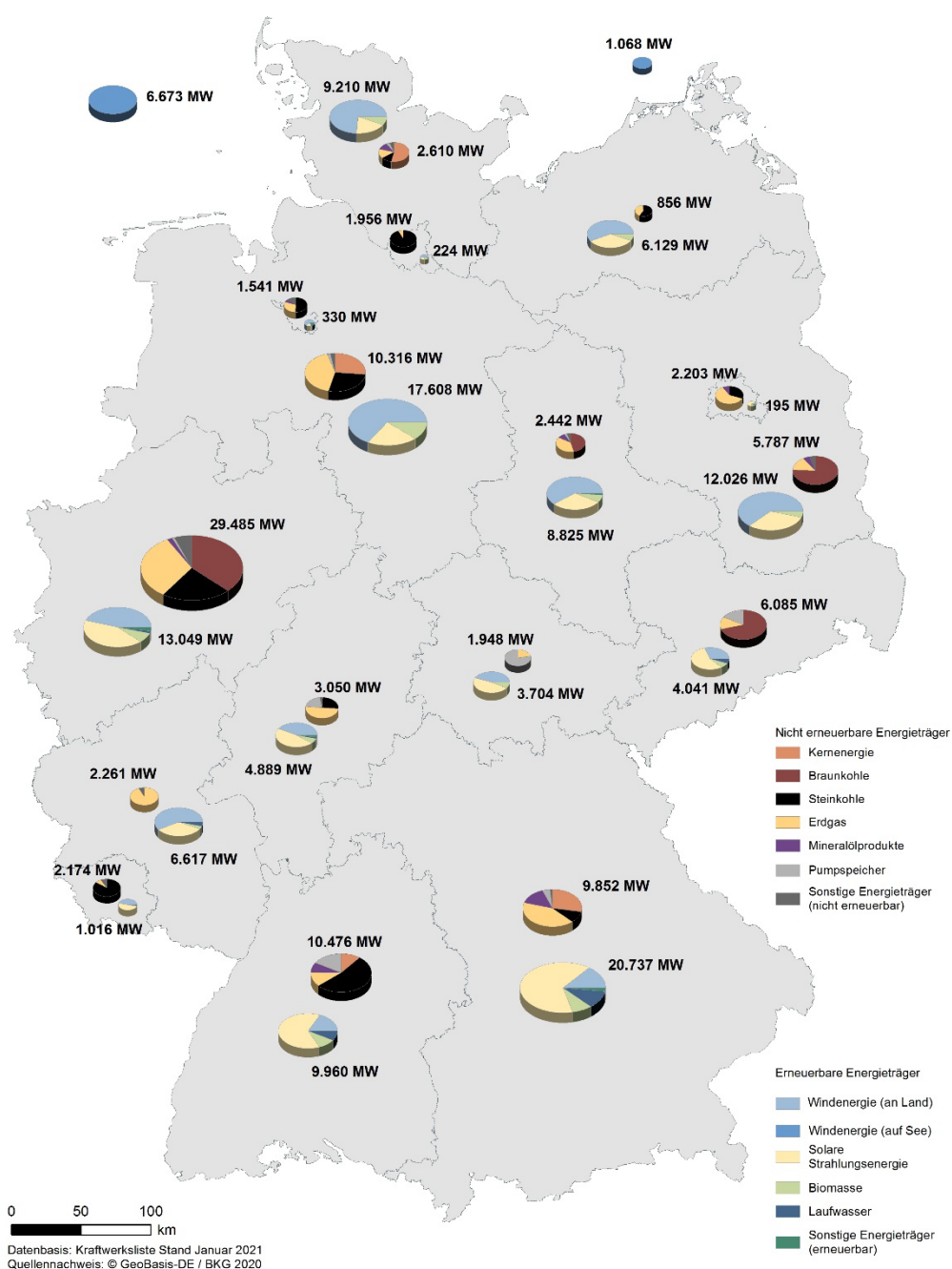


Abbildung 12: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

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

Bundes- land	Nicht erneuerbare Energieträger							Erneuerbare Energieträger						
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Pump- speicher	Mineralöl- produkte	Sonstige	Biomasse	Laufwasser	Wind- Offshore	Wind- Onshore	Solare Strahlungs- energie	Sonstige	Summe
BW	0	5.506	1.026	1.310	1.873	702	59	987	685	0	1.619	6.586	83	20.436
BY	0	839	4.219	2.698	543	1.388	165	1.848	1.981	0	2.533	14.035	341	30.590
BE	0	653	1.314	0	0	218	18	43	0	0	12	122	18	2.398
BB	4.364	0	781	0	0	334	308	463	4	0	7.328	4.146	85	17.813
HB	0	772	459	0	0	86	224	12	10	0	211	49	48	1.871
HH	0	1.794	150	0	0	0	12	40	0	0	118	53	12	2.179
HE	34	753	1.529	0	625	25	84	287	66	0	2.115	2.316	105	7.938
MV	0	514	319	0	0	0	23	375	3	0	3.451	2.281	20	6.985
NI	0	2.928	4.057	2.696	220	56	358	1.781	69	0	11.268	4.433	56	27.924
NW	10.396	7.765	8.372	0	303	545	2.103	903	150	0	5.987	5.681	327	42.533
RP	0	13	2.059	0	0	0	189	180	231	0	3.733	2.408	66	8.878
SL	0	1.825	150	0	0	0	200	13	11	0	478	500	14	3.191
SN	4.328	0	647	0	1.085	17	8	288	213	0	1.266	2.259	16	10.127
ST	1.104	0	911	0	80	213	135	513	28	0	5.208	2.970	106	11.267
SH	0	326	317	1.410	119	276	163	571	5	0	6.760	1.847	27	11.821
TH	0	0	432	0	1.509	0	6	271	32	0	1.646	1.744	12	5.652
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.673	0	0	0	6.673
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.068	0	0	0	1.068
Summe	20.225	23.688	26.742	8.114	6.357	3.859	4.056	8.576	3.488	7.741	53.733	51.430	1.335	219.343

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (5.531 MW)

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, in Dänemark, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (4.296 MW)

* Diese Tabelle umfasst folgende Betriebsstände: in Betrieb, saisonale Konservierung, Sonderfall, vorläufig stillgelegt, Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft, Kohlestromvermarktungsverbot

Tabelle 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

1.6 Speicher und Pumpspeicher

Der Begriff Stromspeicher umfasst grundsätzlich sämtliche technischen Einrichtungen mit dem Einsatzzweck, die elektrische Energie zur Speicherung mit einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Verfahren aus einem Transport- oder Verteilnetz zu entnehmen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in die Stromnetze einzuspeisen. Zu gängigen Stromspeichertechnologien zählen insbesondere Batteriespeicher, Luftdruckspeicher oder Pumpspeicher. Stromspeichern kommt energiewirtschaftlich eine Doppelfunktion zu. Sie sind einerseits Letztverbraucher der eingespeicherten Strommengen. Der Strom, der in einen Stromspeicher eingespeichert wird, wird in eine andere energetische Form umgewandelt und dadurch letztverbraucht. Generell werden Speicher dabei hinsichtlich der aus dem Netz entnommenen elektrischen Energie als Letztverbraucher betrachtet (vgl. BGH EnVR 56/08 Rn. 9). Andererseits ist der Speicherbetreiber auch Erzeuger hinsichtlich der ausgespeicherten Strommengen.

Entsprechend dieser Zuordnung gelten Vorgaben und Pflichten für Speicherbetreiber. So fallen an sich auch bei der Nutzung von Stromspeichern für alle aus dem Netz bezogenen, gelieferten bzw. letztverbrauchten Strommengen Netzentgelte und Umlagen an. Aus verschiedenen Gründen gelten für Stromspeicher zahlreiche Sonderregeln, die die Zahlung von Entgelten und Umlagen drastisch reduzieren. Diese sind sehr unterschiedlich und reichen von der Erstattung einer doppelt gezahlten EEG-Umlage, über eine Reduzierung bis zu einer vollständigen Befreiung. Die Befreiungen von der EEG-Umlage schließen die jeweiligen Speicherverluste ein, die je nach Speicherform und Stand der Technik unterschiedlich hoch sind.

Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke sowie neu errichtete sonstige Stromspeicher gelten darüber hinaus hinsichtlich der Netzentgelte die Begünstigungsregelungen nach § 118 EnWG, die bei Vorliegen der gesetzlich normierten Voraussetzungen eine befristete vollständige Befreiung von den Netzentgelten vorsehen. Im Jahr 2019 belief sich die Summe aller Begünstigungen von Speichern oder von Pumpspeichern nach § 118 EnWG auf ca. 226 Mio. Euro. Des Weiteren können Pumpspeicherkraftwerke, die nicht nach § 118 EnWG vollständig von den Netzentgelten befreit sind, ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV vereinbaren und zusätzlich einen Rabatt durch netzdienliches Verhalten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV erzielen.

Nach § 18 StromNEV werden vom Verteilnetzbetreiber an den Speicherbetreiber die sogenannten „vermiedenen Netzentgelte“ ausgeschüttet. Diese Auszahlungen werden – wie bei anderen Stromerzeugern auch – auf die erzeugte und ins Verteilnetz eingespeiste Strommenge geleistet. Die gezahlten Beträge liegen in der gleichen Größenordnung wie die auf die Netzentnahme gezahlten Netzentgelte. In deutschen Verteilnetzen angeschlossene Pumpspeicherkraftwerke, welche „vermiedene Netzentgelte“ erhalten, verursachen 20 Prozent des Bruttostrombezugs aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke.

Im Monitoring liegen der Bundesnetzagentur Informationen zu Speichern ab einer Leistung von mindestens 10 MW vor. Dazu zählen gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher.

Für das Monitoring 2020 wurden insgesamt 13 Batteriespeicher mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW gemeldet. Diese 13 Anlagen verfügen insgesamt über 279 MW Netto-Nennleistung. Zudem befinden sich 13 MW in Bau, die bis 2023 in Betrieb gehen sollen.

Im Marktstammdatenregister (MaStR) haben sich grundsätzlich alle Speicher unabhängig von ihrer Größe zu registrieren. Im MaStR sind 145.000 Speicher (Stand: 27. Oktober 2020) registriert.

Darüber hinaus gibt es in der Bundesrepublik gegenwärtig über 25 Pumpspeicherkraftwerke³⁶, die über eine Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW verfügen. Diese Kraftwerke verfügen über eine Gesamtleistung von 6.359 MW. Die am Markt aktiven Anlagen haben im Jahr 2018 insgesamt 6,4 TWh Strom erzeugt.

Ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk mit einer geplanten Netto-Nennleistung von 16 MW befindet sich derzeit in Bau und soll 2021 in Betrieb gehen.

Zusätzlich speisten 2019 weitere Pumpspeicherkraftwerke aus Luxemburg und Österreich mit einer Gesamtleistung von 3.455 MW 3,3 TWh Strom direkt in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung ein.

Damit wurden auf der Aufkommenseite bei Pumpspeicherkraftwerken insgesamt 9,7 TWh Strom erzeugt. Die im Pumpbetrieb aus dem Netz bezogenen Strommengen beliefen sich auf 12,4 TWh. Bei der Differenz von 2,7 TWh handelt es sich um Strommengen, die beim Pumpvorgang, also dem Hochpumpen des Wassers, anfallen und die spätere Erzeugung übersteigen (Kraftwerkseigenverbrauch).

1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 101,5 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand Januar 2021) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (86,4 GW) und Kraftwerke, die sich außerhalb des Strommarktes befinden (15,1 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 85,9 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
- 0,5 GW: Kraftwerksleistung, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind

Außerhalb des Strommarktes befindliche Kraftwerke:

- 5,9 GW: Kraftwerksleistung in der Netzreserve (systemrelevante Kraftwerke gemäß §§ 13b Abs. 4, 13b Abs. 5 EnWG, die nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)
- 2,4 GW: Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft³⁷

³⁶ Im Monitoringbericht sowie in den Energieprognosen des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans wird die Erzeugung aus Pumpspeichern der konventionellen Stromerzeugung zugerechnet. Diese Zuordnung erfolgt, weil der Strommix, den der Speicher im Durchschnitt entnimmt, mehrheitlich durch konventionelle Energieträger erzeugt wird.

³⁷ Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2019 zwischen 250 Mio. Euro und 300 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die Betreiber dieser Anlagen diese Information als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis ansehen.

- 2,0 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke
- 4,8 GW: Kraftwerksleistung mit einem Kohlestromvermarktungsverbot gemäß § 52 Abs. 2 KVBG.

Bei den obigen Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht stillgelegt werden durften (siehe auch Abschnitt „Einsatz der Netzreservekraftwerke“ im Kapitel Netze), obwohl eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt wurde. In der Netzreserve befinden sich gegenwärtig Erdgaskraftwerke (1,6 GW), Steinkohlekraftwerke (2,7 GW) und mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,6 GW).

Gemäß § 13g EnWG wurden in untenstehender Tabelle folgende Braunkohlekraftwerke in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt. Die Kraftwerksblöcke bleiben vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit ist diesen Anlagen eine Produktion von Strom außerhalb der Sicherheitsbereitschaft untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre müssen die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt ist nicht zulässig.

Bei den obigen Kraftwerken mit einem Kohlestromvermarktungsverbot handelt es sich um solche Anlagen, die bei der von der Bundesnetzagentur durchgeführten ersten Ausschreibung zur Reduzierung der Verstromung von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen einen Zuschlag erhalten haben. Der Betreiber einer Steinkohleanlage oder einer Braunkohle-Kleinanlage mit einem Kohlestromvermarktungsverbot darf die durch den Einsatz von Steinkohle in der Steinkohleanlage bzw. die durch den Einsatz von Braunkohle in der Braunkohle-Kleinanlage erzeugte Leistung oder Arbeit weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern.

Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG

Kraftwerksname	Netto-Nennleistung in MW	Eintritt in die Sicherheitsbereitschaft	endgültige Stilllegung zum
Buschhaus D	352	2016	1. Oktober 2020
Frimmersdorf Q	278	2017	1. Oktober 2021
Frimmersdorf P	285	2017	1. Oktober 2021
Niederaußem F	299	2018	1. Oktober 2022
Niederaußem E	295	2018	1. Oktober 2022
Jänschwalde F	464	2018	1. Oktober 2022
Jänschwalde E	465	2019	1. Oktober 2023
Neurath C	292	2019	1. Oktober 2023

Tabelle 14: Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich um Erdgaskraftwerke (1,8 GW) und um Mineralölkraftwerke (0,2 GW).

Die räumliche Verteilung der außerhalb des Strommarktes agierenden Kraftwerke zeigt die nachstehende Abbildung. Neben angezeigten endgültigen Stilllegungen, deren Stilllegung aus Gründen des sicheren Netzbetriebs untersagt wurde, sind in der Grafik in der Kategorie „Kraftwerke in der Netzreserve“ auch angezeigte vorläufige Stilllegungen enthalten, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht umgesetzt werden durften. Das EnWG unterscheidet zwischen vorläufigen und endgültigen Stilllegungen: Vorläufige Stilllegungen können, anders als endgültige Stilllegungen, innerhalb eines Jahres wieder rückgängig gemacht werden.

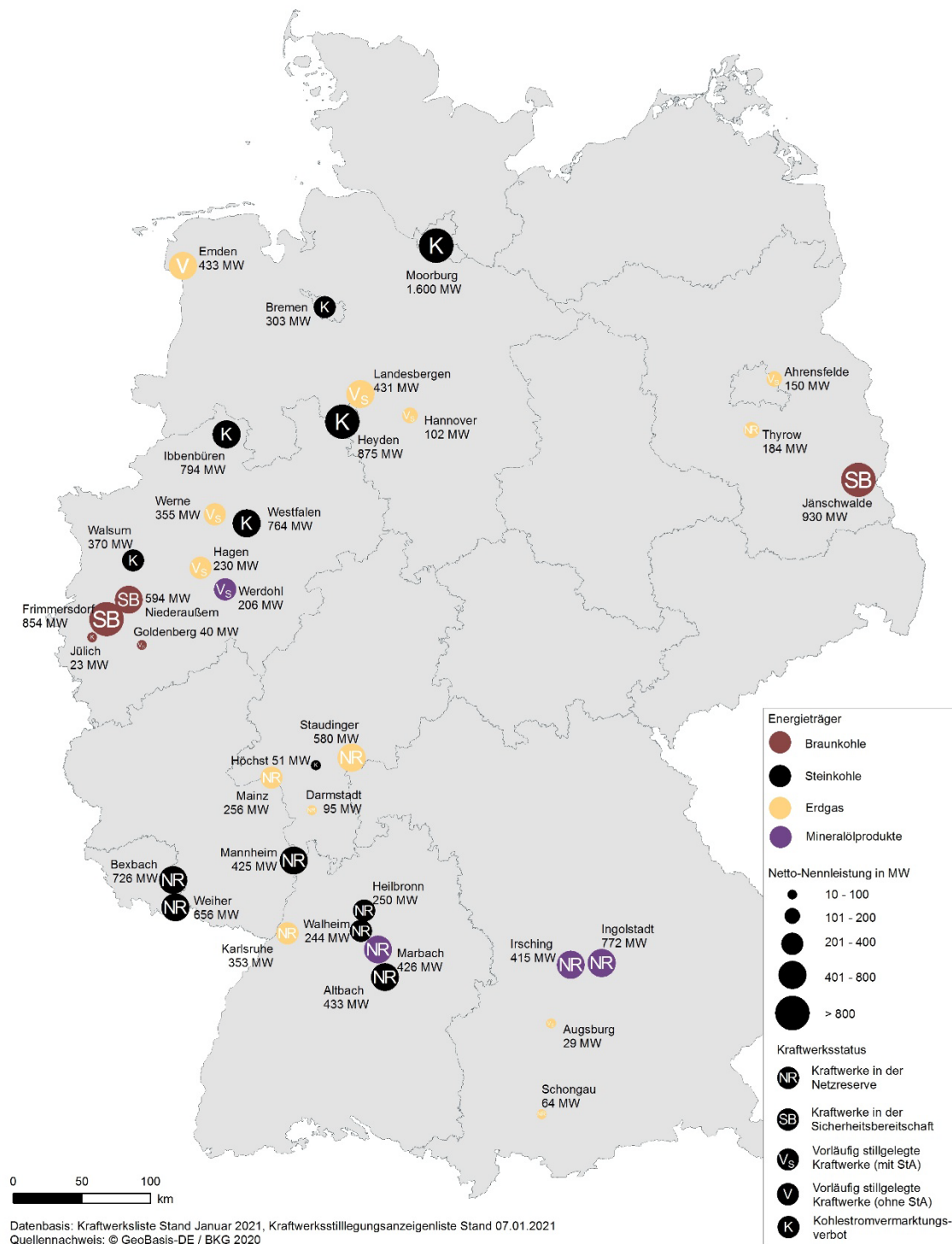


Abbildung 13: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

1.8 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger

1.8.1 Erwarteter Kraftwerkszubau

Neben den Informationen zu Bestandskraftwerken fragt die Bundesnetzagentur im Monitoring auch die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ab. Im Folgenden wird in einem ersten Schritt der Kraftwerkszubau betrachtet. Anschließend werden im Abschnitt I.B.1.8.3 die Stilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks einbezogen. Die Betrachtung des zukünftigen Kraftwerksparks beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW bis zum Jahr 2023 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 2.483 MW Erzeugungskapazitäten im Probetrieb oder im Bau, die voraussichtlich in den nächsten drei Jahren fertig gestellt werden (Abbildung 14). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Erdgas (2.361 MW), sonstige Energieträger (93 MW), Batteriespeicher (13 MW) und Pumpspeicher (16 MW).

Elektrizität: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2021 bis 2023, bezogen auf das Inbetriebnahmejahr in MW

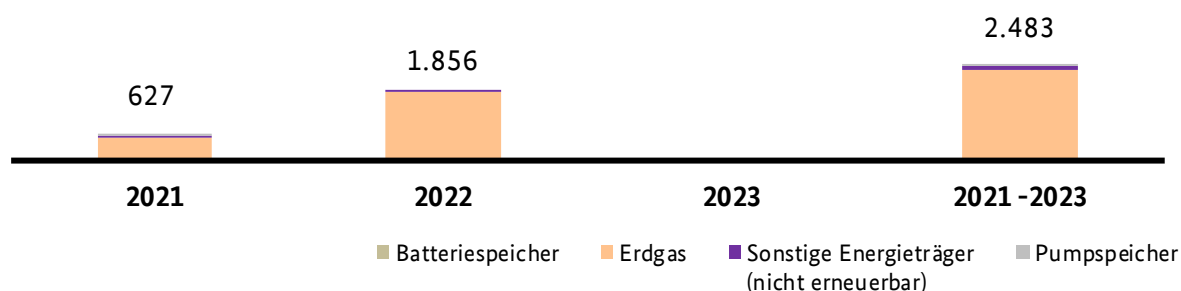


Abbildung 14: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke

1.8.2 Ausschreibungen und gesetzliche Reduzierung zur Beendigung der Kohleverstromung

Am 14. August 2020 ist das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVVG) in Kraft getreten. Während die Abschaltung der großen Braunkohleanlagen durch öffentlich-rechtliche Verträge zwischen den Betreibern und der Bundesrepublik geregelt wird, finden für Steinkohleanlagen und kleinere Braunkohleanlagen (bis 150 Megawatt Nettonennleistung) Ausschreibungen sowie die sog. gesetzliche Reduzierung Anwendung.

1) Gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen

Für die großen Braunkohleanlagen sieht das KVVG den folgenden Reduktionspfad vor:

Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG

Blockname	Nettonennleistung in MW _{el}	Endgültiges Stilllegungsdatum
Niederaußem D	297	31. Dezember 2020
Niederaußem C	295	31. Dezember 2021
Neurath B	294	31. Dezember 2021
Weisweiler E	321	31. Dezember 2021
Neurath A	294	1. April 2022
Neurath D	607	31. Dezember 2022
Neurath E	604	31. Dezember 2022
Frechen/Wachtberg	120	31. Dezember 2022
Weisweiler F	321	1. Januar 2025
Weisweiler G oder H *	663 bzw. 656	1. April 2028
Jänschwalde A	465	31. Dezember 2028
Jänschwalde B	465	31. Dezember 2028
Jänschwalde C	465	31. Dezember 2028
Jänschwalde D	465	31. Dezember 2028
Weisweiler H oder G *	656 bzw. 663	1. April 2029
Boxberg N und P	465 (jeweils)	31. Dezember 2029
Niederaußem G oder H *	628 bzw. 648	31. Dezember 2029
Niederaußem H oder G *	649 bzw. 628	1. Januar 2033
Schkopau A und B	450 (jeweils)	31. Dezember 2034
Lippendorf R und S	875 (jeweils)	31. Dezember 2035
Niederaußem K	944	31. Dezember 2038
Neurath F (BoA 2)	1.060	31. Dezember 2038
Neurath G (BoA 3)	1.060	31. Dezember 2038
Schwarze Pumpe A und B	750 (jeweils)	31. Dezember 2038
Boxberg R und Q	640 bzw. 857	31. Dezember 2038

* Wahlrecht

Tabelle 15: Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG

2) Ausschreibungsverfahren für Steinkohleanlagen und kleine Braunkohleanlagen

Um die freiwillige Reduzierung der Kohleverstromung von Steinkohleanlagen und kleineren Braunkohleanlagen zu erreichen, führt die Bundesnetzagentur Ausschreibungen durch. Hierbei können die Anlagenbetreiber Gebote abgeben, für die sie bereit sind, in der jeweiligen Anlage keine Kohle mehr zu

verfeuern. Die Rechtsfolge eines Zuschlags ist ein Kohleverfeuerungsverbot. Die Anlagen müssen also nicht zwangsläufig stillgelegt werden, sondern können auch mit anderen Energieträgern weiter betrieben werden.

Im ersten dieser Verfahren mit einem Ausschreibungsvolumen von 4.000 MW konnten Gebote bis zum 1. September 2020 abgegeben werden. Die Bundesnetzagentur hat die Zuschläge im ersten Ausschreibungsverfahren am 1. Dezember 2020 erteilt und die Ergebnisse auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Das Ausschreibungsvolumen war deutlich überzeichnet. Es wurden elf Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 4.787,676 MW bezuschlagt. Bei einer Überzeichnung wird das letzte Gebot, dessen Zuschlag das Ausschreibungsvolumen übersteigt, noch voll bezuschlagt.

Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020

Name des Bieters	Name der Anlage	Bezuschlagte Gebotsmenge (MW)
STEAG GmbH	Kraftwerk Walsum 9	370,000
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	HKW Werk Jülich	22,860
swb Erzeugung AG & Co. KG	Kraftwerk Hafen Block 6	303,000
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	Kohleblock HKW	50,945
RWE Generation SE	Kraftwerk Westfalen	763,700
RWE Generation SE	Kraftwerk Ibbenbüren	794,000
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg GmbH	Heizkraftwerk Moorburg Block B	800,000
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg GmbH	Heizkraftwerk Moorburg Block A	800,000
Uniper Kraftwerke GmbH	Kraftwerk Heyden	875,000
Südzucker AG	Kraftwerk der Zuckerfabrik Brottewitz	3,571
Südzucker AG	Kraftwerk der Zuckerfabrik Warburg	4,600

Tabelle 16: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020

Die Gebotswerte der bezuschlagten Gebote lagen in einer Spanne von 6.047 Euro pro MW bis 150.000 Euro pro MW, der durchschnittliche Zuschlagswert lag bei 66.259 Euro pro MW. Der Wettbewerb hat die Zuschläge damit im Schnitt deutlich unter den Höchstpreis von 165.000 Euro pro MW gedrückt. Jeder erfolgreiche Bieter erhält einen Zuschlag in Höhe seines individuellen Gebotswertes. Die Gesamtsumme der Zuschläge beträgt rund 317 Mio. Euro. Die Anlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, dürfen ab dem 1. Januar 2021 die durch den Einsatz von Kohle erzeugte Leistung oder Arbeit ihrer Anlagen nicht mehr am Strommarkt vermarkten.

Der zweite Gebotstermin war am 4. Januar 2021, diese Gebotsrunde hat ein Volumen von 1.500 MW. Die Zuschläge in diesem Verfahren sind im Frühjahr 2021 zu erwarten.

3) Gesetzliche Reduzierung der Steinkohleverstromung

Das KVBG sieht ab dem Zieljahr 2024 eine gesetzliche Reduzierung der Steinkohleverstromung vor, bei der die Anlagenbetreiber keine finanzielle Kompensation erhalten. Diese greift zunächst nur bei Unterzeichnung der Ausschreibungsverfahren, später dann ausschließlich. Ebenso wie bei den Ausschreibungsverfahren ist die Rechtsfolge einer Anordnung der gesetzlichen Reduzierung ein Kohleverfeuerungsverbot für die jeweilige Anlage. Sie muss also nicht zwangsläufig stillgelegt werden, sondern kann auch mit anderen Energieträgern weiter betrieben werden.

4) Netz- und Versorgungssicherheitsfragen

Die Bundesnetzagentur wird während des Kohleausstiegsprozesses fortlaufend untersuchen, wie sich die Reduzierung der Kohleverstromung auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auswirkt.

Zudem findet wie auch bisher für alle stillzulegenden Anlagen eine Systemrelevanzprüfung durch die Übertragungsnetzbetreiber und, falls erforderlich, eine Überführung der Anlagen in die Netzreserve statt.

1.8.3 Erwartete Kraftwerksstilllegungen

Der in Kapitel I.B.1.8.2 skizzierte gesetzliche Reduktionspfad für Braunkohleanlagen sowie die Ausschreibungen zur freiwilligen Beendigung der Kohleverstromung nach dem KVBG führen in den nächsten Jahren zu Stilllegungen von Kohlekraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang. Neben diesen Kraftwerksstilllegungen von Kohlekraftwerken im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg werden bis zum Jahr 2023 weitere Kraftwerke stillgelegt. Zu nennen sind hier die gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, die nach Beendigung der vierjährigen Sicherheitsbereitschaft nicht wieder in den Markt zurückkehren dürfen (vgl. I.B.1.7) und marktgetriebene Stilllegungen von Kraftwerksbetreibern. Zu letzteren gehören Kraftwerke, die bei der Bundesnetzagentur eine geplante endgültige oder vorläufige Stilllegung angezeigt haben. Anders als bei vorläufig stillgelegten Kraftwerken ist bei endgültig stillgelegten Kraftwerken nach erfolgter Stilllegung nicht von einer Rückkehr an den Strommarkt auszugehen. Daher werden nur Kraftwerke mit einer endgültigen Stilllegungsanzeige in nachstehender Tabelle betrachtet. Kohlekraftwerke, die der Bundesnetzagentur ihre geplante endgültige Stilllegung angezeigt haben, sind hiervon ausgenommen, da diese Kraftwerke an den Ausschreibungen zur freiwilligen Beendigung der Kohleverstromung teilnehmen können.

Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die zu erwartende aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2023.

Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung 2021 bis 2023

	2021	2022	2023	2021 - 2023
Kohleausstieg gem. KVBG	2.410	1.625		4.035
davon gesetzlicher Reduktionspfad für Braunkohleanlagen	910	1.625		2.535
davon Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohlekleinanlagen	1.500			1.500
1. Ausschreibungsrunde				0
2. Ausschreibungsrunde	1.500			1.500
3. Ausschreibungsrunde	Ermittlung ausstehend			
4. Ausschreibungsrunde	Ermittlung ausstehend			
Stilllegungen nach Beendigung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	562	1.059	757	2.378
Kernkraftwerke gem. § 7 Abs. 3 AtG	4.058	4.049		8.107
Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gem. § 12b Abs. 5 EnWG	373	0	0	373
Erdgas	189			189
Mineralöl	184			184
Sonstige Energieträger				0
Insgesamt	7.403	6.733	757	14.893

Tabelle 17: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung

Bundesweit übersteigen die geplanten Marktaustritte, bestehend aus Stilllegungen oder Umrüstungen im Rahmen des Kohleausstiegs (4.035 MW oder mehr), Stilllegungen nach Beendigung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft (2.378 MW), den gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerken (8.107 MW) und angezeigten endgültigen Stilllegungen (373 MW), bis zum Jahr 2023 den Zubau von Kraftwerksblöcken (2.483 MW) um voraussichtlich 12.410 MW. Damit werden die vorhandenen Überkapazitäten weiter verringert.

Es ist zu beachten, dass obige Werte Unsicherheiten unterliegen. Auf der einen Seite sind die Ausschreibungsvolumina der 3. und 4. Ausschreibungsrunden nach KVBG zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht

bekannt und die genauen Stilllegungen von Kohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2023 können daher in obenstehender Tabelle noch nicht genau beziffert werden. Die Gebotstermine für diese beiden Ausschreibungsrunden sind am 30. April bzw. 1. Oktober 2021. Die Kohleverfeuerungsverbote, die aus diesen Ausschreibungen bzw. den Zuschlägen resultieren, werden in den Jahren 2022 bzw. 2023 wirksam. Auf der anderen Seite bedeutet die Beendigung der Kohleverfeuerung in einer Anlage nicht zwingend, dass die Leistung der Anlage in vollem Umfang aus dem Markt geht, da den Anlagenbetreibern anheim steht, ihre Anlagen auf andere Energieträger umzurüsten (vgl. I.B.1.8.2). Aus den unverbindlichen Erklärungen der erfolgreichen Bieter der ersten Ausschreibungsrunde zur geplanten Standortnutzung ergibt sich voraussichtlich für ca. 75 MW ein Weiterbetrieb mit anderem Brennstoff. Etwa 1 GW soll gemäß den Erklärungen der Bieter stillgelegt werden. Für die restliche Leistung liegen derzeit keine hinreichend eindeutigen Angaben zur geplanten Standortnutzung vor.

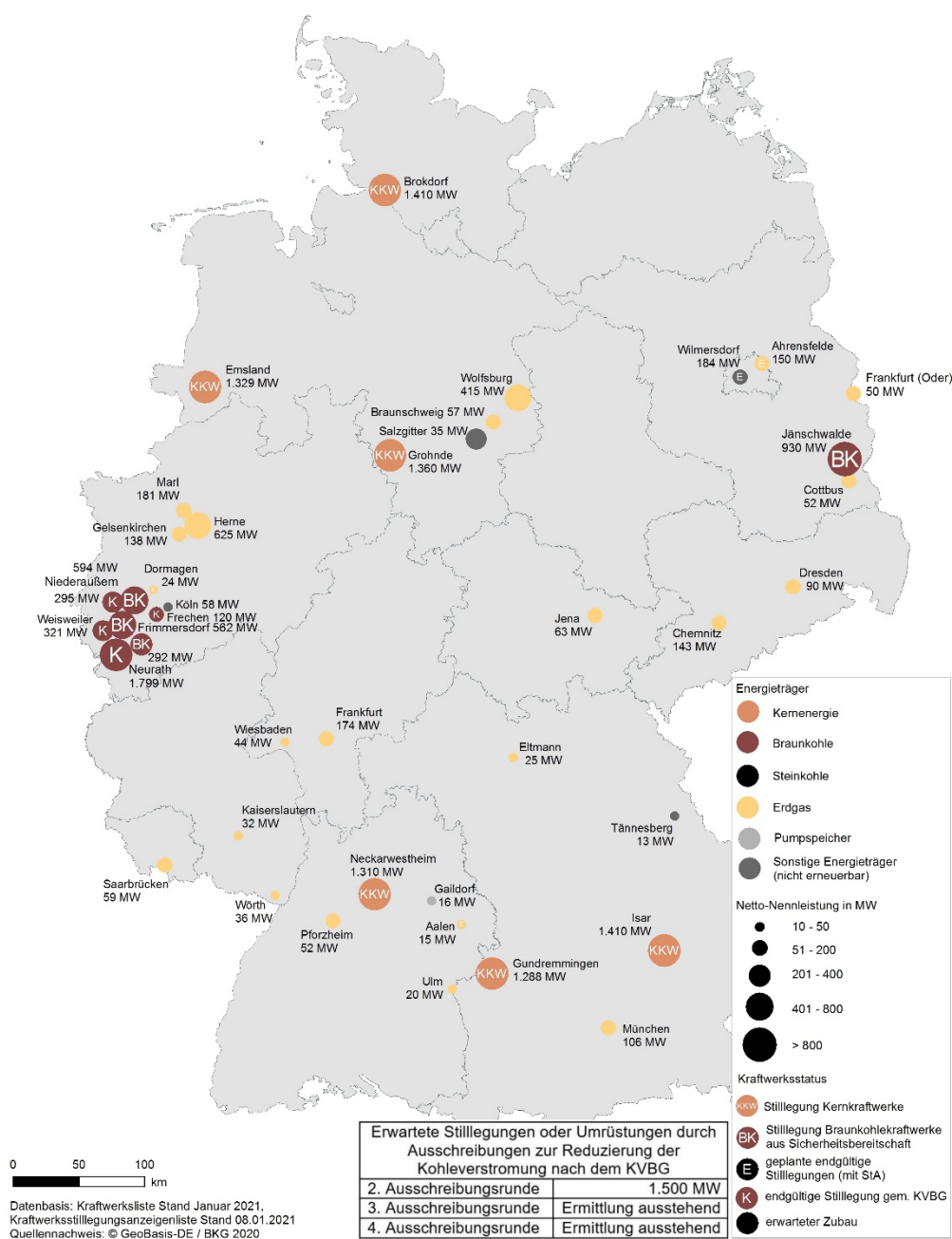


Abbildung 15: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2023

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Diese im Monitoring gemeldeten geplanten Stilllegungen sind in obiger Tabelle nicht enthalten. Bis zum Jahr 2023 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 169 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 101 MW und sonstige Energieträger mit einer Leistung von 68 MW.

Somit betragen die geplanten Stilllegungen bis zum Jahr 2023 insgesamt 15.062 MW.

Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2023 beträgt damit voraussichtlich -15.579 MW.

1.9 KWK-Erzeugung

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie sowie nutzbare Wärme in einem gemeinsamen thermodynamischen Prozess bezeichnet.

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen mehr als 1 MW bis einschließlich 50 MW sind zuschlagsberechtigt, wenn sie die Voraussetzungen nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG erfüllen. Um eine Zuschlagszahlung für in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom zu erhalten, müssen KWK-Anlagenbetreiber erfolgreich an einer KWK-Ausschreibung teilgenommen haben. Gleiches gilt für innovative KWK-Systeme nach § 5 Abs. 2 KWKG. Die erste Ausschreibung für KWK-Anlagen wurde zum 1. Dezember 2017, für innovative KWK-Systeme zum 1. Juni 2018 durchgeführt. Bis 2021 werden jährlich für beide Verfahren zwei Gebotstermine stattfinden.

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur werden KWK-Anlagen mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW blockscharf erfasst. Im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur müssen sich seit dem 1. Juli 2017 grundsätzlich alle KWK-Anlagen registrieren, unabhängig von deren Größe.

1.9.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW

Die in diesem Kapitel dargestellten Auswertungen umfassen KWK-fähige Stromerzeugungseinheiten in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW. Im Jahr 2019 befanden sich 482 Kraftwerksblöcke am Markt, die Wärme und/ oder Prozessdampf auskoppeln können. Davon sind 250 Kraftwerksblöcke größer als 10 MW und kleiner als 50 MW. KWK-Anlagen in dieser Anlagendimension müssen seit Dezember 2017, wenn sie als modernisierte oder neue KWK-Anlage nach dem KWKG gefördert werden sollen, an den KWK-Ausschreibungen teilnehmen (siehe Kapitel I.B.1.9.3 „KWK-Ausschreibungen“). In Abbildung 16 ist die Anzahl der KWK-fähigen Kraftwerksblöcke den jeweiligen Bundesländern zugeordnet. Nordrhein-Westfalen ist dabei das Bundesland mit den meisten installierten KWK-fähigen Kraftwerksblöcken, sowohl bezogen auf die Anzahl der Kraftwerksblöcke, als auch die installierte thermische und elektrische Leistung.

Elektrizität: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2019

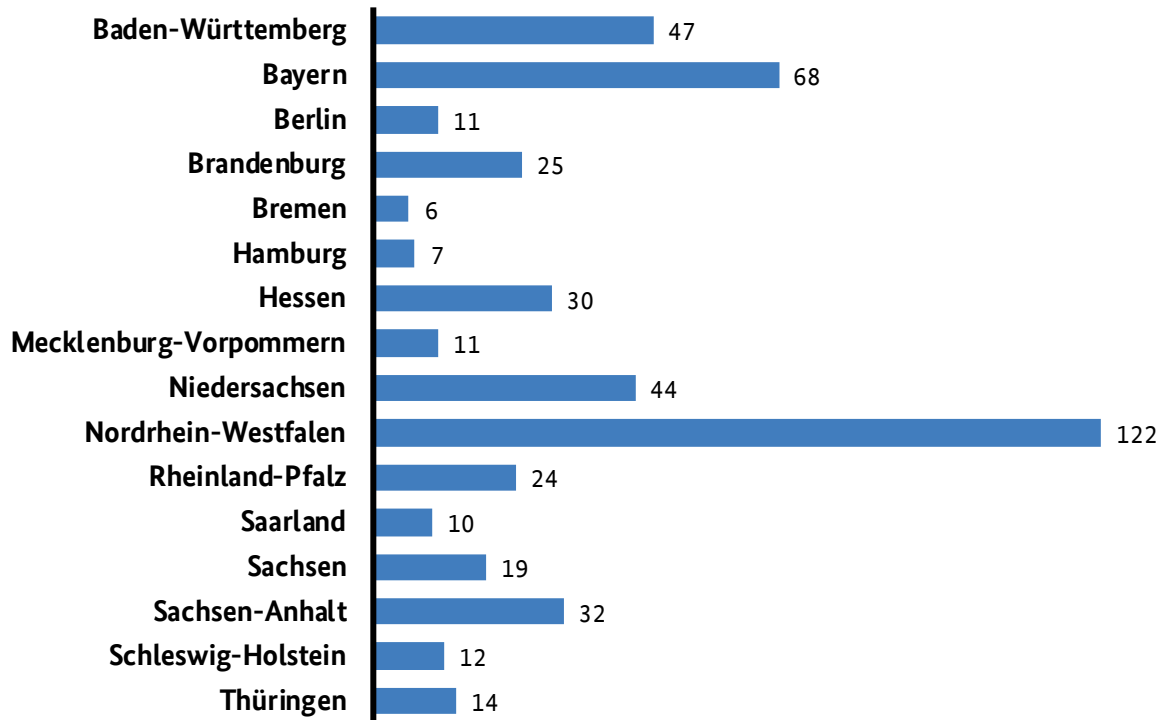


Abbildung 16: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2019

Die installierte Leistung der KWK-Anlagen ab 10 MW wird in Abbildung 17 in MW dargestellt. Dabei werden separat die installierte elektrische sowie thermische KWK-Leistung betrachtet. Aus KWK-Anlagen resultiert demnach eine elektrisch installierte Leistung von 20,6 GW. Thermisch sind 45,5 GW in Stromerzeugungsanlagen installiert. Die jeweilig größten Anlagen im Jahr 2019 hatten eine Leistung von 728 MW elektrisch und 680 MW thermisch. Diese beiden größten Anlagen gehören nicht zu demselben Kraftwerk und haben auch unterschiedliche Energieträger als Brennstoff. Im Jahr 2020 ist das Kraftwerk Datteln Block 4 und damit das aktuell größte KWK-fähige Kraftwerk in Betrieb gegangen.

Elektrizität: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW in MW

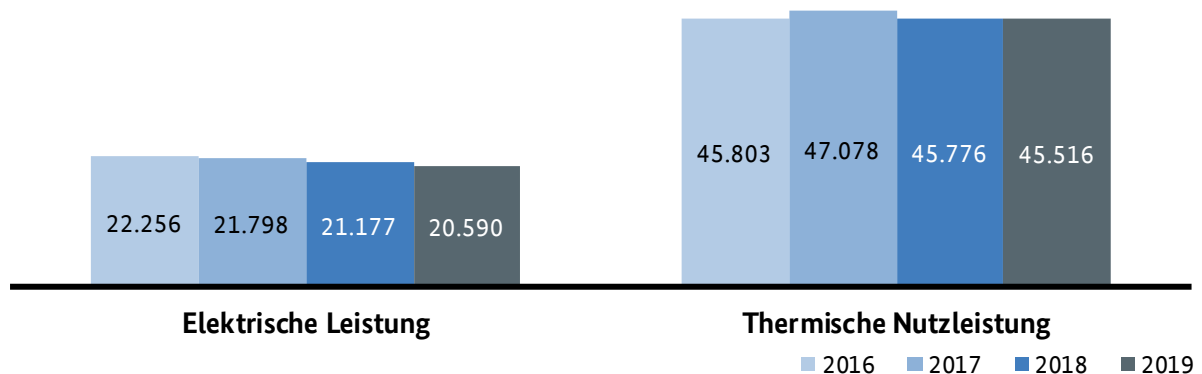


Abbildung 17: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW

Die installierte Leistung (elektrisch sowie thermisch) verteilt sich wie folgt auf die unterschiedlichen Energieträger (Tabelle 18). Aus der Tabelle wird deutlich, dass in KWK-Anlagen insbesondere die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle zum Einsatz kommen. Der Anteil dieser Energieträger an den KWK-Anlagen ist seit 2016 gleichgeblieben. Insbesondere im Bereich Erdgas sind in Deutschland zahlreiche kleinere KWK-Anlagen mit einer Netto-Nennleistung mit weniger als 10 MW elektrisch installiert, die von der Erhebung zum Monitoring der Bundesnetzagentur nicht umfasst und daher nicht in den Leistungswerten in nachfolgender Tabelle enthalten sind.

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

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2018	2019	2018	2019
Abfall	748	748	3.605	3.605
Biomasse	466	466	1.430	1.862
Braunkohle	1.077	1.107	4.884	4.974
Erdgas	11.441	11.161	19.904	19.701
Sonstige	1.290	1.290	3.898	4.334
Steinkohle	6.155	5.818	12.055	11.040
Summe	21.177	20.590	45.776	45.516

Tabelle 18: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

In den dieser Auswertung zugrundeliegenden KWK-fähigen Kraftwerksblöcken wurden 140,0 TWh Nutzwärme sowie 67,6 TWh Strom aus KWK-Anlagen in 2019 produziert. Die erzeugten Strommengen aus KWK-Anlagen in 2019 sind um etwa 2 TWh (+3 Prozent) gestiegen und damit auf Vorjahresniveau geblieben. Die erzeugten Mengen an Nutzwärme sind in 2019 im Vergleich zum Jahr 2019 um 3 TWh (+2 Prozent) gestiegen und liegen damit in etwa auf Vorjahresniveau. Der Kondensationsstrom betrug 130,8 TWh in 2019. Er ist im Vergleich zum Vorjahr um 18 Prozent (-23,4 TWh) gesunken. Der Rückgang des Kondensationsstroms ist insbesondere auf die Energieträger Steinkohle (-36 Prozent), Braunkohle (-20 Prozent) und Abfall (-20 Prozent) zurückzuführen. Der Kondensationsstrom aus Erdgaskraftwerken hat gegenüber 2018 um 25 Prozent zugenommen. Insgesamt verläuft die Entwicklung des Kondensationsstroms damit proportional zur rückläufigen Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energien. Unter Kondensationsstrom versteht man einen Teil der Nettostromerzeugung von KWK-Anlagen. Es wird der im Kraftwerk erzeugte Dampf zur Stromproduktion verwendet und es findet keine Wärmeauskopplung statt. Der Kondensationsstrom kann für Redispatchmaßnahmen herangezogen werden. Der wärmebedingte Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen genießt hingegen einen Einspeisevorrang gem. §§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i. V.

m. §§ 14, 15 EEG i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG und kann daher nur nachrangig für Redispatchmaßnahmen herangezogen werden.³⁸

Elektrizität: Erzeugte elektrische und thermische Energiemengen durch KWK in TWh

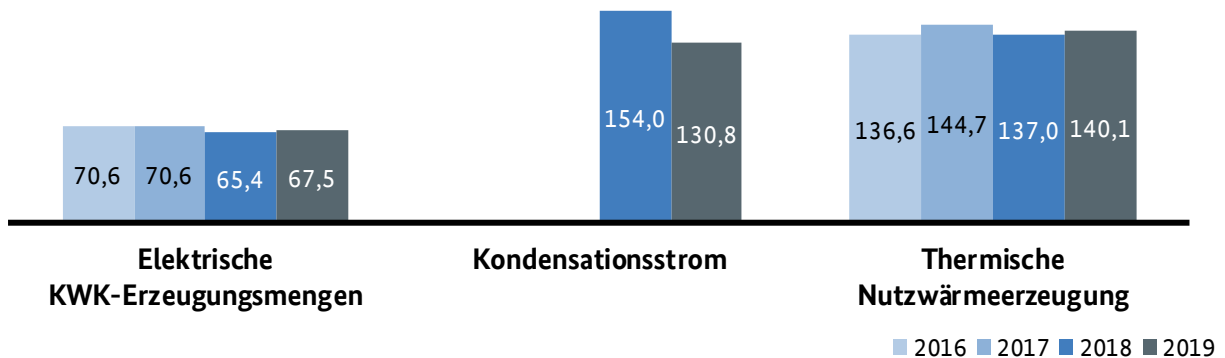


Abbildung 18: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

Die wichtigsten Energieträger für die Erzeugung von mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen und Nutzwärme-Mengen sind Erdgas und Steinkohle (siehe Tabelle 19). Für die erzeugten Mengen an mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen ist insbesondere der Energieträger Erdgas von Bedeutung. Dieser macht 67 Prozent der gesamten erzeugten Menge aus. Im Bereich der Nutzwärme hat Erdgas einen Anteil in Höhe von 43 Prozent und Steinkohle in Höhe von 20 Prozent.

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

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Kondensationsstrom		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Abfall	2,8	2,9	2,7	2,3	11,2	12,0
Biomasse	1,6	2,2	1,2	1,3	7,1	9,3
Braunkohle	3,6	3,2	86,6	72,3	14,2	13,7
Erdgas	42,5	45,2	12,1	16,1	59,6	60,0
Sonstige	4,1	3,9	4,6	4,4	16,6	17,5
Steinkohle	10,8	10,2	46,8	34,4	29,0	27,6
Summe	65,4	67,6	154,0	130,8	137,7	140,1

Tabelle 19: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW

³⁸ Mit Inkrafttreten des Redispatch 2.0 am 1. Oktober 2021 gilt für KWK-Strom gemäß der Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020 der relativierte Einspeisevorrang in Höhe eines Mindestfaktors von 5.

1.9.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen

Seit 1. Juli 2017 müssen sich KWK-Anlagen nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) bei der Bundesnetzagentur registrieren. Neben den Anlagenbetreiberdaten und den Standortdaten der Anlage werden Angaben zur Genehmigung und technische Stammdaten der Anlage – wie Hauptbrennstoff und Leistungswerte – abgefragt. Außerdem sind das Inbetriebnahmedatum der Anlage, der Anschluss-netzbetreiber, die Spannungsebene und Informationen zur Fernsteuerbarkeit der Anlage anzugeben.

Im Kalenderjahr 2019 wurden 5.212 Anlagen mit einer Nettonennleistung von insgesamt 959 MW erfasst. Die deutlich erhöhten Werte im Vergleich zum Vorjahr (2018: 525 Anlagen, 3.588 Megawatt) sind teilweise darauf zurückzuführen, dass die Daten aus 2019 erstmals auch KWK-Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern umfassen. Eine entsprechende Auswertung ist erst seit dem Start des Webportals des Marktstammdatenregisters am 31. Januar 2019 möglich.

Die meisten in Betrieb genommenen KWK-Anlagen werden mit Erdgas (4.379) betrieben, gefolgt von mit Biomasse betriebenen Anlagen (596). Diese Energieträger machen über 95 Prozent der KWK-Anlagen und über 85 Prozent der Nettonennleistung aus.

Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen im Jahr 2019

Monat	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
Januar	40	395
Februar	63	395
März	40	427
April	354	413
Mai	37	398
Juni	30	346
Juli	36	396
August	28	366
September	39	472
Oktober	72	529
November	154	513
Dezember	66	562
Summe	959	5.212

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 20: Inbetriebnahmen KWK-Anlagen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Energieträgern im Jahr 2019

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
andere Gase	16	166
Biomasse	328	596
Erdgas	481	4.379
Geothermie	4	1
Klärschlamm	1	5
Mineralölprodukte	2	57
nicht biogener Abfall	12	1
Wärme	115	7
Summe	959	5.212

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Inbetriebnahmen nach Energieträger

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Größenklassen im Jahr 2019

Größenklasse	Netto-Nennleistung in MW	Anzahl
≤ 50 kW	43	4.351
50 kW - 250 kW	49	331
250 kW - 1 MW	244	422
1 MW - 10 MW	291	104
> 10 MW	332	4
Summe	959	5.212

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Inbetriebnahmen nach Größenklassen

Elektrizität: Inbetriebnahmen nach Bundesländern im Jahr 2019

Bundesland	Netto-Nennleistung	Anzahl
Baden-Württemberg	58	1.019
Bayern	133	868
Berlin	303	94
Brandenburg	10	137
Bremen	1	34
Hamburg	2	84
Hessen	18	394
Mecklenburg-Vorpommern	15	86
Niedersachsen	116	639
Nordrhein-Westfalen	87	799
Rheinland-Pfalz	109	247
Saarland	1	34
Sachsen	11	230
Sachsen-Anhalt	30	143
Schleswig-Holstein	52	277
Thüringen	13	127
Summe	959	5.212

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Inbetriebnahmen nach Bundesländern

In der Größenklasse bis 50 kW wurden die meisten KWK-Anlagen in Betrieb genommen (4.351). Dies macht über 80 Prozent aller gemeldeten Inbetriebnahmen aus. Die größte Nettonennleistung sind den Anlagenklassen 1 bis 10 MW und über 10 MW zuzurechnen, die zusammen etwa 65 Prozent der zugebauten Leistung umfassen (623 MW).

Die meisten Inbetriebnahmen gab es in Baden-Württemberg (1.019), Bayern (868) und Nordrhein-Westfalen (799). Auf die Nettonennleistung bezogen wurde in Berlin am meisten zugebaut. Dies liegt an der Neuinbetriebnahme des GUD Kraftwerkes Lichterfelde mit einer Leistung von 303 MW.

1.9.3 KWK-Ausschreibungen

Seit der Änderung des KWKG zum Jahreswechsel 2016/2017 und der hierzu erlassenen KWK-Ausschreibungsverordnung erfolgt die finanzielle Förderung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als einem bis einschließlich 50 Megawatt nur noch nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung. Diese Ausschreibung wird in zwei getrennten Verfahren durchgeführt: zum einen für KWK-Anlagen, zum anderen für innovative KWK-Systeme. Letztere setzen sich

aus einer KWK-Anlage, einer innovativen erneuerbaren Wärmequelle (z.B. Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpe) und einem elektrischen Wärmeerzeuger zusammen.

Erfolgreiche Gebote werden mit dem im Gebot angegebenen Gebotswert bezuschlagt (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Erteilte Zuschläge erlöschen jeweils nach 54 Monaten. Werden die Anlagen innerhalb von 48 Monaten nicht in Betrieb genommen, hat der Bieter eine Pönale zu entrichten. Der Höchstwert für die Gebote der Ausschreibungen beträgt 7,0 ct/kWh für KWK-Anlagen und 12,0 ct/kWh für innovative KWK-Systeme. Die nachstehenden Tabellen zeigen die bisherigen Ausschreibungsergebnisse:

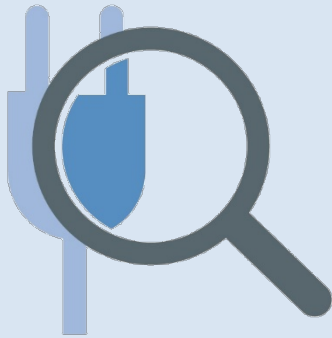
Elektrizität: KWK-Ausschreibungen

Gebotstermin	1. Dez. 2017	1. Juni 2018	3. Dez. 2018	3. Juni 2019	2. Dez. 2019	2. Juni 2020
KWK-Anlagen						
Ausschreibungsmenge	100 MW	93 MW	77 MW	51 MW	80 MW	75 MW
Anzahl Gebote	20 (225 MW)	15 (96 MW)	18 (126 MW)	13 (87 MW)	13 (58 MW)	22 (71 MW)
Anzahl Zuschläge	7 (82 MW)	14 (91 MW)	12 (100 MW)	4 (46 MW)	12 (53 MW)	21 (69 MW)
Gebotsausschlüsse	0	1 (4 MW)	3 (8 MW)	0	3 (8 MW)	1 (2 MW)
Durchschnittlicher Zuschlagswert*	4,05 ct/kWh	4,31 ct/kWh	4,77 ct/kWh	3,95 ct/kWh	5,12 ct/kWh	6,22 ct/kWh
Innovative KWK-Systeme						
Ausschreibungsmenge		25 MW	29 MW	30 MW	25 MW	29 MW
Anzahl Gebote		7 (23 MW)	3 (13 MW)	5 (22 MW)	10 (43 MW)	13 (44 MW)
Anzahl Zuschläge		5 (21 MW)	3 (13 MW)	5 (22 MW)	5 (20 MW)	8 (26 MW)
Gebotsausschlüsse		2 (2 MW)	0	0	1 (9 MW)	1 (2 MW)
Durchschnittlicher Zuschlagswert*		10,27 ct/kWh	11,31 ct/kWh	11,17 ct/kWh	10,25 ct/kWh	10,22 ct/kWh

*mengengewichtet

Tabelle 24: KWK-Ausschreibungen

2. Entwicklung Erneuerbare Energien



Ein wesentlicher Eckpfeiler der Energiewende ist ein kontinuierlicher Ausbau von erneuerbaren Energien. Hierfür wurden ambitionierte jährliche Ausbaupfade für die erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse gesetzlich im EEG verankert.

Betreiber von neu-installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW (also von Anlagen, wie sie typischerweise auf Hausdächern errichtet werden) können nach wie vor eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung erhalten, d. h. für den produzierten Strom Zahlungen nach dem EEG erhalten, ohne sich um die Vermarktung des

Stroms kümmern zu müssen. Alle anderen Betreiber mit Anlagen größer als 100 kW müssen den von der Anlage produzierten Strom selbst oder über einen Dienstleister vermarkten. Sie tragen dafür auch die Bilanzierungsverantwortung.

Der überwiegende Teil (81 Prozent) des 2019 in Deutschland produzierten EE-Stroms wurde entweder vom Betreiber oder einem Dienstleister direkt vermarktet.

2.1 Entwicklung Erneuerbare Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

Nicht alle Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energieträgern haben auch einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Es wird daher zwischen den Erneuerbaren Energien-Anlagen mit und ohne Zahlungsanspruch unterschieden. Für den Großteil der installierten Erneuerbaren Energien-Anlagen besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 124,4 GW Ende 2019 haben 120,2 GW einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 4,2 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Laufwasser (2,3 GW), Speicherwasser (1,0 GW) und Abfall (0,9 GW). Beim Energieträger Abfall wird nur der biogene Anteil des Abfalls den Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch zugeordnet. Die anderen 0,9 GW Erzeugungsleistung des Energieträgers Abfall werden den nicht erneuerbaren Energien zugeschrieben. Insgesamt erzeugten die Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch 17,7 TWh im Jahr 2019. Der Großteil wurde dabei in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken (insgesamt 13,3 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (4,1 TWh) erzeugt.

Die in diesem Kapitel dargestellten Kennzahlen erhebt die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufsichtstätigkeiten zum bundesweiten EEG-Ausgleichsmechanismus. Dazu übermitteln ÜNB (zum 31. Juli), EVU und VNB (zum 31. Mai) auf jährlicher Basis ausgewählte Daten aus ihrer EEG-Jahresendabrechnung. Seit Juli 2017 wird das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur als zusätzliche Quelle zur Auswertung der installierten Leistung von EEG-Anlagen herangezogen.

In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2019“ stellt die Bundesnetzagentur den Marktakteuren über die hier dargestellten Kennzahlen hinausgehende Auswertungen zur Verfügung. Insbesondere erfolgen die Auswertungen spezifisch für die einzelnen Energieträger, die Bundesländer und nach den Anschlussebenen.³⁹

2.1.1 Installierte Leistung⁴⁰

Zum 31. Dezember 2019 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 120,2 GW. Insgesamt wurde in 2019 ca. 6,2 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 5,5 Prozent.

Elektrizität: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2019 in GW

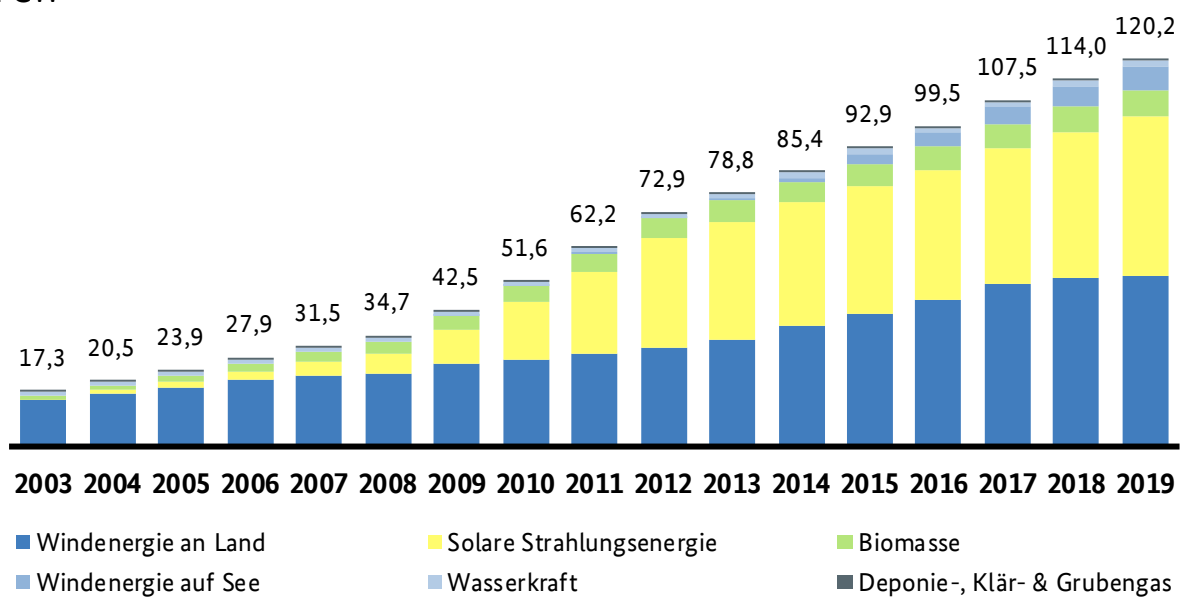


Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2019

Im Jahr 2019 ist bei den Solaranlagen wieder ein stärkerer Anstieg des Zubaus zu verzeichnen. Der Zubau lag im Jahr 2019 bei 3,9 GW während in den fünf vorangegangenen Jahren durchschnittlich 1,7 GW hinzugebaut wurden. Auch im Bereich von Windenergieanlagen an Land sowie auf See ist weiterhin ein Zubau zu verzeichnen. Jedoch hat sich der Nettoausbau bei Windenergieanlagen an Land mit 0,9 GW im Vergleich zum Nettozubau der beiden vorangegangenen Jahre jeweils halbiert (2018: 2,2 GW, 2017: 4,9 GW). Es wurden Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von 1,1 GW neu installiert (2018: ca. 1,0 GW), was einem Zubau von 17,8 Prozent entspricht. Der Zubau von Biomasseanlagen ist mit 0,3 GW im Vergleich zum Vorjahr geringer (2018: 0,4 GW).

³⁹ <https://www.bundesnetzagentur.de/eeg-daten>

⁴⁰ Die Zahlen zur installierten Leistung der erneuerbaren Energieträger für das Jahr 2019 können noch Änderungen unterliegen und sind mit der AGEE-Stat noch nicht endabgestimmt.

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

	Gesamt 31. Dezember 2018	Gesamt 31. Dezember 2019	Zubau / Rückbau in 2019	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2018
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.598,7	1.610,1	11,4	0,7%
Gase ^[1]	419,9	422,3	2,3	0,6%
Biomasse	7.993,1	8.325,6	332,5	4,2%
Geothermie	41,6	47,1	5,5	13,2%
Wind an Land	52.328,2	53.192,6	864,3	1,7%
Wind auf See	6.392,8	7.528,3	1.135,5	17,8%
Solar	45.207,4	49.096,4	3.888,9	8,6%
Gesamt	113.981,7	120.222,3	6.240,6	5,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 25: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2019 wurden 108.838 neue Anlagen installiert.⁴¹ Die neu installierten Anlagen waren zu 97,3 Prozent Solaranlagen, zu 1,5 Prozent Windenergieanlagen an Land und zu 0,8 Prozent Biomasseanlagen; die restlichen Anteile verteilten sich auf die anderen Technologien. Die Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ist in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 27 zeigt die Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, aufgeteilt nach Energieträgern.

⁴¹ Die Zahlen zu den installierten Anlagen der erneuerbaren Energieträger für das Jahr 2019 können noch Änderungen unterliegen und sind mit der AGEE-Stat noch nicht endabgestimmt.

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jun 20
Wasserkraft	6.947	7.078	7.041	7.138	7.172	7.222	7.254
Gase ^[1]	627	630	612	600	593	602	601
Biomasse	14.024	14.113	14.186	14.271	14.496	15.122	15.437
Geothermie	8	9	10	9	10	11	11
Wind an Land	23.593	24.696	26.057	27.406	28.131	28.363	28.498
Wind auf See	241	789	945	1.167	1.307	1.467	1.498
Solar	1.521.365	1.572.922	1.622.405	1.686.993	1.760.396	1.868.156	1.949.022
Gesamt	1.566.805	1.620.237	1.671.256	1.737.584	1.812.105	1.920.943	2.002.321

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 26: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Elektrizität: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2018	Gesamt 31. Dezember 2019	Zubau / Rückbau in 2019	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2018
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.172	7.222	50	0,7%
Gase ^[1]	593	602	9	1,5%
Biomasse	14.496	15.122	626	4,3%
Geothermie	10	11	1	10,0%
Wind an Land	28.131	28.363	232	0,8%
Wind auf See	1307	1467	160	12,2%
Solar	1.760.396	1.868.156	107.760	6,1%
Gesamt	1.812.105	1.920.943	108.838	6,0%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 27: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.1.2 Ausbaupfade

Mit dem EEG 2014 wurden für die Energieträger Wind an Land, Wind auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse leistungsbezogene Ausbaupfade eingeführt, um die Ziele einer zunehmend erneuerbaren, kosteneffizienten und netzverträglichen Energieversorgung bis zu den Jahren 2025, 2035 und 2050 zu erfüllen. Diese Ziele werden in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

Elektrizität: Übersicht Ausbaupfade

	Wind an Land	Wind auf See	Solare Strahlungsenergie	Biomasse
EEG 2014	2,5 GW Netto-Zubau pro Jahr	6,5 GW Ausbau im Jahr 2020		100 MW Brutto-Zubau pro Jahr
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	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	8,4 GW im Jahr 2030

Tabelle 28: Ausbaupfade

In den nachfolgenden Abbildungen wird der jährliche Netto-Zubau ausgewiesen und den Ausbauzielen im EEG gegenübergestellt. Bei Windenergieanlagen an Land wurden in den Jahren 2014 bis 2017 die Ausbauziele deutlich übertroffen. Seit 2018 hat sich der Zubau jeweils im Vergleich zum Vorjahr halbiert und die Ausbauziele für 2018 und 2019 wurden deutlich unterschritten.

Elektrizität: Ausbauziele Wind an Land in MW

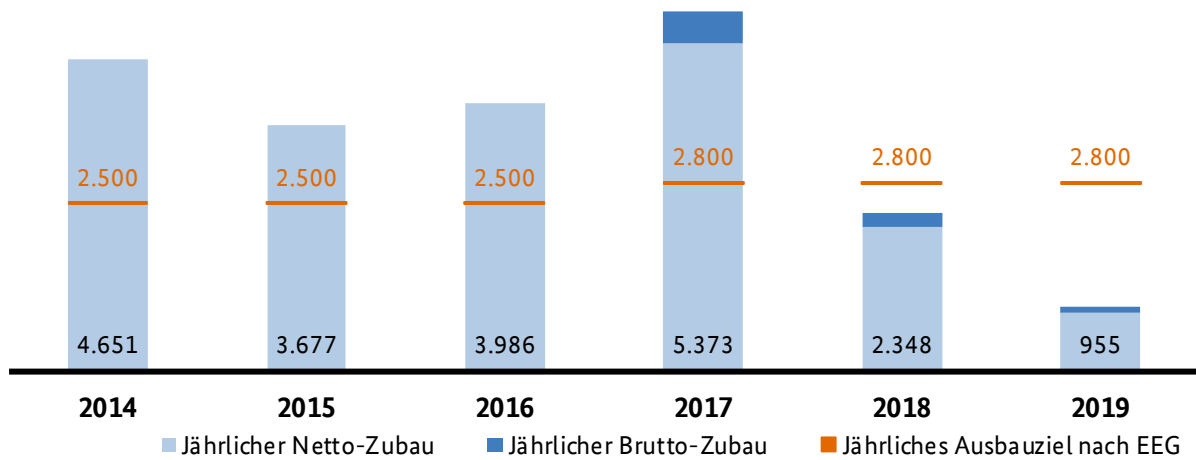


Abbildung 20: Ausbauziele Wind an Land

Bei solarer Strahlungsenergie lag der jährliche Zubau bis zum Jahr 2017 deutlich hinter den im EEG verankerten Zielen. Seit 2018 wurde das Ausbauziel von 2.500 MW wieder erreicht und 2019 sogar um 1.389 MW überschritten.

Elektrizität: Ausbauziele Solare Strahlungsenergie in MW

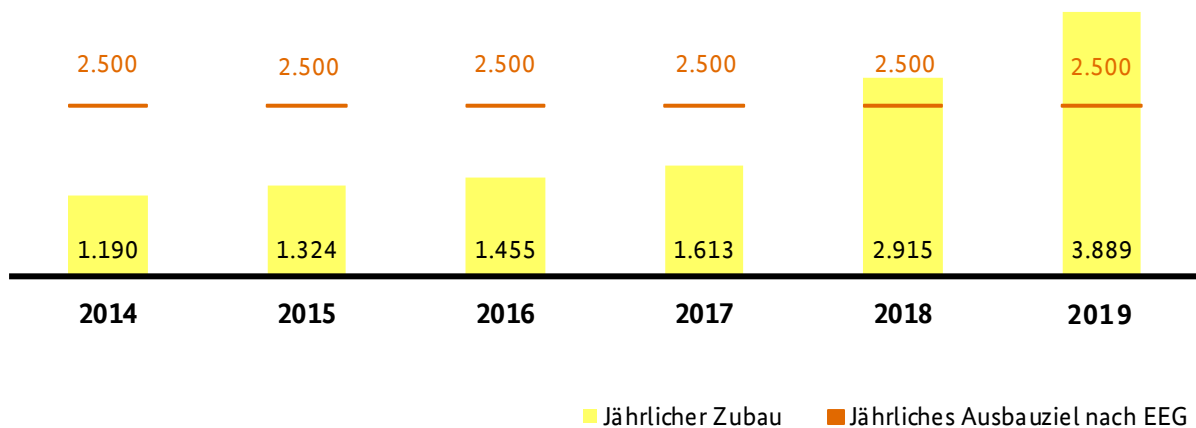


Abbildung 21: Ausbauziele solare Strahlungsenergie

In der nachfolgenden Abbildung wird der jährliche Zubau von Biomasseanlagen ausgewiesen, wobei etwa 90 Prozent des Zubaus durch Leistungserhöhungen realisiert wurde. Ein Großteil dieser Leistungserhöhungen wird seit dem EEG 2014 mit der Flexibilitätsprämie vergütet. Die Ausbauziele wurden seit 2014 deutlich übertroffen. Es wurde jährlich etwa doppelt so viel zugebaut wie im EEG vorgesehen.

Elektrizität: Ausbauziele Biomasse in MW

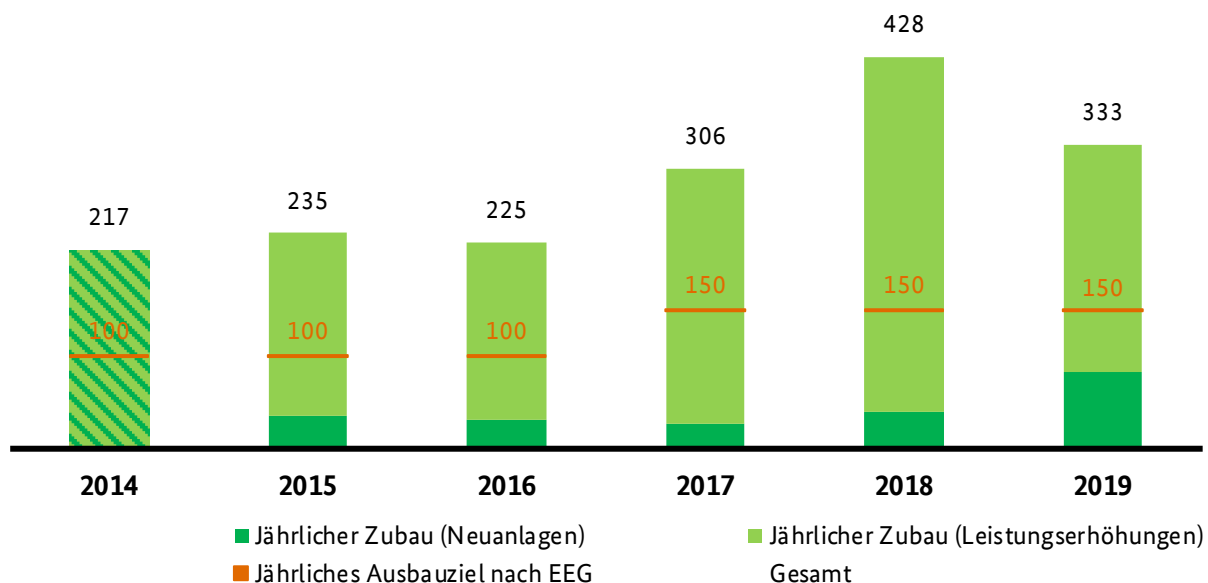


Abbildung 22: Ausbauziele Biomasse

Bei Windenergie auf See wurde das erste Ausbauziel von 6.500 MW im März 2019 erreicht und für eine Zielerreichung von 20 Gigawatt im Jahr 2030 sind durchschnittlich rund 1.100 MW Netto-Zubau pro Jahr nötig.

Elektrizität: Ausbauziele Wind auf See in MW

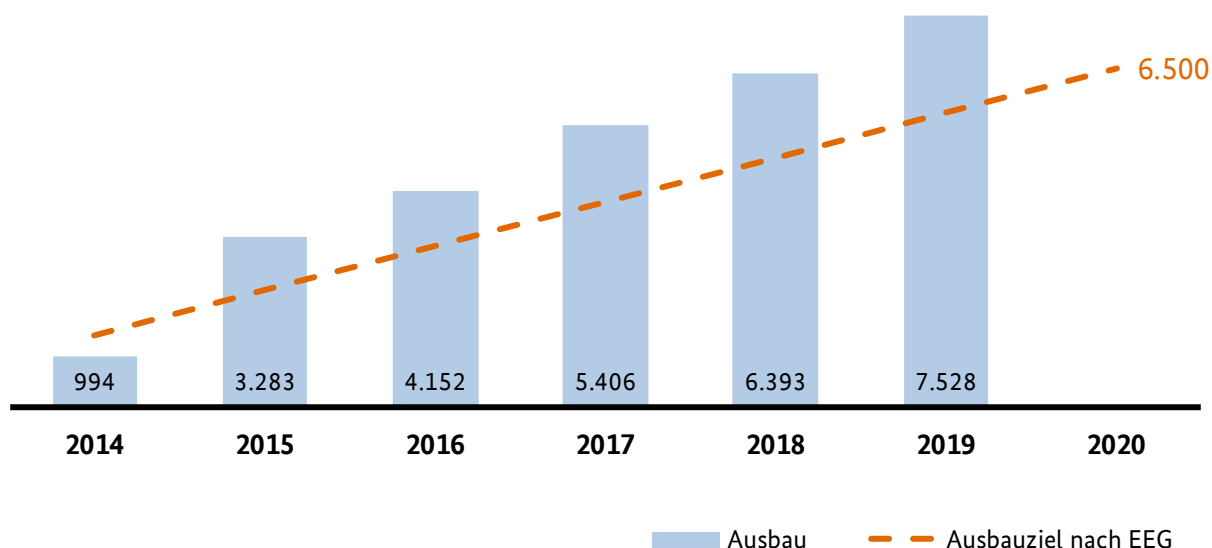


Abbildung 23: Ausbauziele Wind auf See

Um das Ziel eines Anteils von 65 Prozent erneuerbarer Erzeugung am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen, welches im Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 festgelegt wurde, wurden im Szenariorahmen

2021 bis 2035 des entsprechenden Netzentwicklungsplans höhere Ausbaupfade als im EEG angenommen. Im Szenariorahmen wurde die Erreichung des 65 Prozent Ziels in allen Szenarien unterstellt. Durch unterschiedliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien ergibt sich zur Erreichung des Ziels jedoch ein differenzierter Ausbaupfad. Für Wind an Land wurde daher ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau von 3,78 GW bis 4,37 GW, für Solaranlagen von 5,03 GW bis 5,65 GW angenommen, also deutlich höher als die Ziele nach dem EEG. Für Biomasseanlagen wurde für das Jahr 2035 ein Zielwert zwischen 6,8 GW und 8,7 GW gewählt. Als Zielwert für das Jahr 2035 für Wind auf See wurde im Szenariorahmen 2021 bis 2035 eine etwas höhere Leistung im Vergleich zum EEG sowie zum Windenergie auf See Gesetz von 28,0 GW bis 34,0 GW angenommen.

2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2019 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 211,9 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist um 8,4 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (2018: 195,4 TWh) gestiegen. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 99,2 TWh (47 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Solaranlagen mit 41,4 TWh (20 Prozent) und Biomasseanlagen mit 40,2 TWh (19 Prozent).

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

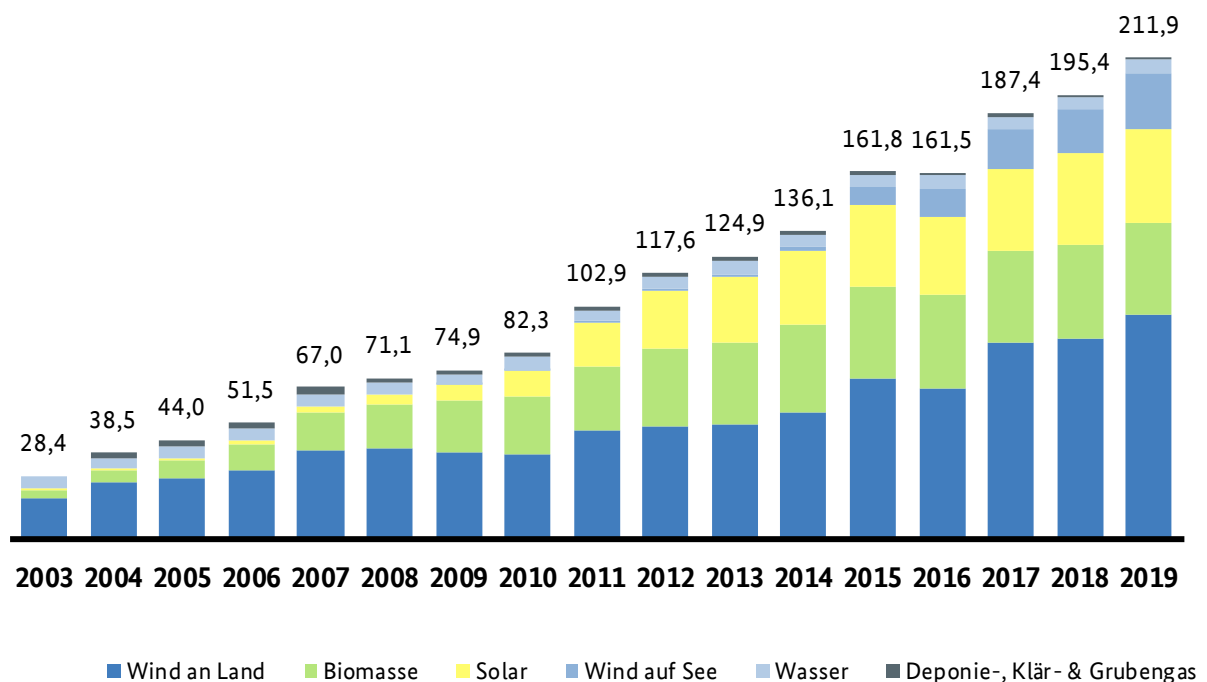


Abbildung 24: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Die eingespeiste Jahresarbeit aus Wasserkraft ist im Vergleich zum Vorjahr um 14,2 Prozent angestiegen. Dies liegt daran, dass die Niederschlagsmengen in 2019 im Vergleich zum Vorjahr zugenommen haben,

insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, wo sich der überwiegende Anteil der Wasserkraftanlagen befinden.⁴² Die eingespeiste Jahresarbeit bei den Gasen ist um 9,1 Prozent zurück gegangen.

Bei der eingespeisten Jahresarbeit aus Solaranlagen ist ein geringer Anstieg um 1,4 Prozent zu verzeichnen. Dieser geringe Anstieg lässt sich insbesondere dadurch begründen, dass im Vorjahr 2018 Rekordwerte bei Sonnenstundenzahl und Globalstrahlung erreicht wurden.⁴³ Im Vergleich zu diesen Werten führt der gute Zubau in 2019 neben einer durchschnittlichen Sonnenstundenzahl und Globalstrahlung nur zu einem geringen Anstieg.

Die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen ist insbesondere bei Windenergieanlagen auf See im Vergleich zum Vorjahr mit 27,1 Prozent stark angestiegen. Dieser Anstieg ist zum einen auf den weiterhin starken Zubau in diesem Bereich, vgl. Tabelle 20, zurückzuführen. Zum anderen kann der Anstieg aber auch auf die relativ hohen Windgeschwindigkeiten im Jahr 2019 zurückgeführt werden, wie Abbildung 25 zeigt.

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

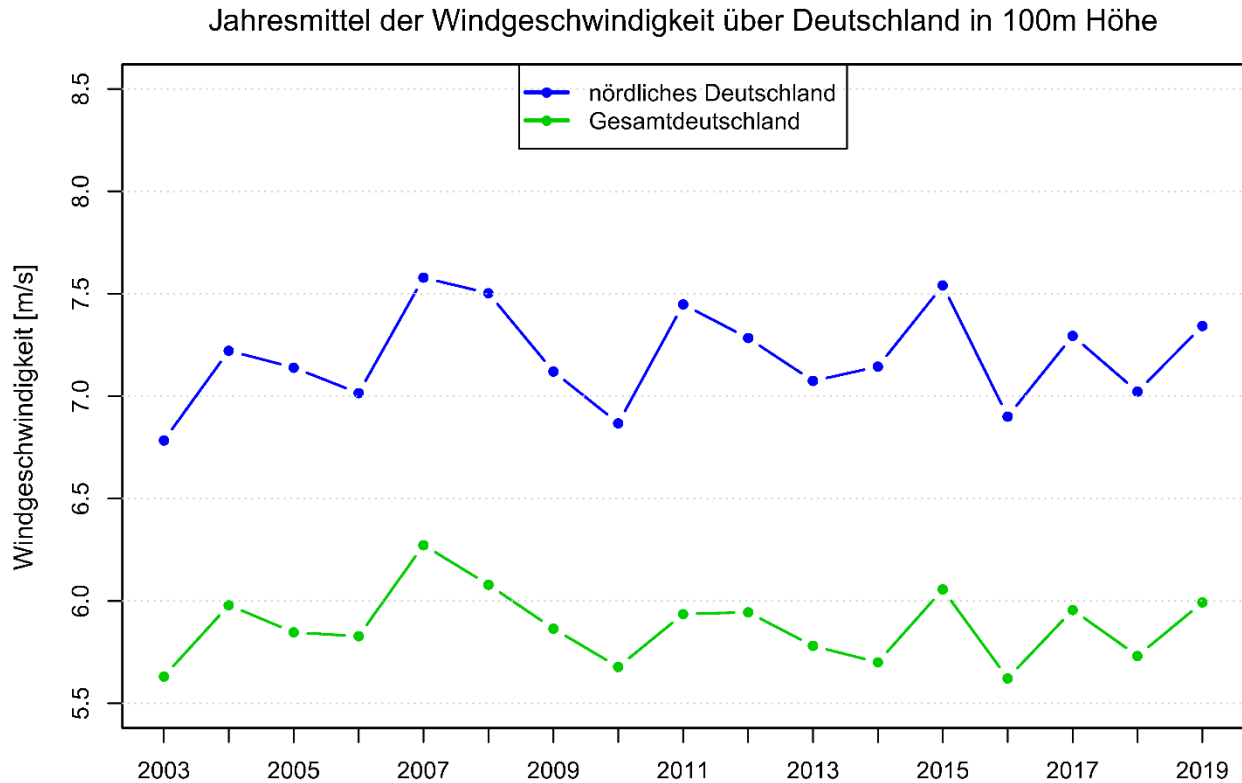
	Gesamt 31. Dezember 2018	Gesamt 31. Dezember 2019	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2018
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	4.857	5.548	14,2%
Gase ^[1]	1.170	1.063	-9,1%
Biomasse	40.480	40.152	-0,8%
Geothermie	165	187	13,2%
Wind an Land	88.710	99.166	11,8%
Wind auf See	19.179	24.379	27,1%
Solar	40.807	41.383	1,4%
Gesamt	195.368	211.879	8,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 29: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

⁴² Quelle: Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland - Januar 2020, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

⁴³ Quelle: Pressemitteilung des DWD zum Deutschlandwetter 2018 unter https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20181228_deutschlandwetter_jahr2018_news.html?nn=16210



Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands. Die Daten basieren auf der globalen atmosphärischen Reanalyse "ERA-5" des europäischen Copernicus Klimadienstes (C3S) und stellen den Mittelwert über folgende Bereiche dar: Deutschland: ca. 6°O – 15°O, ca. 48°N – 55°N; nördliches Deutschland: ca. 6°O – 15°O, ca. 52°N – 55°N (Quelle: DWD, Nationale Klimaüberwachung, basiert auf C3S/ERA-5: Hersbach et al., 2020; DOI: 10.1002/qj3803).

Abbildung 25: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands

Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren deutlich angestiegen. Im Jahr 2019 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 66,2 GW am 23. April 2019 auf. Diese Einspeisespitze ist zu 60 Prozent auf die Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen. An diesem Tag speisten die Windenergieanlagen bis zu 40,8 GW Leistung in das Netz. Hinzu kam eine mit 25,4 GW recht hohe Einspeisung aus den Solaranlagen. Abbildung 26 zeigt die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen in den Jahren 2012 bis 2019.

Die maximale Einspeisung nur aus Solaranlagen im Jahr 2019 lag bei 30,2 GW (19. April 2019). Im März 2019 erreichten die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere auf das Sturmtief HEINZ zurückzuführen ist, wurde am 15. März 2019 erzielt und lag bei 51,4 GW. Auch im gesamten Verlauf des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden. In Abbildung 27 kann der Verlauf der Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2019 nachvollzogen werden.

Elektrizität: Maximale Einspeisung in GW

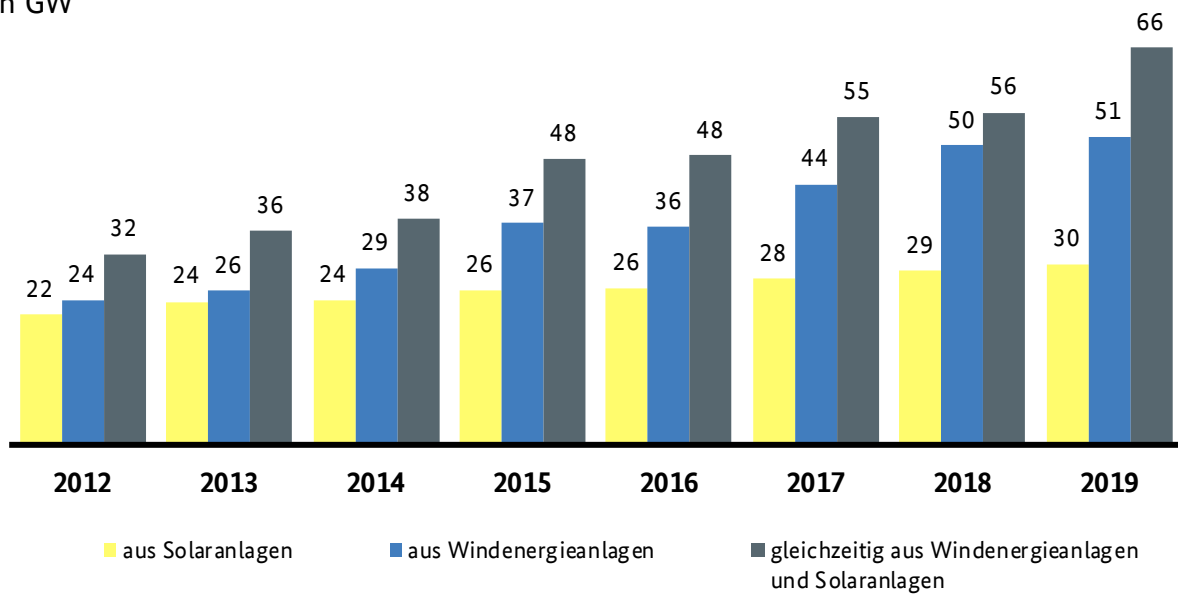


Abbildung 26: Maximale Einspeisung

Elektrizität: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2019 in GW

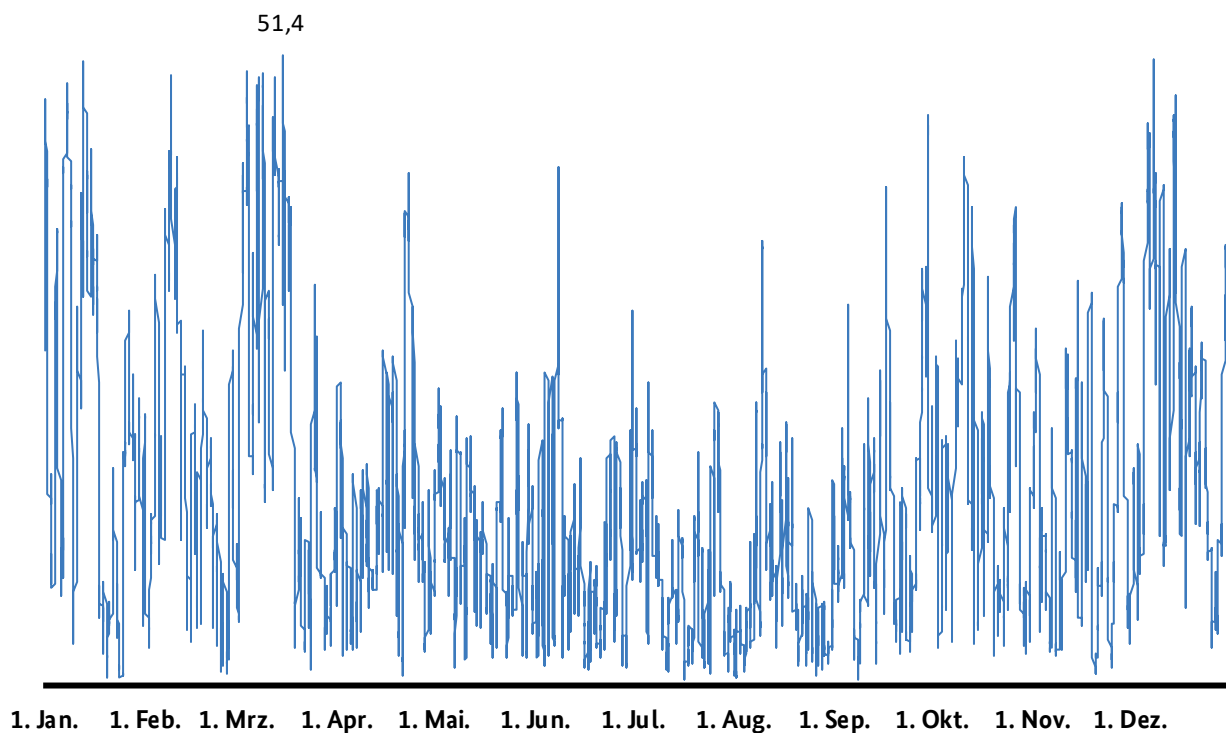


Abbildung 27: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2019

2.1.4 Entwicklung der Vermarktungsformen

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern zum ersten Mal als Alternative zur festen Einspeisevergütung drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG (2012) zur Wahl: die Inanspruchnahme einer Marktpremie (als zusätzliche EEG-basierte Zahlung zu den Markterlösen), die Verringerung der EEG-Umlage durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (sog. Grünstromprivileg) oder die sonstige Direktvermarktung (Verkauf des EEG-Stroms ohne zusätzliche Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung). Die darauffolgenden Fassungen des EEG sehen die Direktvermarktung bzw. die Marktpremie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Bestandsanlagen oder neue Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten oder mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Seit 2013 wurde mehr als die Hälfte der Jahresarbeit direkt vermarktet, 2015 befanden sich sogar insgesamt 69,4 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung. Im Jahr 2019 wird nur noch für 19 Prozent der Jahresarbeit eine Einspeisevergütung gezahlt (vgl. Abbildung 28).

Tabelle 30 zeigt, dass bereits 81 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktpremie erhalten. Bei Windenergieanlagen auf See sind es 100 Prozent, auch bei Windenergie an Land nähert sich der Anteil der Anlagen mit Marktpremie mit 96 Prozent immer mehr den 100 Prozent an. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktpremie ist mit 31 Prozent (2018: 29 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an.

Der herausragende Energieträger in der Direktvermarktung war im Jahr 2019 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 56 Prozent (2018: 55,7 Prozent), gefolgt von Biomasse mit 19,5 Prozent und Windenergie auf See mit 14,3 Prozent.

Elektrizität: Entwicklung der Jahresarbeit nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung in Prozent

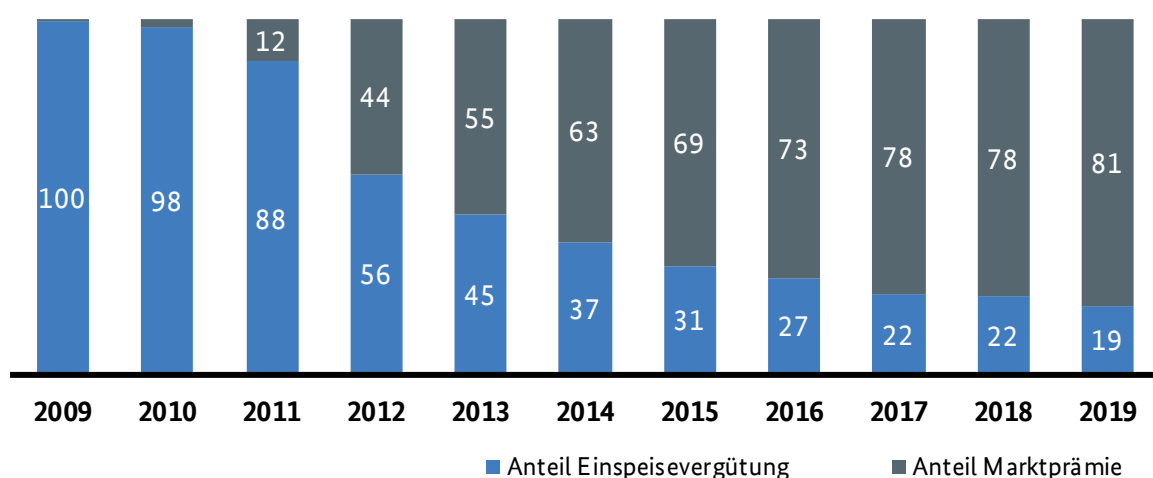


Abbildung 28: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktpremie

Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie für das Jahr 2019

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit Einspeise-vergütung in GWh	Anlagen mit Marktprämie in GWh	Anteil der Anlagen mit Marktprämie an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasserkraft	5.548	2.119	3.429	62%
Gase ^[1]	1.063	238	825	78%
Biomasse	40.152	6.860	33.293	83%
Geothermie	187	14	173	92%
Wind an Land	99.166	3.495	95.672	96%
Wind auf See	24.379	0	24.379	100%
Solar	41.383	28.457	12.926	31%
Gesamt	211.879	41.182	170.697	81%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 30: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

Elektrizität: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger für das Jahr 2019 in Prozent

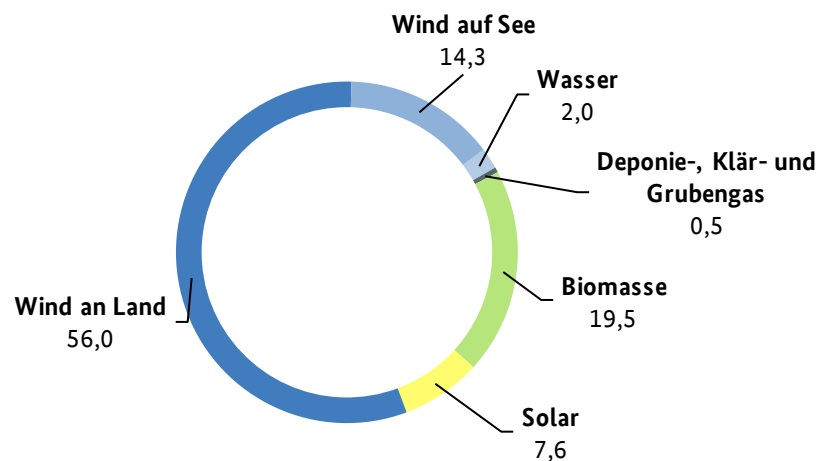
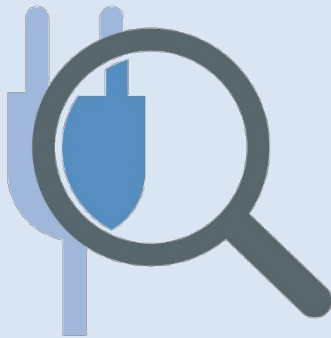


Abbildung 29: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger

2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG



Durch die EEG-Umlage wird die Ökostrom-Förderung für die Betreiber von Solar-, Windkraft-, Wasserkraft- oder Biogas- und Biomasseanlagen finanziert. Alle Stromkunden müssen sie bezahlen, für bestimmte Industriebranchen und Gewerbe gibt es Rabatte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber legen die Umlagen-Höhe jeweils zum 15. Oktober für das Folgejahr anhand einer Prognose der Einnahmen und Ausgaben fest.

Für die Berechnung der Umlage spielt die Höhe der Zahlungen an Erneuerbare Anlagenbetreiber die entscheidende Rolle. Die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen den gesamten erneuerbaren Strom an der Strombörse, der einen Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung hat (ca. 19 Prozent) und hauptsächlich von kleineren Anlagen und Bestandsanlagen erzeugt wird. Der überwiegende Anteil des Erneuerbaren Stroms (81 Prozent) wird von den Anlagenbetreibern direkt oder über ein Direktvermarktungsunternehmen am Markt, wie z. B. die Strombörse, verkauft. In beiden Fällen, sind die Einnahmen aus den Markterlösen nicht ausreichend um die ausbezahlten Förderzahlungen bzw. den Zahlungsanspruch zu decken.

Dieser Differenzbetrag wird durch die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt.

2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG

Die Zahlungen für in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste EEG-Mengen 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.

Im Jahr 2019 wurden insgesamt 27,6 Mrd. Euro von den Anschlussnetzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Darin enthalten sind einerseits die Zahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten lassen (Einspeisevergütung). Andererseits beinhaltet dieser Betrag auch die Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbst vermarkten („Marktprämie“). Im Jahr 2019 haben Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Einspeisevergütung: 40,5 Prozent, Marktprämie: 59,5 Prozent). Der Anteil der Marktprämie ist Vergleich zum Vorjahr (2018: 54,5 Prozent) weiter angestiegen.

Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (11,0 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,6 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (5,8 Mrd. Euro).

Elektrizität: Zahlungen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2018 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2019 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2018 in Prozent
Wasserkraft	348	400	14,7%
Gase ^[1]	45	45	1,8%
Biomasse ^[2]	6.393	6.603	3,3%
Geothermie	35	40	14,6%
Wind an Land	4.859	5.817	19,7%
Wind auf See	2.850	3.731	30,9%
Solar	11.176	10.996	-1,6%
Gesamt	25.706	27.633	7,5%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 31: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Abbildung 30 zeigt, dass die Zahlungen im Jahr 2019 im Vergleich zum vorherigen Jahr um 7,5 Prozent angestiegen ist, insbesondere im Bereich der Windenergie auf See ist ein starker Anstieg zu verzeichnen, der mit dem Anstieg der eingespeisten Jahresarbeit korreliert., vgl. Tabelle 30.

Elektrizität: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträger

in Mrd. Euro

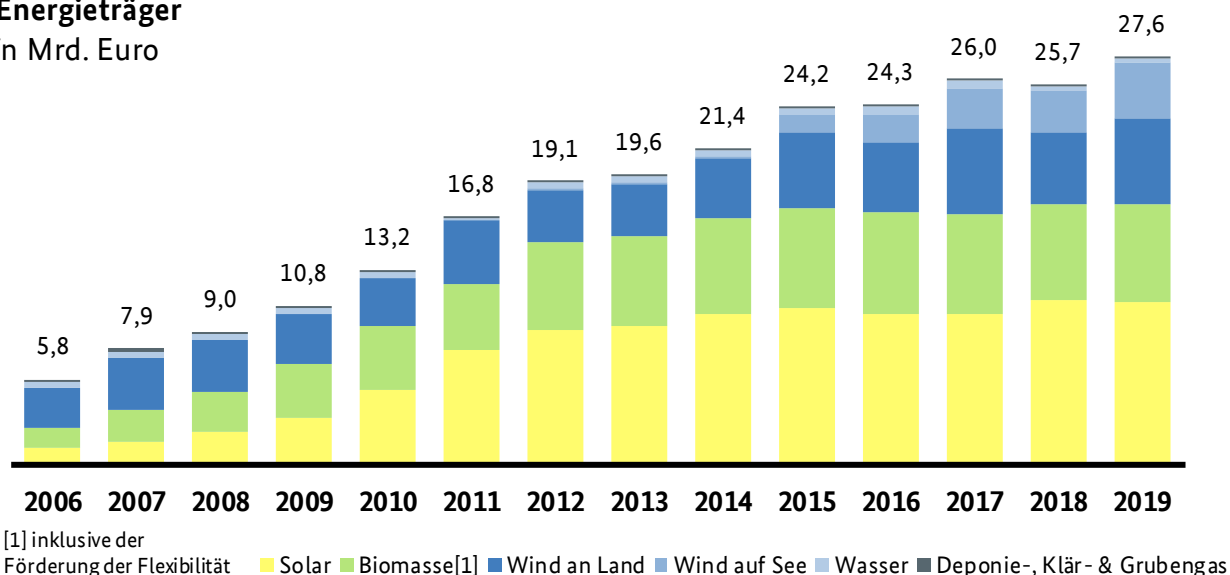


Abbildung 30: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

Im Jahr 2019 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 13,0 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG⁴⁴ erhalten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Beispielsweise erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2019 durchschnittlich 26,6 ct/kWh während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 5,9 ct/kWh erhielten. In diesen Durchschnittswerten sind sowohl die Bestandsanlagen mit sehr hohen Zahlungen nach dem EEG als auch neue Anlagen enthalten, die deutlich geringere Zahlungen nach dem EEG beziehen. Darüber hinaus Erlösen Anlagenbetreiber seit 2012 in der Direktvermarktung zusätzliche Einnahmen an der Börse. Diese Einnahmen sind in den dargestellten Zahlungen nicht enthalten. Abbildung 31 zeigt die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG im Vergleich zu den vorherigen Jahren.

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

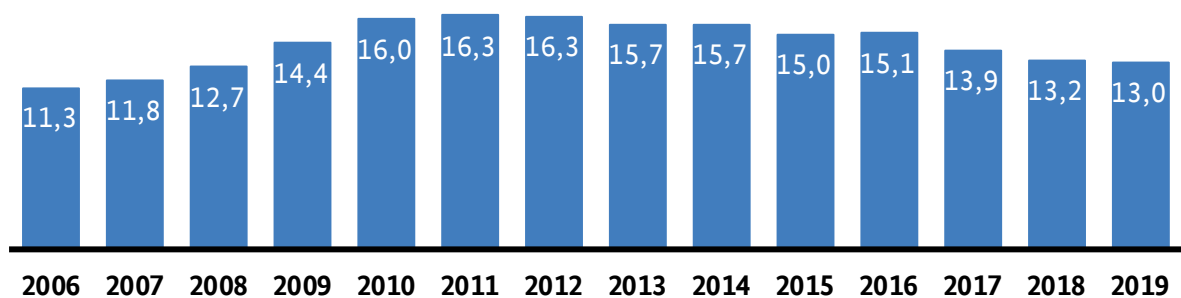


Abbildung 31: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient der Finanzierung der Zahlungen nach dem EEG. Abbildung 32 zeigt, dass die EEG-Umlage seit 2014 vergleichsweise stabil zwischen 6,2 und 6,9 ct/kWh liegt, obwohl die nach dem EEG geförderte Leistung seit 2014 um knapp 50 Prozent gestiegen ist. Insbesondere die sinkenden Zahlungsansprüche für Neuanlagen haben den Anstieg der Zahlungen an die Anlagenbetreiber in den letzten Jahren stark gebremst. Der bisherige Höchstwert der EEG-Umlage in Höhe von 6,88 ct/kWh wurde im Jahr 2017 erreicht.

Die Zahlungen nach dem EEG wurden bis 2020 vollständig über die EEG-Umlage gedeckt. In 2021 erfolgt erstmalig eine anteilige Finanzierung aus Bundesmitteln. Die EEG-Umlage in 2021 ist auf 6,5 ct/kWh gedeckelt. Der zusätzliche Finanzbedarf wird über einen Bundeszuschuss finanziert. Dadurch wird ein starker Anstieg der Umlage im Vergleich zum Vorjahr verhindert, der sich aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie ergeben hätte. Gegenüber der Umlage von 2020 gibt es einen leichten Rückgang. Die Umlage für 2022 wird auf 6 ct/kWh begrenzt.

Die Corona-Pandemie hat erheblichen zusätzlichen Finanzierungsbedarf ausgelöst, weil sowohl die Einnahmen aus der Umlage in Folge des gesunkenen Stromverbrauchs als auch die Einnahmen aus dem

⁴⁴ 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.

Verkauf des EE-Stroms an der Börse durch geringere Großhandelspreise zurückgingen. Beides zusammen führte zu einem Rekorddefizit auf dem EEG-Konto, das 2021 ausgeglichen werden muss.

Elektrizität: Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh

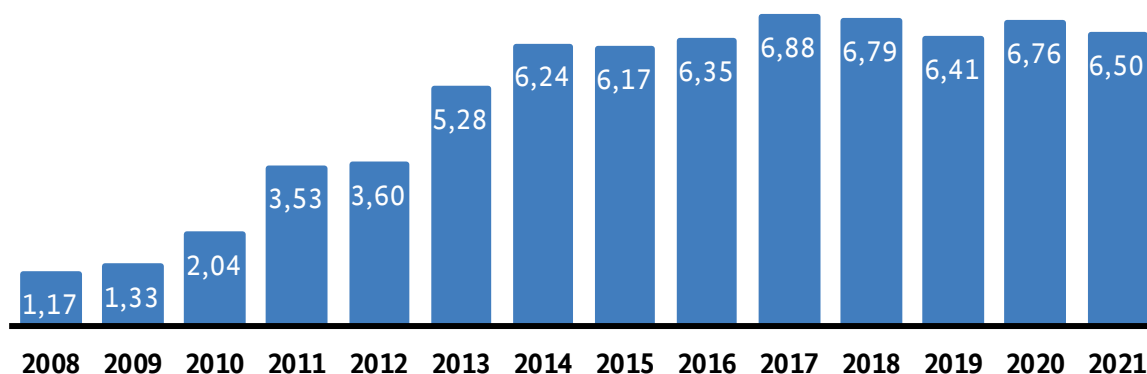


Abbildung 32: Entwicklung der EEG-Umlage

2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs)

Um die mit der technologischen Weiterentwicklung verbundenen sinkenden Kosten zu berücksichtigen, wurden erstmals im EEG 2014 automatische Absenkungsmechanismen eingeführt. So sinken die anzulegenden Werte für solare Strahlungsenergie seit September 2014 monatlich um einen bestimmten Prozentwert. Eine weitere Anpassung (Absenkung oder Erhöhung) der anzulegenden Werte erfolgt in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus in einem vorab definierten Bezugszeitraum. Bei Überschreitung des vorgesehenen Ausbaupfads wird der Degressionssatz zur Berechnung automatisch erhöht und somit der anzulegende Wert gesenkt. Bleibt der Ausbau hingegen hinter den gesetzgeberischen Erwartungen zurück, stagnieren die anzulegenden Werte oder steigen sogar an. Grundlage für die Berechnungen bilden die im Marktstammdatenregister gemeldeten Anlagen.

Für die Jahre 2018, 2019 und 2020 war ein deutlicher Anstieg des Zubaus bei Solaranlagen zu verzeichnen, sodass der Zielkorridor in den jeweiligen Bezugszeiträumen überschritten wurde und der anzulegende Wert in fast allen Monaten seit Mai 2019 um 1,4 Prozent abgesenkt wurde. Einzige Ausnahme sind die Monate November 2019 bis Januar 2020, hier war der Zubau nur leicht über dem Zielkorridor und führte zu einer geringeren Absenkung um 1,0 Prozent.

Seit dem 1. Januar 2019 berechnet sich die Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen an Land, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen (Anlagen bis 750 kW installierter Leistung und Pilotwindanlagen) aus den Zuschlagswerten bei vorangegangenen Ausschreibungen. Dafür wird der Durchschnitt aus den im Vorvorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet (§ 46b Abs. 1 EEG). Damit lag der anzulegende Wert für Windenergieanlagen, die 2019 in Betrieb gingen, bei 4,63 ct/kWh und für Anlagen, die 2020 in Betrieb gingen, bei 6,04 ct/kWh.

Elektrizität: Absenkung der anzulegenden Werte Solare Strahlungsenergie

Relevanter Bezugszeitraum zur Berechnung der tatsächlichen Absenkung	Zubau- korridor (in MW)	Tatsächlicher Zubau im Bezugs- zeitraum (in MW)	Angewandte Absenkung	Absenkungs- turnus	Geltungs- zeitraum für Absenkung
Sep 2013 - Aug 2014	2.400 - 2.600 (brutto)	2.398	0,25%	monatlich	Q3 2014
Dez 2013 - Nov 2014		1.953	0,25%		Q1 2015
Mrz 2014 - Feb 2015		1.811	0,25%		Q2 2015
Jun 2014 - Mai 2015		1.581	0,25%		Q3 2015
Sep 2014 - Aug 2015		1.437	0,0%		Q4 2015
Dez 2014 - Nov 2015		1.419	0,0%		Q1 2016
Mrz 2015 - Feb 2016		1.367	0,0%		Q2 2016
Jun 2015 - Mai 2016		1.336	0,0%		Q3 2016
Sep 2015 - Aug 2016		1.096	0,0%		Q4 2016
Festgelegt im EEG 2017		-	0,0%		Jan 17
(Jul 2016 - Dez 2016) x2	2.500 (brutto)	2.025	0,0%	monatlich	Feb 17 - Apr 17
(Okt 2016 - Mrz 2017) x2		2.149	0,25%		Mai 17 - Jul 17
(Jan 2017 - Jun 2017) x2		1.802	0,0%		Aug 17 - Okt 17
(Apr 2017 - Sep 2017) x2		1.966	0,0%		Nov 17 - Jan 18
(Jul 2017 - Dez 2017) x2		1.704	0,0%		Feb 18 - Apr 18
(Okt 2017 - Mrz 2018) x2		2.037	0,0%		Mai 18 - Jul 18
(Jan 2018 - Jun 2018) x2		2.727	1,0%		Aug 18 - Okt 18
(Apr 2018 - Sep 2018) x2		3.193	1,0%		Nov 18 - Jan 19
(Jul 2018 - Dez 2018) x2		2.570	1,0%		Feb 19 - Apr 19
(Okt 2018 - Mrz 2019) x2		3.625	1,4%		Mai 19 - Jul 19
(Jan 2019 - Jun 2019) x2		3.662	1,4%		Aug 19 - Okt 19
(Apr 2019 - Sep 2019) x2		2.878	1,0%		Nov 19 - Jan 20
(Jul 2019 - Dez 2019) x2		2.936	1,4%		Feb 20 - Apr 20
(Okt 2019 - Mrz 2020) x2		3.242	1,4%		Mai 20 - Jul 20
(Jan 2020 - Jun 2020) x2		3.800	1,4%		Aug 20 - Okt 20

Tabelle 32: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie

2.3 Ausschreibungen

Betreiber von 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. Davon betroffen sind ca. 80 Prozent des durch das EEG geförderten Zubaus der Erneuerbaren Energien. Ausgenommen sind Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 Kilowatt bzw. neu in Betrieb genommene Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt. Für diese Erneuerbaren Energien-Anlagen wird die Zahlungshöhe weiterhin gesetzlich festgelegt.

Grundsätzlich erhalten die Gebote den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen Gebotswert (Gebotspreisverfahren = „pay as bid“). Ausnahmen werden nur für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land und bestehenden Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von unter 150 Kilowatt 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 jeweils nach bestimmten Fristen, deren Dauer abhängig vom Energieträger ist. Werden die Anlagen innerhalb der Frist nicht in Betrieb genommen, muss der Bieter eine Strafzahlung leisten.

Analog zum EEG wurden auch im Rahmen des Kraftwärme-Kopplungs-Gesetzes Ausschreibungen eingeführt (siehe Kapitel I.B.1.9.3).

Neben technologiespezifischen Ausschreibungen, jeweils für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solar und Biomasse (seit 2017), wurden im Jahr 2018 erstmals technologieübergreifende Ausschreibungen für die Erneuerbaren Energieträger Wind an Land und Solar eingeführt. 2020 wurde die erste technologieübergreifende Innovationsausschreibung durchgeführt.

Im Zeitraum 2019-2020 wurden 43 Ausschreibungsrunden mit den folgenden Ergebnissen durchgeführt:

Elektrizität: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2019 - 2020

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar	01.02.2019	4,80
	01.03.2019	6,59
	01.06.2019	5,47
	01.10.2019	4,90
	01.12.2019	5,68
	01.02.2020	5,01
	01.03.2020	5,18
	01.06.2020	5,27
	01.07.2020	5,18
	01.09.2020	5,22
	01.10.2020	5,23
	01.12.2020	n.v.
Wind an Land	01.02.2019	6,11
	01.05.2019	6,13
	01.08.2019	6,20
	02.09.2019	6,19
	01.10.2019	6,20
	01.12.2019	6,11
	01.02.2020	6,18
	01.03.2020	6,07
	01.06.2020	6,14
	01.07.2020	6,14
	01.09.2020	6,20
	01.10.2020	6,11
	01.12.2020	n.v.

*Mengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert; Bei Solar wird der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 33: Durchgeführte Ausschreibungen in 2019 und 2020 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land

Elektrizität: Weitere durchgeführte Ausschreibungsrunden 2019 - 2020

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
KWK	01.06.2019	3,95
	01.12.2019	5,12
	01.06.2020	6,23
	01.12.2020	n.v.
Innovative KWK Systeme	01.06.2019	11,17
	01.12.2019	10,25
	01.06.2020	10,63
	01.12.2020	n.v.
Biomasse	01.04.2019	12,34
	01.11.2019	12,47
	01.04.2020	13,99
	01.11.2020	14,85
Technologieübergreifend Wind an Land und Solar	01.04.2019	5,66
	01.11.2019	5,40
	01.04.2020	5,33
	01.11.2020	5,33
Innovationausschreibung: Einzelanlagen	01.09.2020	2,65
Innovationausschreibung: Anlagenkombinationen	01.09.2020	4,50

*Mengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert; Bei Solar wird der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Tabelle 34: Durchgeführte Ausschreibungen 2019 und 2020 für die Energieträger Biomasse, KWK, technologieübergreifend und Innovation

2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen

Nach dem Pilotausschreibungsverfahren für Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 bis 2016, werden seit Jahresbeginn 2017 Ausschreibungen für alle Solaranlagen mit einer installierten Leistung größer 750 Kilowatt durchgeführt. Gebote für Projekte auf Grünland- oder Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sind zulässig, sofern die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben (bislang Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland). Im Jahr 2019 wurden 1.475 MW in fünf Ausschreibungsrunden ausgeschrieben. Es wurden 1.592 MW bezuschlagt, verteilt auf 308 Solarprojekte (Gebote). Im Jahr 2020 wurden bei sieben Ausschreibungsterminen insgesamt 1.299 MW ausgeschrieben. Bis zur sechsten Runde im Oktober 2020, konnten 1.056 MW bezuschlagt werden, verteilt auf 225 Solarprojekte.

Bei allen bislang durchgeführten Solarausschreibungen war die Gebotsmenge mehrfach überzeichnet. Der anfänglich starke Rückgang des Zuschlagswerts in den ersten vier Ausschreibungsrunden zwischen Februar 2017 und Februar 2018 (6,58 ct/kWh auf 4,91 ct/kWh) konnte in den nachfolgenden Terminen nicht

fortgesetzt werden. Im Laufe des Jahres 2019 sind die Zuschlagswerte grundsätzlich wieder leicht angestiegen und bewegten sich zwischen 4,80 ct/kWh (Februar 2019) und 5,68 ct/kWh (Dezember 2019) mit einem Ausreißer im Rahmen der Sonderausschreibung im März 2019: Aufgrund des hohen Gebotsvolumen von 500 MW und einem zulässigen Höchstpreis von 8,91 ct/kWh, stellte sich ein deutlich höherer durchschnittlicher Zuschlagswert von 6,59 ct/kWh ein. Eine Anpassung des zulässigen Höchstpreises auf 7,50 ct/kWh dämpfte diese Aufwärtsentwicklung erfolgreich. In den ersten sechs Ausschreibungen des Jahres 2020 pendelten sich die Zuschlagswerte im unteren 5 ct-Bereich ein und oszillierten zwischen 5,01 ct/kWh (Februar) und 5,27 ct/kWh (Juni).

Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für alle Solaranlagen im Jahr 2017, sind die durchschnittlichen Zuschlagswerte um 21 Prozent gesunken. In diesem Betrachtungszeitraum lag der höchste Zuschlagwert bei 6,59 ct/kWh (März 2019) und der niedrigste bei 4,33 ct/kWh (Februar 2018). Der durch die Ausschreibung bestimmte, aktuelle (Oktober 2020) durchschnittlich, auszuzahlende Wert für zu errichtende neue Solaranlagen bis 2022, liegt bei 5,23 ct/kWh. Dieser Wert bildet die durchschnittlichen Erzeugungskosten für Solar realistisch ab.

Elektrizität: Realisierungsrate für Solaranlagen aus den Solarausschreibungen mit ausgelaufenen Realisierungsfristen

Gebotstermin	Realisierungsstand in %	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungsgrundlage
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

* Vorläufig – Aufgrund der Corona Pandemie, wurde die ursprüngliche Realisierungsfrist gesetzlich um sechs Monate verlängert.

Tabelle 35: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 18 und 24 Monaten. Aus den vergangenen 25 Solarrunden (inkl. FFAV und GEEV) sind zusätzlich zu den sechs abgeschlossenen Runden der Ausschreibung nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), die Realisierungsfristen für die ersten sechs Solarausschreibungsrunden nach dem EEG bzw. nach der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) abgelaufen. Diese weisen grundsätzlich hohe Realisierungsquoten (Tabelle 35)

auf, was als Erfolg zu werten ist. Lediglich die niedrigen Realisierungsraten von 35 Prozent bzw. 44 Prozent für die abgeschlossenen Runden im Oktober 2017 und im Februar 2018 weichen von diesem Erfolgstrend ab. Wesentlicher Grund hierfür war die fehlende Realisierung anteilmäßig größerer Solarprojekte. Aufgrund der Corona Pandemie wurden die Realisierungsfristen für alle Zuschläge, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden und deren Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen waren, um sechs Monate verlängert. Dies bedeutet, dass die Realisierungsquoten für die Ausschreibungstermine Juni und Oktober 2018 erst Ende 2020 bzw. im März 2021 final feststehen werden. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden laufen die Realisierungsfristen ebenfalls noch.

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 2019

	Feb.	März	Juni	Okt.	Dezember
Ausgeschriebene Menge (MW)	175	500	150	150	500
Eingereichte Gebote	80	163	105	153	346
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	465	869	556	648	1.344
Zuschläge*	24	121	14	27	122
Zuschlagsmenge (MW)*	178	505	205	153	551
Gebotsausschlüsse	2	17	13	11	76
Gebotsausschlussmenge (MW)	6	192	46	44	235
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,91	8,91	7,50	7,50	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	4,80	6,59	5,47	4,90	5,68
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,11	3,90	4,97	4,59	4,70
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,18	8,40	5,58	5,20	6,20

*Vor Eingang der Zweitsicherheit.

Tabelle 36: Ausschreibungen für Solaranlagen 2019

Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 2020*

	Feb.	März	Juni	Juli	Sep.	Okt.
Ausgeschriebene Menge (MW)	100	300	96	193	257	96
Eingereichte Gebote	98	190	101	174	163	87
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	493	838	447	779	675	393
Zuschläge**	18	51	21	30	75	30
Zuschlagsmenge (MW)**	101	301	100	193	258	103
Gebotsausschlüsse	12	9	9	18	16	9
Gebotsausschlussmenge (MW)	77	35	18	70	73	37
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,01	5,18	5,27	5,18	5,22	5,23
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,55	4,64	4,90	4,69	4,80	4,98
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,21	5,48	5,40	5,36	5,39	5,36

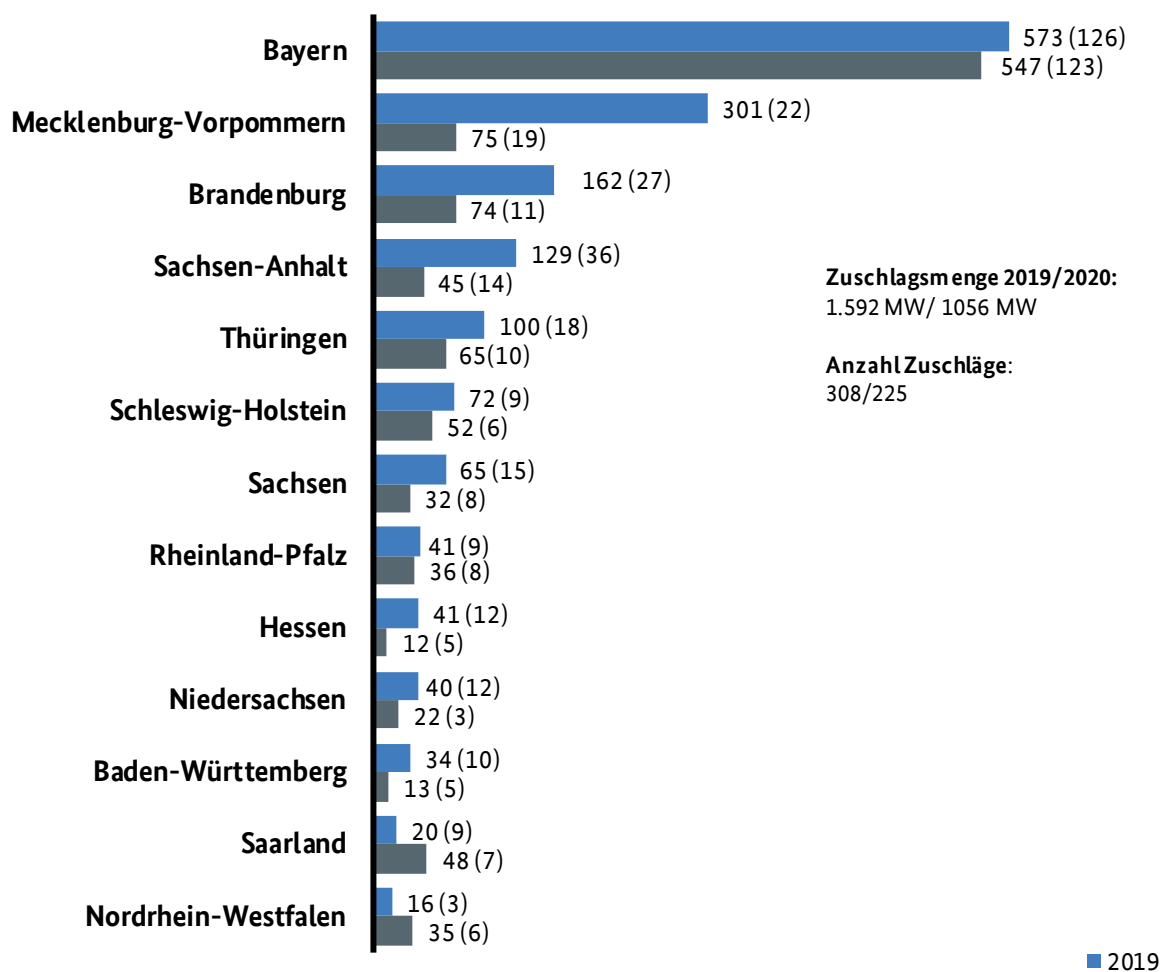
*Für die Jahresbetrachtung 2020 fehlt der Termin der Ausschreibungsrunde im Dezember

**Vor Eingang der Zweitsicherheit.

Tabelle 37: Ausschreibungen für Solaranlagen 2020

Wie in Abbildung 33 dargestellt, ist der Anteil Bayerns an der Zuschlagsmenge im Rahmen der Solarausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 auf über 50 Prozent angestiegen, was nicht zuletzt mit der Anpassung der bayrischen Öffnungsverordnung für Solaranlagen in benachteiligten Gebieten von 70 auf 200 Zuschläge zusammenhängt.

**Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge*
in den Ausschreibungen für Solaranlagen 2019/2020**
in MW (Anzahl Zuschläge)



* Zuschlagsmengen nach Zuschlagserteilung, d.h. vor Eingang der Zweitsicherheit
(2020 bis. inkl. Okt.; Dezembertermin mit einem Volumen von 400MW noch ausstehend)

Abbildung 33: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen 2019/2020

2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Seit Beginn des Jahres 2017 wird die Zahlungshöhe für Windenergieanlagen an Land ebenfalls durch Ausschreibungen ermittelt. An diesen müssen sich alle Windenergieanlagen an Land beteiligen, die eine installierte Leistung von mindestens 751 Kilowatt haben. Geboten wird auf den anzulegenden Wert einer Anlage, an einem definierten 100 Prozent-Referenzstandort; die tatsächlichen Zahlungen können hiervon abweichen.

Im Jahr 2019 wurden 3.675 MW ausgeschrieben, die auf sechs Ausschreibungstermine aufgeteilt wurden. Für das Jahr 2020 wurden auf sieben Termine verteilt, 3.493 MW ausgeschrieben. Fünf von sechs Terminen waren 2019 sehr stark unterzeichnet. Mit einem Zuschlagsvolumen von 1.846 MW wurde der angestrebte Ausbaupfad nicht erreicht. Lediglich der letzte Termin im Dezember war leicht überzeichnet (Tabelle 38). Das gleiche Bild setzte sich im Jahr 2020 fort. Bis zum sechsten Termin, welcher im Oktober stattfand, waren alle

Runden teils deutlich unterzeichnet. Der fehlende Wettbewerb spiegelt sich in den hohen Zuschlagswerten wider, die sich alle leicht unterhalb des Höchstwerts von 6,2 ct/kWh bewegen (Tabelle 39). Im Betrachtungszeitraum Februar 2019 – Oktober 2020 lag der niedrigste durchschnittliche Zuschlagswert bei 6,07 ct/kWh, welcher in der Ausschreibungsrunde im März 2020 erreicht wurde.

Ein wesentlicher Grund für die mangelnde Teilnahme an den Ausschreibungen für Wind an Land, liegt in den fehlenden bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigungen, die für eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren vorgelegt werden müssen. Im Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen müssen insbesondere verschiedene Vorschriften des Natur- und Artenschutzes, des Bauplanungs- und Raumordnungsrechts, sowie des Luftfahrtrechts geprüft und beschieden werden. Insbesondere die Vorschriften zum Natur- und Artenschutz erschweren die Neugenehmigungen zur Errichtung von Windenergieanlagen an Land auf vielen Flächen. Seit Herbst 2018 versuchen verschiedene Arbeitsgruppen, die Hemmnisse bei der Genehmigungssituation zu identifizieren und Lösungsansätze zu entwickeln, um den Windausbau an Land, als tragende Säule der Energiewende, wieder zu beleben. Langsam steigende Genehmigungszahlen zeugen von ersten Erfolgen.

Elektrizität: Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land 2019

	Feb.	Mai	Aug.	Sep.	Okt.	Dez.	2019 insg.
Ausgeschriebene Menge (MW)	700	650	650	500	675	500	3.675
Eingereichte Gebote	72	41	33	22	25	76	269
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	499	295	239	188	204	686	2.111
Eingereichte Gebotsmenge (MW) im Netzausbaugebiet (NAG)	156	67	16	45	29	104	417
Zuschläge	67	35	32	21	25	56	236
Zuschlagsmenge (MW)	476	270	208	179	204	509	1.846
Zuschlagsmenge im NAG (MW)	0	0	16	37	29	97	178,75
Gebotsausschlüsse	5	6	1	1	0	2	15
Gebotsausschlüsse in MW	23	25	31	8	0	28	115
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,11	6,13	6,20	6,19	6,20	6,11	6,16
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,24	5,94	6,19	6,19	6,19	5,74	5,92
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,18	6,20

Tabelle 38: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2019

Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020

	Feb.	März	Juni	Juli	Sep.	Okt.	Dez.
Ausgeschriebene Menge (MW)	900	300	826	275	367	826	367
Eingereichte Gebote	67	25	62	26	25	89	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	527	194	468	191	310	769	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW) im Netzausbaugebiet (NAG)	115	85	148	57	72	349	n.v.
Zuschläge	66	20	61	26	25	74	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)	523	151	464	191	287	659	n.v.
Zuschlagsmenge im NAG (MW)	115	56	148	57	87	268	n.v.
Gebotsausschlüsse	1	2	1	0	2	3	n.v.
Gebotsausschlüsse in MW	4	18	4	0	23	48	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	6,18	6,07	6,14	6,14	6,20	6,11	n.v.
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,76	5,74	5,90	6,00	5,99	5,60	n.v.
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	n.v.
Höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh)	nicht relevant	5,98	nicht relevant			n.v.	

Tabelle 39: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020

Regional betrachtet (Tabelle 40) konzentrierten sich im Jahr 2019 76 Prozent der Zuschlagsmenge auf die vier Bundesländer Brandenburg (26 Prozent), Nordrhein-Westfalen (22 Prozent), Niedersachsen (19 Prozent) und Schleswig-Holstein (9 Prozent). Auch 2020 konzentrierten sich 71 Prozent der Zuschlagsmenge auf diese Bundesländer.

Elektrizität: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2019 - 2020*

Bundesland	Anzahl der Gebote		Gebotene Leistung in kW		Anzahl der Zuschläge		Bezuschlagte Leistung in kW	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Baden-Württ.	8	6	79.500	43.400	8	5	79.500	26.600
Bayern	2	7	27.000	34.730	1	6	13.500	31.130
Berlin	1	0	4.200	0	1	0	4.200	0
Brandenburg	35	61	427.600	539.600	33	58	394.000	472.850
Hessen	5	11	71.900	67.180	5	11	71.900	67.180
Meckl.-Vorp.	9	6	115.900	57.100	6	6	99.200	57.100
Niedersachsen	40	39	443.650	392.730	38	36	418.450	355.930
Nordr.-Westf.	60	61	374.400	483.370	58	48	367.300	402.080
Rheinl.-Pfalz	12	5	90.200	32.800	12	5	90.200	32.800
Saarland	0	6	0	42.900	0	6	0	42.900
Sachsen	7	4	60.600	6.300	6	3	49.400	5.500
Sachsen-Anh.	12	11	149.300	102.900	12	9	149.300	92.100
Schl.-Holstein	83	30	511.840	188.150	68	27	429.090	172.850
Thüringen	21	22	106.500	120.160	21	16	106.500	87.760
Summe	295	269	2.462.590	2.111.320	269	236	2.272.540	1.846.780

*Ausschreibungsrunden Februar, Mai, August, September und Oktober 2020

Tabelle 40: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

2.3.3 Weitere Ausschreibungen (Wind auf See, Biomasse, gemeinsame und Innovationsausschreibungen)

Im Zeitraum 2019 – 2020 wurden keine Ausschreibungen für den Energieträger Windenergie auf See durchgeführt. Die nächste Ausschreibung findet im Jahr 2021 statt. Diese Ausschreibung wird sich erstmals auf eine voruntersuchte Fläche und eine festgelegte zu installierende Leistung beziehen.

Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen

Seit Einführung der Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen 2017 hat die Bundesnetzagentur sechs Ausschreibungsrunden durchgeführt. Nach einem anfänglichen jährlichen Rhythmus werden seit 2019 zwei Runden, jeweils im April und im November, durchgeführt. Grundsätzlich werden an zwei Terminen jeweils 100 MW ausgeschrieben, die im Wesentlichen aufgrund von nicht bezuschlagten Gebotsmengen im Vorjahr nach oben angepasst werden. Somit wurden 2019 insgesamt 267 MW und 335 MW im Jahr 2020 ausgeschrieben.

Eine Besonderheit des Verfahrens ist, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen können, wenn ihre restliche Dauer des Zahlungsanspruches nach dem EEG weniger als acht Jahre

beträgt. Dies führt dazu, dass in allen Runden die eingereichte Gebotsmenge mehrheitlich auf bereits bestehende Biomasseanlagen entfällt.

Bislang waren alle Ausschreibungstermine durch eine deutliche Unterzeichnung gekennzeichnet. Dieser Trend setzte sich auch 2019 und 2020 fort. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote 2019 lag bei 12,45 ct/kWh und 2020 bei 14,02 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich 2019 ein mittlerer Zuschlagswert von 14,57 ct/kWh und 2020 von 14,44 ct/kWh. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert 2019 von 12,30 ct/kWh und 2020 von 13,56 ct/kWh erhalten. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner oder gleich 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert 2019 von 16,56 ct/kWh und 2020 von 16,40 ct/kWh erhalten. Unabhängig vom Zuschlagswert ist der anzulegende Wert für Bestandsanlagen der Höhe nach begrenzt auf den Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Jahre.

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2019

	1. April 2019			1. November 2019		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW
Ausgeschriebene Menge (MW)		133.293			133.293	
Eingereichte Gebote	2	2	15	2	12	42
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2.966	85	22.477	18.150	881	57.772
Zuschläge	2	2	15	1	9	40
Zuschlagsmenge (MW)*	2.966	85	22.477	1.150	708	54.867
Gebotsausschlüsse	0	0	0	1	3	2
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	0	17.000	173	2.905
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	14,58	16,56	16,56	14,58	16,56	16,56
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	14,57	16,56	12,12	14,58	16,56	12,37

Tabelle 41: Ausschreibungen Biomasse 2019

Elektrizität: Ausschreibungen für Biomasse 2020

	1. April 2020			1. November 2020		
	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW	Neue Anlagen ≥ 150 kW	Bestehende Anlagen ≤ 150 kW	Bestehende Anlagen > 150 kW
Ausgeschriebene Menge (MW)		167.770			167.770	
Eingereichte Gebote	5	5	31	n.v.	n.v.	n.v.
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	43.126	396	48.964	n.v.	n.v.	n.v.
Zuschläge	5	5	28	n.v.	n.v.	n.v.
Zuschlagsmenge (MW)*	43.126	396	46.934	n.v.	n.v.	n.v.
Gebotsausschlüsse	0	0	3	n.v.	n.v.	n.v.
Gebotsausschlussmenge (MW)	0	0	2.030	n.v.	n.v.	n.v.
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	14,44	16,40	16,40	14,44	16,40	16,40
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	14,44	16,40	13,56	14,44	16,40	13,56

Tabelle 42: Ausschreibungen Biomasse 2019/2020

Gemeinsames Ausschreibungsverfahren für Windenergie- und PV-Anlagen

Seit 2018 hat die Bundesnetzagentur sechs technologieneutrale (gemeinsame) Ausschreibungen, jeweils zwei pro Jahr, für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt. Besonderheit bei diesen Ausschreibungen ist die Berücksichtigung eines Verteilernetzausbaubesieles, d. h. Landkreise in denen die Rückspeisung der bereits in Betrieb genommenen erneuerbaren Anlagen ins Verteilernetz höher ist als die dort installierte Höchstlast. Ziel der Verteilernetzkomponente ist die Berücksichtigung der Netz- und Systemintegrationskosten, die durch den Zubau der neuen Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen entstehen. Die Geschwindigkeit des Zubaus soll in den Verteilernetzausbaubesieles durch dieses Instrument verringert werden. Für das Ausschreibungsverfahren bedeutet dies, dass Gebote für Anlagen im Verteilernetzausbaubesieles einen Malus in Form eines Preisaufschlags hinnehmen müssen, der jeweils für Windenergie an Land und Solarenergie technologiespezifisch berechnet wird. Dabei bezieht sich der Aufschlag nur auf die Reihung der Gebote und hat keine Auswirkungen auf die später von den einzelnen Anlagen erhaltenen Zahlungen.

Elektrizität: Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibungsrunden für Solaranlagen und Windenergie-Anlagen an Land

	2020		2019	
	November	April	November	April
Ausgeschriebene Menge (MW)	200	200	200	200
Eingereichte Gebote	91	113	103	109
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	518	553	514	720
Zuschläge*	43	30	37	15
Zuschlagsmenge gesamt (MW)*	202	204	203	201
Zuschlagsmenge Solar (MW)*	202	204	203	201
Zuschlagsmenge Wind (MW)	-	-	-	-
Gebotsausschlüsse	7	12	13	18
Gebotsausschlussmenge (MW)	43	24	86	58
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,50	7,50	7,50	8,91
Durchschnittl., mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	5,33	5,33	5,40	5,66
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)*	5,18	4,97	4,88	4,50
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)*	5,45	5,61	5,74	6,10

*Zuschlagswert nach Eingang der Zweitsicherheit für Solargebote.

Tabelle 43: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2019/2020

Die gemeinsamen Ausschreibungen für Wind an Land und Solar sind stets sehr gut frequentiert bzw. mehrfach überzeichnet. Im Gegensatz zu 2018 (19 Gebote – kein Zuschlag), hat in den beiden Jahren 2019 und 2020 kein einziges Windprojekt am Verfahren teilgenommen. Die Gebote für Windenergieanlagen an Land sind im Rahmen dieser gemeinsamen Ausschreibungen nicht wettbewerbsfähig. Ein Grund hierfür könnte der fehlende Ausgleich (Korrekturfaktor) für weniger ertragsstarke Standorte gewesen sein, der im Rahmen dieser Ausschreibung – im Gegensatz zur regulären Ausschreibung für Wind an Land – keine Anwendung fand. Darüber hinaus sind bereits die regulären Windausschreibungstermine durch einen Mangel an genehmigten Windprojekten gekennzeichnet, die mit höheren Zuschlagspreisen einhergehen und somit eine Teilnahme an den gemeinsamen Ausschreibungen dadurch eher unattraktiv machen. Mit den Solaranlagen setzte sich die Technologie durch, die ihr Kostensenkungspotential bereits in den vorangegangenen Ausschreibungen unter Beweis gestellt hat. Hierdurch können die gemeinsamen Ausschreibungen auch als zusätzliche Solarausschreibungen gesehen werden, die sich auch durch regen Wettbewerb gekennzeichnet sind.

Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagspreis fiel von 5,66 ct/kWh in der ersten 2019er-Runde im April, auf 5,40 ct/kWh in der zweiten Runde im November. In 2020 fielen die Zuschlagswerte weiter auf 5,33 ct/kWh. Die Ergebnisse sind vergleichbar mit den Zuschlagswerten, die sich aus den technologiespezifischen Solarausschreibungen des Jahres 2019 und 2020 ergaben. Sie liegen lediglich minimal höher.

Die Sonderregelung für die Verteilernetzausbaubiete hatte weiterhin in keiner Ausschreibungsrunde eine nennenswerte Auswirkung auf die Zuschlagsentscheidung.

Innovationsausschreibungen für Einzelanlagen (Wind, Solar, Biomasse) oder Anlagenkombinationen

Die Bundesnetzagentur hat erstmalig im September 2020 eine Innovationsausschreibung nach der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) durchgeführt. Im Rahmen der ersten Runde dieses neuartigen Ausschreibungsverfahrens konnten Gebote für einzelne erneuerbare Technologien (Wind an Land, Biomasse und Solar) oder für Anlagenkombinationen von mehreren Anlagen verschiedener Erneuerbarer Energien oder von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Speichern.

Neben der neuen Zielgruppe der Anlagenkombinationen wurden als wesentliche innovative Elemente im Ausschreibungsdesign u.a. die Auszahlung einer fixen statt einer gleitenden Marktpremie sowie eine endogene Mengensteuerung bei fehlendem Wettbewerb (Unterzeichnung der Ausschreibungsmenge) eingeführt. Für Windenergieanlagen an Land finden das Referenzertragsmodell und die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften keine Anwendung.

Für die erste Runde waren 650 MW ausgeschrieben, die mit einem Gebotsvolumen von 1.095 MW (133 Gebote) deutlich überzeichnet war. Die Gebote bezogen sich mehrheitlich auf Anlagenkombinationen (785 MW für 83 Gebote). Die restlichen Gebote (310 MW für 50 Gebote) wurden für einzelne Solaranlagen abgegeben. Die erneuerbaren Technologien Wind an Land und Biomasse spielten bei den Einzelanlagen keine Rolle. Insgesamt wurden 73 Gebote mit 677 MW Gebotsmenge bezuschlagt, darunter 394 MW für 28 Anlagenkombinationen. Bei der Wahl der Anlagenkombination dominierte die Kombination aus Solaranlagen mit Speichern.

Als Höchstwerte für die Gebote wurden für Einzelanlagen 3,0 ct/kWh und für Kombinationsanlagen 7,5 ct/kWh festgelegt. Der durchschnittliche Zuschlagwert, der einem fixem auszuzahlenden Förderbetrag entspricht, lag für Einzelanlagen bei 2,65 ct/kWh (Zuschlagsbandbreite zwischen 0,96 ct/kWh und 3 ct/kWh) und für Anlagenkombinationen bei 4,50 ct/kWh (Zuschlagsbandbreite zwischen 1,94 ct/kWh und 5,52 ct/kWh).

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau

Im Monitoring informiert die Bundesnetzagentur vierteljährlich über die Planungs- und Baufortschritte der einzelnen Leitungsvorhaben im Übertragungsnetz in den zurückliegenden drei Monaten. Dazu gehören die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Verfahrensstände auf ihrer Website unter www.netzausbau.de/vorhaben.

1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Die aktuelle Gesetzesfassung enthält 22 Vorhaben, für deren Realisierung ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht. Nach einer Prüfung im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom 2022 und 2024 wurden die Vorhaben 22 und 24 aus dem EnLAG gestrichen. Sechs der 22 Vorhaben sind als Erdkabel-Pilotprojekte gekennzeichnet. Bei diesen Vorhaben besteht unter bestimmten Voraussetzung die Möglichkeit zur Teilerdverkabelung.

Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren der EnLAG-Vorhaben sind die jeweiligen Landesbehörden verantwortlich.

Aktueller Sachstand

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergibt, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2020) bei rund 1.831 km. Rund 8 km befinden sich in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 271 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Insgesamt sind 558 km genehmigt und vor dem oder im Bau. 994 km sind fertiggestellt.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Vorhaben zum 3. Quartal 2020 wieder:

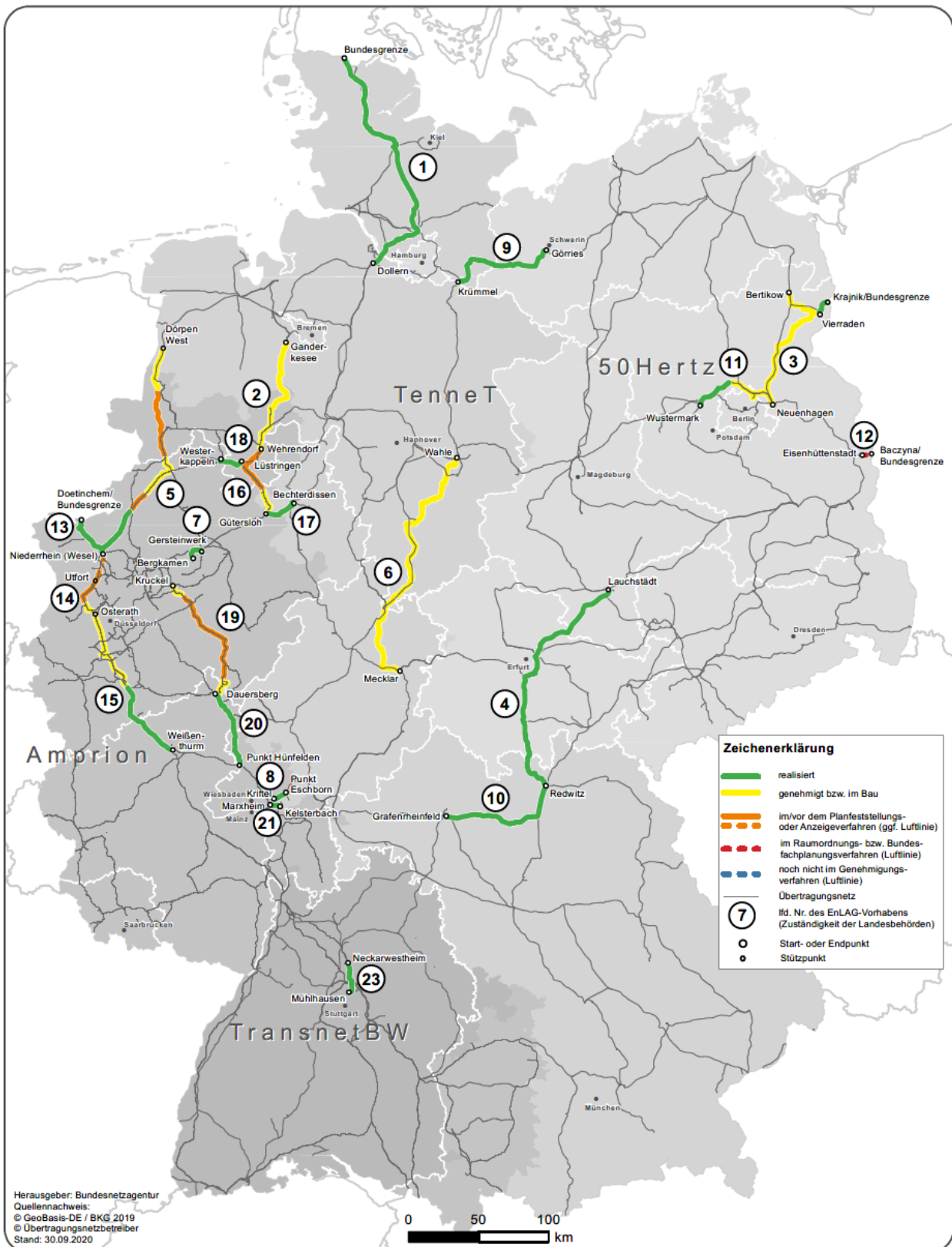


Abbildung 34: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2020

1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Im Bundesbedarfsplan sind derzeit 43 Vorhaben enthalten, für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes festgestellt wurden. Von diesen 43 Vorhaben sind 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) gekennzeichnet. Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die Bundesfachplanung und im Anschluss die Planfeststellungsverfahren durch.

Acht der 43 Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) gekennzeichnet. Fünf Gleichstrom-Vorhaben sind für die vorrangige Umsetzung mit Erdkabeln und fünf Wechselstrom-Vorhaben für die mögliche Umsetzung mit Erdkabeln auf Teilabschnitten gekennzeichnet. Darüber hinaus ist ein Vorhaben als Pilotprojekt für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet und zwei werden als Seekabel ausgeführt.

Aktueller Sachstand

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergibt, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2020) bei etwa 5.868 km. Davon fallen rund 3.542 km auf die länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden 16 Vorhaben, die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren.

Ende des dritten Quartals 2020 befanden sich insgesamt etwa 753 km vor dem Genehmigungsverfahren. Bei etwa 1.710 km werden die Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchgeführt. 2.724 km befinden sich vor dem oder im Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren. Genehmigt bzw. vor dem oder im Bau sind 254 km.

511 km sind fertiggestellt. Weitere ca. 100 km wurden bereits in den Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Verfahren zum 3. Quartal 2020 wieder:

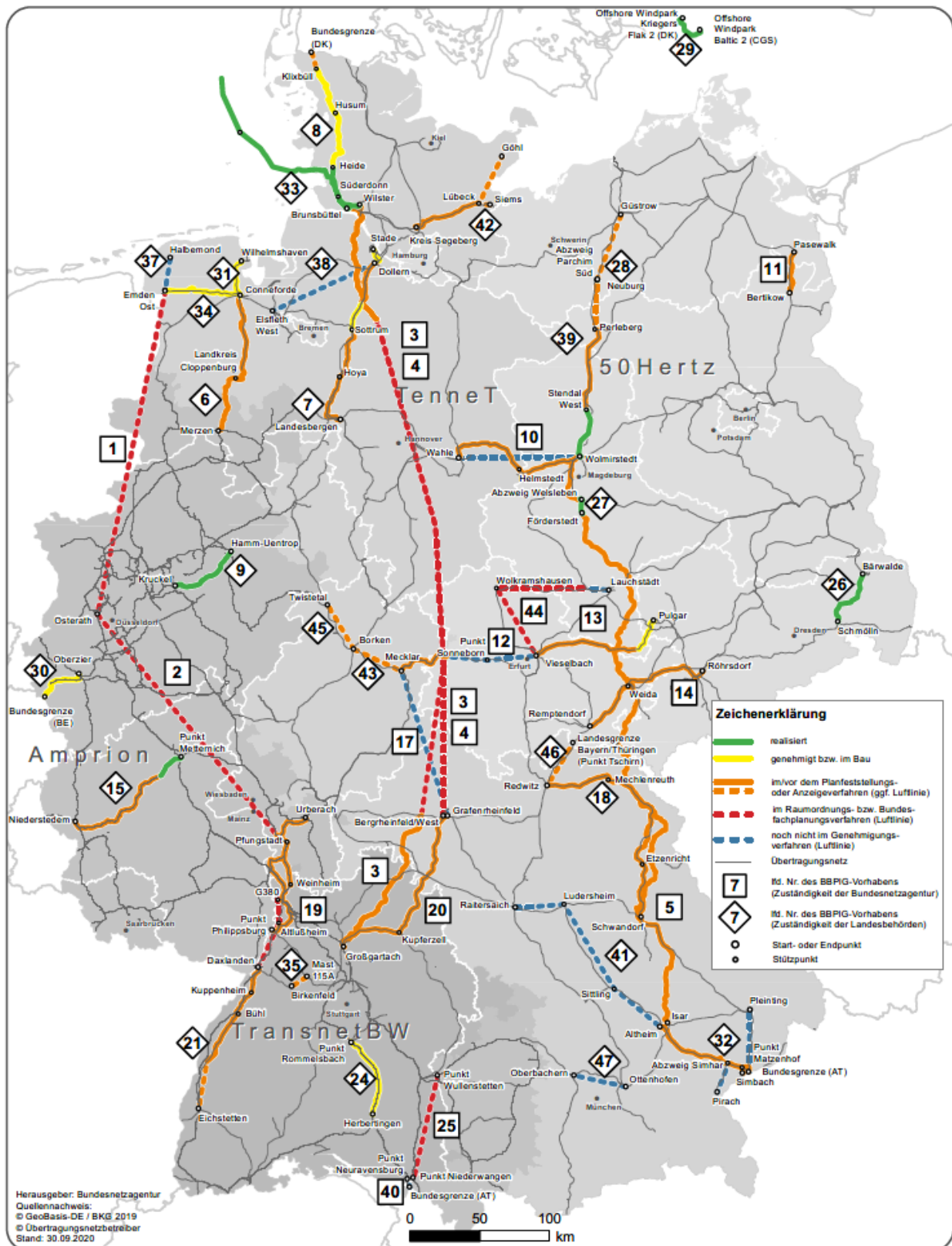


Abbildung 35: Stand der Ausbaurvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 2020

1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Der Netzentwicklungsplan Strom 2019 (NEP 2019-2030) wurde am 20. Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigt und unter www.netzausbau.de veröffentlicht. Von den insgesamt 165 beantragten Maßnahmen konnten 114 bestätigt werden. Der Bestätigungsprozess war durch rege Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit geprägt. Der Bedarfsermittlung ging eine zehnwöchige Beteiligung der Öffentlichkeit voraus. Im Rahmen dieser Konsultation erhielt die Bundesnetzagentur über 800 Stellungnahmen. Die Prüfungen haben alle Vorhaben des geltenden Bundesbedarfsplans von 2015 als weiterhin erforderlich bestätigt.

Der NEP 2019-2030 beinhaltet erstmalig die Planung der Offshore-Anbindungssysteme und ersetzt insoweit den bisherigen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Dabei legt er die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der NEP ermittelt nach den Vorgaben des FEP die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte.

Für die Anbindung von Offshore-Windparks werden je nach Szenario zwischen sieben und acht weitere Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee bis zum Jahr 2030 als erforderlich bestätigt. Das Ziel, bis zum Jahr 2030 Offshorewindparks von 20 GW anzubinden, wird damit ermöglicht.

1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz

Im Netzentwicklungsplan wird bestätigt, welche wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes im Jahr 2030 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Im NEP Prozess werden zuerst zukünftig absehbare Netzengpässe festgestellt. Welche Maßnahmen zum Beheben der Netzüberlastungen erforderlich sind, wird abgeschichtet nach dem NOVA-Prinzip ermittelt. Es besagt, dass im Grundsatz erst Netzoptimierungen ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungen oder falls erforderlich ein Netzausbau in Betracht kommen.

Unter den Begriff Netzoptimierungen fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Ziel dieser Maßnahmen ist es, das Bestandsnetz höher auszulasten, um die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität bestmöglich auszunutzen. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring wirkt optimierend, indem dadurch bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusststeuernde Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden. Der Einsatz solcher Elemente ermöglicht eine aktive Steuerung von Lastflüssen im stark vermaschten Drehstromnetz und trägt damit zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung bei. Perspektivisch besteht weiteres Optimierungspotenzial in der Nutzung innovativer Betriebsführungskonzepte. Mit der Bestätigung der als "Netzbooster" bezeichneten Pilotanlagen hat die Bundesnetzagentur im NEP 2019-2030 den Grundstein für die Erprobung der reaktiven Netzbetriebsführung gelegt.

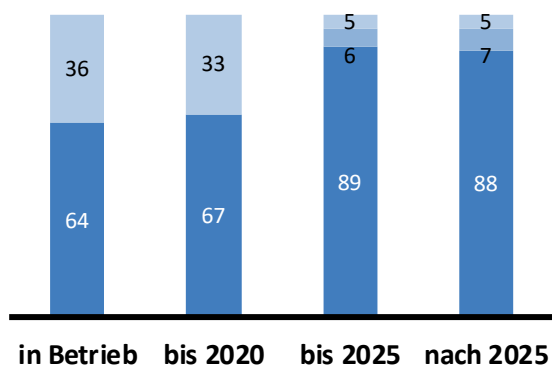
Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise

auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

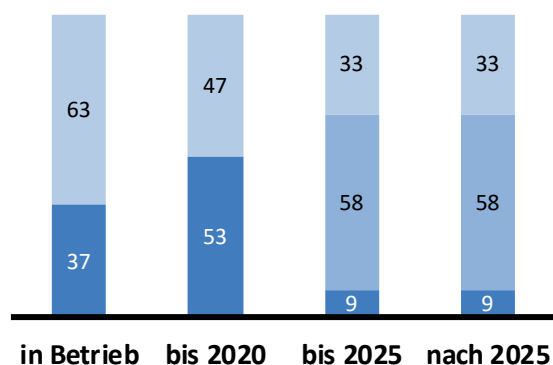
Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz

Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent

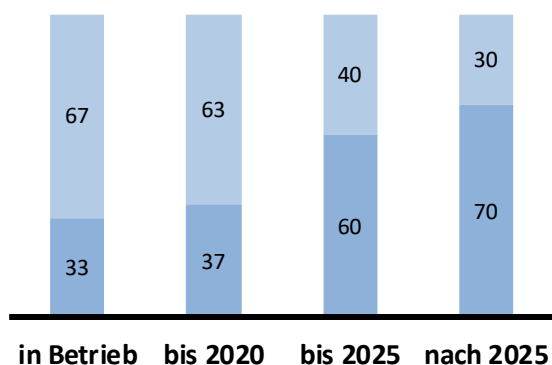
50Hertz



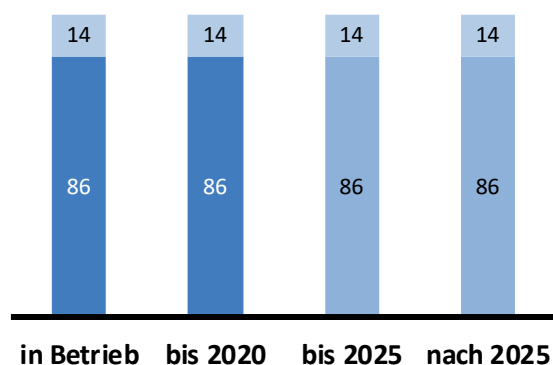
Amprion



Tennet



TransnetBW



■ regional ■ lokal ■ kein FLM

Abbildung 36: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 380kV-Ebene)⁴⁵

Unter Netzausbau im engeren Sinn wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen bzw. durch zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden.

⁴⁵ "Beim FLM werden zwei Messwertverfahren unterschieden:

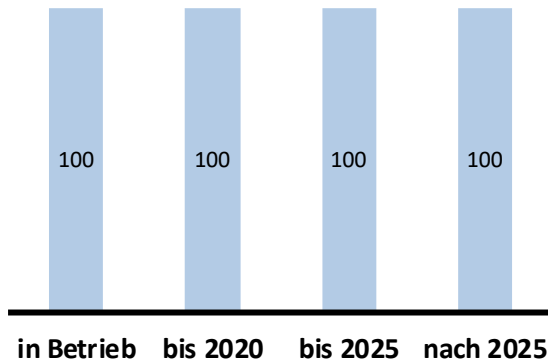
Regional: Berücksichtigung regionaler Witterungsbedingungen; Sommer-/Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten auf allen Stromkreisen für vorgegebene Zeiträume (je nach Witterungslage kann vom Terminrahmen abgewichen werden); Pauschale Annahme zur optimierten Betriebsweise zu Leitungen (nach entsprechender Ertüchtigung).

Lokal: Zusätzliche Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen (Definitionen nach Cigré).

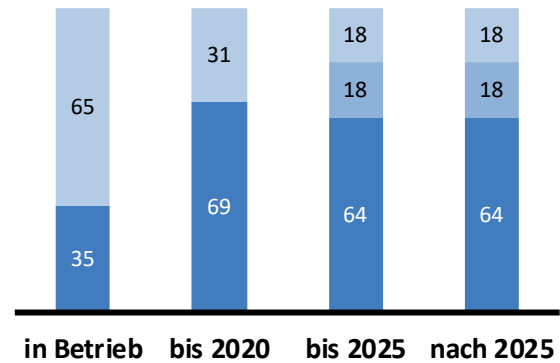
Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz

Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent

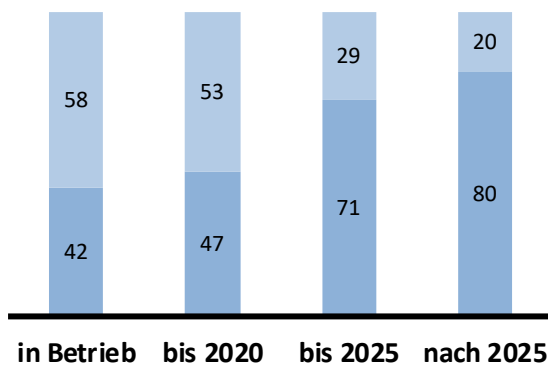
50Hertz



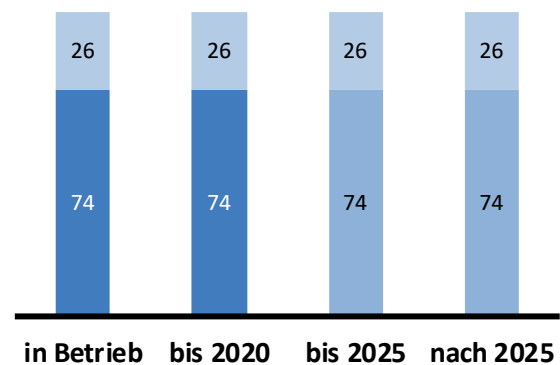
Amprion



TenneT



TransnetBW



■ regional ■ lokal ■ kein FLM

Abbildung 37: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 220kV-Ebene)⁴⁶

Einen solchen Ausbau schlagen die Übertragungsnetzbetreiber nur dann vor, wenn Optimierungen bzw. Verstärkungen nicht ausreichen oder aus anderen Gründen nicht in Betracht kommen.

Netzoptimierungen, welche nicht explizit als Maßnahmen beantragt werden müssen, wie beispielsweise das Freileitungsmonitoring, werden – soweit sie technisch möglich und rechtlich zulässig sind – als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend Freileitungsmonitoring, also die höhere Auslastbarkeit von Freileitungen bei windreichen oder kalten Verhältnissen, stattfindet. Auch lastflusssteuernde Maßnahmen zur optimalen

⁴⁶ Beim FLM werden zwei Messwertverfahren unterschieden:

Regional: Berücksichtigung regionaler Witterungsbedingungen; Sommer-/Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten auf allen Stromkreisen für vorgegebene Zeiträume (je nach Witterungslage kann vom Terminrahmen abgewichen werden); Pauschale Annahme zur optimierten Betriebsweise zu Leitungen (nach entsprechender Ertüchtigung).

Lokal: Zusätzliche Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen (Definitionen nach Cigré).

Ausnutzung der Bestandsnetze werden bereits in der Planung ebenso wie eine optimale Netztopologie vorausgesetzt. Gleichwohl sind neu zu errichtende Maßnahmen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren grundsätzlich Teil des Netzentwicklungsplans und unterliegen einer Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

Im NEP 2019-2030 wurde im Vergleich zum NEP 2017-2030 ein verstärkter Einsatz von Optimierungsmaßnahmen im Bestandsnetz angenommen. Dazu zählen, ein verbessertes Freileitungsmonitoring und der Einsatz weiterer Phasenschieber-Transformatoren zur weiteren Vergleichmäßigung der Lastflüsse sowie die Errichtung von Pilotanlagen zur Erprobung innovativer Netzführungskonzepte.

Im NEP 2019-2030 wurden zwei Pilot-Netzbooster-Pilotanlagen sowie insgesamt 4 Phasenschiebertransformatoren genehmigt. Im NEP 2017-2030 wurden bereits 11 Phasenschiebertransformatoren geprüft und als notwendig bestätigt.

2. Ausbau im Verteilernetz

2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz

Verteilernetzbetreiber (VNB) sind verpflichtet, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen können die Netzbetreiber diesen Herausforderungen gerecht werden, wenn sie ihre Netze intelligent steuern und an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB dabei eine eigene Strategie für einen effizienten Netzbetrieb in der zukünftigen Energieversorgung entwickeln.

Insgesamt haben 837 VNB (Vorjahreserhebung: 845) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung ihrer Netze durchgeführt haben. Insgesamt gaben 641 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen durchgeführt haben.

Elektrizität: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

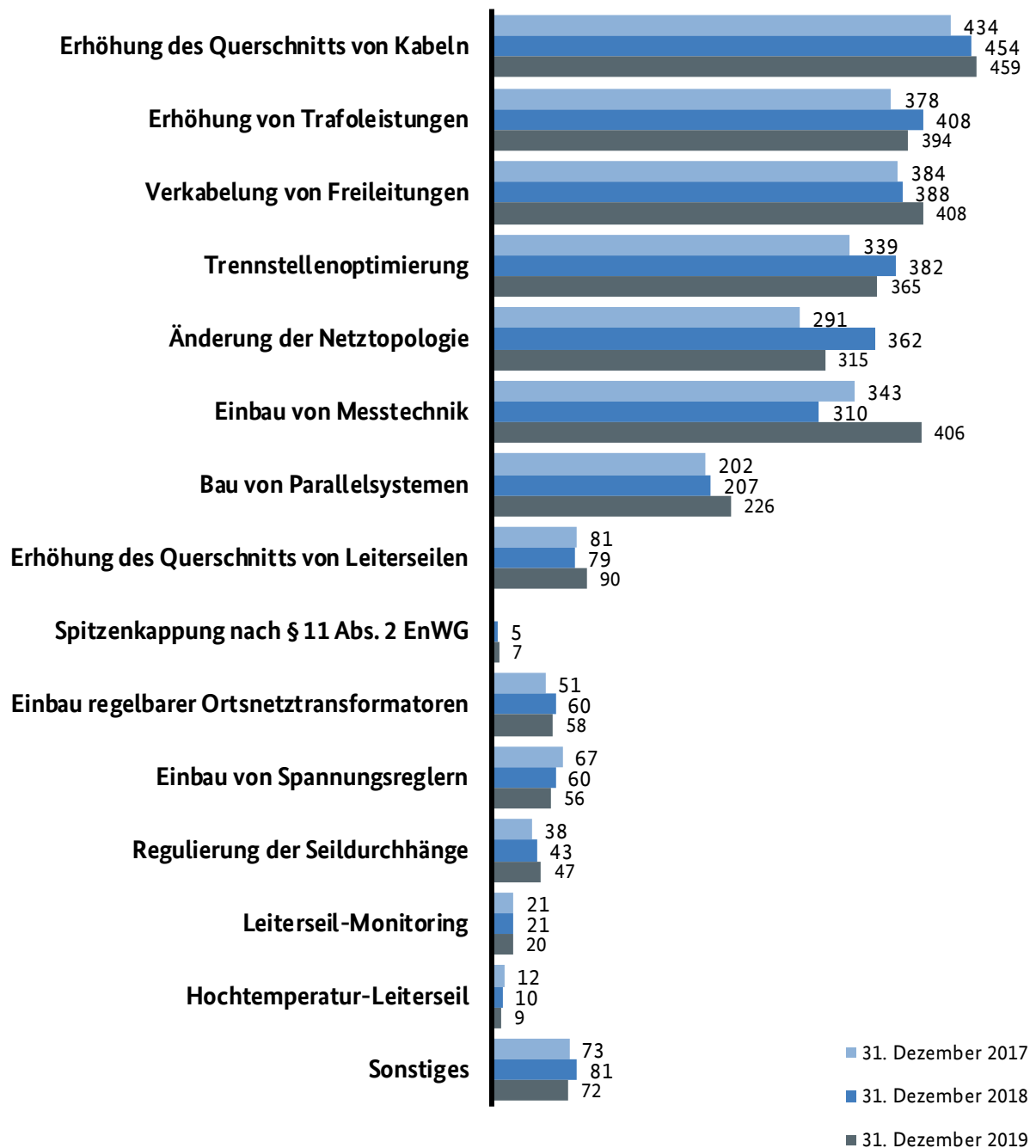


Abbildung 38: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung

Abbildung 38 zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung durchgeführten Maßnahmen. Rückgänge gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei der Änderung der Netztopologie (-47 Netzbetreiber) zu verzeichnen. Einen leichten Anstieg gab es insbesondere beim Einbau von Messtechnik (+96 Netzbetreiber).

2.2 Künftiger Netzausbaubedarf

Um den künftigen Netzausbaubedarf der Verteilernetzbetreiber einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur gemäß § 14 Abs. 1a und 1b EnWG jährlich eine Abfrage über den Netzzustand und den geplanten Netzausbau für die nächsten 10 Jahre durch. Die Abfrage 2020 nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG wurde an 59 Hochspannungsbetreiber (110kV) gerichtet. Zudem wurde die Abfrage nach § 14 Abs. 1a EnWG um einen Verteilernetzbetreiber erweitert, der besonders von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist. Dieser ist in den nachfolgenden Zahlen um die Vergleichbarkeit zu den Vorjahren zu wahren nicht enthalten. Der von den Verteilernetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldete Netzzustand und Netzausbau bezieht sich auf den Stand zum 31. Dezember 2019. Die erhaltenen Berichte von den Verteilernetzbetreibern decken in der Hochspannungsebene ca. 98 Prozent der Stromkreislänge in Deutschland ab. In der Mittelspannungsebene werden durch die Abfrage 2020 ca. 73 Prozent und in der Niederspannungsebene sogar ca. 66 Prozent der Stromkreislänge abgedeckt.

Elektrizität: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarfs der Hochspannungsverteilernetzbetreiber in Mrd. Euro

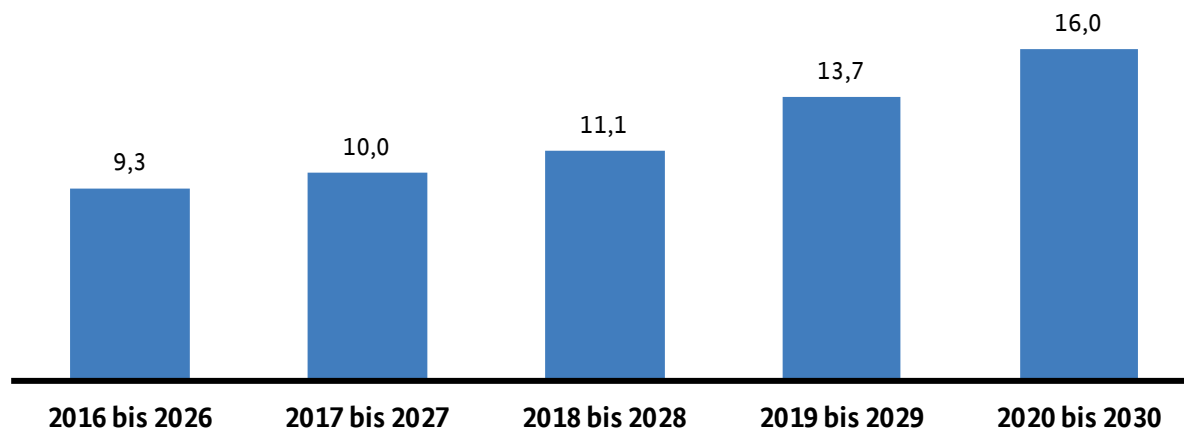
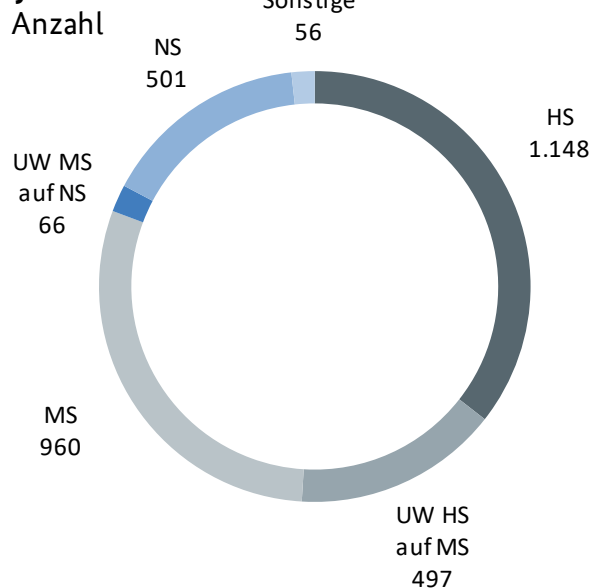


Abbildung 39: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarfs Elektrizität gem. der Abfrage nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG

Betrag der gemeldete Gesamtnetzausbaubedarf der nächsten 10 Jahre in Deutschland zum Stichtag 31. Dezember 2018 noch 13,7 Mrd. Euro (2.352 gemeldete Maßnahmen), so stieg er zum Stichtag 31. Dezember 2019 um rund 2,3 Mrd. Euro auf 16,0 Mrd. Euro an (3.228 gemeldete Maßnahmen) an. Der obenstehenden Abbildung ist der sich aus der Abfrage 2020 ergebene Gesamtnetzausbau sowie die Entwicklung über die Vorjahre zu entnehmen. Bei kontinuierlichem Investitionsverhalten ergäben sich aus den 16,0 Mrd. Euro jährliche Investitionen von rund 1,6 Mrd. Euro. Hier ist zu berücksichtigen, dass dieser Wert zum einen nur die Meldung der Hochspannungsbetreiber enthält und zum anderen in den unteren Spannungsebenen mit deutlich kürzerer Vorlaufzeit geplant wird, so dass nicht alle Investitionen in der 10-Jahres-Abfrage abgebildet werden können. Im Rahmen der Abfrage nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG sind Verteilernetzbetreiber bezüglich Ersatz- und Erneuerungsmaßnahmen nur zur Meldung der Maßnahmen verpflichtet, innerhalb derer eine Verstärkung oder Optimierung durchgeführt wird. Die Maßnahmen die nur aus Ersatz- und Erneuerungsgründen erfolgen –d.h. dass sich die Kapazität im Netz nicht erhöht hat– sind daher nur teilweise abgebildet.

Der in Kapitel „Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom“ (I.C.3.2) genannte tatsächliche Investitionswert in Höhe von 4.665 Mio. Euro enthält alle Ersatz- sowie Erneuerungsinvestitionen –auch die, bei denen keine Verstärkung oder Optimierung durchgeführt wird– und entspricht der Meldung aller Verteilernetzbetreiber, so dass der Wert entsprechend höher ist.

Gemeldeter Netzausbaubedarf der Hochspannungsbetreiber für die nächsten 10 Jahren je Netzebene



Gemeldeter Netzausbaubedarf der Hochspannungsbetreiber für die nächsten 10 Jahren je Netzebene in Mio. Euro

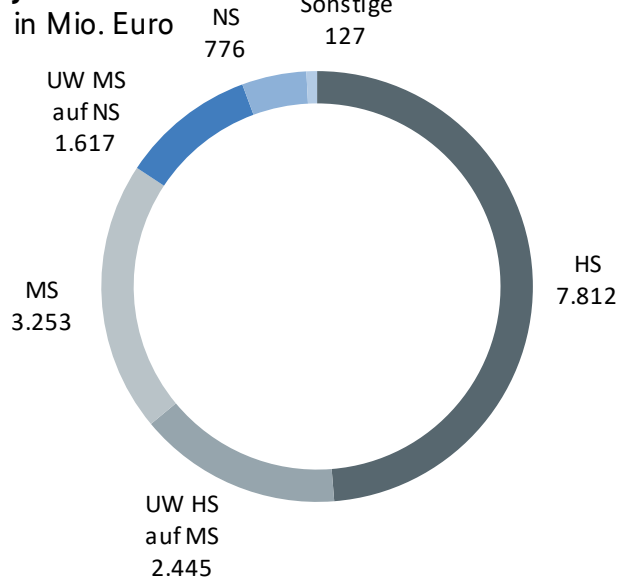


Abbildung 40: Anzahl und Kostenumfang der gemeldeten Maßnahmen pro Netzebene für die nächsten 10 Jahre

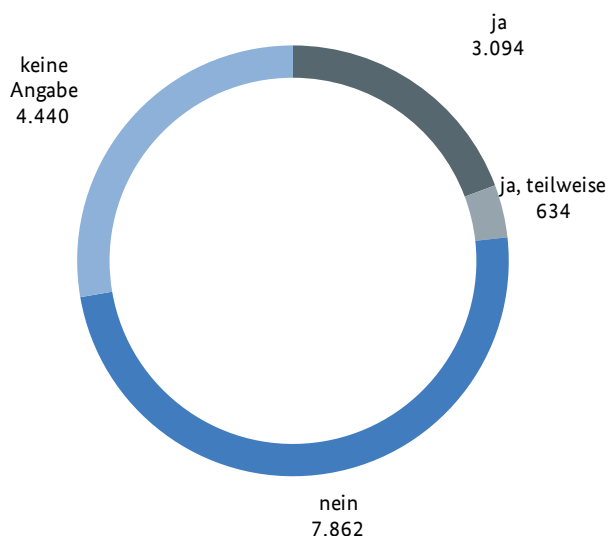
Von den der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31. Dezember 2019 gemeldeten 3.228 Maßnahmen befinden sich 37,7 Prozent im Bau, 21,1 Prozent befinden sich bereits in der konkretisierten Planung⁴⁷ und 40,6 Prozent gelten als vorgesehene Maßnahme. Bei 0,6 Prozent der Maßnahmen wurde kein Status angegeben. Insgesamt verteilen sich die gemeldeten Maßnahmen auf die Netzebenen Hochspannung bis Niederspannung. In den zwei nachfolgenden Ringdiagrammen ist die Verteilung der Maßnahmen auf die einzelnen Netzebenen dargestellt. Unter dem Punkt „Sonstige“ sind Maßnahmen enthalten, bei denen die Netzebene nicht angegeben ist oder mehrere Netzebenen betroffen sind. Eine der unter „Sonstige“ aufgeführten Maßnahmen betrifft die Umspannebene Höchstspannung auf Hochspannung. Wie zu sehen ist, entfällt beinahe die Hälfte (49) der gemeldeten Netzausbaukosten auf die Hochspannungsebene. Zu beachten ist dabei, dass Maßnahmen in der Hochspannungsebene deutlich weiter im Voraus geplant werden als in der Mittel- und

⁴⁷ Maßnahmen gelten insbesondere als konkret geplant, wenn die für die Maßnahme notwendigen öffentlich-rechtlichen Planungs- oder Genehmigungsverfahren eingeleitet wurden oder vom Betreiber bereits Investitionsentscheidungen bezüglich der Ausbaumaßnahmen getroffen wurden oder der Betreiber von einer tatsächlichen Realisierung innerhalb der kommenden fünf Jahre ausgeht.

Niederspannungsebene, in denen aufgrund kürzerer Realisierungszeiträume und einfacherer Genehmigungsverfahren eine Planung für bis zu 10 Jahre im Voraus in der Regel nicht erfolgen dürfte.

Findet der Netzausbau in den nächsten 10 Jahren aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien statt?

in Mio. Euro



Findet der Netzausbau in den nächsten 10 Jahren statt, um einen bestehenden Engpass zu beheben?

in Mio. Euro

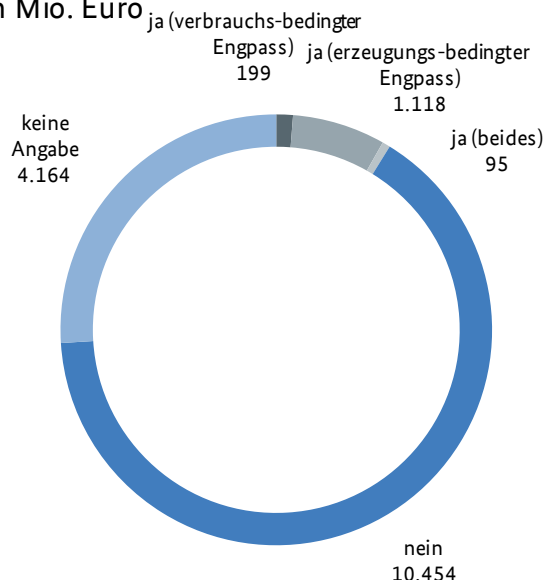


Abbildung 41: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien und zur Behebung von bestehenden Engpässen für die nächsten 10 Jahre

Die Bedeutung der Verteilnetze hat im Rahmen der Energiewende in den vergangenen Jahren aus Sicht der Bundesnetzagentur stetig zugenommen. Insbesondere die Integration von EE-Anlagen in das Netz der allgemeinen Versorgung sowie der Ladestationen für Elektromobilität stellen die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Interessant ist daher zu sehen, wie sich diese zwei Themen in den Angaben zu den der Bundesnetzagentur gemeldeten Maßnahmen widerspiegeln (siehe obenstehende Ringdiagramme). Der wesentliche Teil des künftigen Netzausbaus erfolgt weiterhin nicht aufgrund eines bestehenden Engpasses im Netz. Dies und auch der stetige Anstieg der Gesamtinvestitionen lässt darauf schließen, dass die Verteilnetzbetreiber vorausschauend in ihre Netze investieren.

In der nachfolgenden Tabelle werden die 60 Verteilnetzbetreiber in Investitions-Cluster aufgeteilt. Die 21 Verteilnetzbetreiber mit einem Investitionsvolumen größer 100 Mio. Euro decken 92,9 Prozent des gemeldeten Gesamtnetzausbaubedarfs ab. Der höchste gemeldete Netzausbaubedarf liegt bei 3,16 Mrd. Euro. Im Durchschnitt liegt das Investitionsvolumen bei 272 Mio. Euro pro Verteilernetzbetreiber.

Die Verteilernetzbetreiber mit den 10 höchsten Investitionsvolumina zum Stichtag 31. Dezember 2019 sind:⁴⁸ Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche

⁴⁸ Aufzählung in alphabetischer Reihenfolge.

Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH und Westnetz GmbH.

Investitionskosten der Netzbetreiber für die nächsten 10 Jahre

	Anzahl VNB	Insgesamt in Mio. €
Alle befragten VNB	59	16.030*
VNB > 1 Mrd. €	6	9.497
1 Mrd. € > VNB > 100 Mio. €	15	5.402
100 Mio. € > VNB > 50 Mio. €	7	549
50 Mio. € > VNB > 10 Mio. €	19	556
10 Mio. € > VNB	9	27
Leermeldung	3	

* Rundungsdifferenz

Tabelle 44: Geplanter Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2019 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der in 2019 neu gemieteten bzw. gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, damit die geforderte Funktion erfüllt werden kann.

Bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um handelsrechtliche Angaben der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach der Systematik der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2019 brachten die vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 3.089 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur auf. Dies entspricht einer Reduktion von 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2018: 3.366 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastuktur im Jahr 2019 und dem im vorjährigen Monitoring für 2019 gemeldeten Planwert von 3.810 Mio. Euro beträgt ca. 720 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 81 Prozent realisiert.

Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastuktur setzen sich aus den in Tabelle 45 aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB

	2018	2019
Investitionen (in Mio. Euro)	2.954	2.727
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	2.123	1.922
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	575	511
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	249	287
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	7	7
Aufwendungen (in Mio. Euro)	413	362
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	408	359
für grenzüberschreitende Verbindungen	5	3
Gesamt	3.366	3.089

Tabelle 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

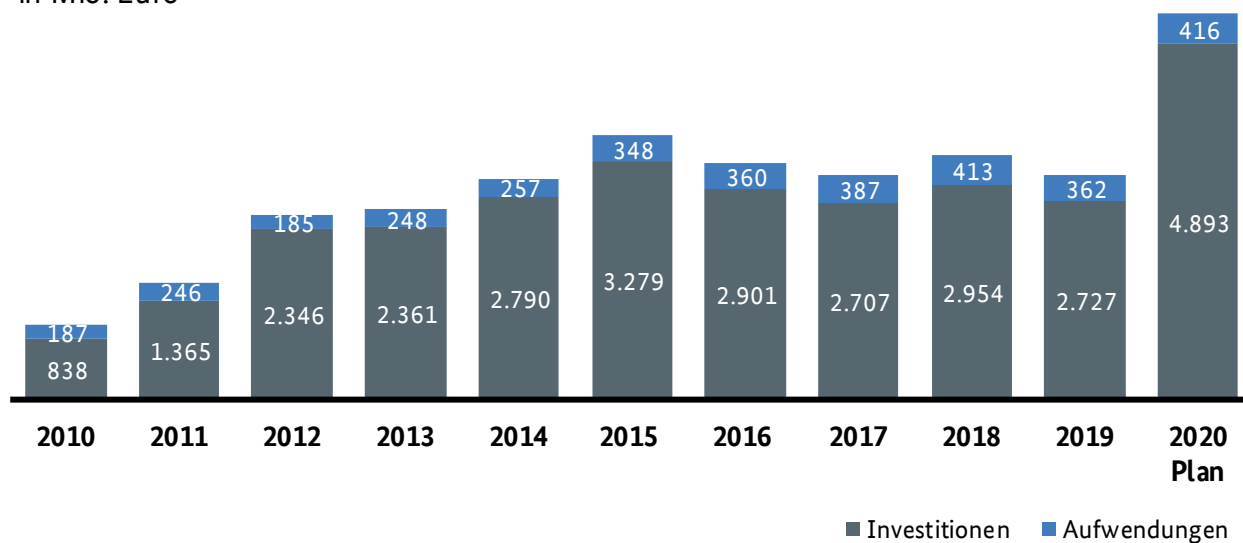
**Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber**
in Mio. Euro


Abbildung 42: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inklusive grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2020 sind Investitionen von ca. 4.893 Mio. Euro und Aufwendungen von 416 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 5.309 Mio. Euro liegt oberhalb der in den Vorjahren realisierten Gesamtbeträge. Damit zeigt die Praxis, dass die Refinanzierungsbedingungen von den Investoren auch für die Zukunft weiterhin als sehr gut eingeschätzt werden.

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der 757 VNB, die hierzu Angaben im Monitoring gemacht haben, betrugen im Jahr 2019 insgesamt ca. 7.540 Mio. Euro (2018: 7.078 Mio. Euro). Dies entspricht einem Anstieg von ca. 7 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betrugen in 2019 ca. 418 Mio. Euro (2018: 614 Mio. Euro). Detaillierte Informationen zu Investitionen in Messeinrichtungen sind im Kapitel „Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen“ (I.H.7) zu finden. Die VNB planen für das Jahr 2020 Investitionen und Aufwendungen von 7.957 Mio. Euro.

In Abbildung 43 werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2010 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2020 abgebildet. Die sichtbaren Spitzen der Investitionen sowohl im Jahr 2011 als auch in 2016 dürften im Zusammenhang mit der Anreizregulierung stehen. Die beiden Jahre waren als so genannte Fotojahre maßgeblich für die Erlöse, welche die VNB in den dann folgenden Jahren erzielen durften. Dies setzt Anreize, Investitionssummen in diese Fotojahre zu verschieben bzw. vorzuziehen.

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

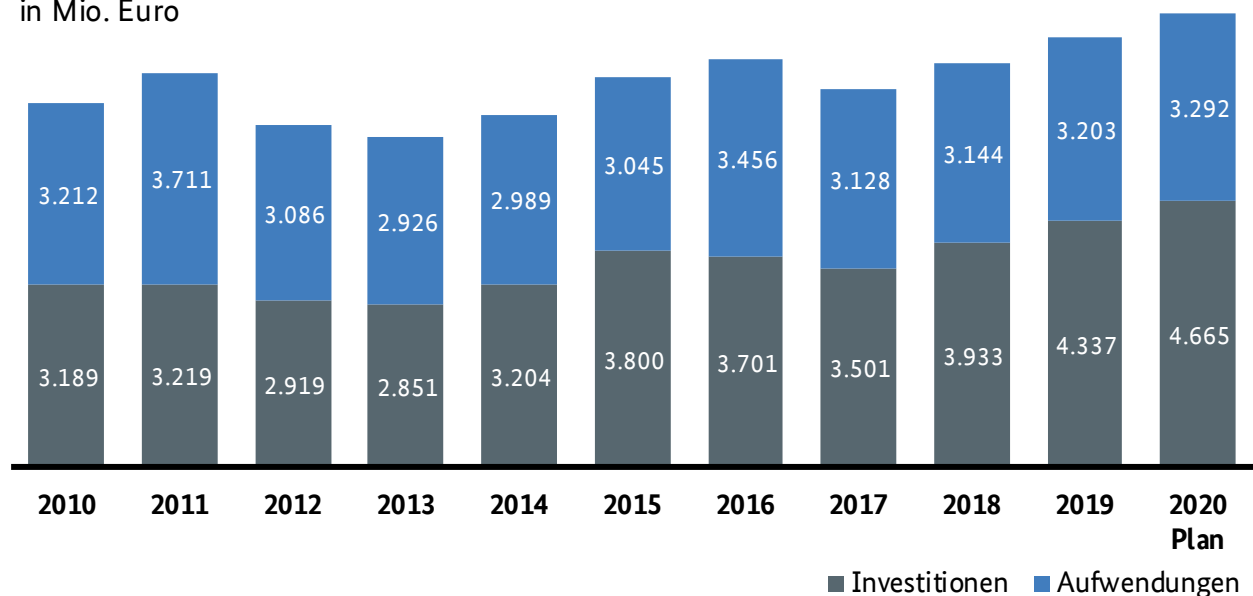


Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Höhe der Investitionen der VNB ist abhängig von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Messlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. Auch in den Verteilernetzen bestätigt das tatsächliche Verhalten der Netzbetreiber die sehr guten heutigen und zukünftigen Refinanzierungsmöglichkeiten.

Spitzeninvestitionen über 10 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen 90 der Unternehmen auf. Diese 12 Prozent der Unternehmen tätigen jedoch 85 Prozent der Investitionen. In Abbildung 44 werden verschiedene Investitionskategorien nach der Gesamtanzahl der Netzbetreiber und der Investitions- und Aufwendungssumme dargestellt:

Elektrizität: Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen in 2019

Anzahl und Volumen in Mio. Euro

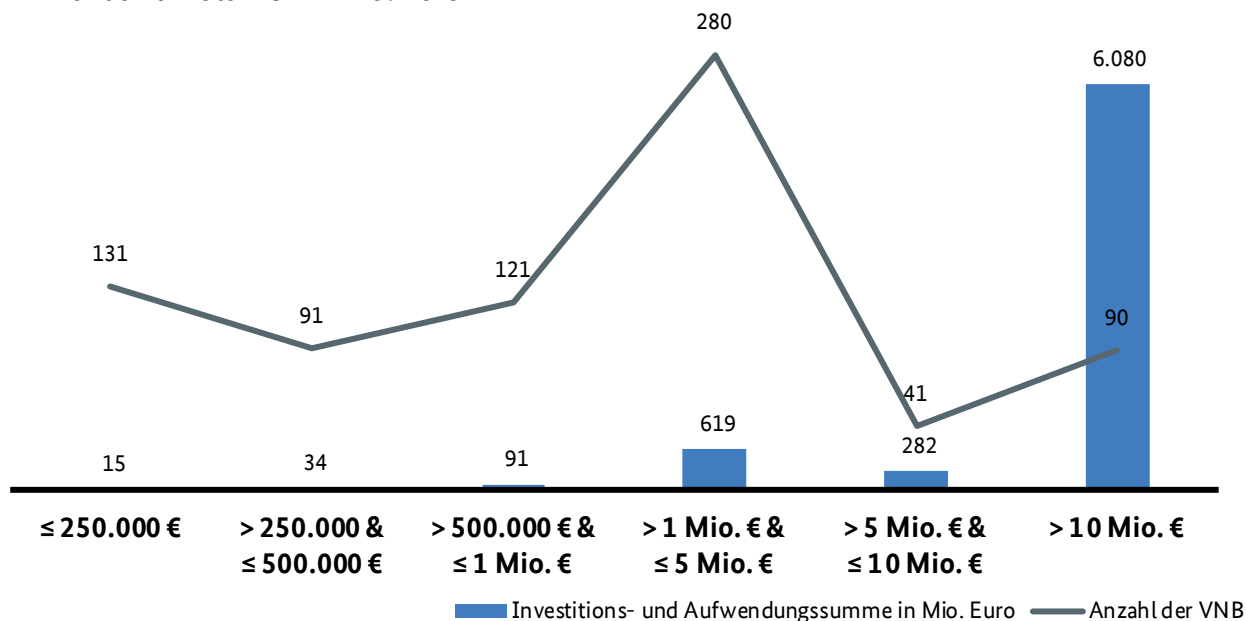


Abbildung 44: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen

3.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs-, Ersatz- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Nach erteilter Genehmigung kann der ÜNB seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Ebenso erteilt die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des § 10a ARegV in Antragsverfahren Genehmigungen für nach dem Basisjahr in betriebsnotwendige Anlagegüter getätigte Investitionen. VNB können nach erteilter Genehmigung ihre Erlösobergrenze anpassen und somit die mit den Investitionen verbundenen Kapitalkosten ebenfalls im Jahr der Kostenentstehung refinanzieren. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB

Zum 31. März 2020 sind 43 Neuanträge von ÜNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von rund 7 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2019 hat sich die Anzahl der von den ÜNB gestellten Anträge minimal erhöht, das beantragte Volumen hat sich hingegen mehr als halbiert.

Kapitalkostenaufschlag

Zum 1. Januar 2019 wurde für Stromverteilernetze erstmals das Instrument des Kapitalkostenaufschlags von der Bundesnetzagentur umgesetzt. Demnach können Verteilernetzbetreiber unmittelbar für Investitionen in die Netzinfrastruktur Aufschläge auf die von der Bundesnetzagentur genehmigte Erlösobergrenze beantragen.

Die Erlösobergrenzen umfassen alle Netzkosten zzgl. einer Verzinsung des Eigenkapitals, die den Verbrauchern von den Unternehmen über die Netzentgelte in Rechnung gestellt werden dürfen. Beim Kapitalkostenaufschlag handelt es sich dabei im Wesentlichen um Vorfinanzierungen, da die Unternehmen schon geplante Investitionen einpreisen können.

Die Bundesnetzagentur hat für den Ausbau des Stromverteilernetzes bis zum 31. Dezember 2019 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von ca. 1. Mrd. Euro genehmigt. Dies entspricht durchgeführten oder geplanten Investitionen von rund 13 Mrd. Euro. Durch den Kapitalkostenaufschlag fließen lediglich die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen inkl. Eigenkapitalverzinsung in die Erlösobergrenzen eines Kalenderjahres ein.

Zum Stichtag 30. Juni 2020 sind 169 Anträge (102 in eigener Zuständigkeit und 67 Organleihe) auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2021 bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Damit haben nahezu alle Unternehmen in Bundeszuständigkeit und 90 Prozent der Unternehmen in Landeszuständigkeit von diesem Instrument Gebrauch gemacht.

Die genehmigten Kapitalkostenaufschläge beziehen sich auf durchgeführte oder geplante Investitionen in den Jahren 2017, 2018, 2019, 2020 und 2021. Zu den von der Bundesnetzagentur genehmigten Kapitalkostenaufschlägen kommen weitere Investitionen der 700 in Landeszuständigkeit regulierten Unternehmen hinzu.

Erstmalig kann im Jahr 2020 die Differenz aus den tatsächlich entstandenen Kapitalkosten aus Investitionen mit dem genehmigten Kapitalkostenaufschlag ermittelt werden. Diese Differenz wird über das Regulierungskonto 2019 (Antrag zum 30. Juni 2020) verbucht.

3.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, auf dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung und schließlich die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

3.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren Restwerte geprägt. Für die Eigenkapitalkosten ist auf diese das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model (CAPM)). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die erste unten aufgeführte Abbildung zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestanden regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen.

Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

Zinssatz in Prozent

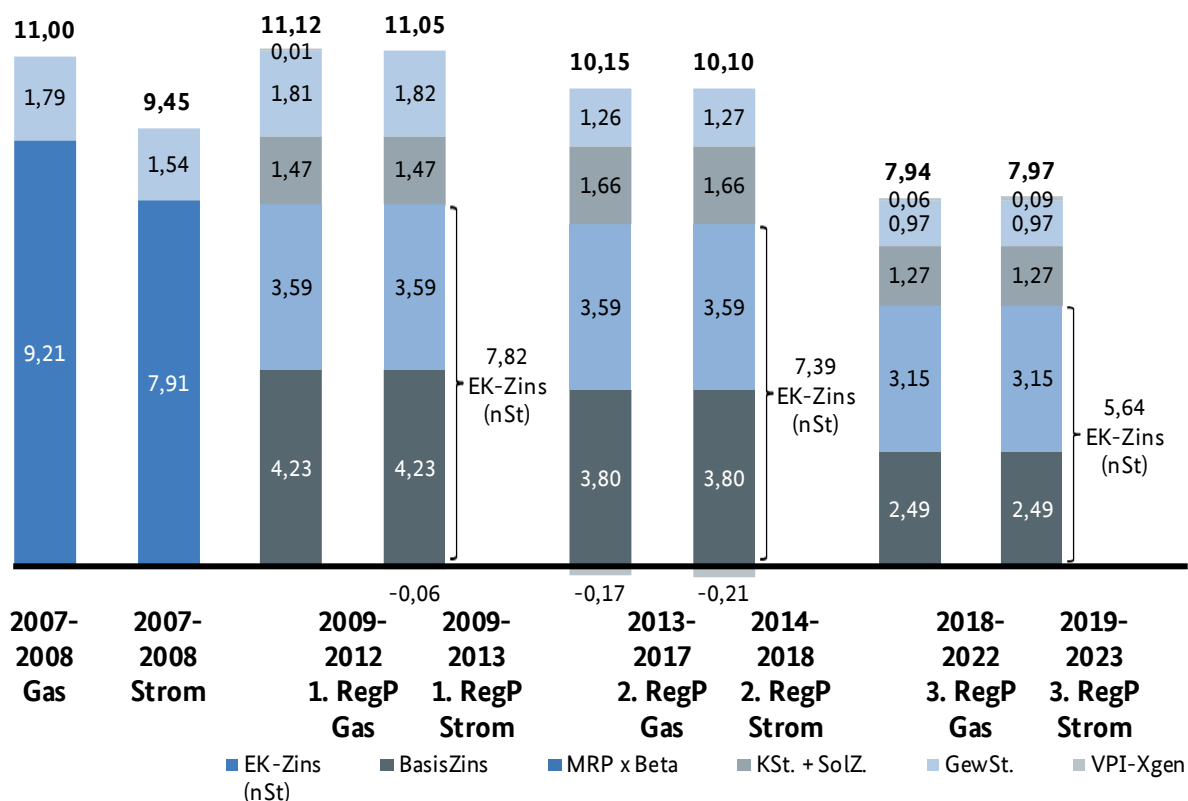
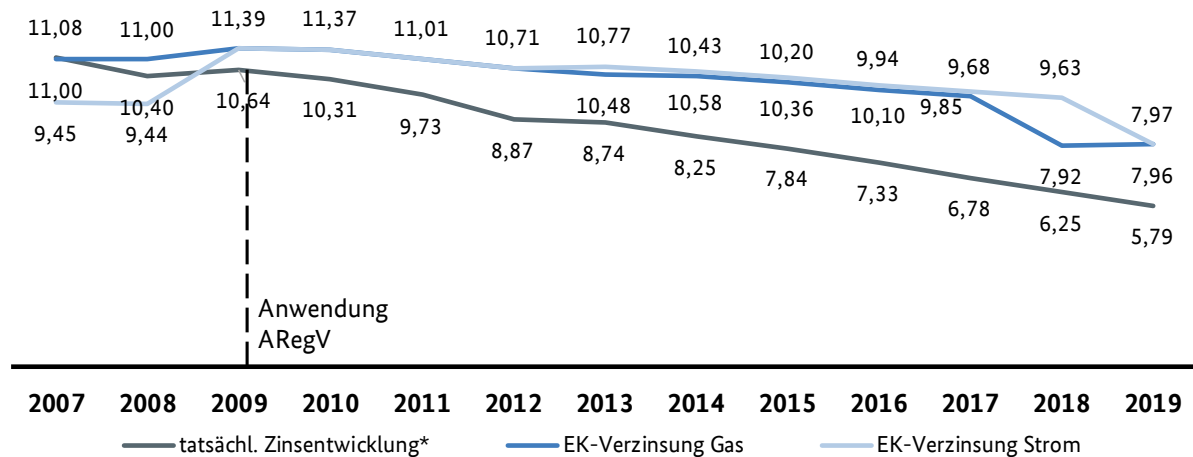


Abbildung 45: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

In einer zweiten Grafik werden diesen Zinssatzentwicklungen ein vermutetes jährliches Ergebnis gegenübergestellt, welches sich eingestellt hätte, wenn die Eingangsparameter jahresscharf (ex-post) berechnet worden wären. Die Werte zeigen den EK-Zins (mit den Bestandteilen Basiszins und Wagniszuschlag) sowie die regulatorisch gewährte Körperschaftsteuer, Gewerbesteuer und Indexierung (VPI-XGen).

Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze (vor Körperschaftssteuer)

Zinssatz in Prozent



*Bei der tatsächlichen Zinsentwicklung wird, statt eines über 5 Jahre fixierten, eine jährliche Anpassung des 10-Jahresdurchschnitts des risikolosen Basiszinssatzes unterstellt.

Abbildung 46: Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze (vor Körperschaftssteuer)

3.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Der Eigenkapitaleinsatz kann durch Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist allerdings praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit sein dürfte ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 Prozent gilt verordnungsseitig allerdings die These, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Dieser These folgend, wird das die Eigenkapitalquote von 40 Prozent übersteigende Eigenkapital daher ineffizient eingesetzt. Im Wettbewerb stehende Unternehmen haben einen Anreiz zur Wahl der günstigsten Kapitalstruktur, wobei Eigenkapital in der Regel teurer ist als Fremdkapital. Ein zu hoher EK-Anteil ist daher als ineffizient zu bezeichnen. Das in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital, wird mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz). In der nachfolgenden Abbildung werden einerseits die tatsächlich bei der Kostenprüfung verwendeten EKII-Zinssätze und andererseits die jährlichen Ergebnisse nach StromNEV/GasNEV (10-Jahresdurchschnitt) sowie die jährliche Entwicklung der zugrundeliegenden Reihen gezeigt.

Entwicklung der EKII-Verzinsung

Zinssatz in Prozent

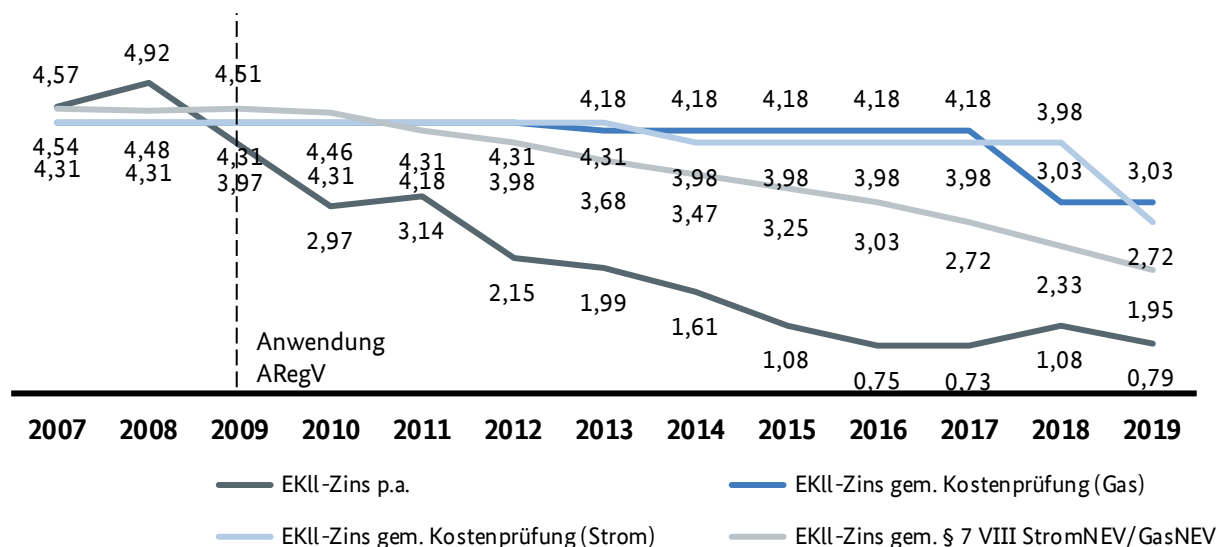


Abbildung 47: Entwicklung der EKII-Verzinsung

3.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffsgrenze definiert. Die für die Strom- und Gasnetze so grundsätzlich berücksichtigungsfähige Fremdkapitalzinshöhe ist in der Abbildung auf Seite 368 in Kapitel II C 2.4.3 dargestellt, getrennt nach normalem Anreizregulierungsregime (Budgetprinzip) und Investitionsmaßnahmenregime. Ab der 3. Regulierungsperiode findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 Prozent und im Strombereich 2,72 Prozent für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

4. Versorgungsstörungen Strom



Der System Average Interruption Duration Index – SAIDI_{EnWG} bezeichnet die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung für Nieder- und Mittelspannung je angeschlossenem Letztverbraucher im jeweiligen Jahr. Dieser wird aus den Berichten der Netzbetreiber über die in ihrem Netzgebiet aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen ermittelt. Für 2019 beträgt der SAIDI_{EnWG} 12,20 Minuten.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG bis zum 30. April eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen. 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, wie etwa Naturkatastrophen, 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. Für alle berechnungsrelevanten Störungsanlässe ist im Berichtsjahr 2019 ein Rückgang der Auswirkungen der Versorgungsunterbrechungen sowohl in der Nieder- als auch in der Mittelspannung zu verzeichnen.

Elektrizität: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene in Minuten

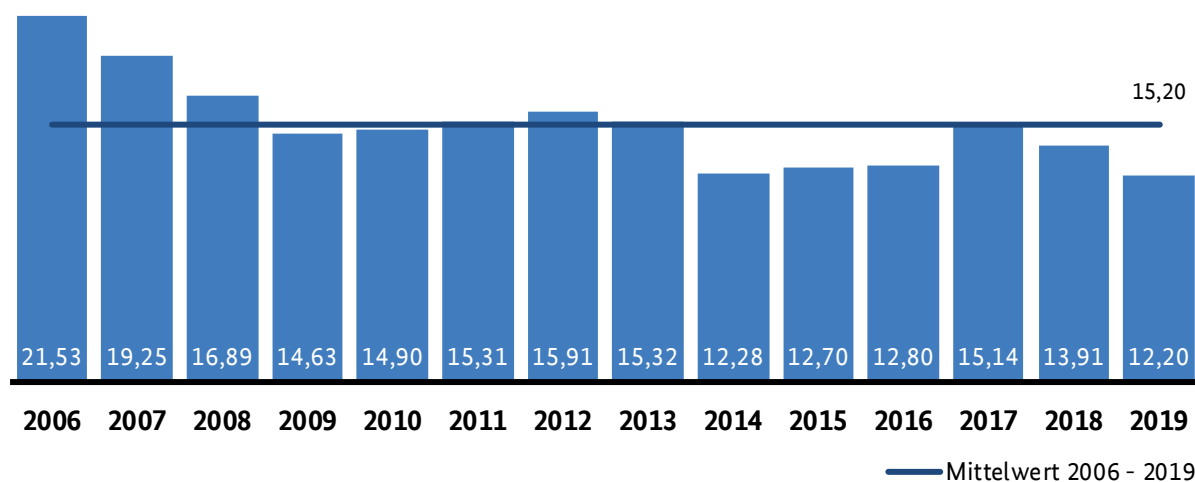


Abbildung 48: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene

Für das Berichtsjahr 2019 haben 859 Netzbetreiber 159.826 Versorgungsunterbrechungen für 865 Netze zur Bildung des SAIDI_{EnWG} übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 12,20 Minuten (Abbildung 48) ist der niedrigste, festgestellte Wert seit der erstmaligen Erhebung für das Jahr 2006.). Somit befindet sich die Versorgungsqualität für das Kalenderjahr 2019 weiterhin auf einem hohen Niveau.

Ausfallzeiten bedingt durch Extremwetterereignisse nahmen, verglichen mit den Werten aus 2018, für das Berichtsjahr 2019 ab.

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

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentraleren, kleinteiligeren und gleichzeitig lastferneren Erzeugungsstruktur auf die Versorgungsqualität ist auch für das Berichtsjahr 2019 nicht zu erkennen.

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt derzeit u.a. folgende Maßnahmen:

- Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
- Netzreservekraftwerke: Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
- Einspeisemanagement: Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung. Die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung setzt eine gleichzeitige Erhöhung von Erzeugung an netzverträglicher Stelle zum Ausgleich der Energiebilanz voraus. In der Regel gleicht bislang noch der Bilanzkreisverantwortliche diese Fehlmengen aus. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. Ab dem 1. Oktober 2021 wird der Bilanzausgleich durch den anfordernden Netzbetreiber verbindlich. Der Ausgleich kann zu Kosten und Erlösen (z. B. durch Ausgleichsenergiezahlungen) beim Bilanzkreisverantwortlichen führen. Diese Kosten oder Erlöse sind nach Auffassung der Bundesnetzagentur bei den EinsMan-Entschädigungen zu berücksichtigen und zum Teil in den hier angegebenen geschätzten Entschädigungsansprüchen enthalten. Die Energiemengen für den Ausgleich sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt.
- Anpassungsmaßnahmen: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, ohne Entschädigung, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen.

Diese sogenannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und die damit verbundenen Kosten werden der Bundesnetzagentur gemeldet.

Die folgenden Tabellen fassen die Regelungsinhalte, wesentlichen Instrumente und den Umfang der Maßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen) in 2019 zusammen. Die Werte unterliegen fortlaufenden Aktualisierungen so dass Abweichungen zu den veröffentlichten Quartalszahlen der Bundesnetzagentur entstehen können. Unterjährige Zahlen werden unter www.bundesnetzagentur.de/systemstudie veröffentlicht. Die Tabellen zeigen, dass das Maßnahmenvolumen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr insgesamt gesunken ist. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (EinsMan, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz + Vorhaltung Netzreserve) liegen bei rund 1,28 Mrd. Euro und sind damit ebenfalls gesunken (2018: 1,48 Mrd. Euro).

Für das Jahr 2020 zeichnet sich in den ersten drei Quartalen ein Volumen leicht über Vorjahresniveau für die Gesamtmenge der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ab. Die Kosten zeigen eine Steigerung um rund 5 Prozent. Zurückzuführen ist diese Entwicklung vor allem auf eine Verschiebung der Einspeisemanagement Maßnahmen von Wind onshore zu Wind offshore. Eine abschließende Bewertung der jährlichen Entwicklung wird nach der Analyse des vierten Quartals vorgenommen.

Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2019

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzsicherungen, wie beispielsweise Regelleistung, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading, Netzreserveeinsätze	§ 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen. Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13c EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2. 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14. 15 EEG. für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): 13.521 GWh	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): 6.482 GWh	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): 9,3 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: 569,5 Mio. Euro	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): 709,5 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 46: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2019

Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

		2017	2018	2019	Q1 - Q3 2020
Redispatch					
Gesamtmenge ^[1] Marktkraftwerke	in GWh	18.456	14.875	13.323	10.851
Kostenschätzung ^[2] Redispatch	in Mio. Euro	392	388	227	143
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	29	37	64	85
Netzreservekraftwerke					
Menge ^[3]	in GWh	2.129	904	430	385
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	184	137	82	66
Leistung ^[4]	in MW	11.430	6.598	6.598	6.596
Jährliche Vorhaltekosten ^[5]	in Mio. Euro	296	279	197	148
EinsMan					
Menge Ausfallarbeit ^[6]	in GWh	5.518	5.403	6.482	4.776
Schätzung Entschädigungen	in Mio. Euro	610	635	710	579
Anpassungen von Stromeinspeisungen					
Menge	in GWh	35	8	9	14

[1] Mengenangaben (Reduzierungen und Erhöhungen) inkl. Countertrading- und Remedial Action-Maßnahmen gemäß monatlicher Meldung an die Bundesnetzagentur.

[2] Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen inkl. Kosten für Remedial Actions.

[3] Abrufe der Netzreservekraftwerke inkl. Probearbeiten und Testfahrten. Die Einspeisung von Netzreservekraftwerken wird nur erhöht.

[4] Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

[5] zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten

[6] Reduzierung von Anlagen die nach dem EEG bzw. dem KWKG vergütet werden.

Tabelle 47: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

5.1 Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2019

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Elektrizität: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2019 in GWh



Abbildung 49: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2019

In Abbildung 49 ist ersichtlich, dass der Großteil der Redispatchmaßnahmen von den ÜNB ergriffen werden. Von den rund 120 GWh, die auf VNB Ebene durchgeführt wurden entfallen rund 50 GWh auf eigene Maßnahmen, die von insgesamt 19 VNB angefordert wurden.

Die weiteren Abbildungen, Tabellen und Beschreibungen beziehen sich daher auf den ÜNB Redispatch, wie er auch in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur dargestellt wird.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen, durch die Regelungen zur Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems vertraglich vereinbart werden.

Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Dafür greift der Netzbetreiber in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen ein. D.h., dass Kraftwerke, auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses, angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung abzusenken, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen. 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. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren zusätzliche Kosten, eingesparte Kosten (z.B. Brennstoffkosten) müssen dem Netzbetreiber erstattet werden.

Man unterscheidet zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, 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 Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf

Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast 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. Auch das Ausland, insbesondere Österreich, wird für die Redispatcheinsätze mit einbezogen.

Die folgende Tabelle fasst die Redispatcheinsätze 2019 zusammen und teilt sie nach verschiedenen Schwerpunkten auf.

Redispatch i.S.d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2019 in GWh

	2019	2018
Gesamt	13.521	15.529
Aufteilung nach Absenkung/Erhöhung	13.521	15.529
davon Absenkung	6.958	7.919
davon Hochfahren	6.563	7.610
davon Marktkraftwerke	6.365	6.956
davon Reservekraftwerke (ohne Testfahrten/Probearbeitsstarts)	198	654
Aufteilung nach Maßnahmenart	13.521	15.529
Einzelüberlastungsmaßnahmen	10.800	10.854
4-ÜNB Maßnahmen	2.721	4.675
Aufteilung nach Maßnahmengrund	13.521	15.529
Spannungsbedingt	1.792	1.120
Strombedingt	11.730	14.409
Aufteilung nach geographischer Komponente	13.521	15.529
Nicht Grenzüberschreitend	7.881	10.610
Grenzüberschreitend	5.640	4.919
davon Countertrading	3.210	1.558

Tabelle 48: Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2019

Im Jahr 2019 wurden im Rahmen des Redispatchprozesses Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 13.521 GWh (6.958 GWh Einspeisereduzierungen und 6.563 GWh Einspeiserhöhungen) von konventionellen Markt- und Netzreservekraftwerken angefordert. Die Anforderungen zur Leistungsveränderung von Kraftwerken lagen im Jahr 2019 somit unter denen des Jahres 2018 (2018: 15.529 GWh). Die Menge von Countertrading hat sich im Jahr 2019 mehr als verdoppelt. Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht

Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis zu 1.300 MW bis Juli 2019 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig angehoben (ausgehend von 700 MW in 2018). Eine weitere Anhebung der Mindesthandelskapazität soll analog zum Netzausbau erfolgen.

Die vorläufigen Einsatzkosten für Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken lagen im Jahr 2019 bei rund 227,2 Mio. Euro und somit rund 41 Prozent unter dem Vorjahresniveau (2018: 388,2 Mio. Euro).

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen, die einem Netzelement zugeordnet werden können und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB Prozess unterschieden. Bei Letzteren wird durch die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durchgeführt.

5.1.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkeinsatzplanung ist unter anderem notwendig, um Netzreservekraftwerke mit einer längeren Vorlaufzeit rechtzeitig anfordern zu können. Zudem ermöglicht die gemeinsame Modellierung Koordinierungsgewinne, so dass von einer effizienten Auswahl der eingesetzten Kraftwerke ausgegangen werden kann. Aus den Berechnungen resultieren sowohl Anforderungen von Netzreservekraftwerken als auch die Einsatzplanung für Marktkraftwerke. Im Jahr 2019 wurde ein weiterer Prozessschritt in die gemeinsame Planung integriert, ab dem Jahr 2021 soll die gesamte Einsatzplanung über einen Redispatcheinsatzplanungsserver (RES) abgewickelt werden.

Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 1.548 GWh abgeregelt und 1.173 GWh heraufgefahren (in Summe 2.721 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 20,1 Prozent aus.

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB derzeit nicht möglich. Es zeigt sich allerdings, dass die Netzelemente, die maßgeblich 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen auslösen, auch die unter I.C.5.1.2 dargestellten Netzelemente sind.

5.1.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im Gesamtjahr 2019 ein Volumen von ca. 5.410 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 5.390 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) rund 10.800 GWh und ist damit im Vergleich zum Jahr 2018 um 13 Prozent gesunken.

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Im Gesamtjahr 2019 wurden zu 87 Prozent strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen durchgeführt. Tabelle 49 zeigt, dass für strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen auf den Leitungen zwischen Dipperz und Großkrotzenburg, im Gebiet Altheim an der Grenze zu Österreich und zwischen Dörpen und Hanekenfähr auftraten.

Die Nummerierung der in Tabelle 49 und Tabelle 50 dargestellten Netzelemente ist nicht als Rangfolge zu verstehen, da sich aufgrund der nicht dargestellten Maßnahmen aus den 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen eine Verschiebung der Mengen ergeben würde. Die Nummern dienen der Identifizierung der Netzelemente in der Karte (Abbildung 50), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung mindestens 50) aus den Tabellen ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ^[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
1	Dipperz - Großkrotzenburg	TenneT	1.052	753	739
2	Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	999	777	777
3	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	TenneT/ Amprion	715	289	286
4	Flensburg-Kassø/Ensted (DK)	TenneT	495	94	94
5	Dollern-Sottrum	TenneT	254	140	139
6	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	TenneT	251	145	144
7	Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	TenneT	205	132	129
8	Mecklar - Dipperz	TenneT	191	72	72
9	Sottrum - Huntorf - Conneforde	TenneT	160	57	57
10	Stromkreis Lehrte - Mehrum	TenneT	156	21	21

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Tabelle 49: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019

Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ^[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise- reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise- erhöhung (in GWh)
11	Leitung Neuenhagen - Vierraden - Pasewalk	50Hertz	148	40	40
12	Audorf - Flensburg	TenneT	143	38	38
13	Dollern-Wilster	TenneT	131	60	60
14	Borken/Gießen	TenneT	110	42	42
15	Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	Amprion	99	19	17
16	Leitung Ensdorf-Vigy	Amprion	93	37	38
17	Stromkreis Pleinting - Sankt Peter/APG	TenneT	92	39	39
18	Grohnde - Vörden - Bergshausen	TenneT	68	38	38
19	Leitung Hamburg Nord - Hamburg Ost	50Hertz/ TenneT	60	16	16
20	Stromkreis Landesbergen - Ovenstädt	TenneT	54	24	24
21	Streumen - Röhrsdorf	50Hertz	50	12	12

[1] Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

Tabelle 50: (Fortsetzung von Tabelle 49) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019

Elektrizität: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2019

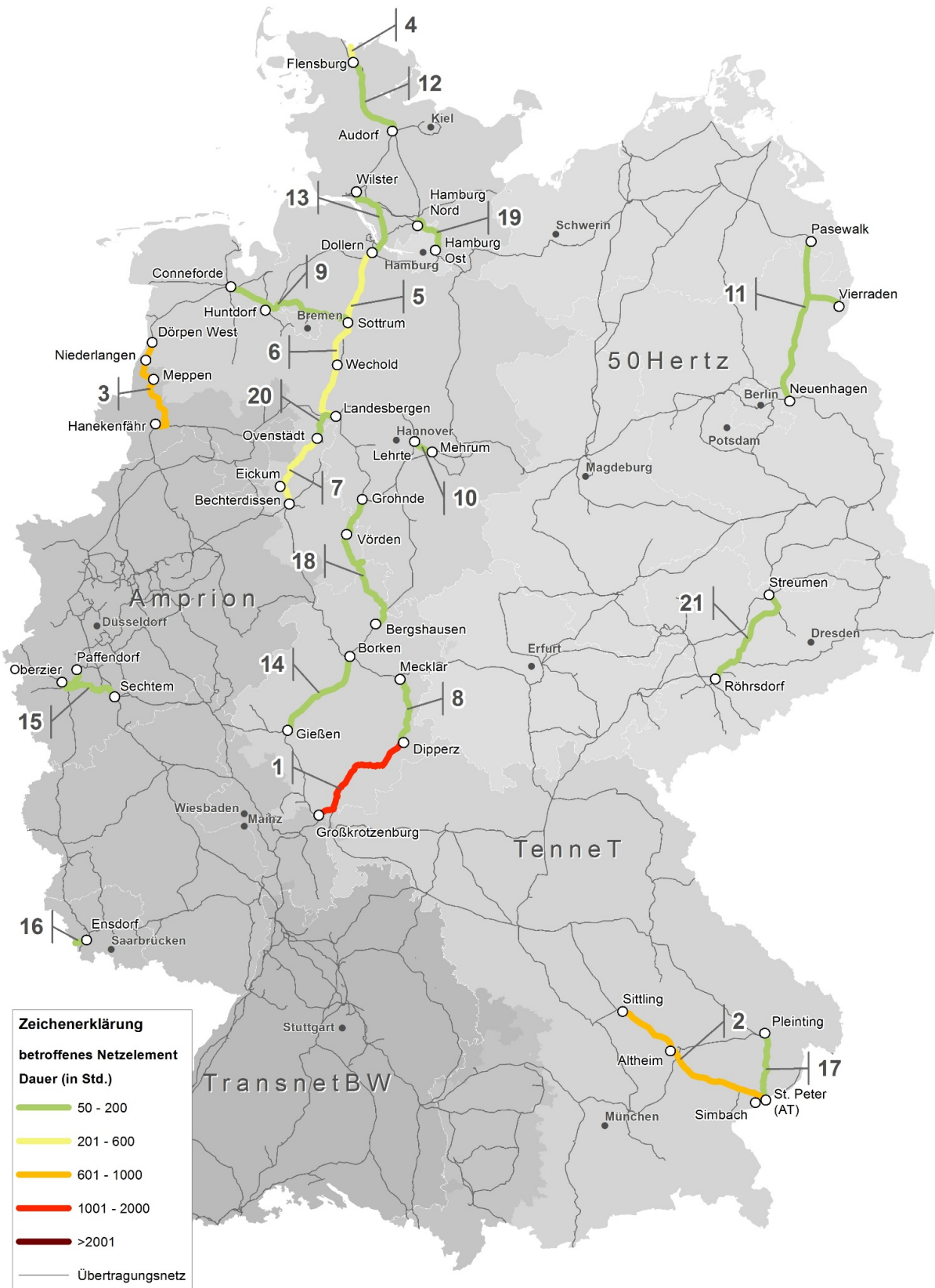


Abbildung 50: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2019

Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2019 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 1.792 GWh gemeldet. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt.⁵⁰ Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Vorjahr auf einem erhöhten Niveau (2018: 1.120 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 51 zu entnehmen.⁵¹

Elektrizität: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2019^[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT	3.102	1.205
davon Dipperz - Großkrotzenburg	1.457	685
davon Netzgebiet Oberbayern (Spannung)	759	183
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken (Spannung)	736	295
davon Netzgebiet Mittelfranken (Spannung)	63	14
davon Mehrum-Grohnde-Borken	49	17
davon Borken/Gießen	20	8
davon Netzgebiet Lehrte-Helmstedt-Krümmel (Spannung)	13	2
davon Conneforde	2	0
Regelzone TransnetBW	1.278	529
Netzgebiet Altbach Daxlanden	1.262	525
Dellmensingen-Wendlingen	16	3
Regelzone 50Hertz	119	58

[1] Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Tabelle 51: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2019

5.1.3 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Gesamtjahr 2019 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 9.984 GWh (4.965 GWh Einspeisereduzierungen und 5.020 GWh Einspeiserhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden

⁵⁰ Beim spannungsbedingten Redispatch handelt es sich um Anpassungen der Einspeisung von Kraftwerken, so dass eine geänderte Blindleistungseinspeisung erfolgt. Für das Gegengeschäft ist oft kein gezielter lokaler Ausgleich nötig, daher wird es in der Regel über den Strom-Intraday-Markt durchgeführt.

⁵¹ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Redispatchmaßnahmen Marktkraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet. Netzreservekraftwerke im Ausland sind wiederum in der Betrachtung enthalten, da diese direkt vom deutschen ÜNB angewiesen werden.

Abbildung 51 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Ein Teil der Redispatchmenge wird an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. Im Wesentlichen finden sich hier die über die Börse beschafften Ausgleichsgeschäfte für den spannungsbedingten Redispatch wieder. Bei einigen wenigen Einsätzen ist dem ÜNB die verwendete Brennstoffart des Kraftwerks nicht bekannt, diese werden ebenfalls unter der Kategorie „Unbekannt“ zusammengefasst. Bei Kraftwerken, die mit mehreren Energieträgern betrieben werden, kann nur ein Hauptenergieträger gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewertet werden. In diesem Fall wird die Redispatchmenge dem Hauptenergieträger zugeordnet.

Elektrizität: Kraftwerkseinsätze in Deutschland zum Redispatch nach Energieträgern in 2019

in GWh

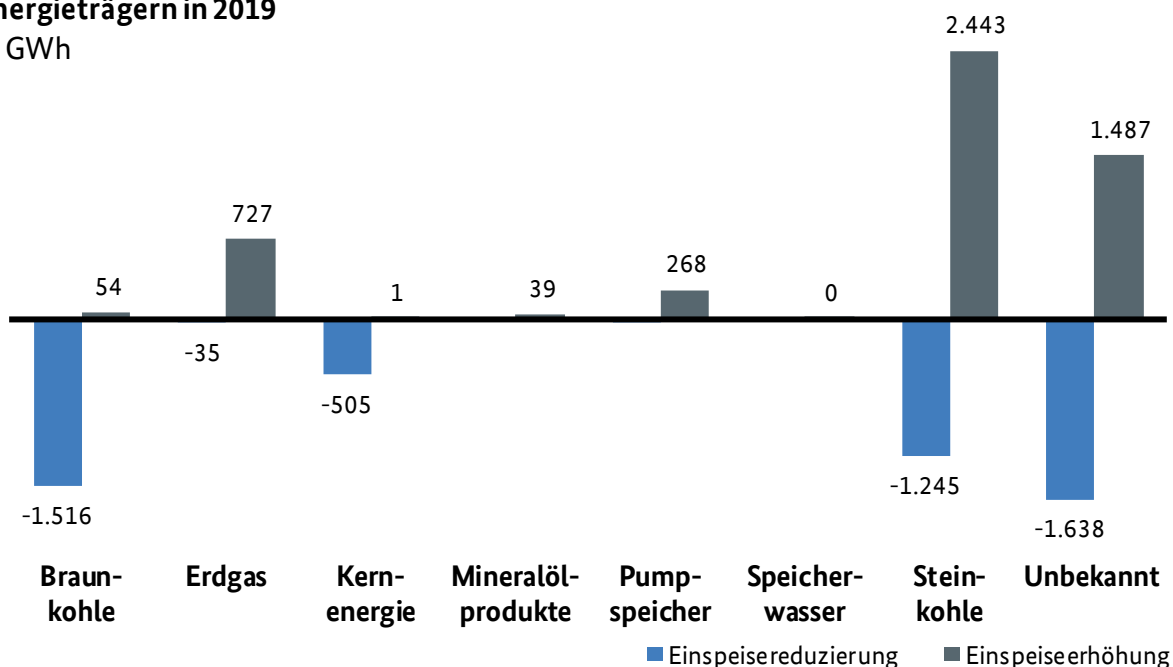


Abbildung 51: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2019

Die Karten in den Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen.

Elektrizität: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019

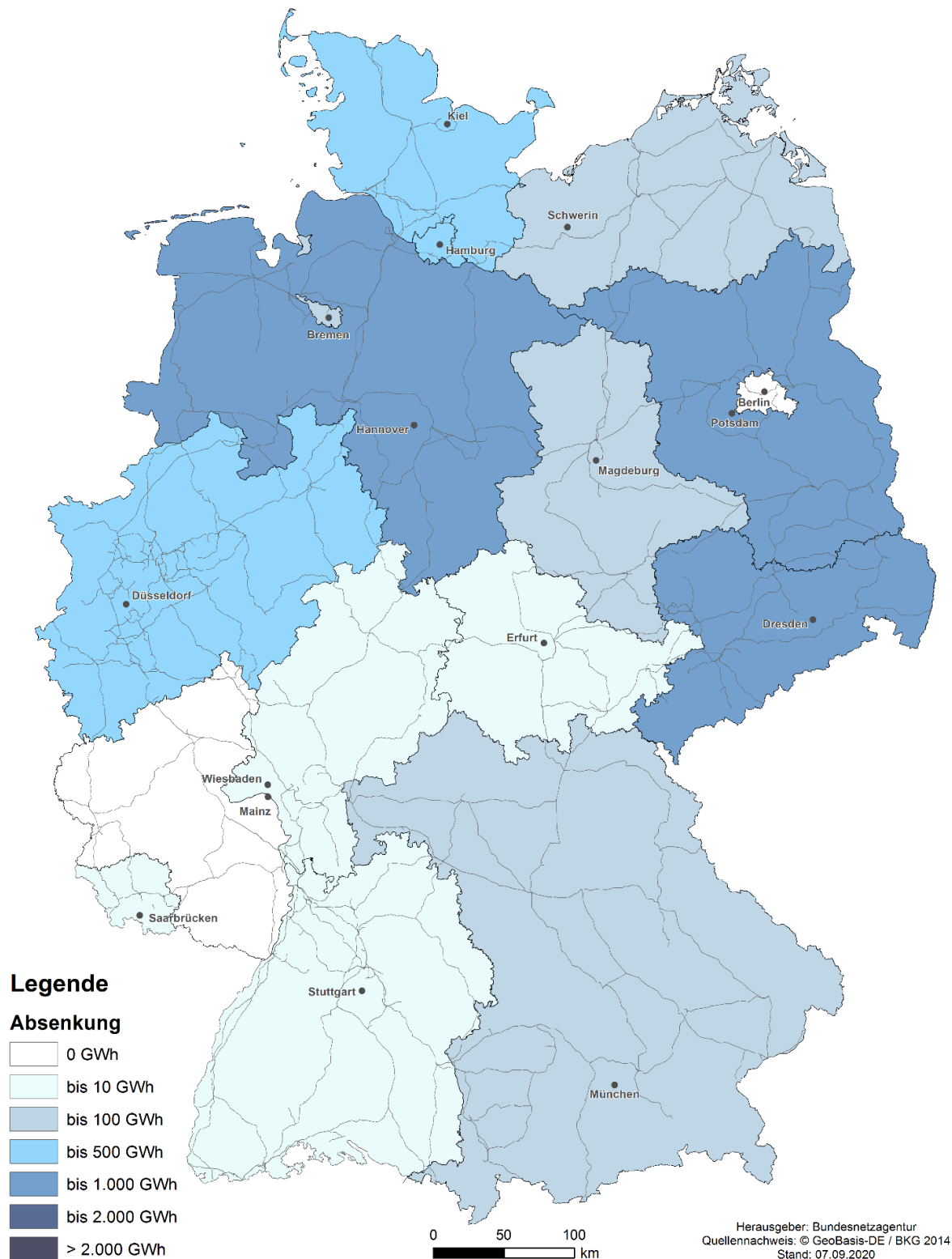


Abbildung 52: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019

Elektrizität: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019

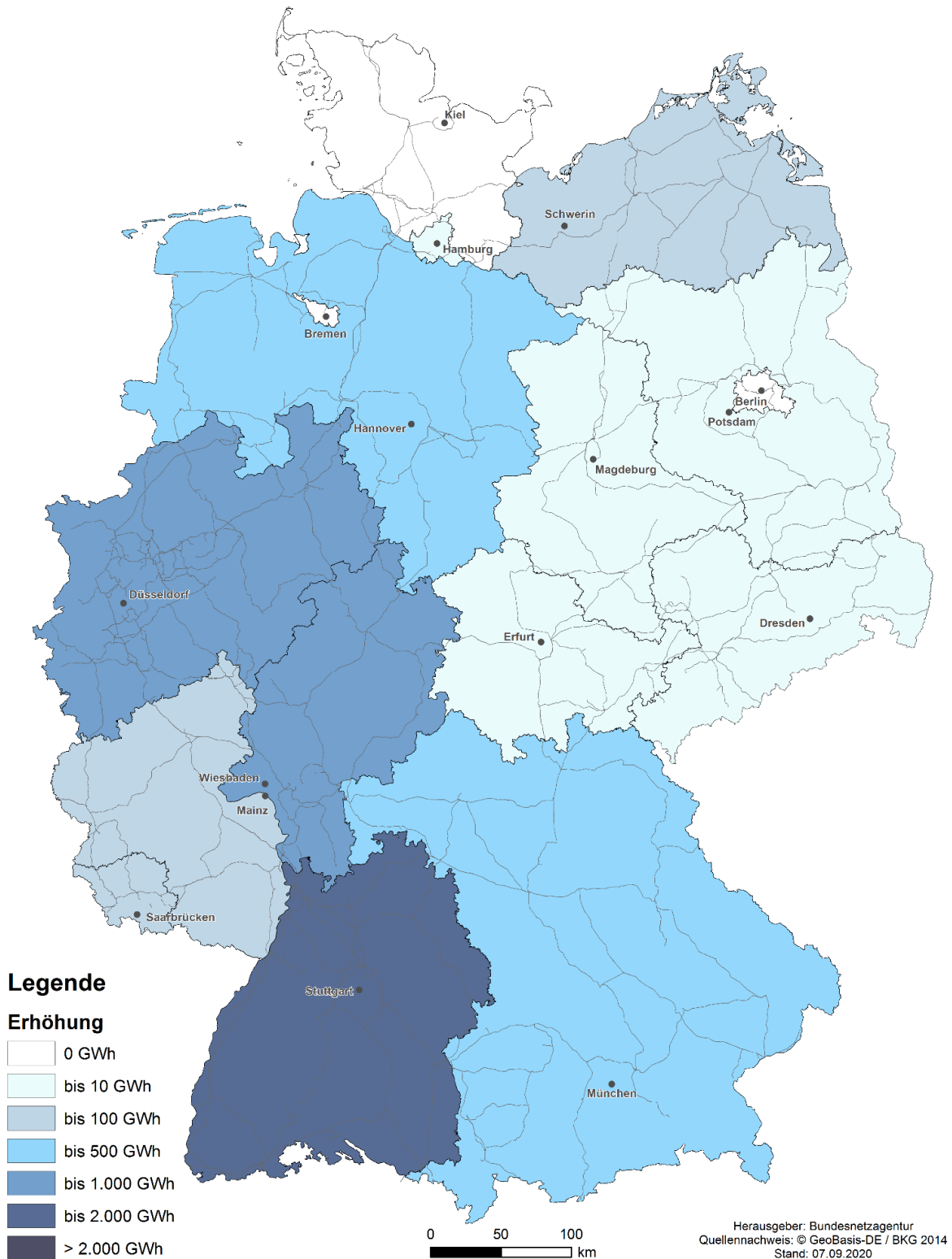


Abbildung 53: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019

5.1.4 Jahresdauerlinie der Redispatcheinsätze

Die Jahresdauerlinie beschreibt den Redispatcheinsatz je Stunde in Deutschland, geordnet nach der abgesenkten Energiemenge. Aus der Jahresdauerlinie lässt sich ablesen, für wie viele Stunden der Redispatch-Bedarf eine bestimmte Energiemenge unter- oder überschritten hat.

Elektrizität: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2019 in MW

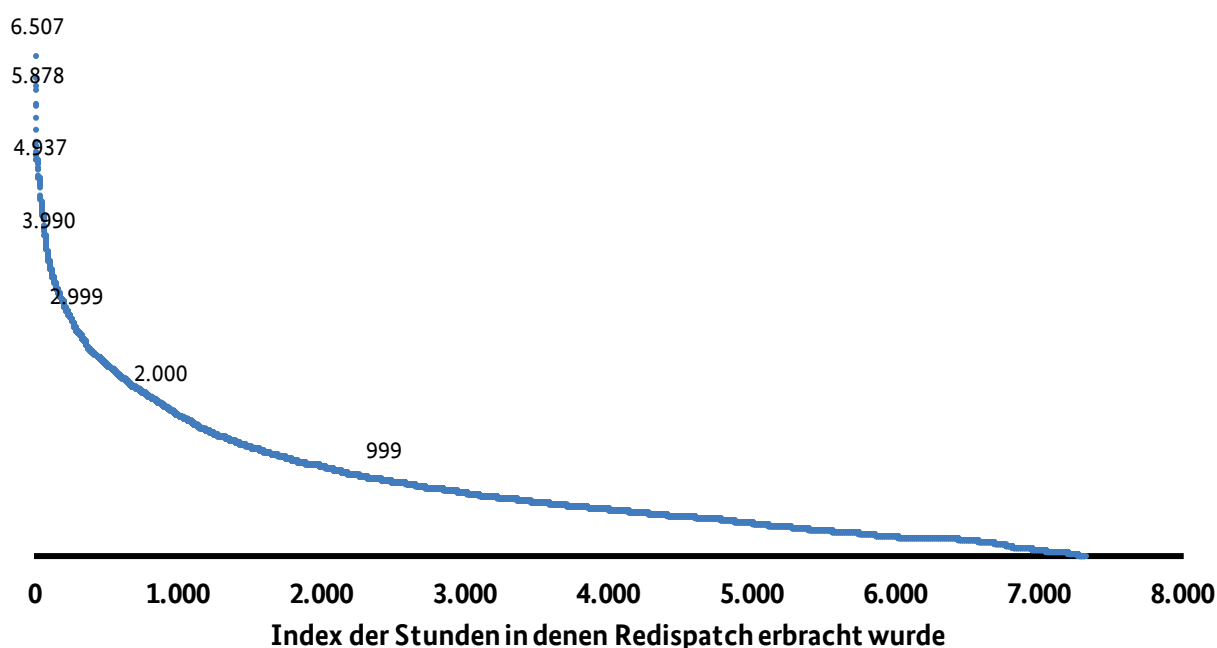


Abbildung 54: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2019

Der Höchstwert der benötigten Redispatch-Absenkung lag im Jahr 2019 bei 6.507 MW. Mengen über 5.000 MW traten in 21 Stunden auf. In 1.444 Stunden wurde kein Redispatch durchgeführt.

5.1.5 Countertrading

Anders als beim herkömmlichen Redispatch, bei dem spezifische Kraftwerke abgeregelt bzw. hochgefahren werden, verfolgen Countertrading-Maßnahmen das Ziel, Engpässe zwischen zwei Gebotszonen zu beheben. Dabei findet kein konkreter Eingriff in die Kraftwerkseinsätze statt, vielmehr wird über gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte versucht, den Engpass auf der Grenzkuppelleitung zu entlasten. Aus diesem Grund sind Countertrading-Maßnahmen vornehmlich für diejenigen Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen eine Aktivierung konkreter Kraftwerke nicht erforderlich ist.

Countertrading-Maßnahmen machten im Gesamtjahr 2019 rund 3.210 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Maßnahmen mehr als verdoppelt (2018: 1.558 GWh). Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 64 Mio. Euro und sind somit im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls stark gestiegen (2018: 37 Mio. Euro).

Der Anstieg lässt sich größtenteils auf die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark zurückführen. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und

Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis zu 1.300 MW bis Juli 2019 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig angehoben (ausgehend von 700 MW in 2018). Eine weitere Anhebung der Mindesthandelskapazität soll analog zum Netzausbau erfolgen.

5.1.6 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2019 an 152 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 429 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 81,6 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten belaufen sich auf 196,5 Mio. Euro.

Tabelle 52 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im August mit 295 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 1.000 MW im Juli.

Elektrizität: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2019

	Tage	Einsatz- Durchschnitt in MW	Maximale Leistungs- anforderung in MW	Summe in MWh
Januar	19	201	700	69.977
Februar	10	186	865	25.984
März	10	207	590	30.205
April	19	146	622	30.057
Mai	14	122	500	22.637
Juni	19	280	980	87.832
Juli	12	258	1.000	35.143
August	10	295	820	35.659
September	9	132	385	12.368
Oktober	11	210	560	38.931
November	10	214	635	22.450
Dezember	9	144	744	18.264
Gesamt	152			429.505

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 52: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2019

5.2 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen. Der erzeugte EE- und KWK-Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. 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. Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber nicht durch das EEG bzw. KWKG geförderten Erzeugungsanlagen zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzenspässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben trotzdem bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat einen Anspruch auf Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme (§ 15 Abs. 1 EEG). Diese Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme (EinsMan-Maßnahme) liegt. Der Anschlussnetzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber die Entschädigung auszahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

5.2.1 Entwicklung der Ausfallarbeit

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der Mengen der durch Einspeisemanagement verursachten Ausfallarbeit seit dem Jahr 2009 für die am stärksten betroffenen Energieträger dargestellt.

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in GWh

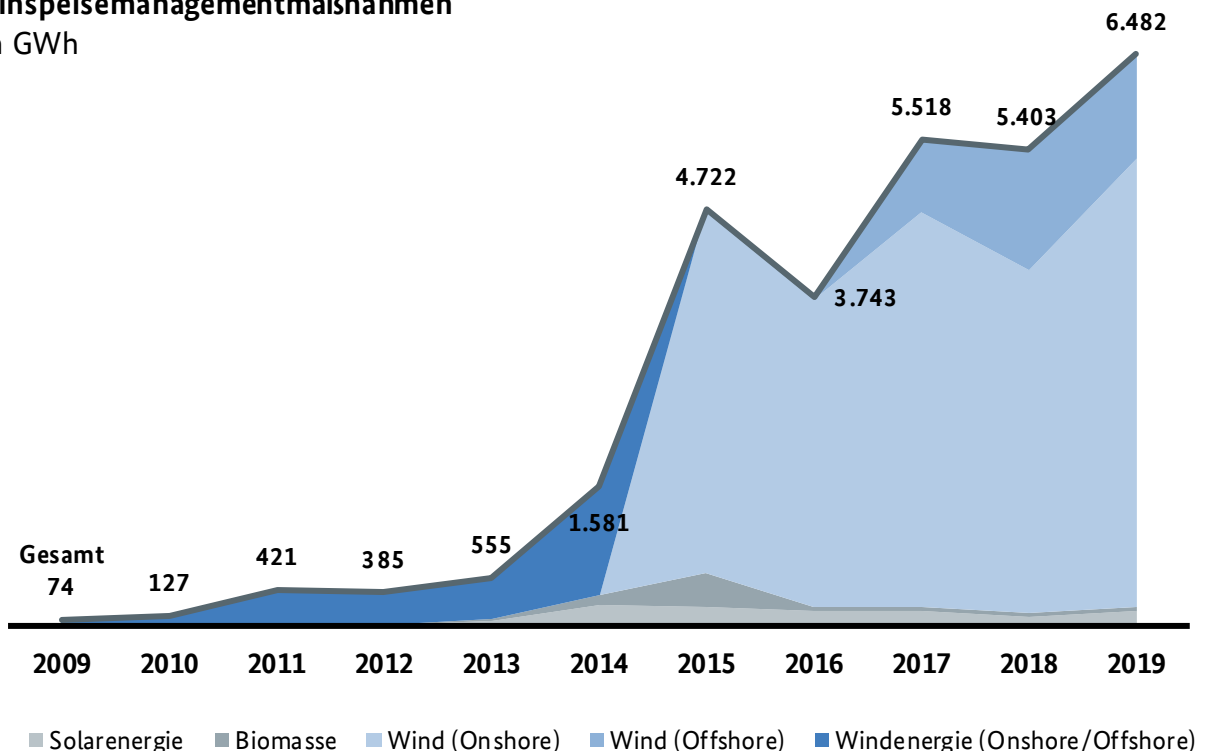


Abbildung 55: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Windenergie	125,1	409,7	358,5	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5
Wind (Onshore)						4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8
Wind (Offshore)						14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6
Solarenergie	1,7	2,6	16,1	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6
Biomasse		5,9	9,4	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2
Sonstige		2,4	0,8	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3
Gesamt	126,8	420,6	384,8	554,8	1.580,6	4.722,3	3.743,2	5.518,0	5.402,7	6.482,5

Tabelle 53: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2018 (5.402 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 6482 GWh um gut 19 Prozent erhöht. Damit ist im Jahr 2019 die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Strom auf einem deutlich höheren Niveau als im Jahr 2018. Die durch EinsMan-Maßnahmen entstandene Ausfallarbeit lag bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit⁵² aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), bei 2,9 Prozent (2018: 2,6 Prozent). Damit sind rund 97 Prozent der im Jahr 2019 vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und den Nutzern zur Verfügung gestellt worden.

Das weiterhin hohe Niveau der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Eine Ursache sind die Wetterverhältnisse im jeweiligen Jahr. In 2019 lässt sich das hohe Niveau dem sehr windreichen ersten Quartal 2019 zuordnen. Im Vergleich zum Jahr 2018 ist dadurch für das Jahr 2019 bei der Ausfallarbeit für Windenergieanlagen an Land (onshore) eine deutliche Erhöhung um rund 1.194 GWh festzustellen. Die Höhe der Ausfallarbeit zeigt, dass bei weiterhin stetigem Zubau an Erneuerbaren Energien die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze ohne Verzug umgesetzt werden müssen. Detailliertere und aktuellere Informationen zum Einsatz von Einspeisemanagement werden in den Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit⁵³ der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2019 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von rund 78 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2018: 72 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2019 auf rund 18 Prozent (rund 1.188 GW) der gesamten Ausfallarbeit wieder etwas gemindert (2018: 25 Prozent mit rund 1.356 GW). Die wärmegekoppelte Stromerzeugung war demgegenüber in deutlich geringerem Umfang von Abregelungen durch das Einspeisemanagement betroffen. KWK-Strom macht weniger als 0,1 Prozent und Stromerzeugung

⁵² Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten.

⁵³ <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>

aus Biomasse, die ebenfalls häufig mit einer Wärmeerzeugung gekoppelt ist, macht 0,5 Prozent der Ausfallarbeit im Jahr 2019 aus. In der nachfolgenden Tabelle sind die vom Einspeisemanagement betroffenen Energieträger, aufgeteilt nach Menge und Prozentualem Anteil an der Gesamtausfallarbeit dargestellt.

Elektrizität: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2019

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Verteilung in Prozent
Wind (onshore)	5.084,83	78,4
Wind (offshore)	1.187,63	18,3
Solar	177,60	2,7
Biomasse einschl. Biogas	30,15	0,5
Laufwasser	1,24	< 0,1
KWK-Strom	0,87	< 0,1
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,13	< 0,1
Sonstige	0,03	< 0,1
Gesamt	6.482,49	100

Tabelle 54: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2019

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den System- und Netzsicherheitsmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2019 sind die Übertragungsnetzbetreiber die Hauptverursacher von EinsMan-Maßnahmen. Dies ergibt sich aus der Auswertung der monatlichen Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Insgesamt wurden rund 83 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich rund 19 Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen rund 81 Prozent werden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Der überwiegende Anteil der abgeregelten Gesamtausfallarbeit der Verteilernetzbetreiber – 63 Prozent – waren Unterstützungsmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, jedoch von Verteilernetzbetreibern durchgeführt wurden (vgl. Tabelle 55). Die für Unterstützungsmaßnahmen durch die Verteilernetzbetreiber getätigten Entschädigungszahlungen müssen von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet werden.

In vielen Regionen von Deutschland sind mittlerweile EinsMan-Maßnahmen nötig. Rund 81 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Dabei ist insbesondere Schleswig-Holstein mit rund 58 Prozent betroffen (vgl. Abbildung 56).

Elektrizität: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von Einsparmaßnahmen in 2019

	Ausfallarbeit in GWh	Anteil an Gesamtausfallarbeit in Prozent
Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	1.249,6	19
Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber	5.232,8	81
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	1.132,7	17
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	4.100,1	63
Einsparmanagementmaßnahmen insgesamt	6.482,4	100

Tabelle 55: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von Einsparmaßnahmen im Jahr 2019

Elektrizität: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2019

in GWh

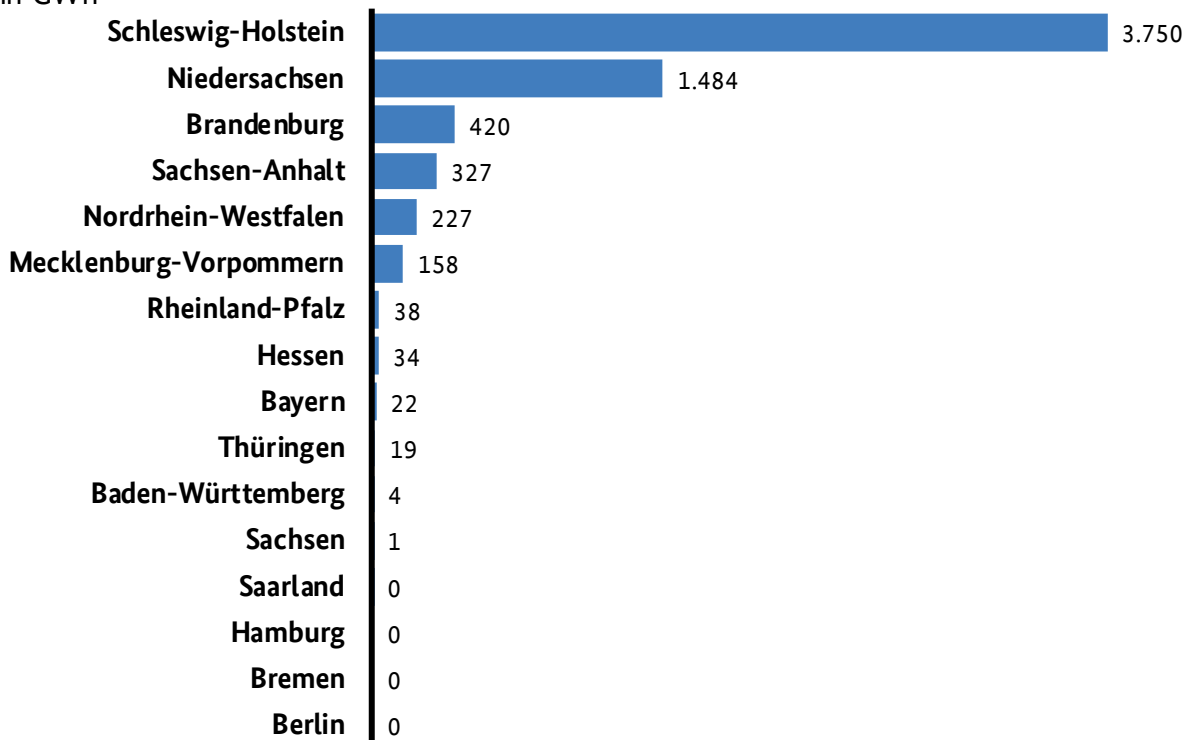


Abbildung 56: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2019

5.2.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen

Bei den Kosten für Einspeisemanagement ist zwischen den geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber im jeweiligen Jahr und den tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen zu differenzieren.

Die geschätzten Entschädigungsansprüche werden durch die Netzbetreiber anhand der Ausfallarbeit für erneuerbare Anlagen prognostiziert und monatlich an die Bundesnetzagentur gemeldet. Aufgrund dessen können die entstandenen Kosten direkt ins Verhältnis zur Ausfallarbeit gesetzt werden.

Die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen stellen die durch die Netzbetreiber an Anlagenbetreiber im jeweiligen Berichtsjahr ausgezahlten Entschädigungen dar. Diese werden einmal jährlich im Monitoring gemeldet. In diesen Meldungen zu tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind auch Kosten aus den Vorjahren enthalten, die drei Jahre geltend gemacht werden können. Aufgrund dieses Abwicklungsverfahrens spiegeln die im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit in dem jeweiligen Jahr verursacht wurden. Durch die Abfragestruktur lassen sich auch die Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit beziffern, die in den Vorjahren entstanden sind.

Die Betreiber der betroffenen EE- und KWK-Anlagen werden durch die Entschädigung – im wirtschaftlichen Ergebnis ähnlich wie abgeregelte konventionelle Kraftwerke beim Redispatch – annähernd so gestellt, als sei ihre Einspeisung durch den Netzengpass nicht verhindert worden.⁵⁴

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2019 mit rund 1.058 Mio. Euro gegenüber 2018 um rund 340 Mio. Euro erhöht (2018: 719 Mio. Euro; 2017: 574 Mio. Euro; 2016: 514 Mio. Euro). Der Großteil von den ausgezahlten Entschädigungen im Jahr 2019 entfällt auf die EEG-Zahlungen, rund 109.000 Euro entfallen auf die KWK-Zahlungen. Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führten im Jahr 2019 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 20,43 Euro pro Letztverbraucher (2018: 13,98 Euro; 2017: 11,37 Euro; 2016: 10,13 Euro; 2015: 6,26 Euro; 2014: 1,65 Euro). Diese Kosten fallen bei den Letztverbrauchern in Regionen, die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher aus. Zugleich werden die Letztverbraucher in allen Netzgebieten in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Zahlungen für die abgeregelten Strommengen eingespart werden. In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung der im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungen, verursacht durch EinsMan-Maßnahmen, ab dem Jahr 2009 dargestellt.

Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber werden grundsätzlich auf Basis von Rechnungen der Anlagenbetreiber abgerechnet. Einige Netzbetreiber bieten zusätzlich ein Gutschriftverfahren (ohne Rechnung des Anlagenbetreibers) an. Auf Grund dieser Abwicklungsverfahren spiegeln die im Jahr 2019 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2019 verursacht

⁵⁴ Bei EinsMan-Maßnahmen verbleiben deutlich eingeschränkte Restrisiken, wie z. B. durch den Selbstbehalt nach § 15 EEG, für die EE- und KWK-Anlagenbetreiber. Abgeregelte Kraftwerke erhalten im Rahmen des Redispatch gleichwertige Strommengen vom Netzbetreiber, wodurch sie von Vermarktungsrisiken durch Netzengpässe freigestellt sind.

wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2019 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

Elektrizität: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in Mio. Euro

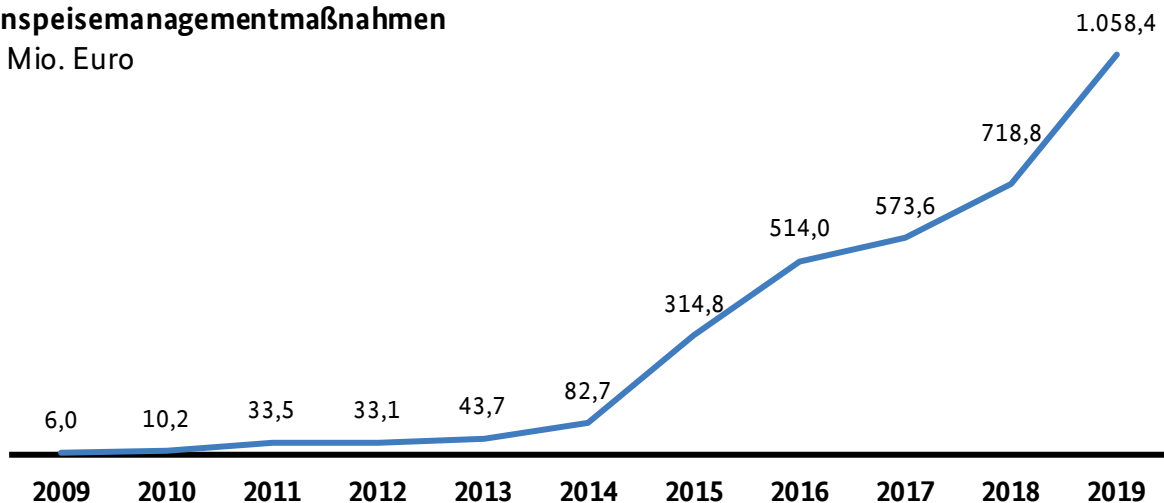
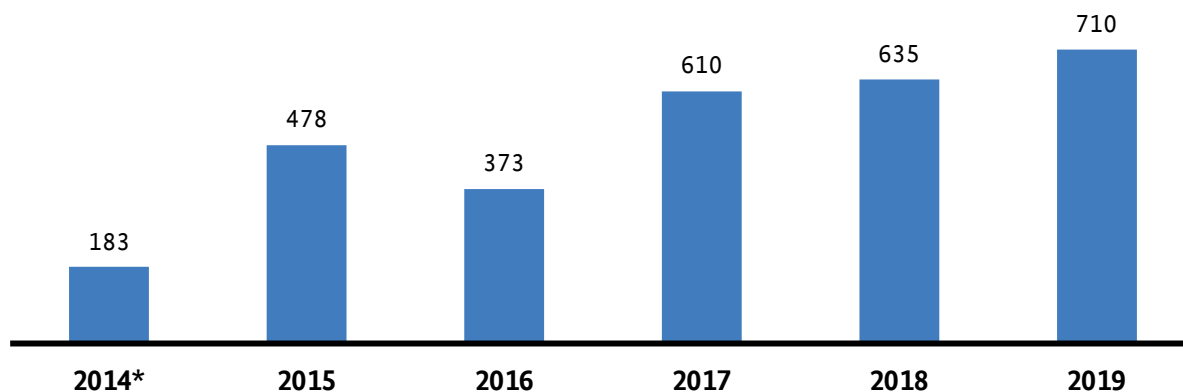


Abbildung 57: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Auf Grundlage der monatlichen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2019 auf rund 710 Mio. Euro und liegen damit rund 75 Mio. Euro über denen des Jahres 2018.⁵⁵

Elektrizität: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in Mio. Euro



*Für das Jahr 2014 wurde der Wert anhand einer Hochrechnung ermittelt.

Abbildung 58: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

⁵⁵ Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2019 auf rund 1.058 Mio. Euro. Davon sind etwa 634 Mio. Euro für Ausfallarbeit angefallen, die tatsächlich im Jahr 2019 entstanden ist. Der Rest von rund 424 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 89 Prozent der im Jahr 2019 von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2019 bereits abgerechnet. Rund 40 Prozent (286 Mio. Euro) der geschätzten Entschädigungsansprüche sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht ausgezahlt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der ausgezahlten Entschädigungen haben. Die detaillierten Werte für die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche und die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind in der nachstehenden Tabelle zu finden.

Elektrizität: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreisemanagementmaßnahmen im Jahr 2019

	Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro		Ausgezahlte Entschädigungen in Mio. Euro		Davon Entschädigungszahlungen aus Vorjahren in Mio. Euro
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	243	34%	526	50%	262
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	466	66%	532	50%	162
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	82	11,5%	145	13,7%	46
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	385	54,2%	387	36,6%	116
Einspreisemanagementmaßnahmen insgesamt	710	100%	1.058	100%	424

Tabelle 56: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreisemanagementmaßnahmen im Jahr 2019

5.3 Anpassungsmaßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (sog. Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen beseitigen lässt.

Soweit Verteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gesetzlich berechtigt und verpflichtet, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Darüber hinaus sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (sog. Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen 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 dann zu ergreifenden Maßnahmen sind unabhängig von im jeweiligen Netzgebiet gegebenenfalls zusätzlich erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

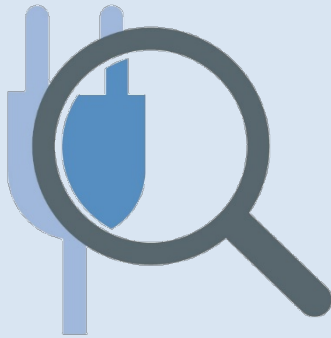
Im Jahr 2019 haben insgesamt vier Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 9,3 GWh. Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist mit rund 97 Prozent der Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Mit rund 86 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Brandenburg ergriffen, gefolgt von Sachsen-Anhalt und Thüringen mit rund zwölf bzw. zwei Prozent.

Elektrizität: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2019

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Verteilung in Prozent
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	9,04	97%
Erdgas	0,26	3%
Gesamt	9,30	100%

Tabelle 57: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2019

6. Netzentgelte



Netzentgelte sind ein Bestandteil des Elektrizitätspreises. Sie müssen sowohl von Haushaltskunden als auch 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.

Für Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr beträgt der Anteil der Netzentgelte für das Jahr 2020 rund 22 Prozent. Nach einer leichten Steigerung in 2019 sind die Netzentgelte für Haushaltskunden in 2020 erneut von 7,22 ct/kWh auf 7,50 ct/kWh gestiegen.

Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen u. a. von folgenden Faktoren ab:

- Auslastung der Netze: Diese wurden bspw. in den neuen Bundesländern zu groß dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet.
- Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt.
- Unterschiedlich hohe Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen.
- Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze.
- Qualität der Netze: Diese hat über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze.

6.1 Ermittlung der Netzentgelte

Netzentgelte werden von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und sind ein Bestandteil des Endkundenpreises für Strom (vgl. hierzu auch den Abschnitt [Preise] im Kapitel [Einzelhandel]).

Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für den effizienten Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Diese regulierten Kosten sind die Grundlage der Entgelte, die Netzbetreiber von den Netznutzern für den Transport und die Verteilung der Energie verlangen dürfen. Gesetzlich vorgesehen ist, dass in Deutschland nur bei der Entnahme von Strom Netzentgelte erhoben werden. Erzeuger und somit Einspeiser von Strom, die auch „Netznutzer“ sind, müssen keine Netzentgelte entrichten. Netzentgelte werden in drei Schritten ermittelt:

Bestimmung der Netzkosten

Das Regulierungsregime ist in Regulierungsperioden unterteilt, die jeweils fünf Jahre dauern. Vor jeder Regulierungsperiode erfolgt die Ermittlung der Kostenbasis (gemäß § 6 ARegV). Dabei prüft die jeweils

zuständige Regulierungsbehörde unternehmensindividuell nach den Grundsätzen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und auf Grundlage des testierten Jahresabschlusses die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten des Netzbetriebs. Die Kostenprüfung für die derzeit laufende dritte Regulierungsperiode (2019-2023) fand ab dem zweiten Halbjahr 2017 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2016 statt. Ergebnis dieses Schrittes sind die als effizient und betriebsnotwendig anerkannten Netzkosten, die wiederum als Ausgangsbasis zur Bestimmung der aktuellen Erlösobergrenzen (EOG) dienen. Die vierte Regulierungsperiode beginnt am 1. Januar 2024 auf Grundlage der Kosten des Basisjahres 2021.

Ermittlung der zulässigen Erlöse

Die anerkannten Netzkosten werden im zweiten Schritt gemäß den Vorgaben der ARegV in eine Erlösobergrenze überführt. Die sog. beeinflussbaren Kosten der Verteilernetzbetreiber werden dabei einem Effizienzvergleich unterworfen. Vergleichsmaßstab ist hierbei das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output). Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt in der 3. Regulierungsperiode eine „Relative Referenznetzanalyse“⁵⁶ zur Effizienzmessung zur Anwendung.

Der Erlösobergrenze (EOG) werden die anerkannten Netzkosten unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Effizienzbestimmung zugrunde gelegt. Ineffizienzen sind in der Regulierungsperiode abzubauen. Mit der Erlösobergrenze wird festgelegt, welche Einnahmen jeder Netzbetreiber in den Jahren einer Regulierungsperiode erzielen kann.

Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich nur unter gesetzlich bestimmten Voraussetzungen angepasst. Zu solchen Anpassungen führen u. a. folgende Faktoren:

- Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten; dazu zählen bspw. Kosten für die Verteilernetzbetreiber aus vermiedenen Netzentgelten (vgl. Abschnitt I.C.6.4) oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen; für alle Netzbetreiber Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. Systemstabilitätsverordnung oder Kosten für Einspeisemanagement (vgl. Abschnitt I.C.5.2). Bei den Übertragungsnetzbetreibern kommen eine Fülle von Kosten für Instrumente der Sicherung der Versorgungssicherheit und die Netzerweiterung dazu, insb. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV (vgl. Abschnitt I.C.3.3), Kosten für Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken (vgl. Abschnitt I.C.5.1) und Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (vgl. Kapitel I.D).
- Der Verbraucherpreisgesamtindex, der die allgemeine Geldwertentwicklung abbildet;
- Der Kapitalkostenaufschlag, der mit Beginn der 3. Regulierungsperiode am 1. Januar 2019 eine Anpassung der Erlösobergrenze der VNB entsprechend der (geplanten) Kapitalkosten aus Investitionen in Neuanlagen sicherstellt. Dabei wird nicht zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Ein entsprechender Antrag ist zur Mitte des Vorjahres zu stellen.

⁵⁶ Lt. § 22 Abs. 2 ARegV werden bei der relativen Referenznetzanalyse durch einen Vergleich mehrerer Netzbetreiber relative Abweichungen der den tatsächlichen Anlagenmengen entsprechenden Kosten von den Kosten eines Referenznetzes ermittelt. Der Netzbetreiber mit den geringsten Abweichungen vom Referenznetz bildet den Effizienzmaßstab für die Ermittlung der Effizienzwerte; der Effizienzwert dieses Netzbetreibers beträgt 100 Prozent.

- Bei Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren: das Qualitätselement;
- Ein Saldo des Regulierungskontos: Auf dem Regulierungskonto werden Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Größen erfasst und in der Folge auf die EOG zu- oder abgeschlagen. Soweit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden, erfolgt hier der Abgleich mit den tatsächlichen Entwicklungen. Dies gilt insbesondere aus Abweichungen zwischen den prognostizierten Verbrauchsmengen und den tatsächlichen Mengen, die zu Mehr- oder Mindererlösen führen. Aber auch andere Positionen werden mit Planmengen in der Erlösobergrenze angesetzt. Dies gilt beispielsweise für verschiedene Positionen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, also u. a. die Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen oder die Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen. Auch die Differenz aus dem auf Basis von Planungswerten genehmigten Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenaufschlag, wie er sich bei Berücksichtigung der tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergibt, wird auf dem Regulierungskonto verbucht. Der Saldo des Regulierungskontos wird verzinst. Wegen der zahlreichen Sondersachverhalte ist die Abrechnung des Regulierungskontos ein komplexer Prozess.

Die zulässigen netzbetreiberindividuellen EOGs sind gemäß § 31 ARegV von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu veröffentlichen.

Bildung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber erfolgt auf Basis der in der StromNEV vorgegebenen Grundsätze. Hierfür werden die zulässigen Erlöse (die Erlösobergrenze) möglichst „verursachungsgerecht“ den Netz- und Umspannebenen zugeordnet.

Anschließend werden die spezifischen Jahreskosten in Euro/kW (sog. „Briefmarke“) beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Diese ergeben sich aus der Division der der Ebene zugeordneten Gesamtkosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) erfolgt die Überführung dieser spezifischen Jahreskosten bei leistungsgemessenen Kunden in vier Entgeltpositionen (Leistungs- und Arbeitspreis je für weniger als 2.500 Benutzungsstunden sowie ab 2.500 Benutzungsstunden). Dabei ist die grundlegende Idee, eine plausible Annahme über den Verursachungsbeitrag des Anschlussnehmers zu den Netzkosten zu treffen. Dies erfolgt, indem Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast des Netzes beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen. Die Wahrscheinlichkeit wird über die Benutzungsstunden eines Netznutzers ermittelt und im Preissystem durch die Differenzierung der Entgelte in größer und kleiner 2.500 Benutzungsstunden abgebildet. Netznutzer mit einer geringen Benutzungsstundenanzahl haben einen relativ niedrigen Leistungs- und einen hohen Arbeitspreis zu entrichten, wohingegen Netznutzer mit einer hohen Benutzungsstundenanzahl umgekehrt einen relativ hohen Leistungs- und einen niedrigen Arbeitspreis zu entrichten haben. Für nicht leistungsgemessene Netznutzer (Entnahme von weniger als 100.000 kWh pro Jahr, insbesondere Haushalte und kleines Gewerbe in der Niederspannung) ist ein Arbeitspreis und ggf. ein Grundpreis festzusetzen. Dafür gibt es keine allgemeingültige Vorgabe. Arbeits- und Grundpreis müssen jedoch „in einem angemessenen Verhältnis“ zueinanderstehen, was eine gewisse Spanne erlaubt.

Auf Basis der geplanten Absatzmengen und der ermittelten Netzentgelte werden die erwarteten Erlöse der Netzebene bestimmt. Die Differenz aus den der Ebene zugeordneten Kosten und den erwarteten

Netzentgelterlösen der Ebene (d. h. der nicht in der Ebene gedeckten Kostenblock) wird als Wälzungsbetrag an die nächste Ebene weitergegeben und dort den Kosten der Ebene zugerechnet (sog. Wälzung der Kosten).

Diese Kostenwälzung wird in allen weiteren Ebenen angewandt, wobei die Niederspannung als unterste Netzebene keine Kostenwälzung mehr vornimmt und somit die ihr zugeordneten Kosten komplett decken muss.

Jährlich zum 15. Oktober des Vorjahres vorläufig und zum 1. Januar des Geltungsjahres endgültig veröffentlicht der Netzbetreiber seine Netzentgelte auf seiner Internetseite. Unterjährige Anpassungen sind nicht zulässig. In der sogenannten Verprobung nach § 20 Abs. 1 StromNEV legt der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde dar, dass die zuvor ermittelten Netzkosten (Erlösobergrenze) mit den veröffentlichten Netzentgelten gedeckt werden können und diese auch nicht übersteigen.

Angesichts der deutlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen in Folge der Energiewende mit steigender volatiler Einspeisung, vermehrter Eigenversorgung und aufgrund des Ziels die Sektorenkopplung zusätzlich anzureizen, ist eine zunehmende Diskussion über einen Anpassungsbedarf bei der Netzentgeltsystematik entstanden. Im Falle einer Reform muss jedoch sichergestellt werden, dass das Netz nicht durch zu hohe Gleichzeitigkeiten überfordert wird. Diese Debatte kann, muss aber nicht zwingend zu Änderungen in den Netzentgeltstrukturen führen.

Weitere Umlagen, die als Preisbestandteile in den Endverbraucherpreis einfließen, werden im Kapitel I.G.4.3 dargestellt.

6.2 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland

6.2.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene

Im Folgenden ist die Entwicklung der Netzentgelte der vier ÜNB für die Jahre 2015 bis 2020 für den Beispielfall eines an die Höchstspannungsebene angeschlossenen großen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 850 GWh, einer Jahreshöchstlast von 190 MW und rund 4.500 Benutzungsstunden dargestellt. Für diesen Musterfall wurde eine Netzentgeltermäßigung i. H. v. 75 Prozent gem. § 19 II 1 StromNEV unterstellt.

Elektrizität: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte in ct/kWh

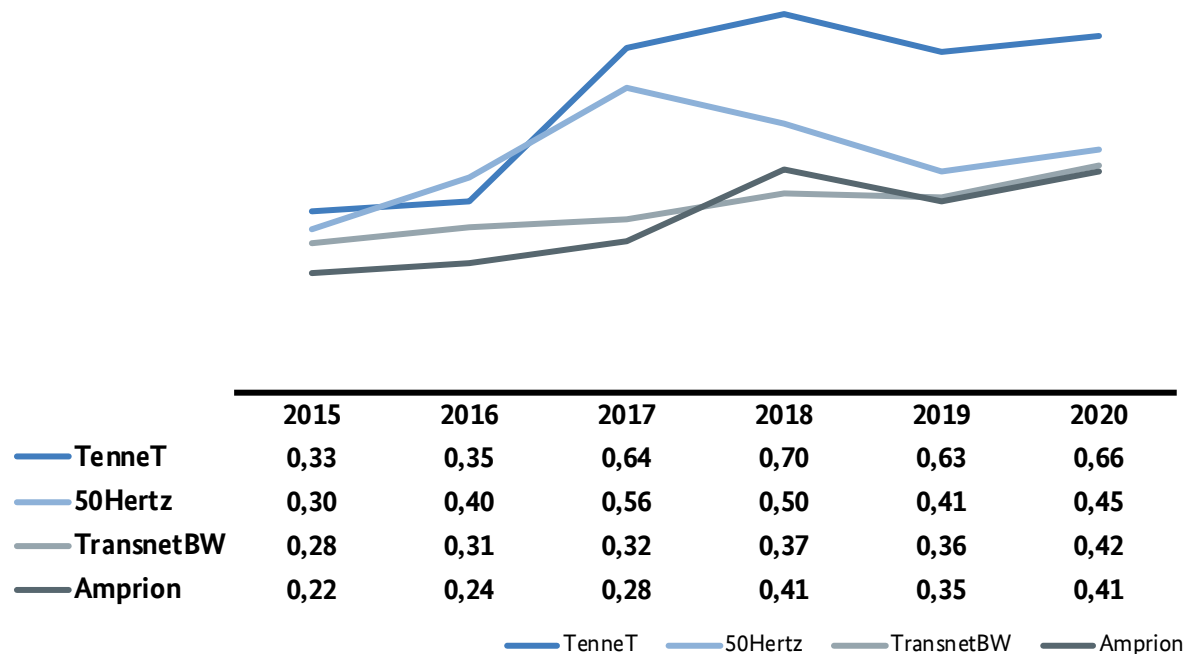


Abbildung 59: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte

Die Netzentgelte der ÜNB sind für diesen beispielhaften großen Industriekunden bis einschließlich 2018 in den Regelzonen von TenneT, TransnetBW und Amprion kontinuierlich angestiegen. Nur 50Hertz konnte 2018 einen Rückgang seiner Netzentgelte verzeichnen. Die Entwicklung der Netzentgelte in den jeweiligen Regelzonen wird dabei neben Mengenänderungen insbesondere durch die Veränderung der EOG des jeweiligen ÜNB beeinflusst, deren Niveau wiederum vor allem durch die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch sowie den Investitionskosten und den Kosten für die Sicherheitsbereitschaft, Netzreserve und Verlustenergie bestimmt wird. So ist der Rückgang der Netzentgelte in der 50Hertz Regelzone im Jahr 2018 insbesondere auf Kosteneinsparungen bei Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke zurückzuführen.

2019 gingen die ÜNB-Netzentgelte für den betrachteten beispielhaften großen Industriekunden dann erstmalig wieder in allen vier Regelzonen zurück. Der Grund hierfür liegt vor allem in der Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG), wodurch 2019 erstmalig die Offshore-Anbindungskosten aus den ÜNB-Netzentgelten herausgelöst und in die neue Offshore-Netzzumlage überführt wurden (werden die Offshore-Kosten in den Jahren 2018 und 2019 so dargestellt, dass die Positionen der Offshore-Kosten

vergleichbar sind, fallen die Entlastungen 2019 gegenüber 2018 deutlich geringer aus; bei TransnetBW kommt es sogar zu einem Anstieg der Netzentgelte für den Beispielkunden⁵⁷).

2020 steigen die Netzentgelte der ÜNB für den hier betrachteten großen Industriekunden dann in allen vier Regelzonen wieder an (bei TenneT um 5,2 Prozent, bei 50 Hertz um 9,3 Prozent, bei TransnetBW um 16,0 Prozent und bei Amprion um 15,7 Prozent). Dieser Anstieg ist insbesondere auf eine Erhöhung der EOG bei allen vier ÜNB zurückzuführen, welche u.a. durch Steigerungen bei den Kosten für Investitionsmaßnahmen infolge des fortschreitenden Netzausbaus und gestiegenen Plankosten für die Regelennergiebeschaffung auf Grund gestiegener Regelennergiepreise im Bezugszeitraum 2018/19 (siehe Abschnitt D.1. Kosten der Systemdienstleitungen) bedingt ist.

Einen weiteren Einfluss auf die Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte 2020 hat die Umsetzung des ebenfalls im NEMoG verankerten zweiten Schrittes der über einen Zeitraum von 5 Jahren angelegten Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte. Nach 20 Prozent im Vorjahr werden nun 40 Prozent der jeweiligen ÜNB-EOG bundesweit gewälzt. Hierdurch werden insbesondere vermehrt die Kosten bundesweit durch alle Netznutzer getragen, die – wie z.B. Kosten der Netz- und Systemsicherheit – regional konzentriert anfallen, aber für das Netz in seiner Gesamtheit relevant sind. In 2020 profitieren hiervon ausschließlich Kunden im Netz der TenneT; bei den anderen ÜNB führt dies hingegen zu einem stärkeren Anstieg der Netzentgelte.

6.2.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte

Für die Betrachtung des durchschnittlichen Netzentgeltelniveaus in Deutschland werden die Datenmeldungen der Stromlieferanten zu den einzelnen Preisbestandteilen im Monitoring herangezogen. Diese übermitteln für vorgegebene Abnahmefälle verschiedener Vertragskategorien die durchschnittlichen Nettonetzentgelte⁵⁸ ihrer jeweiligen Kunden. Dabei werden folgende Abnahmefälle betrachtet:

- **Haushaltskunde:** Seit dem Jahr 2016 wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) und einer Versorgung in der Niederspannung den Netzentgelten zu Grunde gelegt. Für die Jahre vor 2016 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr betrachtet.
- **Gewerbekunde:** Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung (0,4 kV).
- **Industriekunde:** Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

Anhand der Angaben der Lieferanten wird anschließend ein durchschnittliches Netzentgelt je Abnahmefall für das gesamte Bundesgebiet gebildet. Für Haushaltskunden wird dabei das Netzentgelt mengengewichtet, für Gewerbe- und Industriekunden arithmetisch ermittelt. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die

⁵⁷ Zur Ausgestaltung der Offshore-Netzumlage und einer Analyse zur Vergleichbarkeit der Netzentgelte mit und ohne Netzumlage siehe auch Monitoringbericht 2019 Kap. 6.3.1.

⁵⁸ Nettonetzentgelte enthalten keine Umsatzsteuer.

breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht abbildet.

In den Jahren bis 2011 schlugen sich die ersten Kostenprüfungen nach Einführung der Regulierung in sinkenden Netzentgelten nieder. Der Anstieg der Netzentgelte seit 2012 und das Verbleiben der Netzentgelte auf hohem Niveau wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst: So stieg die Menge der dezentralen Einspeisung an, was höhere Kosten für vermiedene Netzentgelte zur Folge hatte. Gleichzeitig stieg der Bedarf an Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen. Schließlich machte der Zubau von EE-Anlagen weiteren Netzausbau erforderlich. Alle diese Punkte wirkten netzkostenerhöhend. Im Jahr 2018 wurde dieser Trend erstmals durchbrochen und die Netzentgelte im mengengewichteten Durchschnitt sind von 2017 auf 2018 um rund zwei Prozent gesunken. Dies ist insbesondere auf die Kostendämpfung bei den vermiedenen Netzentgelten infolge des NEMoG zurückzuführen. Trotz des Herauslösens der Offshore-Anbindungskosten aus den Netzentgelten und der weiteren Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte nach dem NEMoG konnte dieser Trend u. a. auf Grund steigender Kosten für den Ausbau des Stromnetzes und der hohen veranschlagten Kosten für Maßnahmen zur Systemsicherheit nicht beibehalten werden. Auch im Jahr 2020 sind die Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden im Bundesdurchschnitt von 7,22 ct/kWh auf 7,50 ct/kWh (+3,9 Prozent) angestiegen.

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

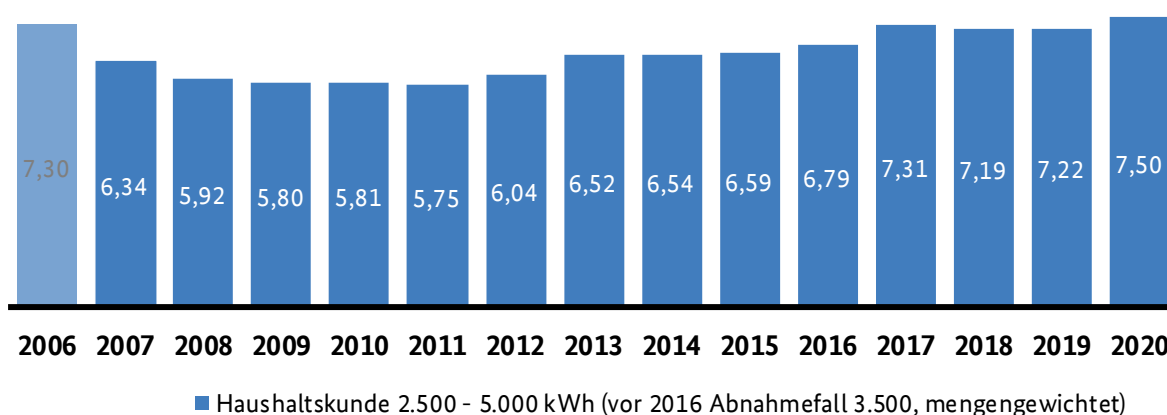


Abbildung 60: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2006⁵⁹ bis 2020

⁵⁹ Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst mit Absenkung der Netzentgelte im Zuge der Regulierung, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im „Vertrieb“, sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

Nach Angaben der Verteilernetzbetreiber zu den vorläufigen Netzentgelten für 2021 bleiben die Netzentgelte bei den VNB in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur im Durchschnitt nahezu konstant bzw. steigen nur leicht an. Dabei gibt es aber deutliche Unterschiede zwischen einzelnen VNB und zwischen den Regelzonen.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel über dem Niveau des Vorjahres: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um gut zwei Prozent (+0,15 ct/kWh) auf 6,46 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte im arithmetischen Mittel deutlich um rund 16 Prozent (+0,37 ct/kWh) auf 2,70 ct/kWh gestiegen.

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

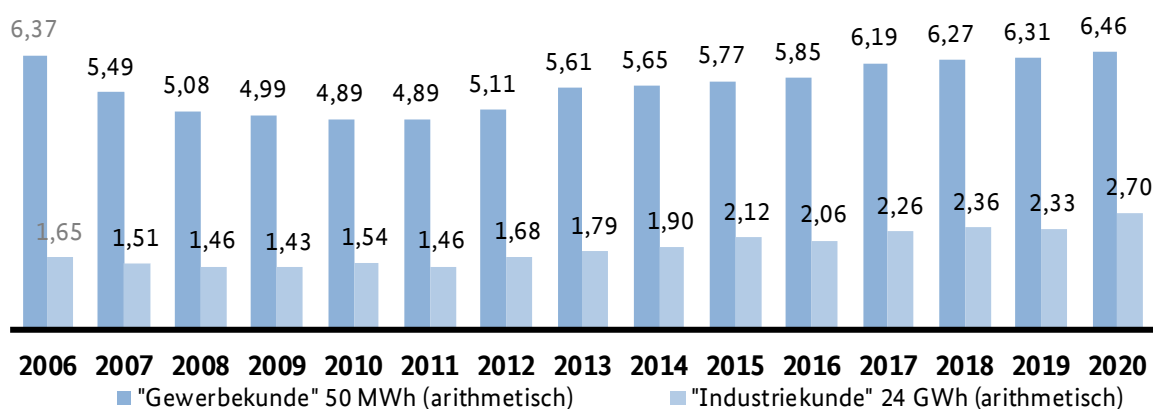


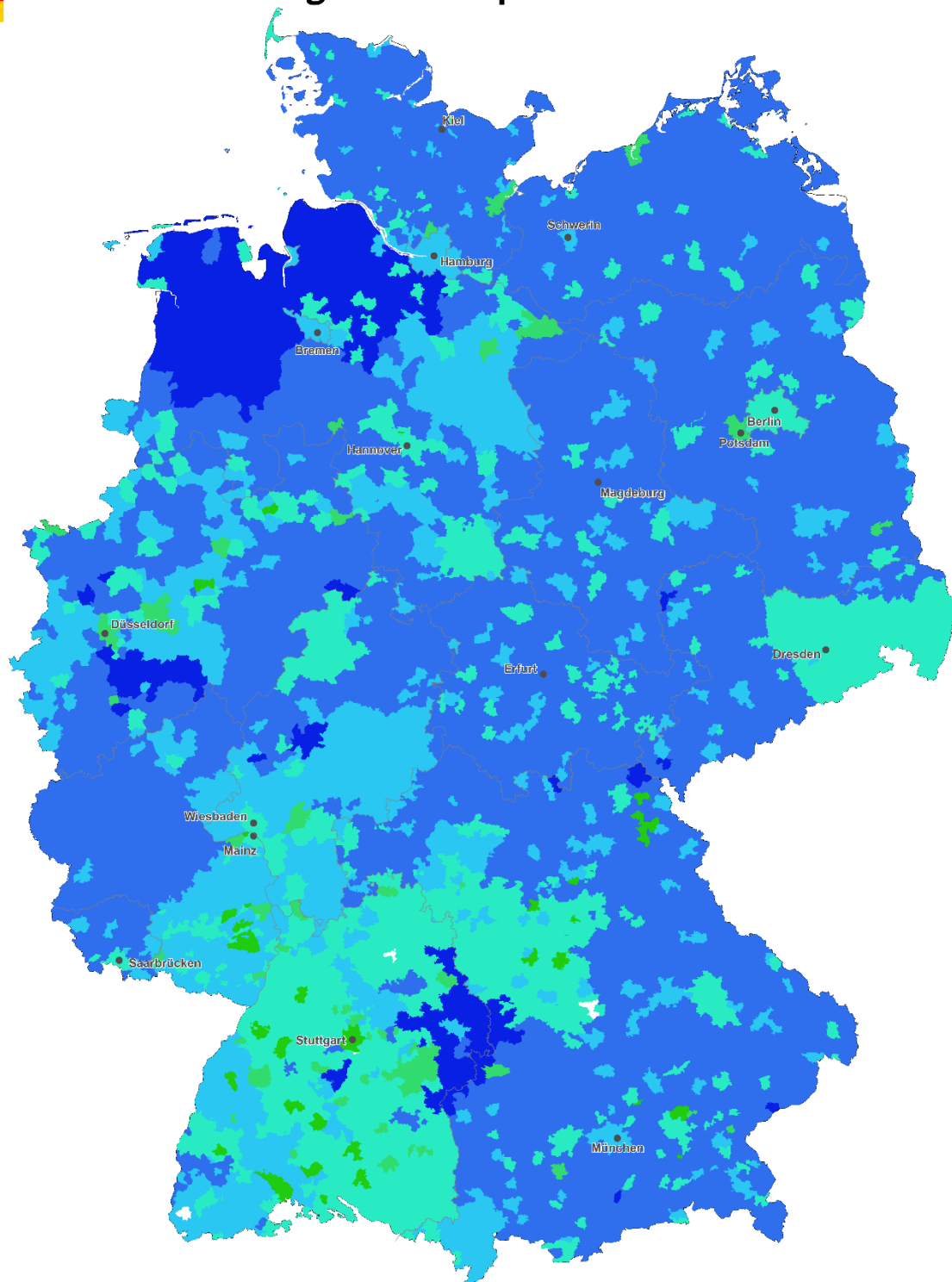
Abbildung 61: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte⁶⁰ (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh

6.2.3 Entwicklung der Grundpreise

Für nicht-leistungsgemessene Kunden werden die Netzentgelte entweder nur durch den Arbeitspreis oder aus einer Kombination aus Arbeitspreis- und Grundpreiskomponente abgebildet. Die Grundpreislandschaft für SLP-Kunden ist in Deutschland sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 62). Die Tabelle 58 zeigt allerdings, dass in den letzten Jahren deutschlandweit ein Trend zur Erhöhung des Grundpreises erkennbar ist. Der maximal verlangte Grundpreis bleibt im Jahr 2020 weiterhin auf dem Niveau vom Vorjahr (2019: 105 Euro/Jahr).

⁶⁰ Vor dem Jahr 2014 wurden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden mengengewichtet ermittelt.

Netzentgelt-Grundpreis im Jahr 2020



Grundpreise für SLP-Kunden

	0 €		40 bis 60 €
	0 bis 20 €		60 bis 80 €
	20 bis 40 €		über 80 €

Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2018,
 © Lutum + Tappert 2020
 Daten: Monitoring der Bundesnetzagentur 2020

Abbildung 62: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr

Elektrizität: Grundpreis Netzentgelte in Euro/Jahr

	2017	2018	2019	2020
Durchschnittlicher Grundpreis	35	37	40	52 ^[2]
Maximaler Grundpreis	95	100	105	105
Minimaler Grundpreis ^[1]	6	4	7	8
VNB ohne Grundpreis (Anzahl)	46	36	42	40

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

^[2] Der Grundpreis für das Jahr 2020 wurde mit den Abgabemengen der VNB gewichtet. Ungewichteter Mittelwert: 42€ pro Jahr.

Tabelle 58: Entwicklung der Grundpreise

Die Höhe des Grundpreises wird vermehrt öffentlich diskutiert. Die Bundesnetzagentur spricht sich in diesem Zusammenhang weiterhin für einen angemessenen Grundpreis als Fixkomponente aus. Die Angemessenheit des Grundpreises orientiert sich dabei an einem Vergleich mit den Tarifen für leistungsgemessene Kunden in der Niederspannung und an den für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehenden Kosten, die ganz überwiegend unabhängig von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme sind.

6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland wurden im Monitoring erstmals von den Verteilernetzbetreibern Angaben zu den aktuellen Netzentgelten in ihren Netzgebieten erhoben. Daraus lassen sich die drei betrachteten Abnahmefällen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, (siehe I.C.6.2 „Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland“) zusammentragen. Gemäß § 27 Abs. 1 StromNEV sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Arbeits- und Leistungspreisen je Verteilernetzbetreiber werden anschließend die für das Jahr 2019 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für den Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer. Zwecks Übersichtlichkeit in der Darstellung werden die Netzentgelte in sieben verschiedenen Klassen von kleiner 5 ct/kWh bis größer 10 ct/kWh eingeteilt. Es wurden im Strombereich die Netzentgelte bei Verteilernetzbetreibern erfragt, unabhängig davon ob tatsächlich Kunden in dieser Kundengruppe vorliegen. Dies ist insbesondere relevant für Industriekunden. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Entnahmemenge gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.⁶¹

Für Haushaltskunden liegen laut Ergebnis der Monitoringabfrage bei den VNB die niedrigsten Netzentgelte bei 3,94 ct/kWh und die höchsten bei 16,16 ct/kWh. Somit differieren die Entgelte im Extremfall etwa um den

⁶¹ Mengengewichtungen je Abnahmefall: Haushaltskunden = Entnahmemenge für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG; Gewerkekunde = Entnahmemenge für SLP-Letzterverbraucher abzüglich der Haushaltskunden; Industriekunde = Entnahmemenge von RLM-Letzterverbraucher. Für die VNB, die in mehreren Bundesländern tätig sind, wurden die Mengen mit der entsprechenden Marktlokationsverteilung gewichtet.

Faktor vier. Bei der Verteilung fällt auf, dass die Netzentgelte vor allem in Schleswig-Holstein, Brandenburg, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern relativ hoch sind. Daneben gibt es Unterschiede zwischen den großen Städten/ Ballungszentren und den ländlich geprägten Gebieten. Die untenstehende Karte zeigt, dass viele Großstädte (Berlin, München, Frankfurt am Main, Dortmund, Bremen, Stuttgart, und Düsseldorf) in den niedrigsten drei Kategorien der Netzentgelte von unter 5 ct/kWh bis maximal 7 ct/kWh liegen. Bei den genannten Städten ist ersichtlich, dass die dort anfallenden Netzentgelte in der Regel niedriger als im direkten Umland sind. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die niedrigsten Netzentgelte auf Bremen. Bei der folgenden Tabelle ist zu beachten, dass durch die Durchschnittsbildung örtliche und regionale Unterschiede bei den Netzentgelten ausgeblendet werden. Bei der Betrachtung der darauf folgenden Karte lässt sich beobachten, dass es in den Bundesländern auch Ausnahmen -nach oben oder unten- im Netzentgeltniveau gibt.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020 in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	9,63	5,39	11,38	44
Brandenburg	8,45	4,79	14,20	36
Hamburg	8,17	4,34	11,38	11
Mecklenburg-Vorpommern	8,13	4,97	9,48	22
Sachsen-Anhalt	7,52	5,01	10,39	34
Saarland	7,39	4,88	15,78	20
Thüringen	7,27	5,55	8,84	38
Niedersachsen	7,17	5,01	11,34	77
Sachsen	7,16	5,19	9,34	42
Baden-Württemberg**	7,01	3,94	11,07	132
Bayern	6,97	4,13	11,82	242
Hessen	6,92	4,34	9,82	65
Rheinland-Pfalz	6,79	4,80	8,76	56
Nordrhein-Westfalen	6,72	4,34	16,16	118
Berlin	5,59	4,34	9,90	12
Bremen	5,56	4,34	8,66	10

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

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

Tabelle 59: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020



Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020

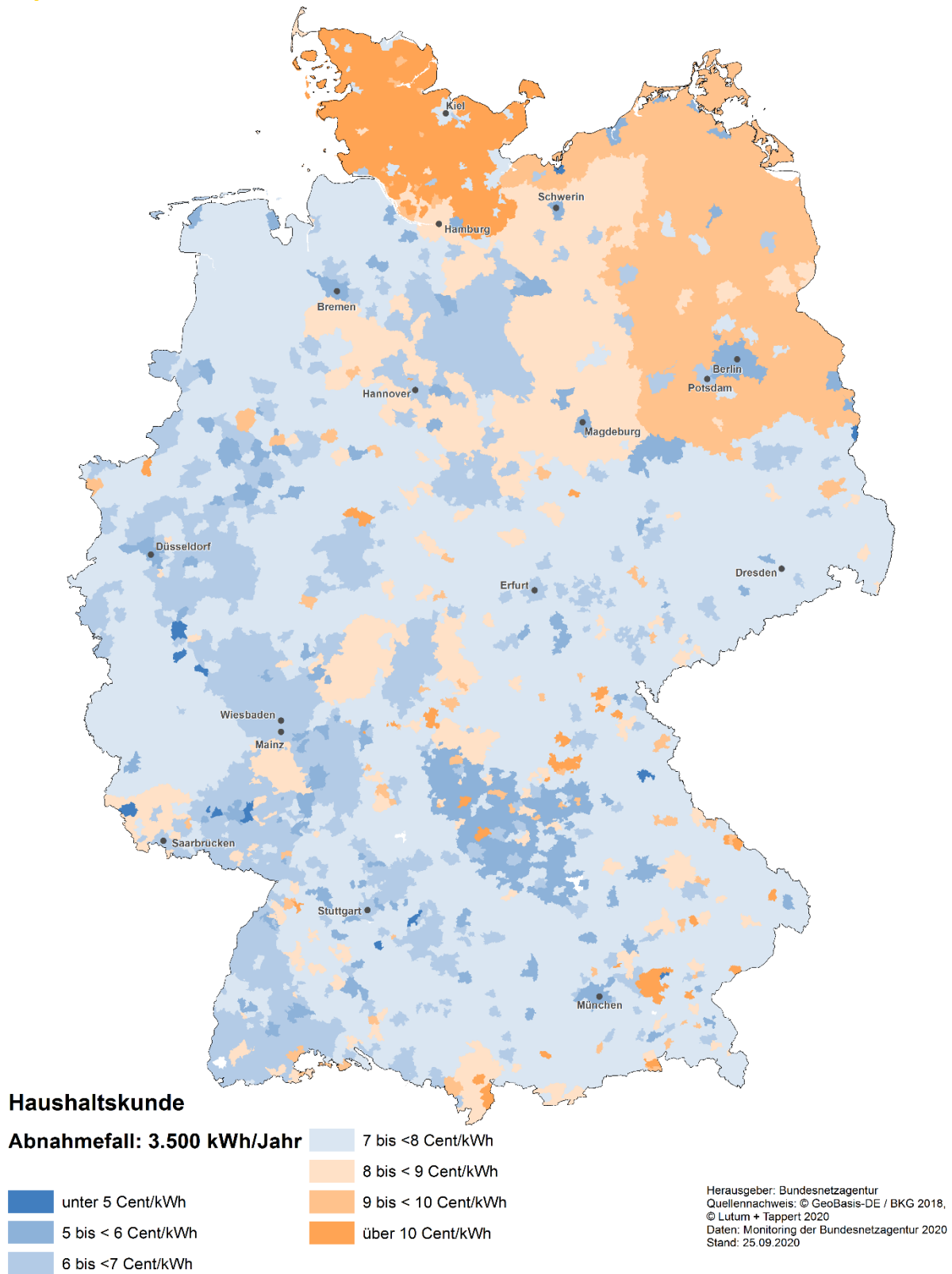


Abbildung 63: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020

Die Verteilung der Netzentgelte des Abnahmefalls 50 MWh/Jahr (hier: „Gewerbekunden“) ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,85 ct/kWh und 16,16 ct/kWh. Insgesamt ist das Netzentgeltniveau aber niedriger als das der Haushaltskunden. Im Durchschnitt nach Bundesländern liegen die höchsten Entgelte in Schleswig-Holstein und Brandenburg, die niedrigsten in Bremen.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2020 in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	7,79	4,79	9,53	47
Brandenburg	6,72	3,17	14,00	40
Hamburg	6,56	4,34	9,53	11
Mecklenburg-Vorpommern	6,45	4,21	8,35	21
Baden-Württemberg**	6,09	2,85	10,27	132
Saarland	5,63	3,42	15,14	20
Sachsen	5,77	3,39	7,85	42
Thüringen	5,75	3,98	7,57	38
Sachsen-Anhalt	5,52	4,13	9,32	34
Hessen	5,54	3,84	8,86	65
Bayern	5,44	3,52	11,74	242
Rheinland-Pfalz	5,37	3,35	8,46	56
Niedersachsen	5,32	3,88	10,54	79
Nordrhein-Westfalen	5,19	3,48	16,16	118
Berlin	4,74	4,34	8,75	13
Bremen	4,22	3,88	8,02	10

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

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

Tabelle 60: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020



Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2020

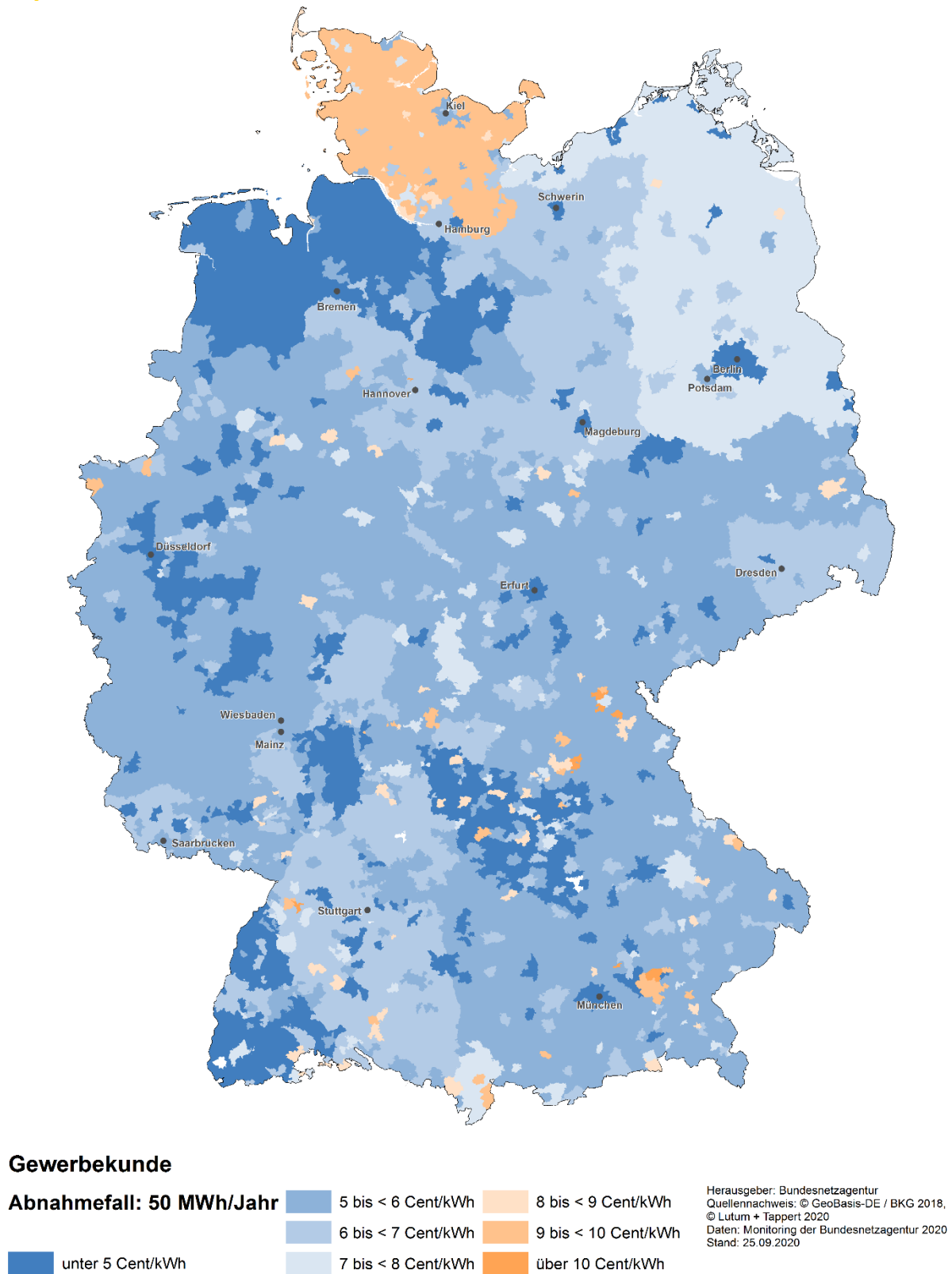


Abbildung 64: Verteilung der Netzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung anders aus. Die Netzentgelte sind ebenfalls in Schleswig-Holstein höher als im Rest des Landes. Im Saarland fallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 1,07 ct/kWh und 7,55 ct/kWh. Hierbei ist zu beachten, dass mögliche Vergünstigungen durch individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht berücksichtigt wurden. Im Einzelfall kann das individuelle Netzentgelt eines anspruchsberechtigten Industriekunden also niedriger ausfallen. Wie auch bei den anderen Kundenkategorien ist anhand der Karte ersichtlich, dass die in Großstädten anfallenden Netzentgelte in der Regel niedriger als im direkten Umland sind.

Elektrizität: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2020 in ct/kWh

Bundesland	Mengengewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	3,44	1,56	5,50	45
Brandenburg	3,03	1,90	4,10	39
Mecklenburg-Vorpommern	3,00	1,86	4,18	20
Hessen	2,87	1,36	3,97	67
Sachsen-Anhalt	2,79	1,87	3,87	35
Thüringen	2,73	1,68	5,13	36
Sachsen	2,66	1,72	6,62	42
Niedersachsen	2,61	1,47	4,44	80
Hamburg	2,61	2,09	4,12	11
Bayern	2,53	1,16	7,55	232
Berlin	2,48	2,09	4,10	13
Baden-Württemberg	2,44	1,07	4,77	133
Bremen	2,41	2,09	3,24	10
Rheinland-Pfalz	2,24	1,61	3,17	56
Nordrhein-Westfalen	2,23	1,38	4,29	119
Saarland	2,16	1,48	4,63	20

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

Tabelle 61: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020



Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2020

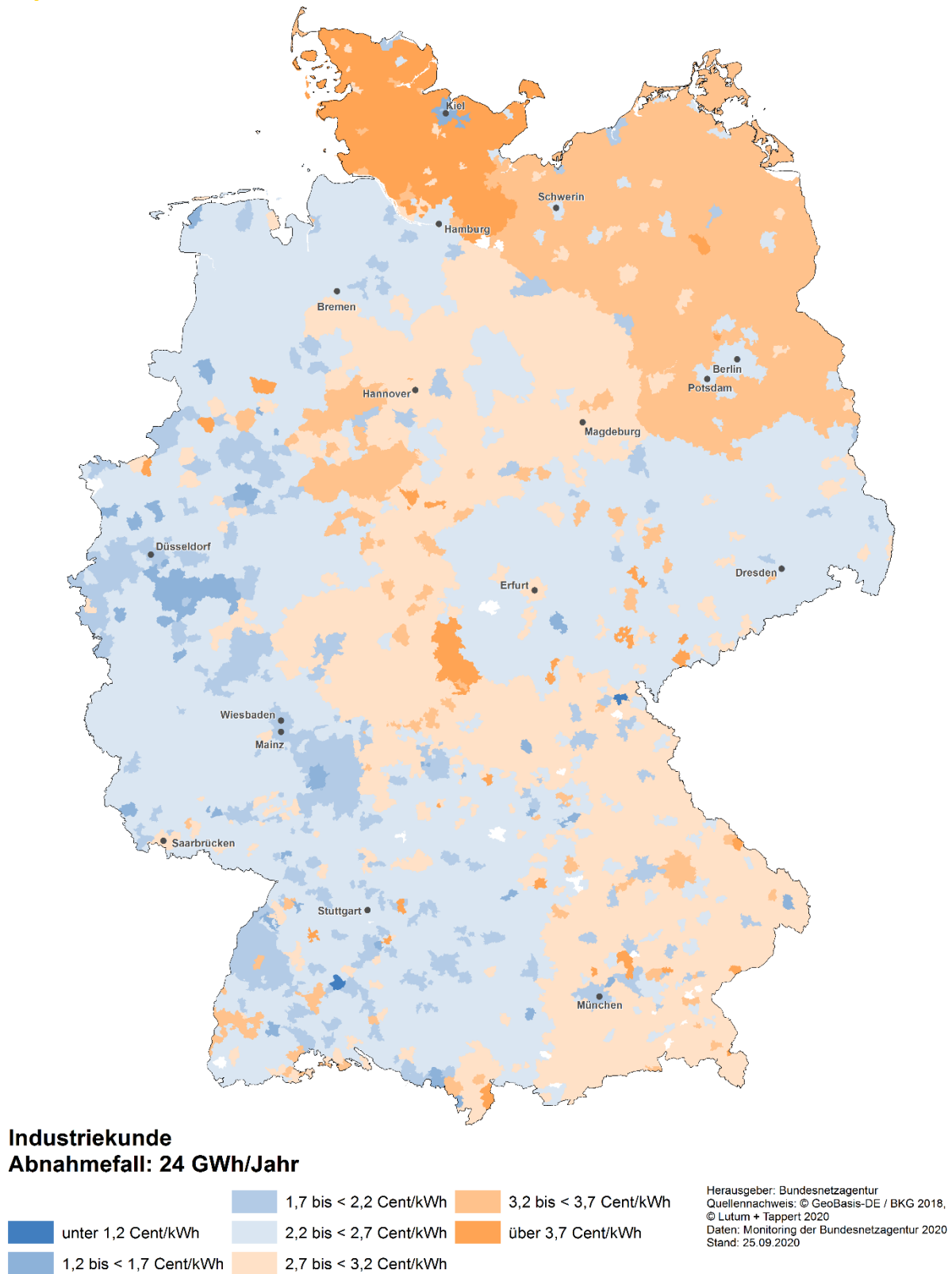


Abbildung 65: Verteilung der Netzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig⁶². Ein Hauptfaktor ist eine verminderte Auslastung der Netze. Während der Modernisierung der Netze in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurden diese aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht hinreichend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Treiber ist die Besiedlungsdichte. In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten ist es hingegen umgekehrt. Auch die Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen, die ihre Ursache im VNB Netz haben, sind zu einem Faktor unterschiedlicher Netzentgelthöhen geworden. Ebenfalls eine Rolle spielt das Alter der Netze. Ältere Netze mit geringeren Restwerten sind für den Netznutzer günstiger als neue Netze. Ebenfalls von Relevanz ist die Qualität der Netze, da sie über das Q-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenzen hat. Neben den aufgeführten Ursachen für die Netzentgelthöhe im eigenen Netz eines VNBs ergibt sich auch ein Einfluss aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz. Gestiegene Entgelte des Übertragungsnetzbetreibers, z. B. durch Investitionen in den Netzausbau und verstärkt eingesetzte Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen wie Redispatch und die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken, führen zu höheren und bisher unterschiedlichen Kosten je Regelzone. Mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) hat der Gesetzgeber auf diesen Umstand reagiert. Seit dem Jahr 2019 werden die Entgelte auf Übertragungsnetzebene schrittweise vereinheitlicht. Ab dem 1. Januar 2023 sind diese dann in Deutschland überall gleich hoch. Dadurch werden insbesondere auch die Kosten der Netz- und Systemsicherheit, die in ihrer Gesamtheit im Wesentlichen auf dieser Ebene anfallen, durch alle Netznutzer getragen.

6.4 Vermiedene Netzentgelte

Gegenstand der Betrachtung

Nach § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, das durch die geringere Einspeisung aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene nicht bezahlt werden musste. Das Konzept der Vermeidung vorgelagerter Netzentgelte darf nicht mit vermiedenen Kosten verwechselt werden. Netzkosten werden durch Kraftwerke auf niederen Spannungsebenen i.d.R. nicht vermieden.

Im Jahr 2017 trat das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) in Kraft.⁶³ Durch das Gesetz wurden unter anderem der Empfängerkreis und die Höhe vermiedenen Netzentgelte angepasst.

Die eingeleiteten Änderungen bezüglich der vermiedenen Netzentgelte sind in vier Stufen unterteilbar:⁶⁴

Die Bundesnetzagentur nimmt den Abschluss der dritten Stufe des NEMoG zum Anlass, ein Zwischenfazit zu den Auswirkungen in Bezug auf die vermiedenen Netzentgelte zu ziehen:

Mit Wirkung zum 1. Januar 2018 sind die – durch die Verteilernetzbetreiber ausgezahlten – vermiedenen Netzentgelte je KW-Leistung und je kWh-Arbeit für sämtliche dezentrale Einspeiser auf das Niveau der

⁶² Siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Seite 21.

⁶³ Netzentgeltmodernisierungsgesetz vom 17. Juli 2017, BGBl I S. 2503; die BT-Drs. 18/11528 vom 15. März 2017 enthält den Gesetzentwurf der Bundesregierung mit Begründung, Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung.

⁶⁴ Für ausführliche Erläuterungen der Änderungen vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_61_Archiv/BK08_ALT/BK8_99_Downloads/Downloads/EOG_Hinweise_2018.pdf, S. 11 ff.

bereinigten Entgelte des Jahres 2016 „gedeckt“. In der Kalkulationsbasis der vermiedenen Netzentgelte waren vor der Reform zu einem signifikanten Anteil windfall-profits enthalten. Die in den Entgelten enthaltenen Offshore-Ausbaukosten auf der Übertragungsnetzebene führten zu steigenden vorgelagerten Netzkosten und damit steigenden Netzentgelten in den Verteilernetzen. D. h., die Höhe der vermiedenen Netzentgelte wuchs insbesondere durch Netzausbaumaßnahmen, die unter keinen Umständen durch dezentrale Einspeisung vermieden werden können. Im bereinigten Preisblatt des Jahres 2016 wurden die Netzausbaukosten, soweit sie den Kosten für den Offshore-Anschluss und Erdkabelmehrkosten nach EnLAG zuzuordnen waren, herausgerechnet. Die bereinigten Preisblätter des Jahres 2016 werden als Referenzpreisblätter bezeichnet.⁶⁵ Somit wird ein Aufwuchs der vermiedenen Netzentgelte nur noch durch die erbrachte sog. Vermeidungsleistung und Vermeidungsarbeit der dezentralen Erzeugungsanlagen gesteuert, hingegen nicht mehr durch den allgemeinen Anstieg der Netzentgelte beeinflusst. Hingegen ist ein senkender Effekt möglich: Sofern die allgemeinen Netzentgelte eines Jahres unterhalb des Referenzpreises liegen, sind diese in Ansatz zu bringen (Stufe I).

Darüber hinaus waren ab dem Jahr 2018 keine vermiedenen Netzentgelte für neu hinzukommende Anlagen mit volatiler Erzeugung⁶⁶ gem. § 120 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu zahlen. Dies galt auch für volatile Erzeugungsanlagen, die an eine andere Spannungsebene „umgehängt“ werden. Diese sind wie Neuanlagen zu behandeln und wurden ab 2018 von der Auszahlung vermiedener Netzentgelte ausgeschlossen (Stufe II).

Zudem wurden die vermiedenen Netzentgelte für volatile Bestandsanlagen ab dem Jahr 2018 schrittweise reduziert. Während im Jahr 2018 noch 66 Prozent und im Jahr 2019 noch 33 Prozent der vermiedenen Netzentgelte ausgezahlt wurden, fallen diese ab dem Kalenderjahr 2020 für volatile Erzeugungsanlagen komplett weg (Stufe III).

Zuletzt werden ab dem 1. Januar 2023 die nicht-volatilen Neuanlagen aus der Regelung durch vermiedene Netzentgelte ausgeschlossen (Stufe IV). In der Regelung verbleiben weiterhin – ohne zeitliche Begrenzung – die nicht-volatilen Bestandsanlagen.

Positive Auswirkungen des NEMoG auf die bundesweiten Netzentgelte

In den Jahren vor der Einführung des NEMoG stieg die Höhe der ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte stetig an und erreichte im Jahr 2017 mit 2,5 Mrd. € ihren Höchstwert.⁶⁷ Durch die Wirkung des NEMoG reduzierten sich die ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2018 auf 1,3 Mrd. €. Im Jahr 2019 sanken die Ist-Kosten auf eine Höhe von 1,2 Mrd. €, wovon noch 0,2 Mrd. € auf volatile EE-Anlagen entfielen.

⁶⁵ Die Vorgehensweise zur Berechnung der Referenzpreisblätter wird detailliert von Bourwieg und Brockmeier in ER 6/2017, S. 236 f. beschrieben.

⁶⁶ Volatile Erzeugung im Sinne des § 3 Nr. 38a EnWG bezeichnet die Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen und aus solarer Strahlungsenergie. Für andere Anlagen nach dem EEG werden weiterhin vermiedene Netzentgelte ermittelt und ausgezahlt.

⁶⁷ Die Werte beziehen sich jeweils auf die Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit. Die vermiedenen Netzentgelte, die die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit auszahlen, werden der Bundesnetzagentur nicht gemeldet und können entsprechend nicht berücksichtigt werden.

Durch das Auslaufen der Förderung volatiler Anlagen ist im Jahr 2020 eine weitere Senkung der vermiedenen Netzentgelte zu erwarten. Diese Senkung ist anhand der Plan-Werte, die die vermiedenen Netzentgelte in einer Höhe von 1.028 Millionen Euro beziffern, bereits erkennbar.⁶⁸

Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit)
in Mio. Euro je Jahr

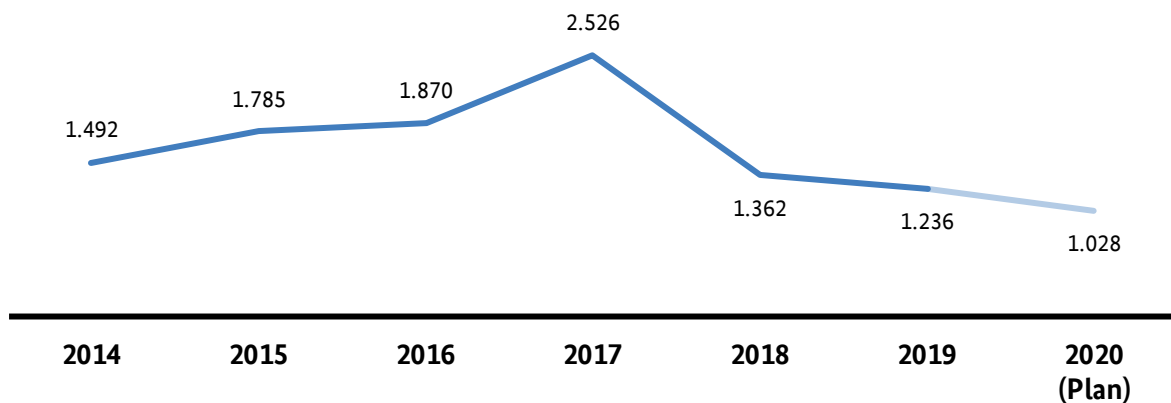


Abbildung 66: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit)⁶⁹

Entlastungswirkung insbesondere der Nord- und Ostdeutschen Verbraucherinnen und Verbraucher

Für die Auszahlung vermiedener Netzentgelte ist derjenige Netzbetreiber zuständig, in dessen Netzgebiet dezentral eingespeist wird, denn in diesem Netz werden vorgelagerte Netzentgelte vermieden. Der Netzbetreiber wiederum gibt diese Kosten an seine Netznutzer weiter. Entsprechend werden die Netznutzer in Netzgebieten mit hoher dezentraler Einspeisung stärker belastet, als Netznutzer in Gebieten mit geringer dezentraler Einspeisung.

Bundesweit gehen 4 bis 5 Prozent der Netzentgelte auf Kosten zurück, die den Netzbetreibern durch die Auszahlung vermiedener Netzentgelte entstehen.

Durch die verstärkte dezentrale Erzeugung erhöhen sich die Netzentgelte für Kunden in den nachgelagerten Netzen, in denen keine dezentrale Einspeisung stattfindet. Ursächlich hierfür ist, dass die bestehende Kapazität des gemeinsam genutzten vorgelagerten Netzes – beispielsweise des Übertragungsnetzes - in einem geringeren Umfang ausgelastet ist. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden jedoch auf die Kunden der geringeren Absatzmenge verteilt, somit steigen die spezifischen Netzentgelte.

⁶⁸ Da Netzbetreiberunternehmen die Kosten für vermiedene Netzentgelte auf Planbasis melden und refinanzieren können und die tatsächlichen Kosten erst mit einem Versatz von eineinhalb Jahren nachliefern müssen, stehen für das Jahr 2020 noch keine endgültigen Werte zur Verfügung.

⁶⁹ Aufgrund der Beendigung der Verwaltungsabkommen sind die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Mecklenburg-Vorpommern ab dem Jahr 2016 und die Werte der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit von Thüringen ab dem Jahr 2020 nicht mehr enthalten. Zahlen aus den Landesregulierungsbehörden liegen nicht aktuell vor.

Regional wurden insbesondere die Netznutzer in den lastschwachen östlichen Bundesländern durch vermiedene Netzentgelte überproportional belastet. Entsprechend profitieren die Netznutzer in diesen Regionen auch am meisten von den Änderungen des NEMoG. Beispielhaft sei dies an den Haushaltskunden zweier Flächennetzbetreiber aus ostdeutschen Bundesländern aufgezeigt.

Anteil der vermiedenen Netzentgelte an den Netzentgelten für Haushalte (NS ohne Leistungsmessung), unter Berücksichtigung der Kaskadierung in Prozent

Ostdeutsche Flächennetzbetreiber	Anteil in 2017	Anteil in 2020	Verringerung des Anteils in Prozent
WEMAG Netz GmbH	16,9	12,1	-28,4
MITNetz	14,3	4,5	-68,5

Tabelle 62: Prozentualer Anteil der vermiedenen Netzentgelte an den Netzentgelten für Haushalte (NS o. Leistungsmessung), unter Berücksichtigung der Kaskadierung für das Jahr 2017 im Vergleich zum Jahr 2020

Durch das NEMoG werden die Kosten durch vermiedenen Netzentgelte verringert und die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber vereinheitlicht. Bei weiter leicht steigenden Netzentgelten ist ein Angleichungseffekt bei den Netzentgelten erkennbar (vgl. Abbildung 67). Aufgrund der kompletten Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeiser im Jahr 2020 und der weiterhin laufenden schrittweisen Vereinheitlichung der Übertragungsbetreiber-Netzentgelte, wird auch die in Abbildung 67 ersichtliche Angleichung fortgeführt.

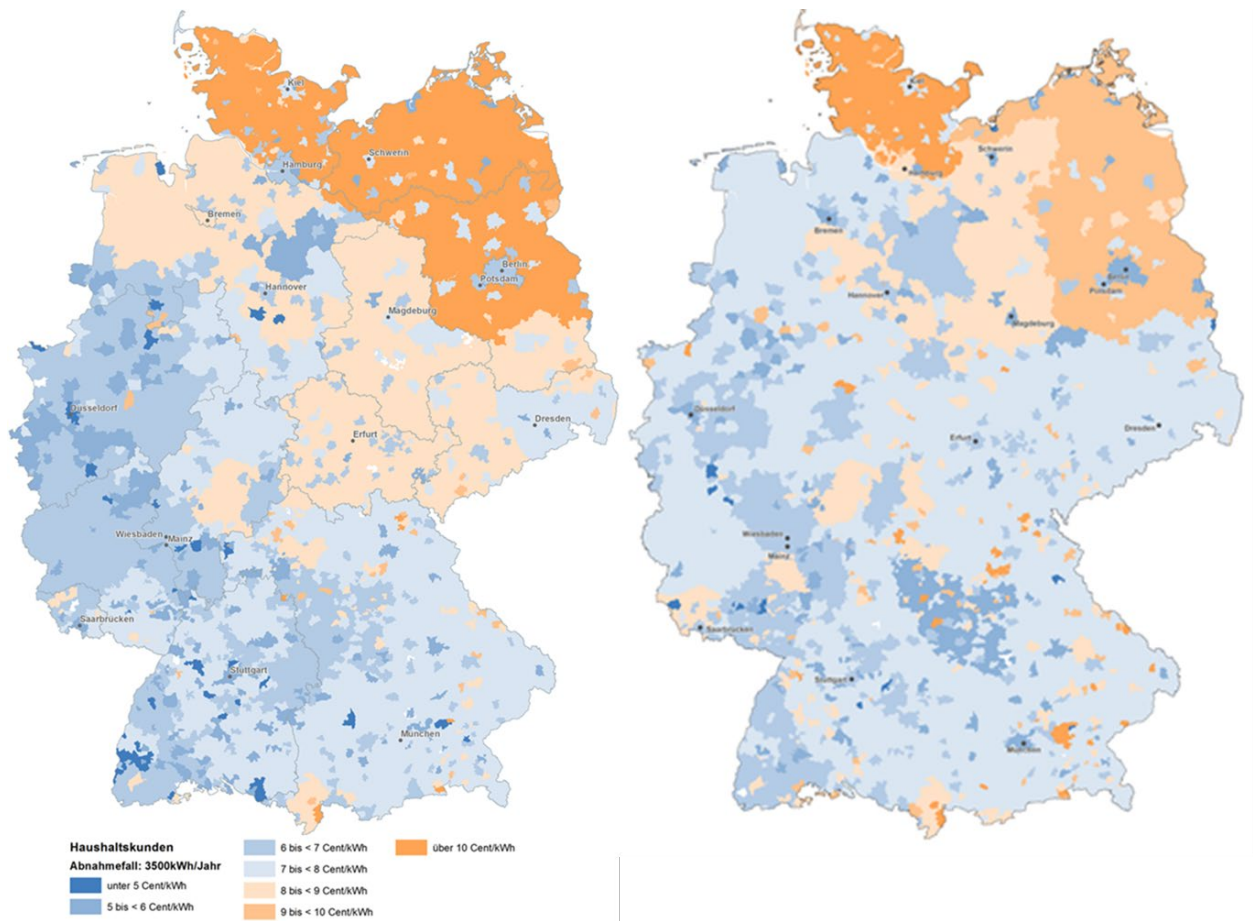


Abbildung 67: Regionale Verteilung der Höhe der Netzentgelte am Beispiel von Haushaltskunden im Jahr 2017 (links) und 2020 (rechts)

Verbleibende Belastung durch vermiedene Netzentgelte:

Nicht-volatile Anlagen die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb gehen, werden weiterhin vergütet. Primär sind dies folgende Brennstoffe:

- Abfall
- Batterie-Speicherkraftwerk
- Biomasse
- Braunkohle
- Deponiegas
- Erdgas
- Geothermie
- Grubengas
- Klärgas
- Laufwasser
- Mineralölprodukte
- Speicherwasser
- Steinkohle

Die fortdauernde Auszahlung vermiedener Netzentgelte an Betreiber von nicht-volatilen Anlagen führt weiterhin zu einer ungleichen Belastung von Netznutzern in den einzelnen Netzgebieten. Dies ist bei

Betrachtung der minimalen und maximalen Werte der pro Netzbetreiber ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte ersichtlich.

Nur eine einstellige Anzahl der ca. 200 Betreibern von Netzen der allgemeinen Versorgung in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur übermittelten für das Jahr 2020 Planwerte für vermiedenen Netzentgelten in Höhe von 0 Euro. In diesen Netzgebieten speisen demnach keine Erzeugungsanlagen ein, für die ein Anspruch auf Auszahlung von vermiedenen Netzentgelten besteht. In der folgenden Tabelle 63 wird die maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2020 aufgezeigt:

Elektrizität: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2020

Maximale Kosten der vermiedenen Netzentgelte eines VNB in Prozent der gesamten Erlösobergrenze ^[1]	35 Prozent
Maximale Kosten der vermiedenen Netzentgelte eines VNB in absoluten Zahlen	129 Millionen Euro

[1] Dies bedeutet, dass 35 Prozent der Erlöse dieses Verteilnetzbetreibers allein auf diejenigen Kosten zurückzuführen sind, die diesem Verteilnetzbetreiber durch die Auszahlung vermiedener Netzentgelte an dezentrale Einspeiser entstehen.

Tabelle 63: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2020

Der in absoluten Zahlen gemessene höchste Planwert für vermiedene Netzentgelte wurde von einem großen, überregionalen Netzbetreiber angezeigt. Der höchste Planwert gemessen in Prozent der durch die Bundesnetzagentur festgelegten zulässigen Erlösobergrenze liegt bei einem städtischen Netzbetreiber vor, bei dem die vermiedenen Netzentgelte eine Höhe von 35 Prozent der Erlösobergrenze erreichen.

Wirkung der Stufe III auf die Gesamtkosten von Stromkunden

Die im Zuge des NEMoG eingestellte Einbeziehung von Betreibern volatiler Erzeugungsanlagen in den Mechanismus vermiedener Netzentgelte führte nicht direkt zu einer Entlastung von Stromkunden in der Gesamtschau. EE-Anlagenbetreiber, also auch Windkraftanlagen- und Solaranlagenbetreiber erhielten die Vergütung für vermiedene Netzentgelte vor der Abschaffung gem. § 18 Abs. 1 StromNEV nicht direkt ausgezahlt. Die vermiedenen Netzentgelte für die volatilen Einspeiser wurden vom Verteilnetzbetreiber gem. § 57 Abs. 3 EEG auf das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber eingezahlt, aus dem die EE-Einspeisung vergütet wurde und wird. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von volatilen Windkraftanlagen und Solaranlagen führte für die Anlagenbetreiber nicht zu einer Senkung der staatlich garantierten Einspeisevergütung. Der Wegfall der vermiedenen Netzentgelte wurde durch eine Erhöhung der EE-Umlage in gleicher Höhe kompensiert. In der Praxis hat das NEMoG für die Betreiber von volatilen Erzeugungsanlagen daher keine unmittelbare Auswirkung.

Wie bereits beschrieben, werden die Kosten für vermiedene Netzentgelte von den Kunden des einzelnen Verteilernetzes getragen. Die höheren Kosten für die EEG-Umlage werden hingegen bundesweit von Endkunden getragen.

Insoweit wurde ein Ziel des NEMoG, und zwar die Verminderung der ungleichmäßigen regionalen Belastung von Netzkosten durch die vermiedenen Netzentgelte, erreicht.

Keine Feststellung allokativer Fehlanreize

§ 18 Abs. 1 S. 1 StromNEV gibt vor, dass Neuanlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 in Betrieb gehen, keinen Anspruch auf eine Förderung durch vermiedene Netzentgelte haben.

Da in der Vergangenheit durch steigende Netzentgelte immer auch die vermiedenen Netzentgelte stiegen, gab es Anlass für die Vermutung, dass aufgrund der wirtschaftlichen Anreize durch vermiedene Netzentgelte in Regionen mit besonders hohen Netzentgelten vermehrt dezentrale Anlagen errichtet würden. Dies hätte gerade Regionen mit besonders hohen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien betroffen. Somit wäre die Ansiedlung weiterer Anlagen konventioneller Art in diesen Regionen als allokativer Fehlanreiz zu bewerten.

Diese Vermutung konnte allerdings mit den vorliegenden Daten nicht verifiziert werden.

Seit dem Jahr 2015 wurden in den neuen Bundesländern und den norddeutschen Bundesländern Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein – also denjenigen Bundesländern, in denen die Auszahlung an vermiedenen Netzentgelten je kW bzw. kWh am höchsten ist – lediglich 11 neue dezentrale Kraftwerke mit einer Nennleistung ab 10 MW in Betrieb genommen.⁷⁰ Entsprechend führte weder der Anstieg der ausgezahlten Höhe für vermiedenen Netzentgelte, die bis zur Einführung des NEMoG dem starken Anstieg der allgemeinen Netzentgelte folgten, noch das absehbare Auslaufen des Instituts der vermiedenen Netzentgelte für Neuanlagen, zu einer vermehrten Inbetriebnahme von konventionellen dezentralen Stromerzeugungsanlagen.

Daraus wird vorliegend geschlossen, dass die Höhe der vermiedenen Netzentgelte für Kraftwerksbetreiber nicht investitionsleitend ist. Sie ist auch nicht sicher planbar. Insbesondere die vermiedenen Netzentgelte für Vermeidungsleistung, also die Leistung, die die dezentralen Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast einspeisen, ist für die Anlagenbetreiber nicht genau bestimmbar oder im Dispatch planbar. Gleichzeitig macht die Vermeidungsleistung den Großteil der vermiedenen Netzentgelte in der Hochspannungs- und Mittelspannungs-Ebene aus.⁷¹

Entsprechend kann festgehalten werden, dass die Auszahlung vermiedener Netzentgelte für die Anlagenbetreiber offenbar keinen eigenen Investitionsanreiz darstellt. Sie scheint im Ergebnis (und richtigerweise) nicht für die Investitionskalkulation eines Kraftwerks ausschlaggebend zu sein. Die Zahlungen stellen also vielfach keine planbare Einnahme dar, sondern haben den Charakter einer zufälligen Gratifikation für die Anlage ohne einen energiewirtschaftlichen Effekt.

Kein ersparter Netzausbau durch vermiedene Netzentgelte

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte geht davon aus, dass durch die dezentrale Einspeisung die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz und damit dessen Inanspruchnahme vermindert wird und somit

⁷⁰ Vgl. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 01.04.2020, abrufbar unter

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2020_1.html?nn=320094

⁷¹ Beispielsweise zahlten die Verteilnetzbetreiber in Bundeszuständigkeit im Jahr 2018 dezentralen Einspeisern in der Hochspannung 493 Mio. Euro für Vermeidungsleistung, aber nur 109 Mio. Euro für Vermeidungsarbeit aus.

Netzinfrasturkturkosten eingespart werden.⁷² Die so verursachte Ersparnis sollen die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen als Entgelt erhalten. Dabei wird das ansonsten zu zahlende Entgelt des vorgelagerten Netzbetreibers hilfsweise zur Bemessung herangezogen, da der tatsächliche Vermeidungsbeitrag nicht ermittelbar ist.

Die Einführung des Prinzips der vermiedenen Netzentgelte beruhte auf den Annahmen, dass die Flussrichtung des Stromes von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene erfolgt. Diese Grundannahme der vermiedenen Netzentgelte – mittel- bis langfristig würde die dezentrale Einspeisung zu einer Reduzierung der Netzausbaumaßnahmen führen – stammt aus der Zeit der Jahrtausendwende.

Daran gab es immer wieder Kritik und die Bundesnetzagentur hat die Zäsur des NEMoG zum Anlass genommen, die vielfältigen Instrumente der Begleitung von Netzausbau auf diese Grundannahme hin zu betrachten.

Im Regelfall wird das Netz so dimensioniert, dass die Jahreshöchstlast des Elektrizitätsbezugs allein durch den Bezug aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz erfüllt werden kann. Hierbei wird die dezentrale Einspeisung nicht berücksichtigt.

Der dezentral eingespeisten Strommenge und -leistung stehen tatsächlich weniger Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene gegen. Würde die Leistung nicht vor Ort eingespeist, würde die entsprechende Strommenge aus dem vorgelagerten Netz entnommen und bepreist. D. h. beim Wegfall der vermiedenen Netzentgelte würden die Kosten nicht gänzlich entfallen, sondern es fielen höhere vorgelagerte Netzentgelte für den örtlichen Netzbetreiber an, die an die Verbraucher verrechnet würden. In welcher Höhe, kann nicht vorhergesagt werden, denn durch einen Wegfall der Vergütung entfällt regelmäßig nicht die dezentrale Einspeisung, weder die volatile Einspeisung durch Anlagen der erneuerbaren Energien noch die konventionelle Erzeugung, die ebenfalls aus anderen energiewirtschaftlichen Gründen dezentral erreichtet wurde (z. B. zur Nutzung von KWK-Potentialen oder zur Verbunderzeugung bei industriellen Verbrauchern). In diesem Sinne werden z. T. vorgelagerte Netzkosten eingespart. Es zeigt sich allerdings, dass nicht tatsächliche Netz(ausbau)kosten eingespart werden.

Auf die Ausnahmefälle, die in der Vergangenheit eine kleinere Netzdimensionierung aufgrund der dezentralen Einspeisung wählten, wird im Folgenden eingegangen.

Abweichungen von diesem Regelfall gibt es dort, wo die Einspeisung durch dezentrale Kraftwerke die Jahreshöchstlast übersteigt und entsprechend das Netz größer dimensioniert werden muss, um die Elektrizität abzutransportieren. Meistens ist dies durch den Ausbau von EE-Anlagen bedingt, im Folgenden wird betrachtet, ob auch konventionelle dezentrale Kraftwerke einen Ausbau der Netzinfrasturktur induzieren.

Kleiner dimensionierte Netze aufgrund von dezentraler Einspeisung

In Zuständigkeit der Bundesnetzagentur existiert eine einstellige Anzahl an Verteilnetzbetreibern, die ihre Netze in der Vergangenheit aufgrund dezentraler Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke kleiner

⁷² Siehe zuletzt z.B. Darstellung in BT-Drs. 18/11528 vom 15. März .2017, S. 12

dimensionierten und entsprechend Netzinfrastrukturkosten im Sinne des Instituts der vermiedenen Netzentgelte einsparten.

Diese Vorgehensweise setzt allerdings voraus, dass für die Zeiten der geplanten Revision, des unerwarteten Ausfalls oder einer Stilllegung immer noch genügend Leistung bereitgestellt werden kann. Primär muss der Betrieb der Erzeugungsanlagen nachhaltig wirtschaftlich sein.

Letzteres ist seit Längerem in vielen Fällen nicht mehr gegeben. Aufgrund der Entwicklung der Großhandelspreise für Elektrizität der letzten Jahre, lohnt sich vielfach eine durchgehende Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke nicht mehr. Verteilnetzbetreiber, die aufgrund der zu geringen Netzdimensionierung nicht ihre gesamte Netzlast aus dem vorgelagerten Netz decken konnten, müssen hohe Kosten für lokale „systemrelevante“ Kraftwerke befürchten, damit diese stets genug Leistung bereitstellen können.

Die Folge war, dass auch diese Verteilnetzbetreiber ihre Kuppelstelle zum vorgelagerten Netzbetreiber erweiterten, was sich wiederum in den Investitionsmaßnahmen-Anträgen bei der Bundesnetzagentur niederschlägt.

Dies zeigt, dass sich Verteilnetzbetreiber bei der Planung der langfristigen Netzdimensionierung nicht auf dezentrale Einspeisung stützen können. Es bestehen keine vertraglichen Bindungen im Rahmen der heutigen Regelungen des § 18 StromNEV, die beispielsweise einem dezentralen Kraftwerk eine kontinuierliche oder gezielte Einspeisung verbindlich vorgeben würden, als Voraussetzung für die Auszahlung vermiedener Netzentgelte. Diese würde nach vorläufiger Einschätzung aber auch nicht helfen, da die Wirtschaftlichkeit einer Erzeugungsanlage eben nicht durch vermiedene Netzentgelte sichergestellt werden kann und daher eine zusätzliche langfristige Finanzierung solcher Anlagen durch die Netznutzer über die lokalen Netzentgelte erforderlich wäre (mehr als 10 Jahre). Es erweist sich regelmäßig als effizienter, sein Netz ausreichend zu dimensionieren, anstatt dauerhaft die Kraftwerksleistung vorzuhalten.⁷³

In der Vergangenheit einer integrierten Versorgungslandschaft gab es also durchaus vereinzelt den Fall, dass Verteilernetze aufgrund dezentraler Einspeisung ihre Netze kleiner dimensionierten und Netzinfrastrukturkosten einsparten. Diese eingesparten Kosten führten im Zuge der Energiewende allerdings zu Zusatzkosten. Die früher eingesparten Netzinfrastrukturkosten fallen im Rahmen des Ausbaus der Netze an.

Netzausbau für den Neuanschluss dezentraler konventioneller Kraftwerke

Wenn fossile Kraftwerke mit hoher Leistung neu an das Verteilernetz angeschlossen werden, geht dieser Ausbau oft mit einem notwendigen Ausbau des Verteilernetzes einher. Dieser Ausbau wird von den Verteilernetzbetreibern gegenüber der Bundesnetzagentur angezeigt und beträgt regelmäßig für ein neu angeschlossenes fossiles Kraftwerk zweistellige Millionenbeträge. Ein Ausbau der Netzinfrastruktur ist dann

⁷³ In diesem Zusammenhang öffentlich bekannt wurde der Fall Enervie Vernetzt GmbH im Jahr 2014. Da eine Versorgungssicherheit im Enervie-Verteilernetz ohne Betrieb der unwirtschaftlich gewordenen, dezentralen Kraftwerke nicht mehr geleistet werden konnte, sollten diese Kraftwerke von Enervie als lokale Netzreserve vorgehalten werden. Aufgrund der dramatischen wirtschaftlichen Folgen wurden andere Lösungen gesucht. In der Folge baute auch Enervie sein Netzanschluss zum vorgelagerten Netzbetreiber aus, vgl. <https://www.energate-messenger.de/news/148029/enervie-und-bundesnetzagentur-skizzieren-loesung-fuer-versorgungssicherheit>.

nicht notwendig, wenn die neuen Kraftwerke auf den Standorten alter Kraftwerke gebaut werden, die vorab stillgelegt wurden und falls die neue installierte Leistung die vorherige installierte Leistung nicht signifikant übersteigt.

Fazit

Die durch das NEMoG eingebrachten Änderungen des Instituts der vermiedenen Netzentgelte wirken. Durch die Deckelung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte und den Wegfall für volatile Einspeiser, sanken die vermiedenen Netzentgelte von ca. 2,5 Milliarden Euro im Jahr 2017 auf ca. 1 Milliarde Euro im Jahr 2020. Insbesondere kommt diese Senkung den Netznutzern in ländlichen Gebieten der neuen Bundesländer zugute. Ab 2023 erhalten neue dezentrale Kraftwerke keine vermiedenen Netzentgelte mehr. Ab diesem Zeitpunkt werden die vermiedenen Netzentgelte weiter langsam sinken.

Dennoch machen die vermiedenen Netzentgelte mit 4 bis 5 Prozent weiterhin und dauerhaft einen bedeutenden Anteil an den Netzentgelten der Stromkunden aus.

Eine Einsparung von Netzinfrastrukturkosten aufgrund von dezentralen Kraftwerken erneuerbarer oder konventioneller Art lässt sich nach 10 Jahren Netzentwicklungsplanung nicht feststellen.

6.5 Netzübergänge Strom

Gemäß § 26 Abs. 2-5 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Ein teilweiser Netzübergang tritt insbesondere dann auf, wenn in einem Verfahren für eine Wegerechtskonzession in einer Kommune ein anderer Netzbetreiber das Recht zum Betrieb der Energieversorgungsnetze übernimmt (§ 46 EnWG). Zuständig in der Bund-Länder-Verteilung ist immer die Regulierungsbehörde des abgebenden Netzbetreibers.

Durch die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach dem seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 3-5 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen.

Bis zum 31. Dezember 2019 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Strombereich 76 Anträge für Netzübergänge in dem Jahr 2019 gestellt. Die nachstehende Übersicht veranschaulicht die Anträge aus den letzten sechs Jahren. 47 Netzübergänge hat die Beschlusskammer 8 im Jahr 2019 entschieden.

Elektrizität: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge Anzahl

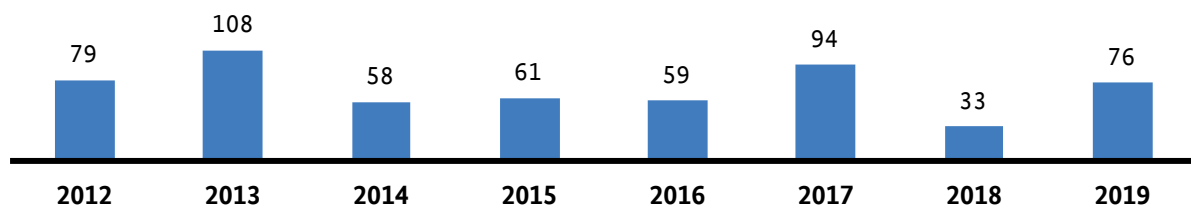


Abbildung 68: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

6.6 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV



Individuelle Netzentgelte können von einzelnen berechtigten Unternehmen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden und führen unter Einhaltung der rechtlichen Kriterien zu einer Reduzierung des Netzentgeltes für das jeweilige Unternehmen.

Ein individuelles Netzentgelt wird in Form einer Reduktion auf das allgemeine Netzentgelt bei Einhaltung von bestimmten festgelegten Kriterien gewährt. Die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV privilegiert damit Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird derzeit zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt.

Das für die Vereinbarung individueller Netzentgelte grundsätzlich vorgesehene Genehmigungsverfahren ist als Folge der mit Wirkung zum 1. Januar 2014 erfolgten Festlegung zur sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013) in ein Anzeigeverfahren überführt worden. Die Überprüfung von individuellen Netzentgelten erfolgt seitdem nicht mehr im Rahmen einer vorherigen Genehmigung, sondern innerhalb eines Anzeigeverfahrens vorbehaltlich einer möglichen Ex-post-Kontrolle durch die zuständige Regulierungsbehörde.

Letztverbraucher haben dabei die Möglichkeit, die mit dem Netzbetreiber geschlossene Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV bis zum 30. September eines Jahres anzuzeigen. Nach

Ablauf jeder Abrechnungsperiode sind die betroffenen Letztverbraucher zudem verpflichtet, einen Nachweis über die Einhaltung der festgelegten Kriterien zur sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte bei der zuständigen Regulierungsbehörde vorzulegen.

Erstmals wurden die Anzeigen für individuelle Netzentgelte im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 registriert und abgerechnet. Bis zum Jahr 2020 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen. Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2019 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 6.475 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe Tabelle 64).

In der Jahresperiode 2020 sind bei der Bundesnetzagentur 786 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt im Zusammenhang mit der atypischen Netznutzung eingegangen. Basierend auf einer ersten Einschätzung der vorliegenden Prognosedaten ist im Bereich der atypischen Netznutzung erneut von einem Anstieg des summarisch realisierten Entlastungsvolumens auf etwa 330,1 Mio. Euro bei insgesamt 7.261 abgerechneten Abnahmestellen auszugehen.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

	2014	2015	2016	2017	2018 ^[1]	2019 ^[2]	Neuzugänge in 2020	2020 ^[2]
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	1.500	2.987	3.375	5.210	5.344	6.475	+786	7.261
Jahresarbeit in TWh	8,6	25,3	25,8	27,9	31,9	36,9	+2,02	38,9
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	85,6	292,2	310,8	271,8	262,9	308,4	+21,7	330,1

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] Die Angaben für die Jahre 2019 und 2020 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 64: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2019 mit ca. 778,4 Mio. Euro deutlich höher (siehe Tabelle 66). Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2019 waren dies insgesamt 501 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen.

Für das Jahr 2020 wird auch im Bereich der stromintensiven Netznutzung eine weitere Zunahme der gewährten Netzentgeltentlastungen auf ca. 859,9 Mio. Euro erwartet. Bezüglich der begünstigten Abnahmestellen ist mit einem Anstieg auf 571 zu rechnen.

Ob und inwieweit sich die Covid-19-Pandemie auf das Verbrauchsverhalten der stromintensiven Netznutzer ausgewirkt hat, ließ sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch nicht abschätzen.

Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

	2014	2015	2016	2017	2018 ^[1]	2019 ^[2]	Neuzugänge in 2020	2020 ^[2]
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	255	275	317	345	378	501	+70,0	571
Jahresarbeit in TWh	40,0	42,6	45,2	47,3	48,7	70,4	+6,0	76,4
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	272,4	324,5	388,4	523,8	560,8	778,4	+81,5	859,9

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] Die Angaben für die Jahre 2019 und 2020 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 65: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in Mio. Euro

	2014	2015	2016	2017	2018 ^[1]	2019 ^[2]	Neuzugänge in 2020	2020 ^[2]
Übertragungsnetz	59,0	69,0	79,0	117,9	155,5	276,2	+1,8	278
Regionalnetz	124,0	142,0	168,0	225,8	219,2	250,6	+33,1	284
Verteilnetz	90,0	114,0	141,0	180,1	186,1	251,6	+46,6	298,2
Gesamt	272,4	324,5	388,4	523,8	560,8	778,4	+81,5	859,9

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] Die Angaben für die Jahre 2019 und 2020 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 66: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien

Elektrizität: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien in TWh

	2014	2015	2016	2017	2018 ^[1]	2019 ^[2]	Neuzugänge in 2020	2020 ^[2]
Übertragungsnetz	13,0	13,0	13,0	13,5	13,9	27,6	+0,2	27,8
Regionalnetz	16,0	18,0	19,0	18,2	18,9	21,9	+2,7	24,6
Verteilnetz	11,0	12,0	13,0	12,9	15,8	20,8	+3,1	23,9
Gesamt	40,0	42,6	45,2	44,6	48,7	70,3	+6,0	76,3

[1] Die Angaben beruhen auf übernommenen Verbrauchswerten.

[2] Die Angaben für die Jahre 2019 und 2020 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 67: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien

Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2020 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

6.7 Rückabwicklung der Netzentgeltbefreiungen gemäß §18 Abs. 2 StromNEV (a.F.) für die Jahre 2012 und 2013

Am 28. Mai 2018 hat die Europäische Kommission im Rahmen ihres Verfahrens SA. 34045 nach Art. 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) entschieden, dass die in Deutschland auf Grundlage des § 19 Abs. 2 StromNEV in der Fassung vom 4. August 2011 in den Jahren 2012 und 2013 gewährten vollständigen Befreiungen von den Netzentgelten zumindest zum Teil als unionsrechtswidrige staatliche Beihilfen anzusehen und rückabzuwickeln sind.

Insgesamt waren hiervon sowohl bei der Bundesnetzagentur als auch bei den Landesregulierungsbehörden über 200 Einzelfälle betroffen.

Das Rückzahlungsvolumen belief sich auf ca. 166 Mio. Euro zzgl. gezahlten Rückforderungszinsen in Höhe von ca. 10 Mio. Euro und wurde insoweit in den § 19 Umlagen für 2019 und 2020 kostenmindernd berücksichtigt.

In 75 Fällen wurde aufgrund der De-Minimis-Regelungen (Rückforderungssumme weniger als 200.000 Euro) von einer Rückforderung abgesehen.

Sowohl die Entscheidung der Europäischen Kommission selbst, als auch ein Teil der von den Regulierungsbehörden erlassenen Rückforderungsbeschlüsse sind derzeit noch Gegenstand anhängiger Gerichtsverfahren.

7. Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen

Die Bundesregierung hat für den Hochlauf der Elektromobilität mit der Zahl von einer Million Elektromobile auf deutschen Straßen bis 2022 eine Zielmarke gesetzt. Um diese Zielmarke erreichen zu können, werden sowohl die Anschaffung von Elektromobilen als auch die Errichtung der benötigten Infrastruktur bundesweit gefördert. Für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bedeutet dieser Hochlauf der Elektromobilität eine hohe Anzahl neuer Verbrauchseinheiten, die an die bestehenden Verteilnetze angeschlossen und durch sie versorgt werden müssen. Allein im öffentlich zugänglichen Bereich sollen bis 2030 eine Million Ladepunkte⁷⁴ entstehen. Die im Vergleich zu haushaltsüblichen Anwendungen hohen Ladeleistungen und die potentiell große gleichzeitige Belastung in den Abendstunden stellen für den Netzbetreiber dabei neue Herausforderungen dar.

Um stets eine vorausschauende Kapazitätsplanung und einen sicheren Betrieb der Netze gewährleisten zu können, sind die Netzbetreiber daher auf hinreichende Informationen darüber angewiesen, in welcher Anzahl und an welcher Stelle Ladeeinrichtungen für Elektromobile in ihren Netzen errichtet werden. Im privaten Bereich reichen die Anschlusskapazitäten der bestehenden Hausinstallationen teilweise aus, sodass der Anschluss von Ladeeinrichtungen theoretisch auch ohne Beteiligung des Netzbetreibers möglich wäre. Aus diesem Grund ist seit dem März 2019 eine Anzeigepflicht beim Netzbetreiber für alle Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge in § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) enthalten. Die Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen ab einer Ladeleistung von 12 kVA bedarf zudem einer Zustimmung des Netzbetreibers, wobei dieser nach dem Eingang der Anfrage zwei Monate Zeit für die Prüfung des Sachverhalts hat. Lehnt der Netzbetreiber das Anschlussbegehren ab, hat er die Hinderungsgründe schriftlich mitzuteilen und mögliche Abhilfemaßnahmen des Netzbetreibers oder des Anschlussnehmers unter Angabe des erforderlichen Zeitbedarfs zu benennen.

Im Jahr 2019 wurde den Netzbetreibern gemäß § 19 Abs. 2 der NAV die Inbetriebnahme von 16.429 Ladepunkten angezeigt. Diese Angabe schließt alle an den Netzbetreiber zu meldenden privaten und öffentlichen Ladepunkte mit ein.

In 91 Fällen konnte dem Anschluss einer Ladeeinrichtung nicht unmittelbar zugestimmt werden.

Die häufigsten Gründe für eine Ablehnung durch den Netzbetreiber waren:

- mangelnde Kapazität und Sicherheit des vorhandenen Hausanschlusses
- fehlende Kapazitätsreserve im Netz
- Gefahr von Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte

⁷⁴ Ein Ladepunkt ist gemäß § 2 Nr. 6 Ladesäulenverordnung als eine Einrichtung definiert, die zum Aufladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt ist und an der zur gleichen Zeit nur ein Elektromobil aufgeladen werden kann. Die Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte entspricht somit der Zahl an E-Fahrzeugen, die im öffentlichen Bereich gleichzeitig beladen werden können.

- fehlende Kurzschlussleistung im Netz

Die häufigsten Abhilfemaßnahmen, die den Anschlussnehmern angeboten wurden, um die Hinderungsgründe für den Anschluss einer Ladeeinrichtung zu beseitigen, waren:

- Modernisierung und Verstärkung des Hausanschlusses
- Erstellung eines neuen Hausanschlusses
- Begrenzung der Ladeleistung oder Empfehlung einer kleineren Ladeeinrichtung
- Netzverstärkung und Netzausbau

Neben einer funktionierenden Integration in die Stromnetze, ist für den Erfolg der Elektromobilität der Aufbau einer interoperablen und flächendeckenden öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur von großer Bedeutung. Auf EU-Ebene wurden daher schon 2014 mit der „Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ Anforderungen an den Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladeeinrichtungen und an die Interoperabilität der verbauten Technologien definiert. Mit der Verabschiedung der Ladesäulenverordnung (LSV) am 17. März 2016 hat Deutschland die Anforderungen als erstes Land in nationales Recht übernommen. Die LSV legt „technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ fest. Dazu gehören unter anderem verbindliche Regelungen zu den verwendeten Ladesteckern und eine Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur.

Zur Prüfung dieser Anforderungen an die Sicherheit und Interoperabilität der öffentlich zugänglichen Ladepunkte, erfasst die Bundesnetzagentur seit Juli 2016 die Anzeigen der Betreiber von Normal- und Schnellladepunkten. Anzeigepflichtig sind alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte, die seit Inkrafttreten der Verordnung in Betrieb genommen wurden, sowie sämtliche Schnellladepunkte mit über 22 kW Ladeleistung. Darüber hinaus können der Bundesnetzagentur auf freiwilliger Basis auch alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte gemeldet werden, die nicht von der Anzeigeverpflichtung betroffen sind. Weitere Informationen dazu finden Sie unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulen>.

Seit der Novellierung der Ladesäulenverordnung im Juni 2017 haben die Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten den Nutzern von Elektromobilen zudem das punktuelle „ad hoc- Aufladen“ zu ermöglichen, ohne dass zur Authentifizierung und Nutzung eine langfristige Vertragsbeziehung eingegangen werden muss. Der Bundesnetzagentur wurden bis zum 15. Juli 2020 insgesamt 17.013 Ladeeinrichtungen mit 33.691 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 27.731 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 5.137 Schnellladepunkte. 5.203 dieser Ladeeinrichtungen und 10.185 dieser Ladepunkte wurden im Jahr 2019 in Betrieb genommen.

Im Vergleich dazu meldet das Kraftfahrtbundesamt zum Stand 1. Juli 2020 einen Bestand an Personenkraftwagen mit reinem Elektroantrieb von 173.435 und an Plug-In-Hybriden von 143.807 Fahrzeugen. Der in der EU-Richtlinie 2014/94/EU vorgegebene Richtwert für eine angemessene Zahl von Ladepunkten von einem Ladepunkt pro zehn Fahrzeuge wird auf Basis der bei der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten damit bundesweit erreicht (ca. 1 Ladepunkt pro 9 Fahrzeuge). Der tatsächliche Bedarf für eine angemessene Versorgung mit Ladeinfrastruktur kann allerdings regional sehr unterschiedlich sein und

ist von vielen Faktoren, wie der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur am Wohnort und beim Arbeitgeber und den Entwicklungen bei Ladeleistung und Akkukapazitäten abhängig.

Die gemeldeten Ladepunkte für Elektromobile verteilen sich wie folgt auf die Bundesländer:

Elektrizität: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer

Bundesländer	Lade- einrichtungen	Ladepunkte	davon Schnell- ladepunkte	Elektromobile* pro Ladepunkt
Baden-Württemberg	2.552	5.065	935	7
Bayern	3.580	7.153	929	6
Berlin	649	1.235	126	5
Brandenburg	327	652	114	6
Bremen	146	295	46	4
Hamburg	583	1.192	130	4
Hessen	1.114	2.143	332	7
Mecklenburg-Vorpommern	197	374	66	4
Niedersachsen	1.839	3.546	564	4
Nordrhein-Westfalen	3.057	5.992	636	6
Rheinland-Pfalz	740	1.451	377	6
Saarland	114	241	45	7
Sachsen	680	1.491	288	3
Sachsen-Anhalt	314	628	153	4
Schleswig-Holstein	717	1.418	212	5
Thüringen	404	815	184	4

*Elektromobile und Plug-in-Hybride zum Stand 1. Juli 2020

Tabelle 68: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2020)

Seit April 2017 veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite eine interaktive Ladesäulenkarte mit allen angezeigten Normal- und Schnellladepunkten. Zu diesen lassen sich die wichtigsten Informationen, wie der Standort der Ladeeinrichtung, die verbauten Steckertypen mit Leistung und der Betreiber einsehen. Darüber hinaus bietet die Karte die Möglichkeit, über eine Heatmap die regionale Verteilung der Ladeinfrastruktur darzustellen. Zu finden ist die Karte unter <https://www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte>.

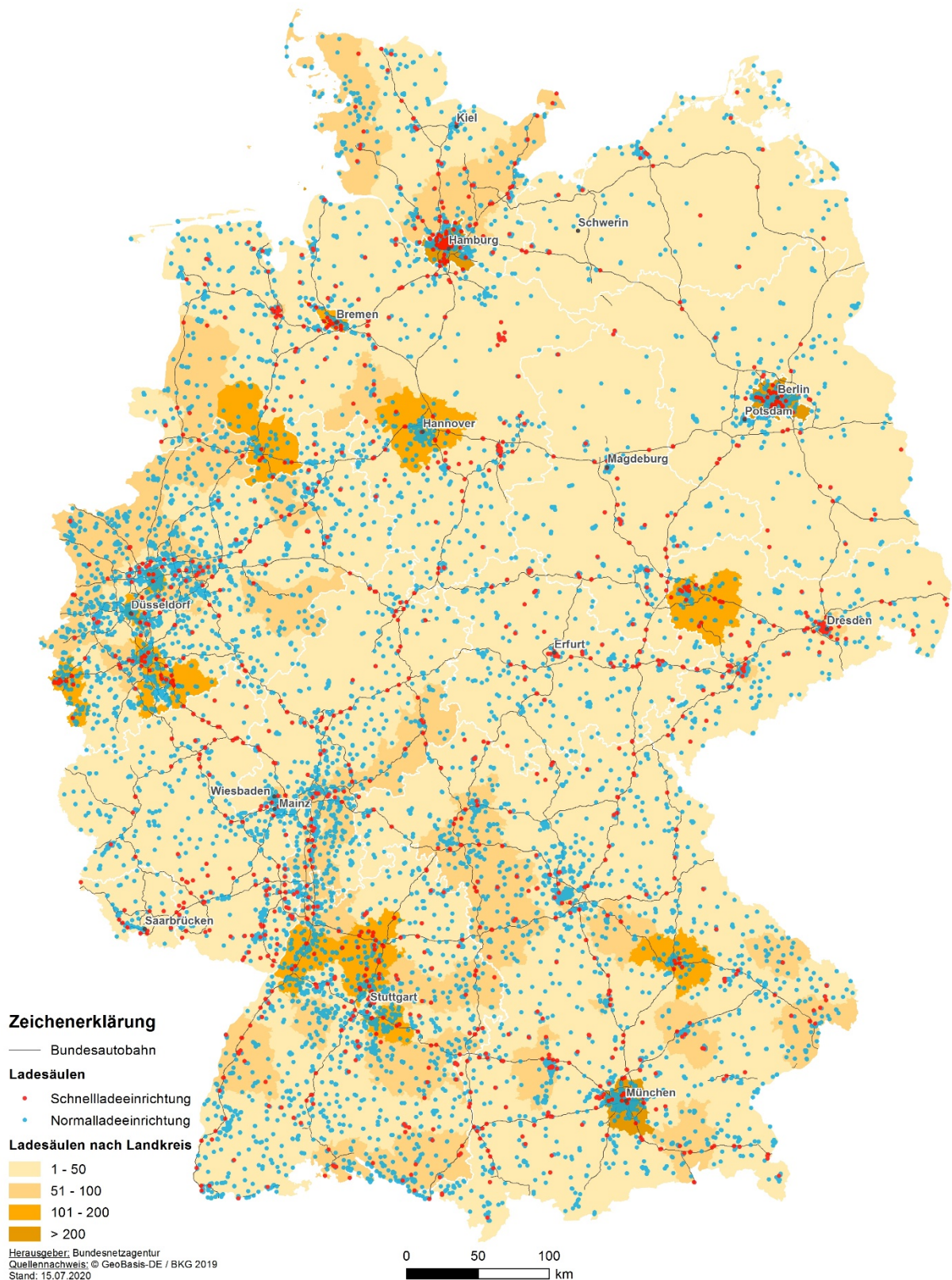
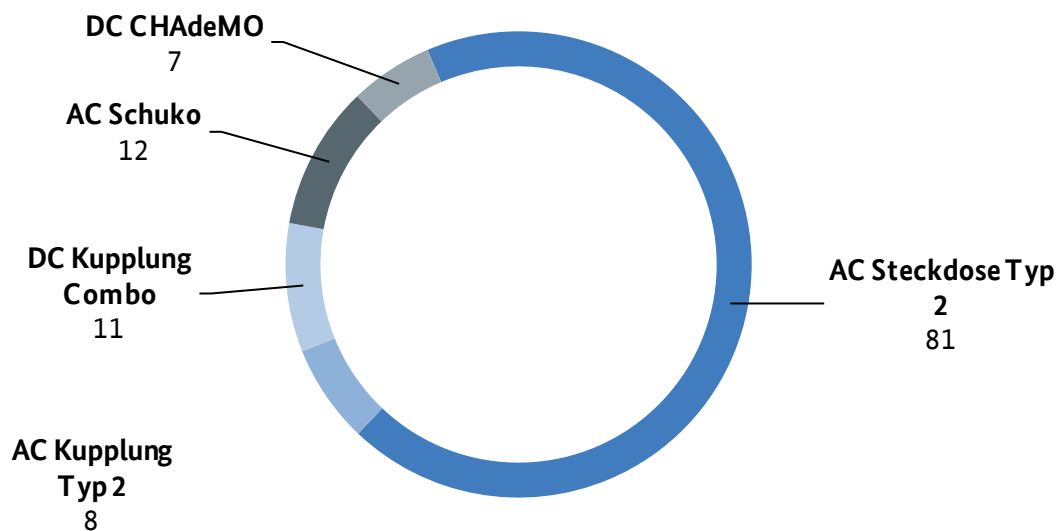


Abbildung 69: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2020

Die Ladesäulenverordnung schreibt für öffentlich zugängliche Ladepunkte verpflichtende Steckerstandards vor, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Für Ladepunkte, an denen das Laden mit Gleichstrom möglich

ist, ist mindestens eine Combo-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben. Für Ladepunkte, an denen mit Wechselstrom geladen wird, wird ein Typ-2-Steckersystem benötigt. Beim Laden mit Wechselstrom unterscheiden sich die Anforderungen noch in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Normalladepunkte mit Wechselstromanschluss müssen über eine Typ-2-Steckdose verfügen, während für Schnellladepunkte eine Typ-2-Fahrzeugkupplung vorgeschrieben ist. Darüber hinaus können an jedem Ladepunkt beliebig weitere Ladestecker angeboten werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der gängigen Ladestecker an den gemeldeten Ladepunkten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Ladepunkte über mehrere Steckeroptionen verfügen können und dass auch ältere Bestandsladepunkte aufgeführt sind, die die Steckeranforderungen der Ladesäulenverordnung noch nicht umsetzen mussten. Die Prozentualen Angaben beziehen sich jeweils auf alle an gemeldeten Ladepunkten verbauten Ladestecker.

Elektrizität: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland in Prozent

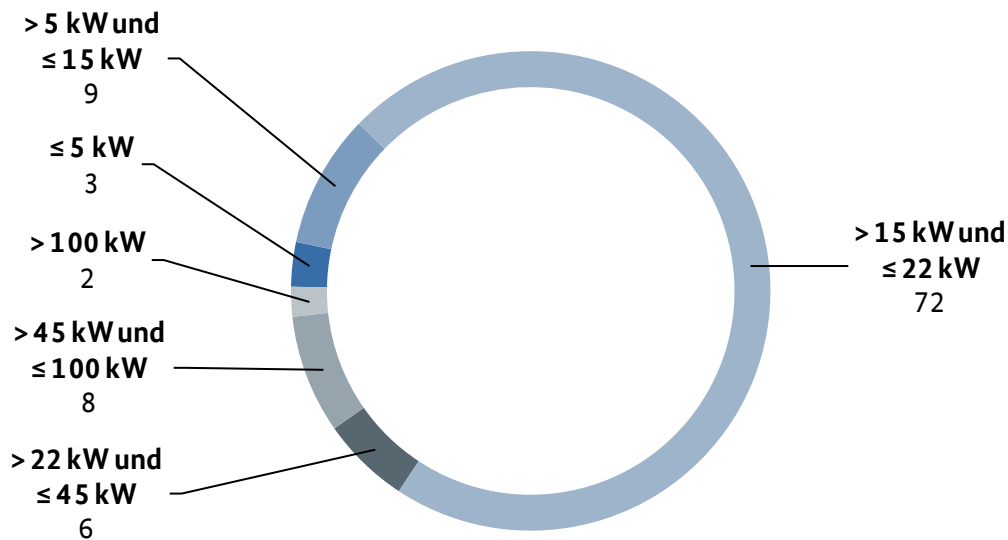


Stand: Juli 2020

Abbildung 70: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland

Die Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 71 beschrieben. Wie zu erkennen ist, handelt es sich bei den meisten gemeldeten Ladepunkten um Normalladepunkte, die ein Aufladen mit bis zu 22 kW ermöglichen. Die häufigsten Ladeleistungen bei den bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Ladepunkten sind 3,7 kW (AC Schuko), 11 kW/22 kW (AC Typ 2), 43 kW/150 kW (DC Kupplung Combo) und 50 kW (DC CHAdeMO). Inzwischen werden auch vermehrt Schnellladestationen mit dem Steckertyp „DC Kupplung Combo“ und einer Leistung von bis zu 350 kW aufgestellt. Waren Anfang 2019 nur lediglich ca. 150 Schnellladepunkte mit einer Ladeleistung zwischen 150 kW und 350 kW in Betrieb, so hat sich diese Zahl bis Ende 2019 auf über 700 Ladepunkte erhöht.

Elektrizität: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland in Prozent



Stand: Juli 2020

Abbildung 71: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland

Seit 2018 arbeitet die Bundesnetzagentur mit der Physikalisch-Technischen-Bundesanstalt (PTB) zusammen und erfasst bei der Anzeige der Ladepunkte auch sogenannte Public Keys. Die auf den Messgeräten aufgedruckten Prüfschlüssel können durch den Verwender in eine vom E-Mobilitätsanbieter zur Verfügung gestellten Prüfsoftware eingegeben werden.

Mit dieser Software kann der Verwender überprüfen, ob die in seiner Rechnung ausgewiesenen Messwerte mit den tatsächlichen Messergebnissen übereinstimmen und auch wirklich aus dem Ladepunkt stammen, an dem das Auto geladen wurde. Die Veröffentlichung der Ladeeinrichtungen auf der Homepage der Bundesnetzagentur wurde für die betroffenen Ladeeinrichtungen um die Angabe der Public Keys erweitert.

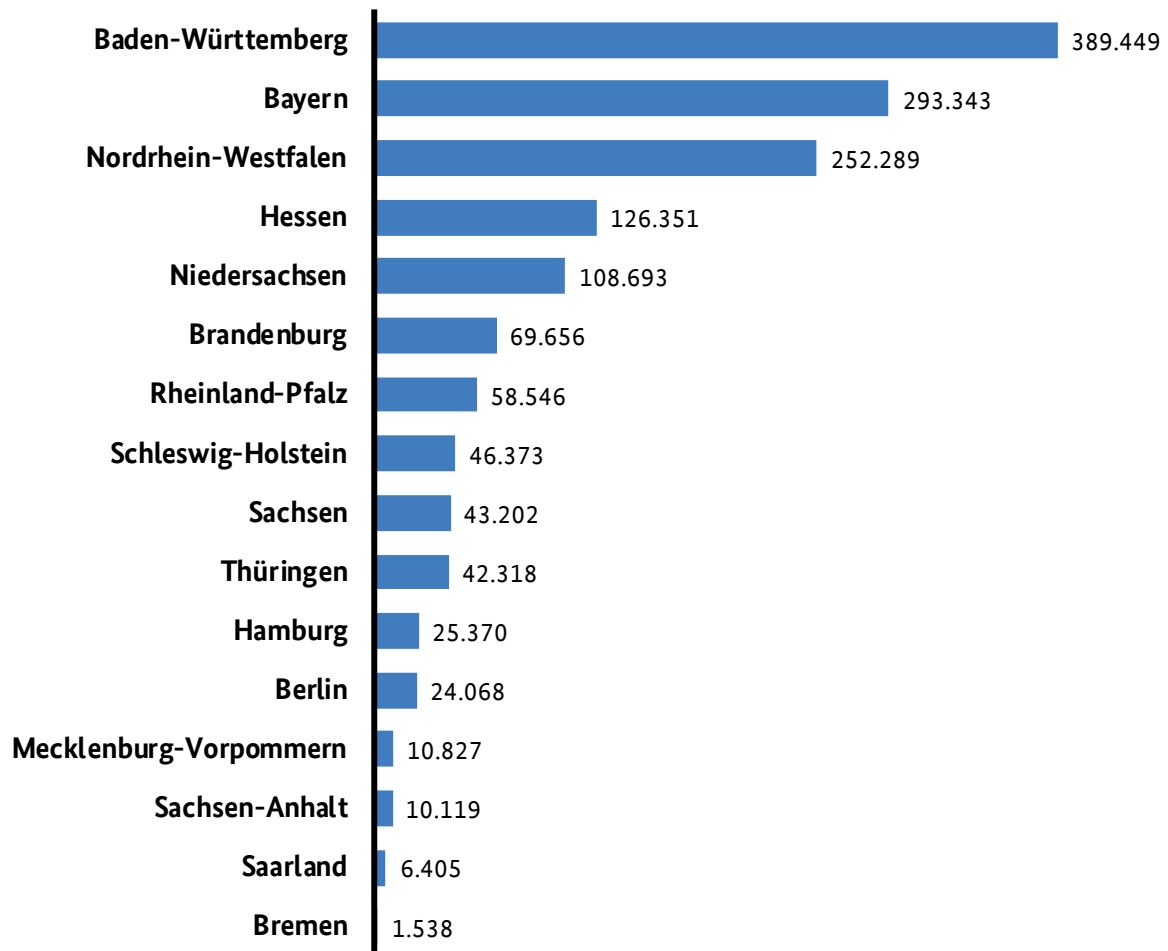
Bezüglich der Ladepreise, die an öffentlich zugänglichen Ladepunkten für das Aufladen von E-Fahrzeugen zu entrichten waren, ergibt sich aus den Angaben der befragten Anbieter ein uneinheitliches Bild. Hinsichtlich der Abgabepreise der Ladepunktbetreiber an E-Fahrzeugnutzer ist zu beobachten, dass diese sowohl zwischen Ladepunktbetreibern als auch in Hinblick auf die Abrechnungsmodalitäten (eigene Ladekarte, Ladekarte eines Dritten Anbieters, Umsetzung des punktuellen Aufladens nach § 4 LSV) schwanken. Dies ist in frühen Phasen eines sich entwickelnden Marktes oftmals zu beobachten.

7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen. So können sie mit Letztverbrauchern, die steuerbare (ehemals unterbrechbare) Verbrauchseinrichtungen besitzen, eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen. Dadurch soll verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von bereits hoher Last selbst auch eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobile ab.

Elektrizität: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Anzahl

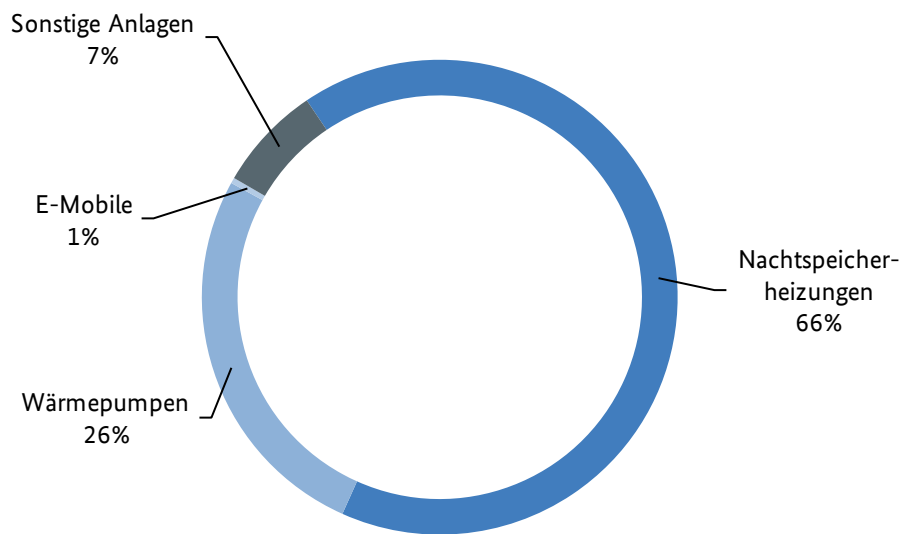


Stand: Juli 2020

Abbildung 72: Verteilung der Marktllokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Von den befragten 838 Netzbetreibern machen 686 Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch und berechnen für insgesamt 1.502.360 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um etwa 53.000 Verbrauchseinrichtungen, die jedoch auf die zusätzliche Meldung eines Verteilernetzbetreibers zurückzuführen ist. Ohne diese, in den Vorjahren nicht erfolgte Meldung, wäre die Zahl um etwa 1.500 Verbrauchseinrichtungen geringer als im Vorjahr. In Abbildung 72 ist die regionale Verteilung dargestellt. Dabei zeigt sich wie auch in den Vorjahren eine starke Konzentration in den südlichen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern, in denen etwa die Hälfte aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen installiert ist. Das dürfte auf historischen Gründen beruhen, da die Regelung ursprünglich der Schaffung einer konstanten Nachfrage für die Dauerproduktion von Atomkraftwerken diene.

Elektrizität: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Prozent



Stand: Juli 2020

Abbildung 73: Verteilung der Marktllokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten

Nach wie vor handelt es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. Abbildung 73). Auch hinter dem Begriff „sonstige Anlagen“ verbergen sich hauptsächlich Stromdirektheizungen, nur in Einzelfällen sind Beregnungsanlagen oder die Straßenbeleuchtung darunter gefasst. Beim Vergleich mit dem Vorjahreszeitraum ist eine geringfügige Verschiebung der Anteile der verschiedenen Verbrauchseinrichtungen auszumachen. Dabei ist der Anteil an Nachtspeicherheizungen um circa 1 Prozentpunkte geringer als im Vorjahr, wohingegen der Anteil von Wärmepumpen um zwei Prozentpunkte gestiegen ist. Der Anteil der sonstigen Anlagen ist leicht gesunken, u.a. da die Steuerung von Ladeeinrichtungen von Elektromobilen mit einem Anteil von 0,38 Prozent erstmalig separat ausgewiesen ist.

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von ca. 57 Prozent, was einer durchschnittlichen absoluten Reduzierung von 3,69 ct/kWh entspricht. Die Höhe der möglichen Vergünstigung ist nicht regulatorisch vorgegeben, sodass eine hohe Bandbreite zwischen den Netzbetreibern zu beobachten ist. Der höchste Rabatt beträgt 85 Prozent des Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur 16 Prozent. Dagegen sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Verbrauchseinrichtungen vernachlässigbar gering.

Darüber hinaus zeigt sich, dass das „Steuern“ des Verbrauchsverhaltens in den wenigsten Fällen ein wirklich „smartes“ Eingreifen in das Netz unter Kenntnis des jeweiligen Netzzustandes bedeutet. Bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind die verschiedenen technischen Möglichkeiten zur Steuerung nahezu gleich verteilt. Jeweils knapp 60 Prozent der Netzbetreiber senden Signale über die Rundsteuertechnik. Die modernere Fernwirktechnik wird hingegen von nur knapp 2 Prozent der Netzbetreiber eingesetzt. Um die 5 Prozent der Netzbetreiber verbaut überhaupt keine Steuerungstechnik.

Hingegen setzt etwa ein Drittel der Netzbetreiber Zeitschaltungen ein. Bei der Steuerung der Elektromobile sieht das Bild deutlich anders aus. Die Rundsteuertechnik macht hier nur etwa ein Viertel aus, die Verwendung der Fernwirktechnik liegt auch etwa bei 2 Prozent, es sind aber nur bei etwas über 11 Prozent der Netzbetreiber Zeitschaltungen verbaut. Auffallend ist jedoch, dass deutlich über die Hälfte der Elektromobile überhaupt nicht steuerbar sind, obwohl sie von den 14a-Netzentgelten profitieren. Eine genauere Aufteilung der verwendeten Steuerungstechniken ist in Abbildung 74 dargestellt.

Elektrizität: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Prozent

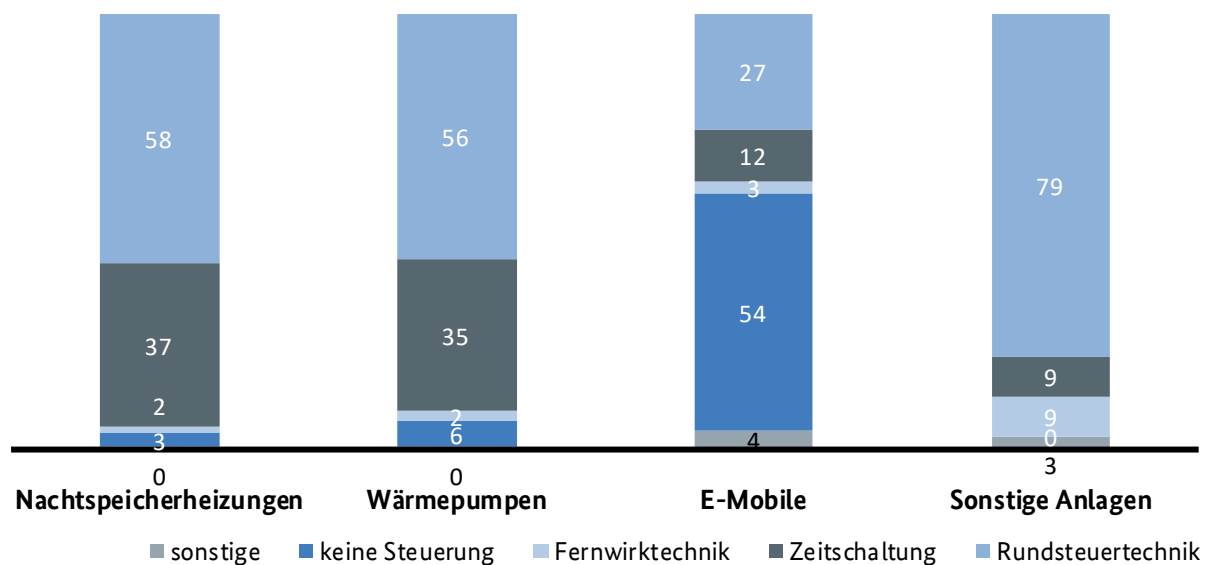


Abbildung 74: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist bisher kein Trend zur Modernisierung feststellbar. In Zukunft müssen alle Anlagen, die von der Regelung nach § 14a EnWG profitieren wollen, verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden. Dies gilt, sobald die technische Möglichkeit hierzu vom BSI festgestellt wurde. Gegenüber der heute überwiegend zum Einsatz kommenden Steuerung per Zeitschaltung oder Rundsteuertechnik bieten die intelligenten Messsysteme den Vorteil, dass sie über eine bidirektionale Kommunikationsanbindung verfügen. Der Netzbetreiber kann somit in Zukunft den aktuellen Zustand der Anlage abfragen und erhält eine Rückmeldung über die Durchführung der Steuerungshandlung. Im Vergleich zur Zeitschaltung bietet das intelligente Messsystem zudem die Möglichkeit, dass das voreingestellte Steuerungsprofil einfach geändert werden kann und Steuerungshandlungen auch abweichend hiervon ad hoc durchgeführt werden können. Diese Möglichkeit bietet die Steuerung per Zeitschaltung grundsätzlich nicht.

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Zu den Systemdienstleistungen zählt u. a. die Leistungs- und Frequenzhaltung durch die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelreservearten: Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL). Hinzu kommen die Beschaffung von Verlustenergie, die Spannungshaltung insbesondere durch Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sowie bei der Betrachtung im Monitoring nationale und grenzüberschreitende Redispatch- und Countertradingmaßnahmen sowie Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB. Die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten und abschaltbare Lasten nach der AbLaV lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

1. Kosten der Systemdienstleistungen

Die saldierten Gesamtkosten der oben genannten Systemdienstleistungen⁷⁵, die über die Netzentgelte gewälzt werden, lagen für das Jahr 2019 bei rund 1.931,2 Mio. Euro (2018: 1.933,2 Mio. Euro).

Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2019 die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 278,1 Mio. Euro (2018: 415,8 Mio. Euro; -33 Prozent), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt 227,2 Mio. Euro (2018: 388,2 Mio. Euro; -41 Prozent), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 709,5 Mio. Euro (2018: 635,4 Mio. Euro; +12 Prozent) und die Verlustenergie mit etwa 321,2 Mio. Euro (2018: 288,0 Mio. Euro; +12 Prozent). Gestiegen sind vor allem die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 285,7 Mio. Euro (2018: 123,3 Mio. Euro; +132 Prozent). Der starke Anstieg ist einerseits auf das im Zeitraum Oktober 2018 bis Juli 2019 bei der Bezuschlagung von SRL und MRL zur Anwendung gekommene Mischpreisverfahren zurückzuführen, das gegenüber dem zuvor angewandten Zuschlagsverfahren höhere Leistungspreise für SRL und MRL bewirkt hat (Preiseffekt). Andererseits wurden von den ÜNB ab Juli 2019 deutlich höhere Mengen an MRL als im Vorjahreszeitraum ausgeschrieben (Mengeneffekt). Die gestiegene Ausschreibungsmenge ist auf eine von den ÜNB geänderte Methodik zur Dimensionierung der Regelleistung zurückzuführen. So wurde der Umfang der ausgeschrieben Regelleistung für das dritte und vierte Quartal 2019 auf Basis der Regelleistungsabrufe in den zurückliegenden 12 Monaten bestimmt, während die Dimensionierungswerte bis Q2/2019 auf den Daten der gleichen Quartale der vier Vorjahre beruhten. Aufgrund erhöhter Regelleistungsabrufe seit Q4/2018 führte die geänderte Dimensionierungsmethodik insbesondere bei der positiven MRL zu einer deutlich gestiegenen Ausschreibungsmenge.

⁷⁵ Saldierete Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse)

**Elektrizität: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die
Netzentgelte gewälzt werden in Mio. Euro**

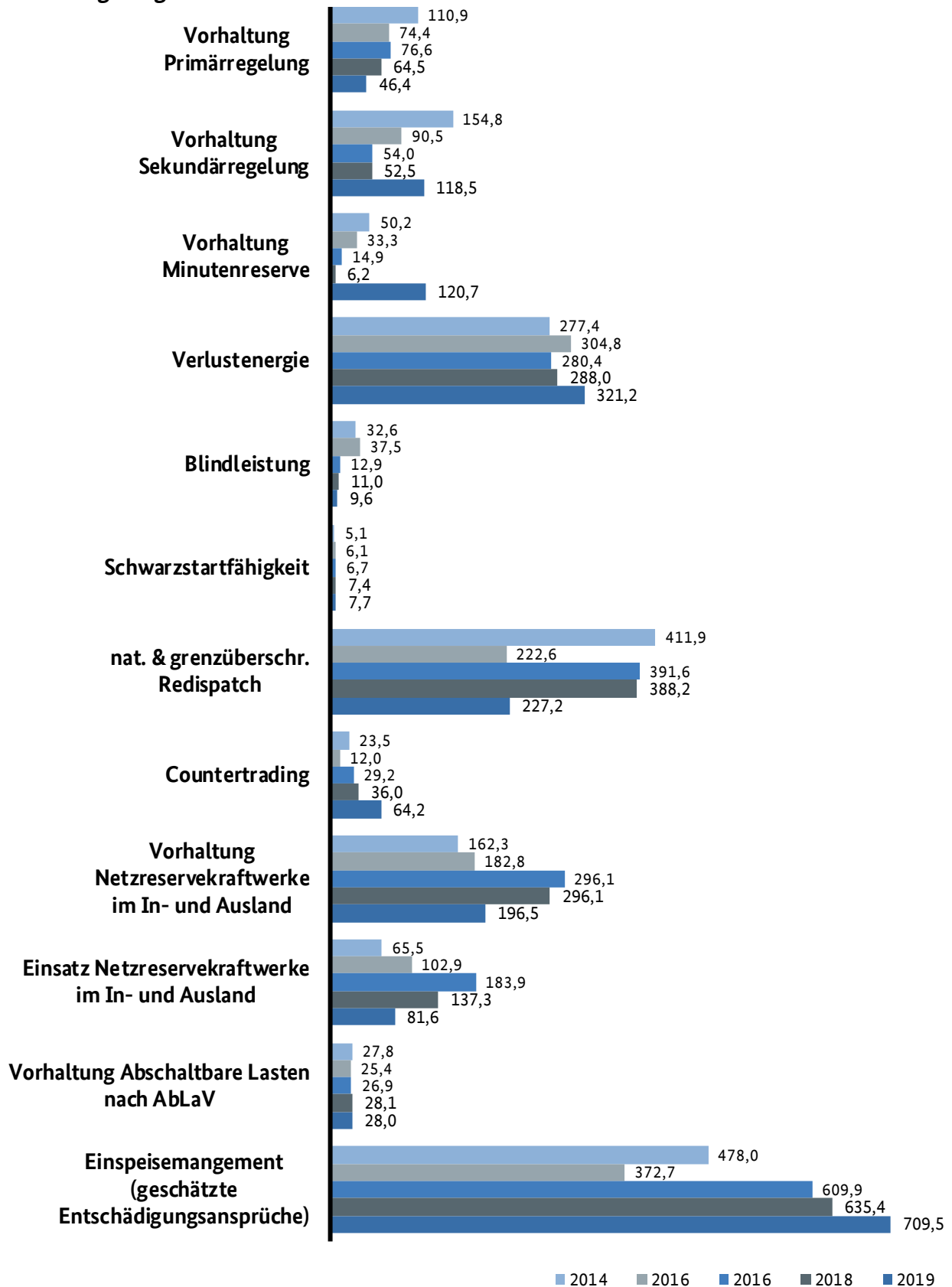
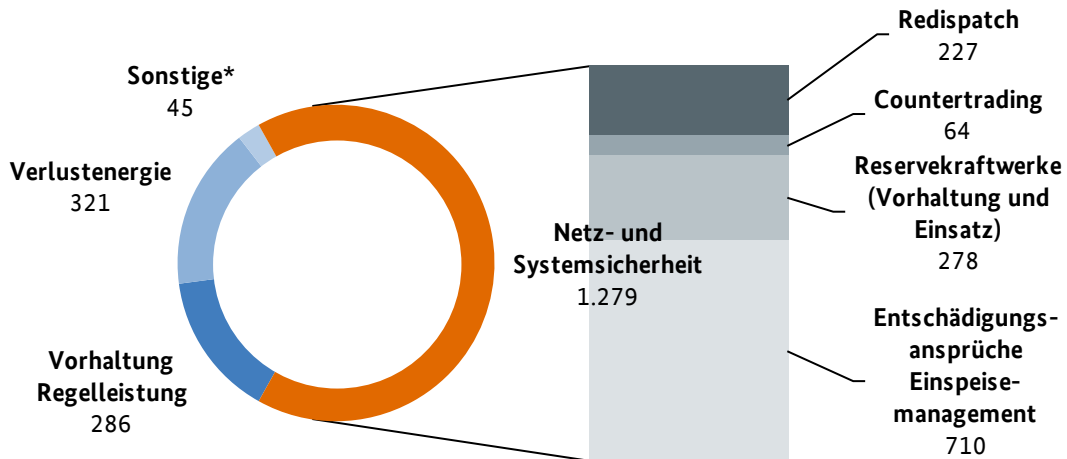


Abbildung 75: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden

Die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Countertrading, Einspeisemanagement) bewegen sich mit insgesamt 1.279,0 Mio. Euro weiterhin auf hohem Niveau, sind im Vergleich zum Jahr 2018 aber weiter gesunken (siehe auch Kapitel I.C.5). Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2014 bis 2019 kann in Abbildung 75 nachvollzogen werden. Die Aufteilung der Kosten für das Jahr 2019 findet sich in Abbildung 76.

Elektrizität: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2019

in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AbLaV

Abbildung 76: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2019

2. Regelreserve

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems kontinuierlich aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen diese bei Bedarf in Form von Regelarbeit ein. Die Bereitstellung von Regelleistung und/oder Regelarbeit wird als Regelreserve bezeichnet.⁷⁶ Den ÜNB stehen für den Systemausgleich drei verschiedene Regelreservequalitäten zur Verfügung, die in einer bestimmten zeitlichen Staffelung eingesetzt werden:

- Primärregelreserve – Der Einsatz von Primärregelreserve dient der Frequenzhaltung. Daher wird die Primärregelreserve auch als Frequenzhaltungsreserve bezeichnet. Sie reguliert automatisch und ununterbrochen positive und negative Frequenzabweichungen im Stromnetz innerhalb von

⁷⁶ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, Art. 2 Nr. 3.

30 Sekunden. Der abgedeckte Zeitraum je Störung beträgt zwischen 0 und max. 15 Minuten. Nach 15 Minuten muss die Kapazität wieder freigegeben sein, damit sie zur Ausregelung neuer unvorhersehbarer Frequenzabweichungen wieder zur Verfügung steht. Eine Messung und Abrechnung der gelieferten Primärregelarbeit ist nicht vorgesehen.⁷⁷

- Sekundärregelreserve – Die Sekundärregelreserve gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hertz zurückführen. Sie wird vom ÜNB automatisch aktiviert und 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 – Die Minutenreserve gehört wie die Sekundärregelreserve zu den Frequenzwiederherstellungsreserven. Sie wird manuell aktiviert, dient der Unterstützung bzw. Ablösung der Sekundärregelreserve und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können.

Die zeitliche Staffelung des Einsatzes der verschiedenen Regelreservearten ist in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

Elektrizität: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

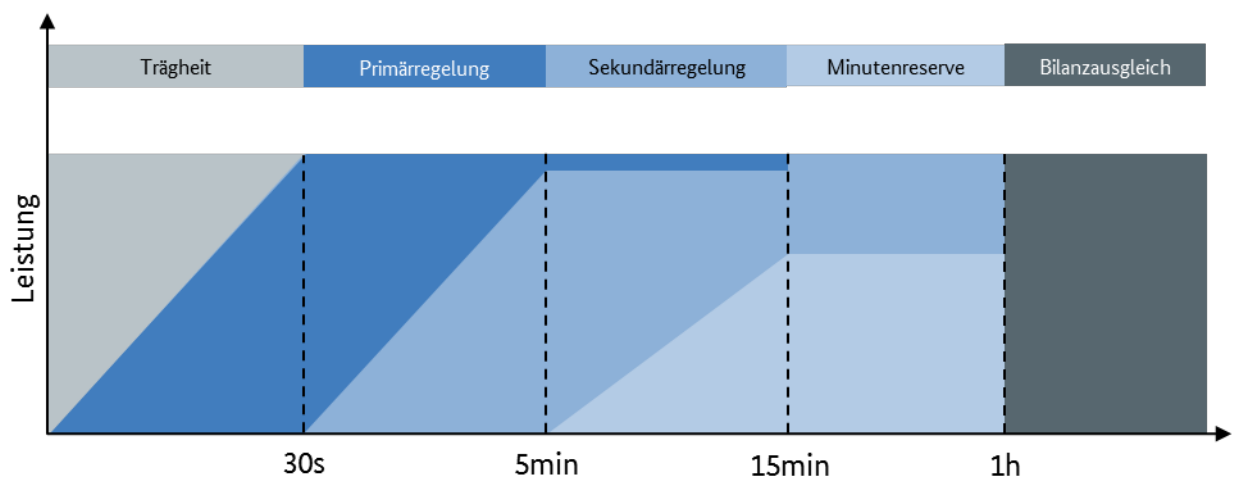


Abbildung 77: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

Beim Einsatz der Regelreserve wird zwischen positiver und negativer Regelreserve unterschieden. Ist die ins Netz eingespeiste Energie geringer als die zum selben Zeitpunkt nachgefragte Energie, so liegt die Netzfrequenz unterhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. Um die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen, ist der Einsatz von positiver Regelreserve erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig eine zusätzliche Einspeisung von Energie in sein Netz bzw. eine kurzfristige Reduktion des

⁷⁷ Die Vergütung der Primärregelreserve beschränkt sich auf den Leistungspreis. Auf einen Arbeitspreis wird verzichtet, da das Verhältnis zwischen erbrachter positiver und negativer Leistung sich im Mittel ausgleicht. Über den Ausschreibungszeitraum wird somit durchschnittlich genau so viel elektrische Energie ins Netz eingespeist, wie zusätzlich bezogen wird. Des Weiteren würden durch den stetigen Frequenzausgleich erhebliche Transaktionskosten bei der Abrechnung des Arbeitspreises anfallen.

Verbrauchs von Energie. Beide Dienstleistungen werden dem ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt. Wenn die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor und die Netzfrequenz liegt oberhalb der Sollfrequenz von 50 Hertz. In diesem Fall benötigt der ÜNB negative Regelreserve durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen bzw. Erzeuger, die ihre Einspeisung kurzfristig reduzieren. Auch diese Dienstleistungen werden dem ÜNB von Regelreserveanbietern zur Verfügung gestellt.

Seit dem Jahr 2010 gibt es in Deutschland den Netzregelverbund (NRV), der aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) besteht. Er schafft einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und MRL und führt so zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Im Rahmen des NRV werden u. a. die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen saldiert, so dass 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.

Modul 1 des deutschen NRV, das einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung vermeidet, wurde in den vergangenen Jahren über die Grenzen von Deutschland hinweg ausgeweitet. Im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich, Frankreich, Kroatien und Slowenien eine internationale Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Da für den internationalen Energieaustausch keine festen Übertragungskapazitäten an den jeweiligen Grenzen reserviert werden (sondern nur die jeweils freien Kapazitäten zum Austausch von Regularbeit genutzt werden können), muss national die jeweils notwendige Regelleistung individuell vorgehalten werden. Die Kooperation im Rahmen des IGCC spiegelt sich jedoch im Rückgang der in Anspruch genommenen Sekundärregularbeit und mittelbar der Minutenreservearbeit wider (siehe hierzu auch Abschnitt I.D.3.3).

2.1 Ausschreibungen für Regelleistung

Die Beschaffung der Regelleistung, die von den regelzonenverantwortlichen ÜNB in Deutschland für den Systemausgleich vorgehalten werden muss, erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur zur PRL⁷⁸, SRL⁷⁹ und MRL in deutschlandweiten Ausschreibungen.

Für die Beschaffung von Sekundärregelreserve und Minutenreserve wurde das Ausschreibungsdesign jedoch aufgrund neu in Kraft getretener Europäischer Vorschriften⁸⁰ umgestaltet. Dort ist vorgesehen, dass die ÜNB für die SRL und die MRL, die im Europäischen Kontext als „Frequency Restoration Reserve with automatic activation“ (aFRR) bzw. als „Frequency Restoration Reserve with manual activation“ (mFRR) bezeichnet werden, einen Regularbeitsmarkt einzuführen haben. Den von den ÜNB eingereichten Antrag zur Einführung eines Regularbeitsmarkts in Deutschland hat die Bundesnetzagentur am 2. Oktober 2019 unter dem Az. BK6-

⁷⁸ Ausschreibungen gemäß Beschluss BK6-18-006 vom 13. Dezember 2018. Siehe I.D.3.1

⁷⁹ Gemeinsame Ausschreibung von Deutschland und Österreich seit Anfang 2020 gemäß den Beschlüssen BK6-18-064 vom 18. Dezember 2018 und BK6-19-160 vom 12. Dezember 2019. Siehe I.D.3.3

⁸⁰ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sowie Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

18-004-RAM genehmigt. Seit dem 2. November 2020 wird eine getrennte Ausschreibung von Regelleistung und Regelarbeit durchgeführt. War bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann nun Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern erbracht werden und zwar – im Gegensatz zum vorherigen Ausschreibungsdesign – unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt.

Bei der PRL erfolgt die Beschaffung in einem symmetrischen Band. Eine Differenzierung zwischen positiver und negativer Regelreserve erfolgt nicht. Auch wird bei der PRL nicht zwischen „Leistungsvorhaltung“ und „Leistungserbringung“ unterschieden, so dass es für diese Regelreserveart keine getrennte Ausschreibung von Leistung und Arbeit und dementsprechend auch keinen Regelarbeitsmarkt gibt.

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke. Mittlerweile bieten auch Batteriespeicher in zunehmendem Maße Regelleistung an. Unter den Erneuerbaren Energien wird Regelleistung heute – neben Wasserkraftanlagen – vor allem von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Mit einem weiter wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden diese in Zukunft eine stärkere Verantwortung für die Stabilisierung der Stromversorgung übernehmen müssen. Um flexiblen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelreservemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für SRL und MRL im Juni 2017 durch die Festlegungen BK6-15-158/159 neu geregelt. So erfolgte im Juli 2018 bei der SRL ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer kalendertäglichen Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben deutlich auf vier Stunden verkürzt. Auf diese Änderungen sind insbesondere die Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen angewiesen, um eine Prognose und Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vornehmen zu können. Die MRL wurde unter anderem von einer werktäglichen ebenfalls auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt. Zudem wurden sowohl für die SRL als auch für die MRL neue Regelungen zur Mindestangebotsgröße und zur Besicherung getroffen. Diese Rahmenbedingungen gelten auch im Regelarbeitsmarkt weiter. Der Regelarbeitsmarkt soll flexiblen Erzeugern eine Teilnahme an den Regelreservemärkten weiter erleichtern, da Regelarbeitsgebote bis eine Stunde vor Beginn der Produktzeitscheibe abgegeben bzw. angepasst werden können.

Mit dem Erbringungstag 10. Dezember 2019 wurde die quartalsweise Bestimmung des Bedarfs für jeweils positive und negative SRL und MRL durch eine dynamische Dimensionierung des Bedarfs abgelöst. Das bedeutet, dass der individuelle Bedarf für jede 4-h-Produktzeitscheibe bestimmt wird.

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerb unter den Regelreserveanbietern bei. Die Zahl der in Deutschland präqualifizierten Anbieter von Regelreserve betrug bis zum 14. Juli 2020 bei der PRL 29 (2019: 30, 2018: 24), für SLR 35 (2019: 37, 2018: 38) und für MRL 40 (2019: 45, 2018: 46). Die Zahl der präqualifizierten Anbieter ist somit bei allen drei Reservearten leicht zurückgegangen.

Vorhaltung von Primärregelleistung

Der Bedarf an PRL wird gemeinsam im Verbund der zentraleuropäischen ÜNB ENTSO-E festgelegt und bestimmt sich durch die Annahme eines zeitgleichen Ausfalls der zwei größten Kraftwerksblöcke innerhalb dieses Netzgebietes. Die Verteilung der aktuell insgesamt 3.000 MW auf die beteiligten ÜNB wird jährlich neu berechnet und richtet sich anteilig nach der Stromeinspeisung des Vorjahres. Abbildung 78 zeigt, dass der

vorzuhaltende PRL-Bedarf der deutschen ÜNB in den vergangenen Jahren kontinuierlich leicht angestiegen ist. Mit dem Jahr 2019 ergab sich erstmals eine Abweichung von diesem Trend, da die Vorhaltung von 620 MW im Jahr 2018 auf 605 MW im Jahr 2019 leicht gesunken ist.

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

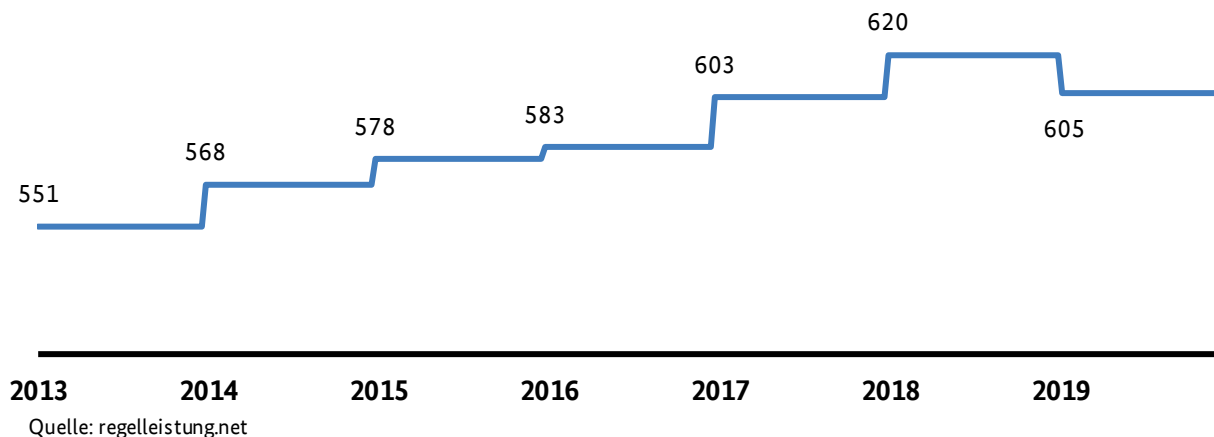


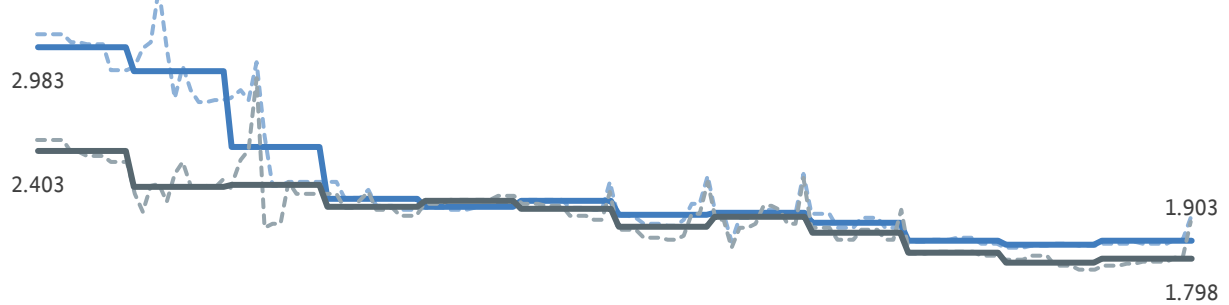
Abbildung 78: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Vorhaltung von Sekundärregelleistung

Abbildung 79 zeigt, dass im Jahr 2019 sowohl die durchschnittlich ausgeschriebene positive als auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL entgegen den Vorjahren leicht gestiegen sind. So lag die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL bei 1.903 MW (2018: 1.876 MW) und die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL bei 1.798 MW (2018: 1.780 MW).

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

in MW



Jan 08 Jul 08 Jan 09 Jul 09 Jan 10 Jul 10 Jan 11 Jul 11 Jan 12 Jul 12 Jan 13 Jul 13 Jan 14 Jul 14 Jan 15 Jul 15 Jan 16 Jul 16 Jan 17 Jul 17 Jan 18 Jul 18 Jan 19 Jul 19

----- Sekundärregelleistung positiv

— Jahresdurchschnitt SRL positiv

Quelle: regelleistung.net

----- Sekundärregelleistung negativ

— Jahresdurchschnitt SRL negativ

Abbildung 79: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Analog ist auch die Menge der minimal und maximal ausgeschriebenen SRL (positiv und negativ) gegenüber dem Vorjahr gestiegen (siehe Tabelle 69). Während die minimalen Ausschreibungsmengen recht nahe an den Vorjahren liegen, sind die maximalen Ausschreibungsmengen stärker angestiegen.

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärregelleistung

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Sekundärregelleistung (positiv)	2012	2.081	2.109
	2013	2.073	2.473
	2014	1.992	2.500
	2015	1.868	2.234
	2016	1.973	2.054
	2017	1.890	1.920
	2018	1.869	1.907
	2019	1.882	2.131
Sekundärregelleistung (negativ)	2012	2.114	2.149
	2013	2.118	2.418
	2014	1.906	2.500
	2015	1.845	2.201
	2016	1.904	1.993
	2017	1.818	1.846
	2018	1.745	1.820
	2019	1.760	2.216

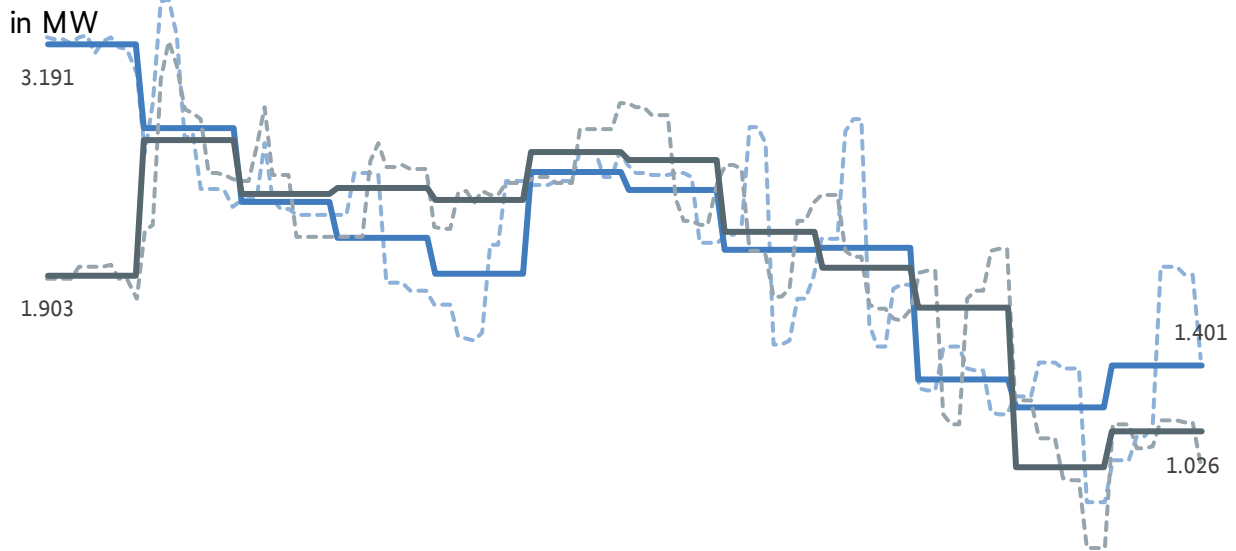
Quelle: regelleistung.net

Tabelle 69: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung

Vorhaltung von Minutenreserveleistung

Seit 2015 fiel die durchschnittliche ausgeschriebene positive MRL kontinuierlich. 2019 dagegen stieg sie im Vergleich zum Vorjahr von durchschnittlich 1.166 MW auf durchschnittlich 1.401 MW an. Der Bedarf an positiver MRL schwankte dabei aber zwischen 874 MW und 1.952 MW.

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



Jan 08 Jul 08 Jan 09 Jul 09 Jan 10 Jul 10 Jan 11 Jul 11 Jan 12 Jul 12 Jan 13 Jul 13 Jan 14 Jul 14 Jan 15 Jul 15 Jan 16 Jul 16 Jan 17 Jul 17 Jan 18 Jul 18 Jan 19 Jul 19

--- Minutenreserve positiv

— Jahresdurchschnitt MRL positiv

Quelle: regelleistung.net

--- Minutenreserve negativ

— Jahresdurchschnitt MRL negativ

Abbildung 80: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die durchschnittlich vorgehaltene negative MRL ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert von 832 MW auf durchschnittlich 1.026 MW angestiegen. Die Spanne zwischen der minimalen und der maximalen negativen MRL beträgt 644 MW bis 1.094 MW im Jahr 2019. Wobei der Maximalwert gegenüber dem Vorjahr gesunken ist, der Minimalwert dagegen gestiegen ist. Die Spanne der negativen MRL hat sich damit stark verkleinert (siehe auch Tabelle 70).

Elektrizität: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Minutenreserveleistung (positiv)	2012	1.536	2.149
	2013	2.406	2.947
	2014	2.083	2.947
	2015	1.513	2.726
	2016	1.504	2.779
	2017	1.131	1.850
	2018	641	1.419
	2019	874	1.952
Minutenreserveleistung (negativ)	2012	2.158	2.413
	2013	2.413	3.220
	2014	2.184	3.220
	2015	1.782	2.522
	2016	1.654	2.353
	2017	1.072	2.048
	2018	375	1.199
	2019	644	1.094

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 70: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve

2.2 Einsatz von Regelleistung

Elektrische Energie lässt sich nur in einem bestimmten Rahmen speichern. Um sicherzustellen, dass zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Menge an elektrischer Energie der Menge entspricht, die auch verbraucht wird, ist jeder Erzeuger und jeder Verbraucher einem Bilanzkreis zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche (Regionalversorger, Stromhändler, Lieferant etc.) ist verpflichtet, seinen Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu bewirtschaften. D. h., die in den Bilanzkreis eingestellten Energiemengen und die aus ihm entnommenen Energiemengen müssen sich die Waage halten. Abweichungen zwischen dem prognostizierten und realen Verbrauch verschiedener Bilanzkreise innerhalb der vier Regelzonen in Deutschland gleichen sich dabei teilweise untereinander aus. Nur die verbleibende Abweichung, d. h. der Saldo aller Bilanzkreisungleichgewichte (sog. Regelzonensaldo) im NRV wird durch den Einsatz von positiver oder negativer Regelleistung – in Form des Abrufs von positiver oder negativer Regelarbeit – egalisiert.

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 81 ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL in den letzten Jahren auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist.

Der tatsächliche Einsatz von SRL liegt seit 2013 ebenfalls auf annähernd konstantem Niveau. Gegenüber dem Vorjahr ist die durchschnittlich eingesetzte SRL (positiv und negativ) 2019 nochmals gestiegen.

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

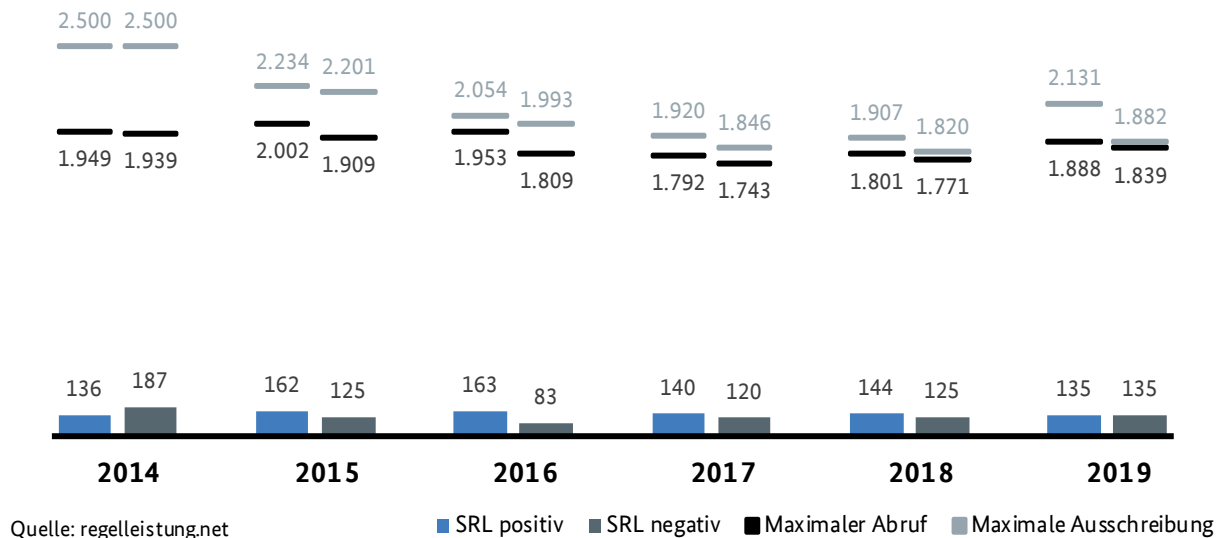


Abbildung 81: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Bezogen auf 2019 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,2 TWh (2018: 1,3 TWh) für positive SRL und 1,2 TWh (2018: 1,1 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Gesamtarbeitssumme damit so gut wie nicht verändert.

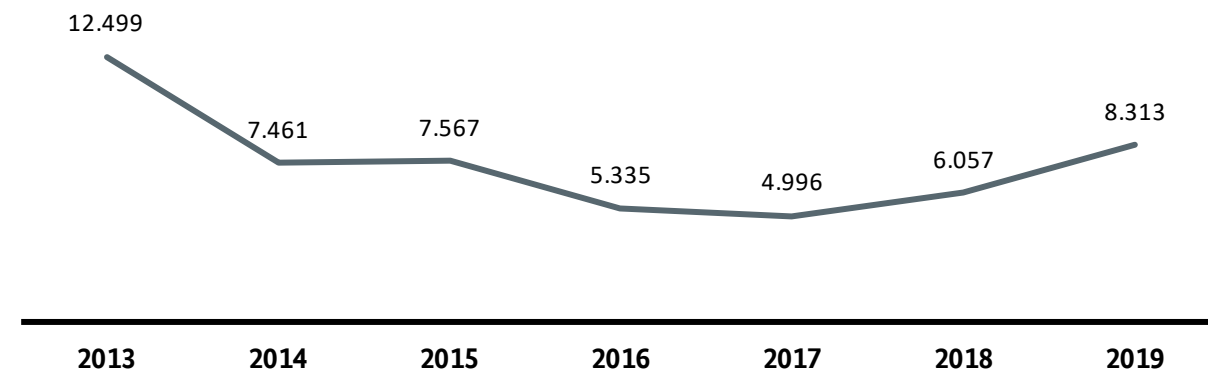
Im Jahresmittel wurden 2019 knapp sieben Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und knapp acht Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 140 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen und es teilweise sogar zu einem Vollabruf kam, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt. Der maximal abgerufene Wert für positive SRL (1.888 MW) und für negative SRL (1.839 MW) lag zumindest bei der negativen SRL nur geringfügig unter der maximal ausgeschriebenen Leistung von 1.882 MW (positive SRL: 2.131 MW). Im Juni 2019 kam es bei der positiven SRL vereinzelt zu einem Vollabruf der vorgehaltenen Leistung.

Die Bundesnetzagentur stellt auf der Plattform SMARD Marktdaten zur Regelleistung zur Verfügung. Dort kann man sich für die einzelnen Regelleistungsarten die vorgehaltenen und die abgerufenen Mengen grafisch oder tabellarisch anzeigen lassen.⁸¹

⁸¹ [https://smard.de/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=\[\"resolution\":\"hour\",\"from\":1535148000000,\"to\":1536097532454,\"moduleIds\":\[18000426,18000427,18000428,18000429\],\"selectedCategory\":null,\"activeChart\":true,\"region\":\"DE\",\"style\":\"color\"\]](https://smard.de/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=[\)

Elektrizität: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Abrufe



Quelle: regelleistung.net

Abbildung 82: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Mit insgesamt 8.313 Abrufen liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL rund 20 Prozent über dem Vorjahreswert. Im Jahr 2019 wurde die negative MRL insgesamt 3.042-mal angefordert (2018: 2.308). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2019 in Summe auf 5.271 Abrufe (2018: 3.749)⁸².

Elektrizität: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im

NRV

in MW

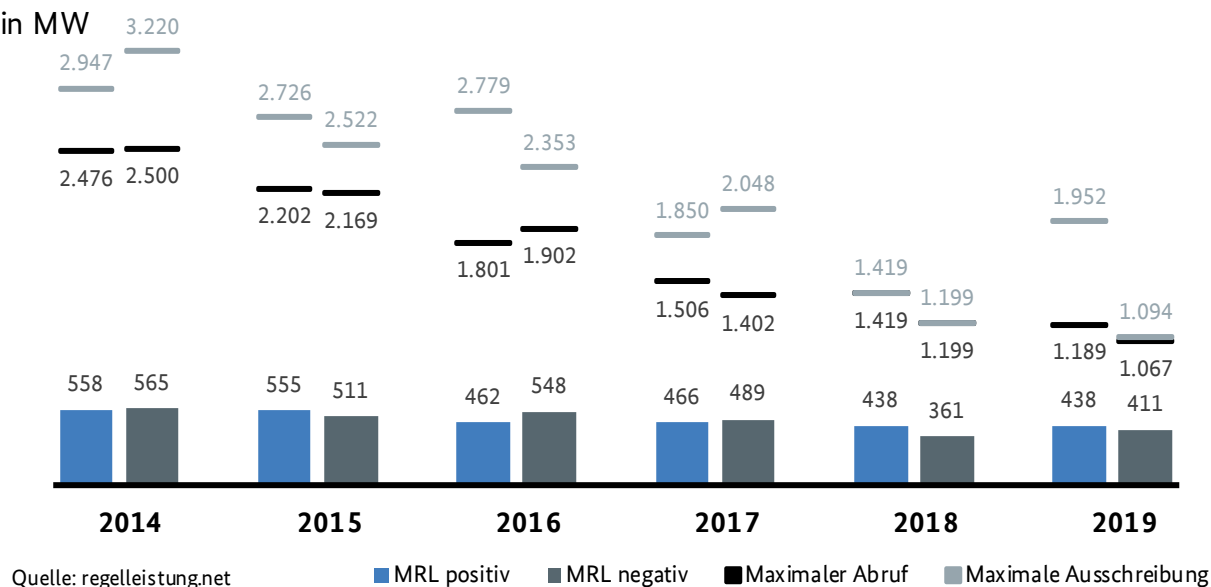


Abbildung 83: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

In den Viertelstunden, in denen die Minutenreserve abgerufen wird, werden im Durchschnitt 43 Prozent der ausgeschriebenen positiven MRL und 41 Prozent der ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 438 MW in 2019 im Mittel

⁸² Die Einsatzhäufigkeit der SRL ist hier nicht separat dargestellt, da sie in nahezu jeder Viertelstunde abgerufen wird.

ebenso hoch wie im Jahr 2018 (438 MW). Mit 411 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2019 stieg die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr (2018: 361 MW).

Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig bzw. vollständig abgerufen wurde. In 283 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden. Im Juni 2019 kam es vereinzelt zu einem Vollaabruf der positiven MRL.

Während die SRL in fast jeder der 35.040 Viertelstunden eines normalen Jahres eingesetzt wird, kommt die MRL nur selten zum Einsatz. Daher ist die tatsächliche Einsatzhäufigkeit bei der SRL nahe der möglichen Einsatzhäufigkeit. Die eingesetzte Regelarbeit der MRL betrug dagegen 2019 jeweils nur etwa 2 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und etwa 1 Prozent der negativen MRL.

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2019 eine Energiemenge in Höhe von etwa 186 GWh (2018: 123 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 102 GWh (2018: 63 GWh) eingesetzt.

In Abbildung 84 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2013 bis 2019 dargestellt. Nach einem kontinuierlichen Rückgang der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in Form von SRL und MRL und einer Verringerung der Volatilität bis 2017, ist sowohl die durchschnittlich eingesetzte Leistung als auch die Volatilität in 2018 wieder angestiegen. Im weiteren Verlauf bewegt sich die durchschnittlich eingesetzte Regelleistung bis Mitte 2019 auf hohem Niveau. In der zweiten Jahreshälfte sank die durchschnittlich eingesetzte Regelleistung dann wieder.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelernergie (SRL und MRL) in MW

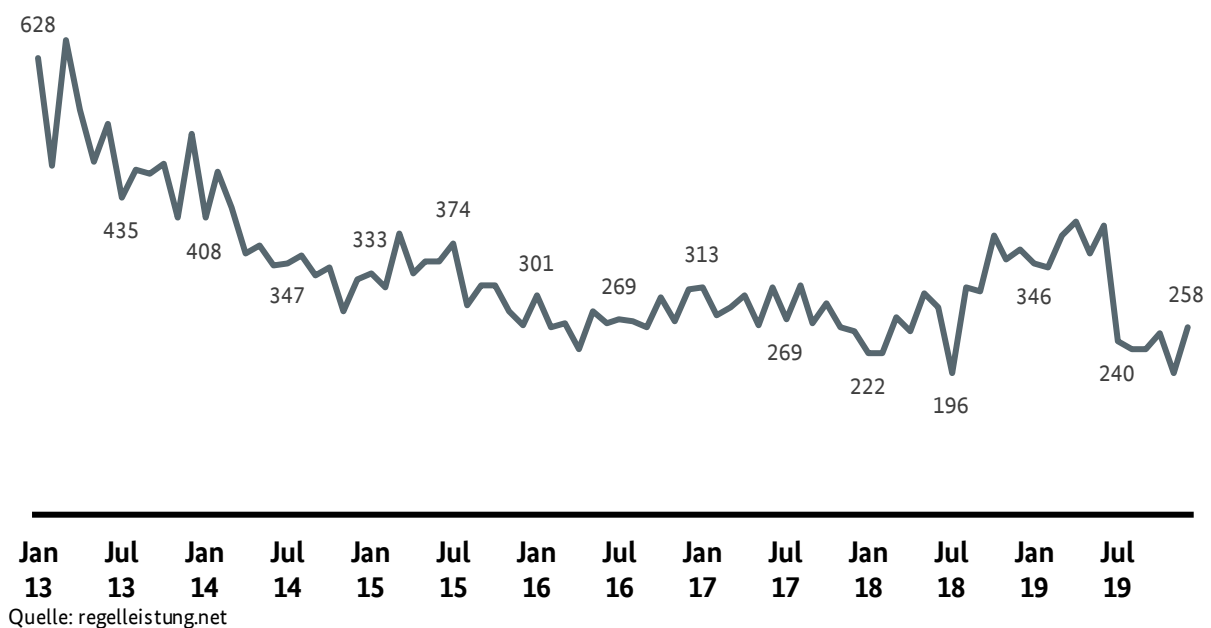


Abbildung 84: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelernergie (SRL und MRL)

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Während die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über den Leistungspreis in die Netzentgelte der jeweiligen ÜNB einfließen und somit von den Verbrauchern getragen werden, werden die Kosten für den tatsächlichen Einsatz der Regelleistung – in Form des Abrufs von Regelarbeit – über den sog.

Ausgleichsenergiepreismechanismus direkt mit den Verursachern der jeweiligen Bilanzkreisungleichgewichte abgerechnet.

Ausgleichsenergie ist dabei die elektrische Energie, die benötigt wird, um das Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis auszugleichen. Während – wie oben bereits beschrieben – nur der entstandene Regelzonensaldo tatsächlich durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen wird, muss aber jedes einzelne Bilanzkreisungleichgewicht durch den verantwortlichen ÜNB mit positiver oder negativer Ausgleichsenergie bilanziert und dem für das Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreis in Rechnung gestellt werden (auch wenn das entstandene Ungleichgewicht durch das Ungleichgewicht eines anderen Bilanzkreises kompensiert werden kann). Die Menge an bilanzierter Ausgleichsenergie übersteigt damit meist die tatsächlich abgerufene Menge an Regelarbeit um ein Vielfaches. Die Ausgleichsenergiekosten werden dabei für jede Viertelstunde auf Basis eines regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichspreises (reBAP) ermittelt, der sich im Wesentlichen als Division der in den vier Regelzonen angefallenen Regelarbeitskosten (basierend auf dem Arbeitspreis) und der dazugehörigen angefallenen Regelarbeitsmenge in jeder Viertelstunde berechnet. Der Ausgleichsenergiepreis wirkt damit wie eine Art Umlage, die die Kosten für die tatsächlich abgerufene Regelarbeit auf die Akteure verteilt, die ein Bilanzungleichgewicht verursacht haben.

Die genaue Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises basiert auf der seit Dezember 2012 wirksamen Festlegung BK6-12-024 der Bundesnetzagentur. Ziel der Festlegung ist es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden. Zu diesem Zweck wurde u.a. der Ausgleichsenergiepreis an einen börslichen Preisindex gekoppelt (sogenannte Börsenpreiskopplung). Die an drei Tagen im Juni 2019 im deutschen Übertragungsnetz aufgetretenen Systembilanzungleichgewichte in systemrelevanter Größenordnung haben einen Anpassungsbedarf an der Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises verdeutlicht. Daher haben die ÜNB die Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises überarbeitet und im Dezember 2019 einen Vorschlag zur Neuregelung der Börsenpreiskopplung bei der Bundesnetzagentur zur Genehmigung eingereicht. Die im Mai 2020 unter dem Aktenzeichen BK6-19-552 genehmigte⁸³ und seit Juli 2020 zur Anwendung kommende Neuregelung der Börsenpreiskopplung sieht neue Schwellenwerte für den Ausgleichsenergiepreis vor, die sich aus einem von den ÜNB berechneten Preisindex „ID-AEP“ und einem Mindestabstand zusammensetzen. Damit wird für Bilanzkreisverantwortliche ein stärkerer finanzieller Anreiz geschaffen, auftretende Bilanzungleichgewichte über Stromhandelsgeschäfte auszugleichen, anstatt dafür Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen, d. h. es wird Arbitrage gegen den Ausgleichsenergiepreis erschwert.

⁸³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/BK6-19-552_Beschluss.html?nn=869698

Elektrizität: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	NRV in Euro/MWh
2010	600,90
2011	551,60
2012	1.501,20
2013	1.608,20
2014	5.998,41
2015	6.343,59
2016	1.212,80
2017	24.455,05
2018	2.013,51
2019	2.865,11

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 71: Maximale Ausgleichsenergiepreise

2019 lag der maximale Ausgleichsenergiepreis bei rund 2.865 Euro/MWh. Insgesamt traten 2019 in 33 Viertelstunden Maximalwerte von über 500 Euro/MWh auf.

Der durchschnittliche, mengengewichtete Preis für Ausgleichsenergie (pro Viertelstunde) im NRV ist im Jahr 2019 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung, d. h. durch Regelreserveanbieter wird der Verbrauch reduziert oder die Einspeisung von Energie erhöht) gegenüber dem Vorjahr gesunken und liegt bei 76,76 Euro/MWh (-4,52 Euro/MWh zum Vorjahr). Der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos liegt somit 90 Prozent⁸⁴ über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2019. Im Falle eines negativen NRV-Saldos (Überspeisung, d. h. durch Regelreserveanbieter wird der Verbrauch erhöht oder die Einspeisung von Energie reduziert) belief sich der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis auf -1,84 Euro/MWh und liegt somit auf Vorjahresniveau.

⁸⁴ Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 40,40 Euro/MWh für das Jahr 2019.

**Elektrizität: Durchschnittliche, mengengewichtete
Ausgleichsenergiepreise**
in Euro/MWh

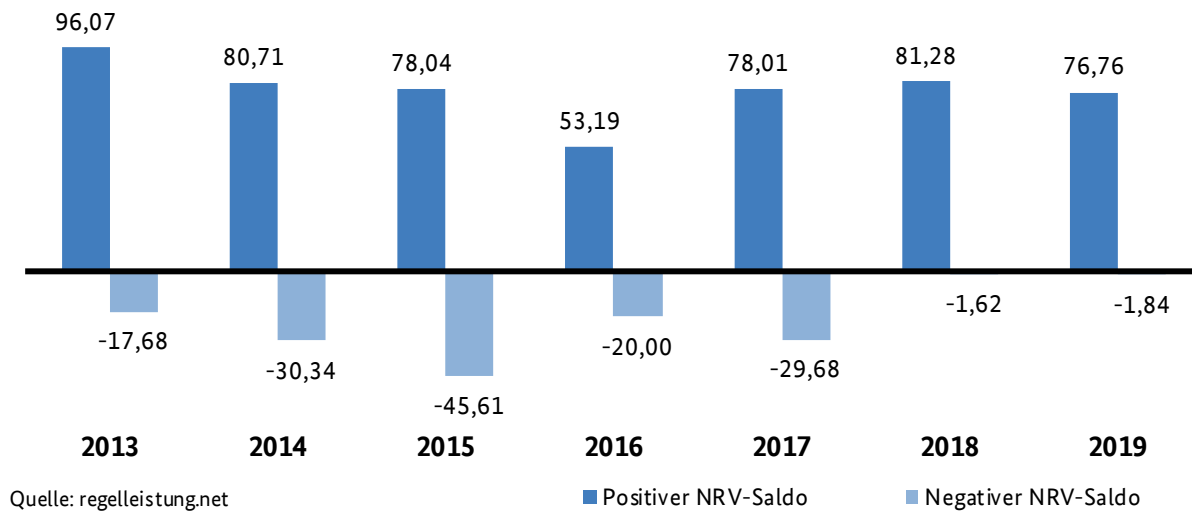


Abbildung 85: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

3. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie

3.1 Internationale PRL-Kooperation

Um die Kosten für Regelreserve weiter zu reduzieren, streben die deutschen ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen Europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für PRL (Frequenzhaltungsreserve bzw. Frequency Containment Reserves, FCR) grenzüberschreitend weiter zu harmonisieren.

Elektrizität: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F) in MW

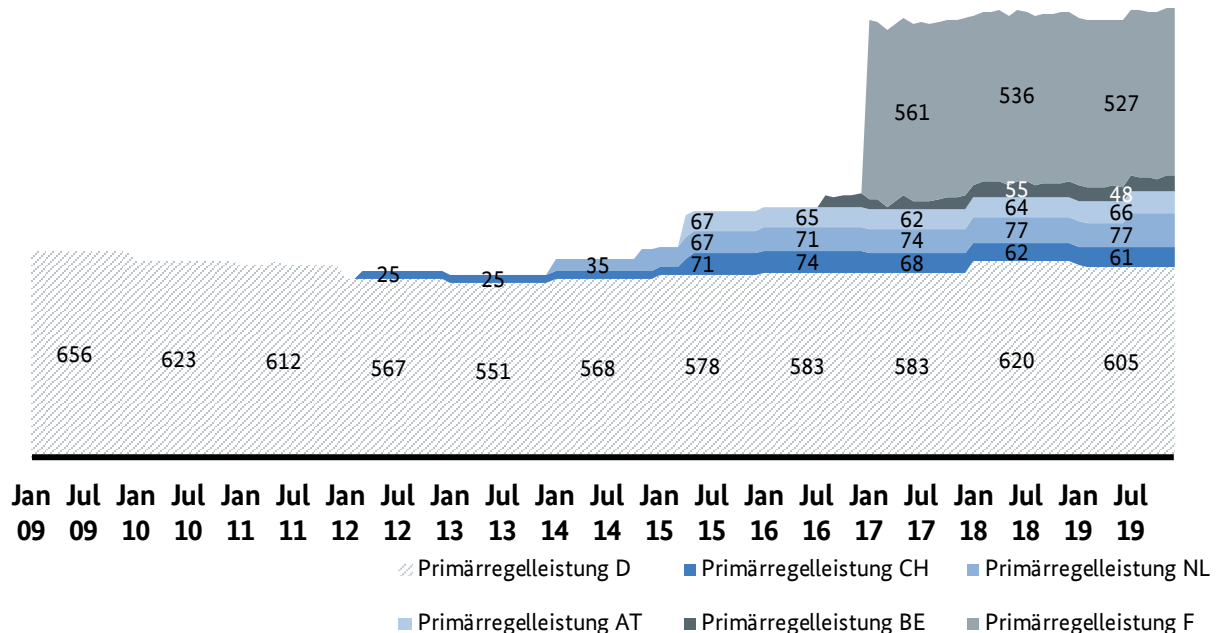


Abbildung 86: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F).

Seit März 2012 nimmt der schweizerische Netzbetreiber Swissgrid an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil und beschafft nach anfangs 25 MW nunmehr 61 MW des Schweizer PRL-Bedarfs. Im Januar 2014 hat sich der niederländische ÜNB TenneT TSO BV der gemeinsamen PRL-Ausschreibung angeschlossen. Nach zunächst 35 MW werden aktuell 77 MW des niederländischen PRL-Bedarfs im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Im April 2015 wurde die bestehende PRL-Kooperation zwischen Deutschland, den Niederlanden und der Schweiz mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Für Österreich wurden 2018 durchschnittlich 66 MW beschafft. Seit August 2016 beteiligen sich schließlich auch der belgische Netzbetreiber ELIA und seit Januar 2017 der französische ÜNB RTE an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung. Für Belgien wurden 2018 durchschnittlich 48 MW beschafft, für Frankreich 527 MW. Auf diese Weise ist der Europaweit größte Markt für PRL mit einem Gesamtbedarf von etwa 1.400 MW entstanden. Die gemeinsame PRL-Ausschreibung der an der Kooperation beteiligten ÜNB steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und richtet sich nach gemeinsamen harmonisierten Bestimmungen, die von den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 genehmigt worden sind (vgl. BK6-18-006).

Zuletzt erfuhr die PRL-Kooperation eine Weiterentwicklung des Produktdesigns⁸⁵. Die Änderungen sahen im Wesentlichen vor:

⁸⁵ Vgl. Beschluss BK6.18.006 vom 13. Dezember 2018.

- Die Verkürzung des Ausschreibungszyklus von einer wöchentlichen auf eine werktägliche Ausschreibung zum 1. Juli 2019 und auf eine kalendertägliche Auktion zum 1. Juli 2020.
- Die Reduzierung der Produktlaufzeit von einer Woche auf einen Tag zum 1. Juli 2019 und auf 6 Produktzeitscheiben je 4 Stunden zum 1. Juli 2020.
- Die Umstellung des Vergütungssystems vom Gebotspreisverfahren auf das Grenzpreisverfahren zum 1. Juli 2019.
- Die Möglichkeit der Abgabe unteilbarer Angebote mit einer maximalen Gebotsgröße von 25 MW ab dem 1. Juli 2019.

3.2 Genehmigte Methoden der zukünftigen Europäischen Plattformen für den Austausch von Regelarbeit

Im Zuge der Umsetzung der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem wird eine Zusammenarbeit der Europäischen ÜNB beim grenzüberschreitenden Austausch von Regelarbeit etabliert. Mit dem Ziel der Integration der Europäischen Regelarbeitsmärkte wird mit der Schaffung gemeinsamer Plattformen der Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR = Frequency Restoration Reserves; entsprechen der deutschen SRL und MRL) gefördert. Die Harmonisierung der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen (Ausgleichsenergiepreissystem) schafft zudem Europaweit Anreize für die Markakteure, das Gleichgewicht der Bilanzkreise herzustellen und die Systemstabilität aufrechtzuhalten.

Im Januar 2020 wurden die Implementierungspläne für die beiden Europäischen, grenzüberschreitenden Regelarbeitsplattformen von ACER genehmigt. Die Plattform „PICASSO“ (gemäß Art. 21 VO (EU) 2017/2195) wird den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (aFRR; entspricht der deutschen SRL) umsetzen, und die Plattform „MARI“ (gemäß Art. 20 VO (EU) 2017/2195) soll künftig den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (mFRR; entspricht der deutschen MRL) abwickeln. Beide Plattformen werden einen Europaweiten Austausch von Sekundär- und Minutenreservearbeit ermöglichen, die Effizienz des Systemausgleichs fördern und die Liquidität der Regelreservemärkte erhöhen. Der Start des Wirkbetriebs ist in beiden Fällen im Jahr 2022 geplant.

Eine weitere genehmigte Methode ist die Harmonisierung der Abrechnungen von Bilanzkreisabweichungen (gemäß Art. 52, Absatz 2 VO (EU) 2017/2195). Diese Methode legt die wichtigsten Komponenten für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises fest. Mit der Harmonisierung werden in der EU die Konsistenz der Ausgleichsenergiepreisbildung erhöht und einheitliche Rahmenbedingungen für die Integration der Regelreservemärkte geschaffen.

3.3 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich

Bereits seit dem Jahr 2016 unterhalten die regelzonenverantwortlichen deutschen ÜNB eine Sekundärregelarbeitskooperation mit dem österreichischen ÜNB APG. Dabei wird der Einsatz von SRL anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt. Sofern grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich verfügbar sind und keine Netzrestriktionen

vorliegen, kommt auf diese Weise immer das aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Angebot für SRL in beiden Ländern zum Einsatz. Dadurch können die Kosten für Regelarbeit gesenkt werden. Im Falle einer Trennung der Kooperation, zum Beispiel durch fehlende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten oder operative Netzrestriktionen, setzen die deutschen und österreichischen ÜNB die SRL wie zuvor national ein.

Seit Dezember 2019 wird die Minutenreservearbeit grenzüberschreitend abgerufen. Das heißt, Deutschland und Österreich aktivieren bereits gemeinsam alle Frequenzwiederherstellungsreserven über gemeinsame Merit Order-Listen.

Seit Februar 2020 wird nun auch ein Teil des nationalen Bedarfs an Sekundärregelleistung grenzüberschreitend beschafft. Die gemeinsame Beschaffung ist bisher auf 80 MW begrenzt. Entsprechende harmonisierte Bestimmungen für die gemeinsame Beschaffung von SRL in Deutschland und Österreich wurden gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 durch die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control Ende 2018 genehmigt (vgl. BK6-18-064).

4. Abschaltbare Lasten

4.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen

Die gesetzliche Grundlage der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Diese trat erstmals im Januar 2013 in Kraft und wurde durch Inkrafttreten der novellierten Fassung am 1. Oktober 2016 abgelöst. Die Ausschreibungen der ÜNB erfolgen wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an sofort abschaltbaren Lasten sowie einer Gesamtabschaltleistung von 750 Megawatt an schnell abschaltbaren Lasten.

Am 20. Februar 2019 hat die Bundesnetzagentur ein förmliches Festlegungsverfahren zur Anpassung dieser Gesamtabschaltleistung für sofort und schnell abschaltbare Lasten eingeleitet. Nach Einleitung des Verfahrens sind im Hinblick auf die Beteiligung an den wöchentlichen Ausschreibungsverfahren moderate und in Bezug auf die Anzahl der Abrufe und Abrufmengen deutliche Veränderungen festzustellen gewesen. Danach hatten sich unter anderem die durchschnittlichen Gebotsmengen spürbar erhöht. Insbesondere bei schnell abschaltbaren Lasten lagen sie nur noch ganz knapp unter der Grenze von 750 MW. In Einzelfällen hat die Gebotsmenge die ausgeschriebene Menge überschritten. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur die vorgesehene Entscheidung zur Anpassung der Gesamtabschaltleistung für sofort und schnell abschaltbare Lasten zunächst zurückgestellt.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die im Jahr 2019 angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist hinsichtlich der sofort abschaltbaren Lasten eine nahezu konstante kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen, die immer noch deutlich unterhalb der jeweils ausgeschriebenen Gesamtabschaltleistung liegt. Bei der Ausschreibungsmenge der schnell abschaltbaren Lasten ist hingegen im Berichtszeitraum ein Anstieg auf bis zu 857 Megawatt festzustellen. Der Grund für Bezuschlagung einer Abschaltleistung von mehr als 750 Megawatt ergibt sich insoweit aus § 11 AbLaV. Über die Ausschreibungsmenge hinausgehende Zuschläge sind demnach für jeweils ein weiteres Angebot zu erteilen, wenn die Ausschreibungsmenge von 750 Megawatt ohne diesen weiteren

Zuschlag nicht erreicht sind. Aufgrund der fluktuierenden angebotenen schnell abschaltbaren Lasten schwankt auch das Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten.

Elektrizität: Im Zeitraum von Januar 2019 bis Dezember 2019 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten in MW

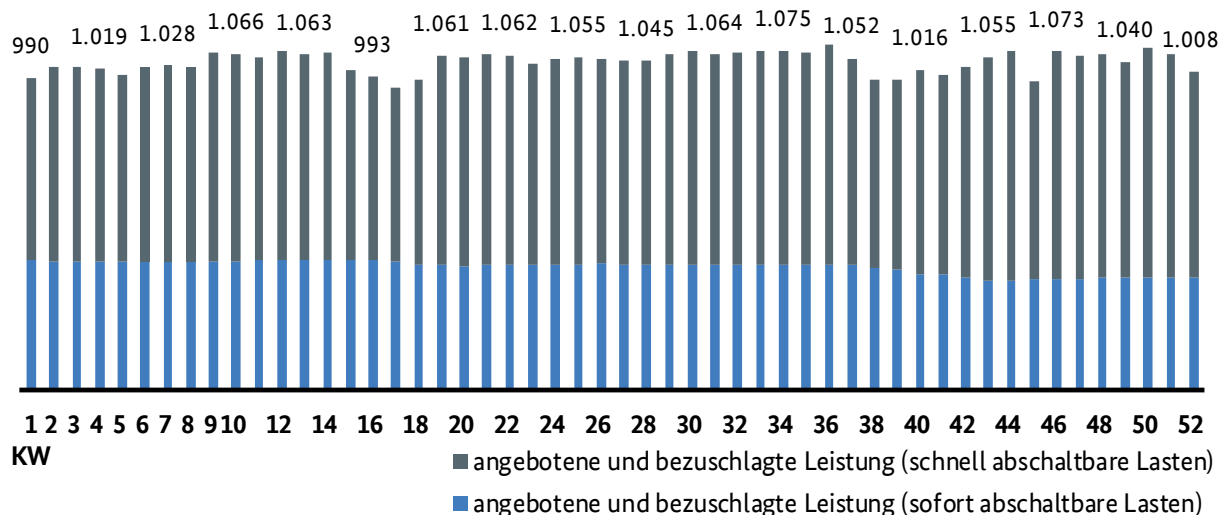


Abbildung 87: Im Zeitraum von Januar 2019 bis Dezember 2019 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung [MW] getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

4.2 Präqualifizierte Leistung

Bis zum Ende des Jahres 2019 haben weitere 11 Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 186 MW am Vorverfahren zur Präqualifizierung nach § 9 AbLaV als abschaltbare Last teilgenommen. Von diesen neu zu präqualifizierenden 11 Lasten wurden alle erfolgreich präqualifiziert.

Damit sind nun insgesamt neun Verbrauchseinrichtungen erfolgreich als sofort abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 793 MW im Berichtsjahr 2019 präqualifiziert. Des Weiteren waren in 2019 insgesamt 37 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 als schnell abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1500 MW präqualifiziert. Hierbei sind einige Lasten gleichzeitig auch als sofort abschaltbare Lasten präqualifiziert. Es wurden keine abschaltbaren Lasten als Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Höhe der präqualifizierten Leistung sofort abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2019 136 MW weniger als im Vorjahr. Die Höhe der präqualifizierten Leistung schnell abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2019 184 MW mehr als im Vorjahr. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen der 50Hertz GmbH und der TenneT TSO GmbH.

4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2019 wurden abschaltbare Lasten an 18 Tagen zur Erhaltung der Systembilanz, also vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine maximale Abschaltleistung am 25. Juni 2019 von 1316 Megawatt abgerufen. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten zur Erhaltung der Systembilanz erfolgte immer parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Dabei wurde an 13 Tagen die positive Minutenreserveleistung

vollständig abgerufen. Zum Redispatch wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2019 nicht eingesetzt. An einem Tag wurden abschaltbare Lasten zu Testzwecken eingesetzt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 611 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 67.610 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2019 hingegen sogar für 32.008 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 519.821 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Hinzu kommen 2.300 Stunden und damit 51.295 MWh Abschaltarbeit, in denen schnell abschaltbare Lasten im Jahr 2019 unzulässig nicht verfügbar waren. Damit wird die Möglichkeit, die kontrahierte Abschaltleistung am Vortag als nicht verfügbar zu melden, durch die abschaltbaren Lasten im nennenswerten Umfang genutzt. Die Lasten stehen damit den Übertragungsnetzbetreibern zum Systembilanzausgleich und zum Redispatch in diesen Zeiträumen nicht zur Verfügung. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regelenenergiemarkt oder am Spotmarkt als nicht verfügbar gemeldet.

4.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der im Vergleich zum Vorjahr steigenden Nutzung der abschaltbaren Lasten fallen im Jahr 2019 höhere Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 2.933.093 Euro (2018: 952.774 Euro; 2017: 293.935 Euro) an. Im Vergleich dazu sind die Leistungskosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten mit 28.013.447 Euro (2018: 26.770.491 Euro; 2017: 26.940.103 Euro) verhältnismäßig geringer gestiegen. Die Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten sinken in 2019 auf 306.112 Euro (2018: 355.023 Euro; 2017: 886.532 Euro). Die Gesamtkosten der abschaltbaren Lasten betragen im Jahr 2019 somit 31.252.653 Euro (2018: 28.078.289 Euro; 2017: 28.120.570 Euro). Die Kostensteigerung ist auf eine höhere Leistungsvorhaltung und Inanspruchnahme der abschaltbaren Lasten zurückzuführen.

4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA)

Die drei betroffenen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, Amprion und 50Hertz haben sich im Januar 2018 zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung namens „Nutzen statt Abregeln“ verpflichtet, mit KWK-Anlagenbetreibern im sog. „Netzausbaugebiet“ Verträge über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abzuschließen. Dadurch sollen im Netzausbaugebiet Einspeisemanagement-Maßnahmen vermieden und zugleich neue Redispatchpotenziale erschlossen werden.

Eine Anlage ist nach den Selbstverpflichtungen geeignet, einen Engpass kostengünstig und effizient zu beseitigen, wenn die aus dem vermiedenen Einspeisemanagement resultierende Einsparungen voraussichtlich über die Dauer der auf die Inbetriebnahme folgenden fünf Jahre (Dauer der Verträge) mindestens die voraussichtlichen erforderlichen Investitionskosten decken. Es kommt also eine übergreifende – keine netzkostenbezogene – Effizienzbetrachtung zur Anwendung. Die genannten Übertragungsnetzbetreiber haben im Laufe der Jahre 2018 und 2019 Anlagenbetreibern den Abschluss entsprechender Verträge angeboten. Es ist zu keinen Abschlüssen im Jahr 2018 gekommen. In der Regelzone 50Hertz sind im Jahr 2019 insgesamt drei Verträge in Höhe von ca. 140 MW Redispatch-Last und zusätzlichen ca. 57 MW zuschaltbare Lasten durch Power to heat geschlossen worden. Weitere Verhandlungen werden geführt.

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

Die Länder der Europäischen Union sind elektrisch in Europäischen Verbundsystemen gekoppelt. Deutschland agiert hier als eine zentrale Drehscheibe. Im Rahmen der Weiterentwicklung des Europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sollen die Strommärkte enger zusammenwachsen, der grenzüberschreitende Handel erleichtert und eine sichere, kosteneffiziente und nachhaltige Stromversorgung gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur arbeitet gemeinsam mit den anderen Regulierungsbehörden Europas (National Regulatory Authorities – NRAs) und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) an der Umsetzung der Vorgaben der Europäischen Union.

Der Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel engpassfrei (also ohne Kapazitätsrestriktionen) vom Erzeuger zum Verbraucher abgewickelt. Damit das funktioniert, müssen innerhalb einer Gebotszone die physikalischen Engpässe entweder durch Redispatch-Maßnahmen und Netzausbau behoben werden, oder die internen Leitungsüberlastungen werden bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone. Die gemeinsame Gebotszone mit Österreich wurde zum 1. Oktober 2018 aufgehoben. Aufgrund von Engpässen zwischen den Gebotszonen findet grenzüberschreitender Stromhandel in dem Umfang statt, wie es die Übertragungsnetzkapazität erlaubt.

Das deutsche Stromexportvolumen ist wie im Vorjahr gesunken. So wurden im Jahr 2019 über die Grenzen noch insgesamt 72,40 TWh (2018: 91,6 TWh) an Exporten realisiert. Mit einem Exportsaldo von 25,19 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa.⁸⁶ Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 736,10 Mio. Euro.

1. Stromhandel und Marktkopplung

Wenn in Europa Strom mit dem Ziel der tatsächlichen Lieferung gehandelt wird, so erfolgt dies 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.

⁸⁶ Tagesaktuelle Werte zum kommerziellen Außenhandel und physikalischen Lastflüssen finden sich auch auf www.smard.de.

- 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).

Elektrizität: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel im Jahr 2020

MRC/PCR Project

„Multi-Regional-Coupling“; MRC

„Price Coupling of Regions“; PCR

CWE und 4 MMC



Zentralwesteuropa (CWE)

Kapazitätsberechnung – „Flow Based“

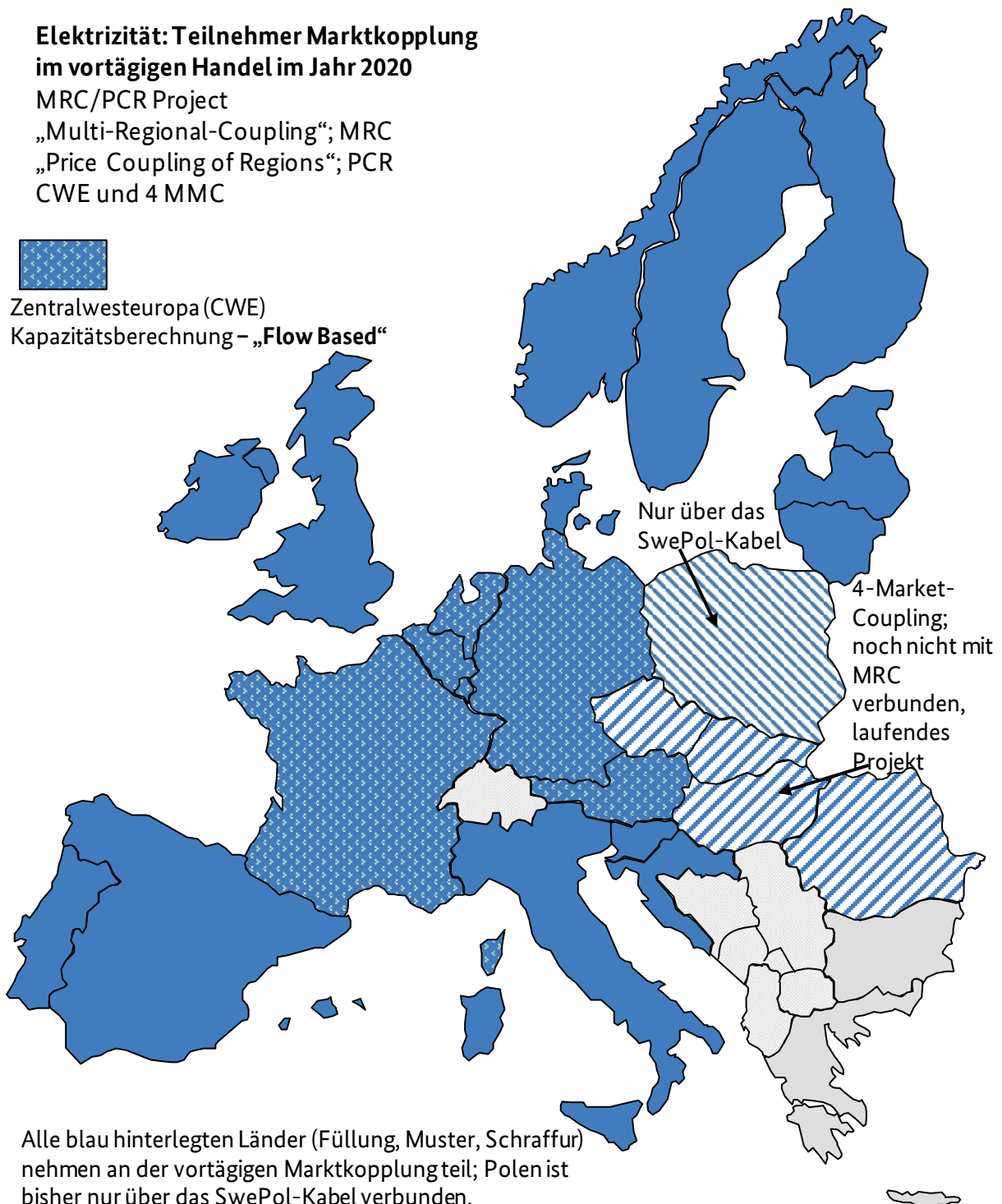


Abbildung 88: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2020

In Europa sind sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt größtenteils gekoppelt. Dies bedeutet, dass freie Kapazität zwischen Gebotszonen direkt an die verauktionierte Strommenge geknüpft ist, so dass

sich weder der Verkäufer noch der Käufer Gedanken um die Durchleitung, also grenzüberschreitende Kapazität machen muss. Dieses Verfahren, bei dem sich beide Handelspartner in unterschiedlichen Gebotszonen befinden und ohne weitere Schritte miteinander Handel betreiben, nennt sich implizite Kapazitätsvergabe. Im Gegensatz dazu gibt es die an Bedeutung verlierende explizite Kapazitätsvergabe, bei der zusätzlich zum eigentlichen Handelsgeschäft Übertragungsrechte zwischen Gebotszonen erworben werden müssen.

Im MRC (Multi-Regional-Coupling) sind mittlerweile 20 Europäische Länder (mehr als 85 Prozent des Europäischen Stromverbrauchs) miteinander verbunden. Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der im Day-Ahead und Intraday verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Im Ergebnis führt das MRC zu einer Preisangleichung im Day-Ahead, wobei die Kapazitätszuteilung auf die einzelnen Grenzen auch unter Berücksichtigung der möglichen Wohlfahrtseffekte erfolgt. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz (als ein möglicher Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

2. Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel

Die Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen sind ein knappes Gut. Limitierte Kuppelkapazitäten und auch interne Netzelemente mit hoher Sensitivität für den grenzüberschreitenden Handel können eine natürliche physikalische Begrenzung für den grenzüberschreitenden Stromhandel bilden.

Die den Strommärkten im Day-Ahead-Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt: einerseits mittels der „Net Transfer Capacity (NTC)“ Berechnung und andererseits durch den „Flow-Based Market Coupling (FBMC)“-Algorithmus.

Net Transfer Capacity (NTC)

Beim NTC-Verfahren stimmen die Übertragungsnetzbetreiber die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten – auch für längerfristige Kapazitäten – beidseitig grenzüberschreitend untereinander ab. Die Seite mit der geringeren Höhe bestimmt dabei die Gesamthöhe der Handelskapazität an der Grenze. Prägend sind dabei Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen nationalen Netzes.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

In der gemeinsamen lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling, FBMC) von Zentralwesteuropa (engl. CWE – Central Western Europe: Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und Österreich) wird (ausschließlich) die Day-Ahead-Übertragungskapazität algorithmisch berechnet. Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Dabei werden bei dieser Berechnungsmethode nicht nur eine einzelne Grenze, sondern alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse unter Berücksichtigung der für den Handel relevanten Leitungen miteinbezogen.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell in Zentraleuropa. Aus diesem Grund muss jede Region begründen, falls sie sich bei ihrer Kapazitätsberechnungsmethodik nicht für einen Flow-Based Ansatz entscheidet. Diese grenzüberschreitende, regionale Kapazitätsberechnungsmethode

für die geographisch größere Core-Region (Zusammenfassung von CWE und CEE, CEE bestehend aus den Grenzen zwischen den Ländern Österreich, Kroatien, Tschechien, Deutschland, Ungarn, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei) wird voraussichtlich im Jahr 2022 eingeführt.

3. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Die mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ist die Menge an Übertragungsleistung, die zwischen zwei Gebotszonen über das Jahr gemittelt stündlich dem Markt zur Verfügung gestellt wurde. Es wurden sowohl die Import- als auch die Exportkapazitäten ausgewertet. Für die beiden in I.E.2 vorgestellten Verfahren wurden unterschiedliche Methoden angewandt:

Net Transfer Capacity (NTC)

Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden für diesen Bericht die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der deutschen ÜNB herangezogen. Die gemittelten Durchschnittswerte stellen die grundsätzlich dem Markt zur Verfügung gestellten Kapazitäten dar, ohne vollständig in beide Handelsrichtung genutzt zu werden.

Flow-Based Market Coupling (FBMC)

Den aus dem FBMC resultierenden genutzten Handelskapazitäten liegt immer eine Wohlfahrtsoptimierung zugrunde, so dass diese Werte nicht die tatsächlich zur Verfügung gestellte mittlere Übertragungskapazität widerspiegeln. Da die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten im FBMC voneinander abhängig sind, kann anders als beim NTC Verfahren kein unabhängiger Wert pro Grenze ausgewiesen werden. Als Schätzwert wird je Grenze eine Handelskapazität ausgewertet, welche nur erreichbar ist, falls an allen anderen FBMC Grenzen kein Stromhandel stattfindet. Aus diesem stündlichen Wert wurden dann die mittleren Übertragungskapazitäten gebildet. Die FBMC Daten für diesen Bericht wurden von den ÜNB und dem Joint Allocation Office (JAO) zur Verfügung gestellt.

Aufgrund des fundamental unterschiedlichen Ansatzes können Kapazitätswerte von NTC- und FBMC-Grenzen nicht direkt miteinander verglichen werden. Für eine Betrachtung der Entwicklung der deutschen Im- und Exportkapazitäten wurden die Werte daher aggregiert und in Tabelle 72 und Tabelle 73 separat aufgeführt.

Elektrizität: Importkapazität

Grenze	2017	2018		2019	
			Veränderung gegenüber Vorjahr		Veränderung gegenüber Vorjahr
NTC					
CH → DE	4.000,00	3.888,25	-3 %	3.491,04	-10 %
CZ → DE	1.289,89	1.442,00	12 %	1.416,35	-2 %
DK → DE	1.026,80	1.465,57	43 %	1.782,23	22 %
PL → DE	1.301,82	1.358,29	4 %	1.249,22	-8 %
SE → DE	415,26	450,39	8 %	533,56	18 %
Flow-based					
AT → DE *		4.999,43		5.080,67	2 %
FR → DE	3.763,79	4.323,96	15 %	3.748,00	-13 %
NL → DE	2.345,85	2.504,17	7 %	3.246,32	30 %

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO, , Nord Pool; *Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018

Tabelle 72: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten

Elektrizität: Exportkapazität

Grenze	2017	2018		2019	
			Veränderung gegenüber Vorjahr		Veränderung gegenüber Vorjahr
NTC					
DE → CH	1.501,23	1.394,25	-7 %	1.342,98	-4 %
DE → CZ	580,21	1.235,23	113 %	1.348,30	9 %
DE → DK	1.901,86	1.850,68	-3 %	1.965,43	6 %
DE → PL	604,14	1.002,97	66 %	904,03	-10 %
DE → SE	248,32	232,39	-6 %	248,55	7 %
Flow-based					
AT → DE *		5.051,92		4.984,73	-1 %
DE → FR	3.545,89	4.995,58	41 %	5.488,41	10 %
DE → NL	2.917,94	3.212,04	10 %	3.301,61	3 %

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO, Nord Pool; *Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018

Tabelle 73: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten

Gründe für die langfristigen Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem der Zubau von Leitungen und anderen Netzelementen (z. B. Phasenschiebern oder Transformatoren). Zudem wurde am 26. April 2018 in der CWE-Region für das Flow Based Market Coupling ein Mindestanteil der Leitungskapazität von 20 Prozent (MinRAM-Prozess) eingeführt, was sich ebenfalls erhöhend auf die Kapazitäten der Region auswirken wird. Veränderungen im Jahresvergleich der Kapazität können u. a. auch durch Ausfälle und Wartungsarbeiten begründet sein.

Die Stromhandelskapazitäten an der Grenze Dänemark-West und Deutschland wurden in der zweiten Jahreshälfte in 2018 durch die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark erhöht. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertrading-Maßnahmen vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten von bis zu 1.100 MW bis 2020 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität vertragskonform im Zeitraum vom 1. Januar 2019 bis zum 31. März 2019 auf 900 MW und daran anschließend bis zum Jahresende 2019 auf 1000 MW angehoben.

Durch ein kartellrechtliches Verfahren seitens der Europäischen Kommission ist der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT parallel zur bestehenden Vereinbarung dazu angehalten, den Stromaustausch an der Grenze Dänemark-West im erhöhten Maße zu fördern und eine Mindesthandelskapazität von 1.300 MW zu gewährleisten. Diese Auflagen werden im Jahr 2019 schrittweise umgesetzt und bei Inbetriebnahme des geplanten Interkonnektorzubaus entsprechend angepasst.

4. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse

Den an den Gebotszonengrenzen gemessenen physikalischen Lastflüssen stehen die so genannten realisierten Verbundaustauschfahrpläne als Handelsflüsse gegenüber. Diese sind als durch Handelsgeschäfte ausgelöste, geplante virtuelle Stromflüsse zu verstehen. Aus einer Zone mit einem temporär niedrigeren Preis sollten sich – wohlfahrtsoptimierend und volkswirtschaftlich effizient – Handelsgeschäfte (Fahrpläne) und somit physikalische Stromflüsse hin zur Zone mit einem höheren Preis ergeben. Im Idealfall wäre der Saldo von physikalischen Lastflüssen und Handelsflüssen in der Gesamtbetrachtung nahezu identisch. Durch ungeplante Flüsse (Ring- und Transitflüsse, siehe dazu auch Abschnitt I.E.5 ab Seite 228), Übertragungsverluste, grenzüberschreitenden Redispatch und Messtoleranzen kommt es jedoch häufig zu Abweichungen. Da der physikalische Stromfluss immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt, weichen physikalische Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse an einzelnen Grenzen teilweise stark voneinander ab (siehe Abbildung 89 und Abbildung 90). Dies ist bei einem stark vermaschten Netz mit großen Gebotszonen unvermeidbar.

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und in der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend. Abbildung 89 und Abbildung 90 stellen die im Jahr 2018 und 2019 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse bildlich dar, während die Tabellen 74 bis 76 die Werte in komprimierter Form zusammenfassen.

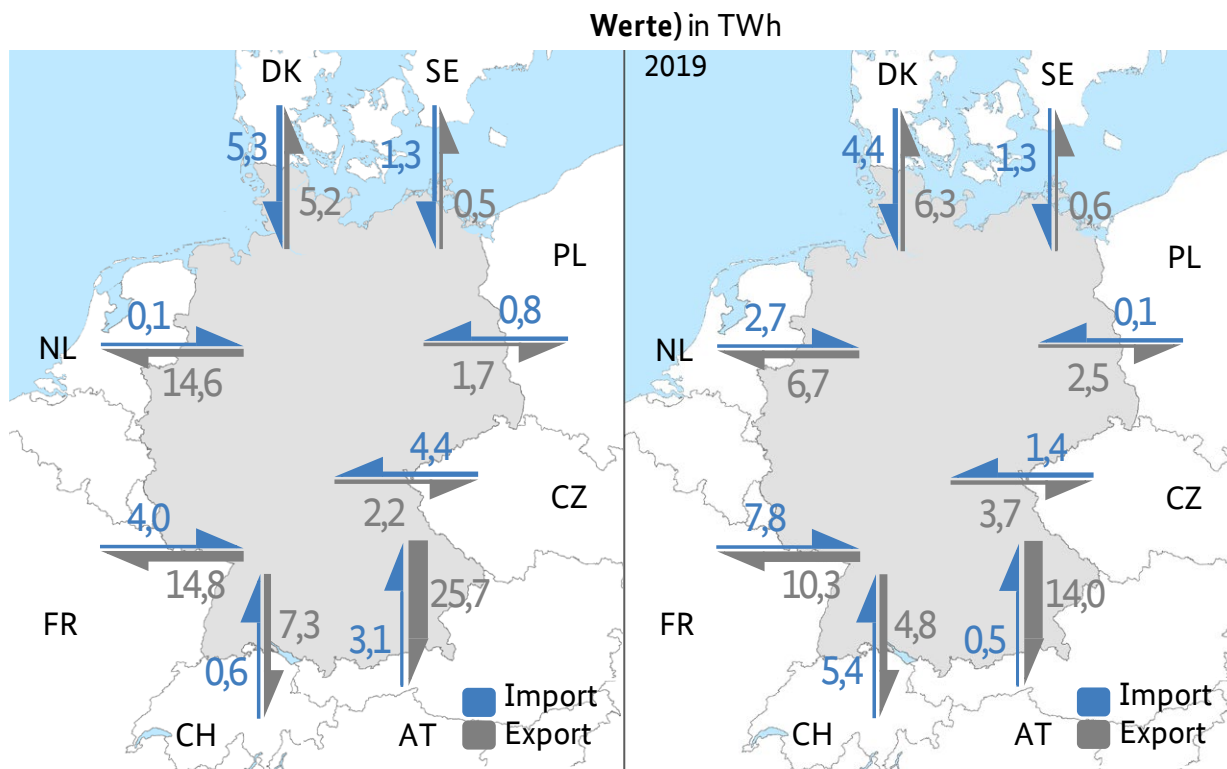


Abbildung 89: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

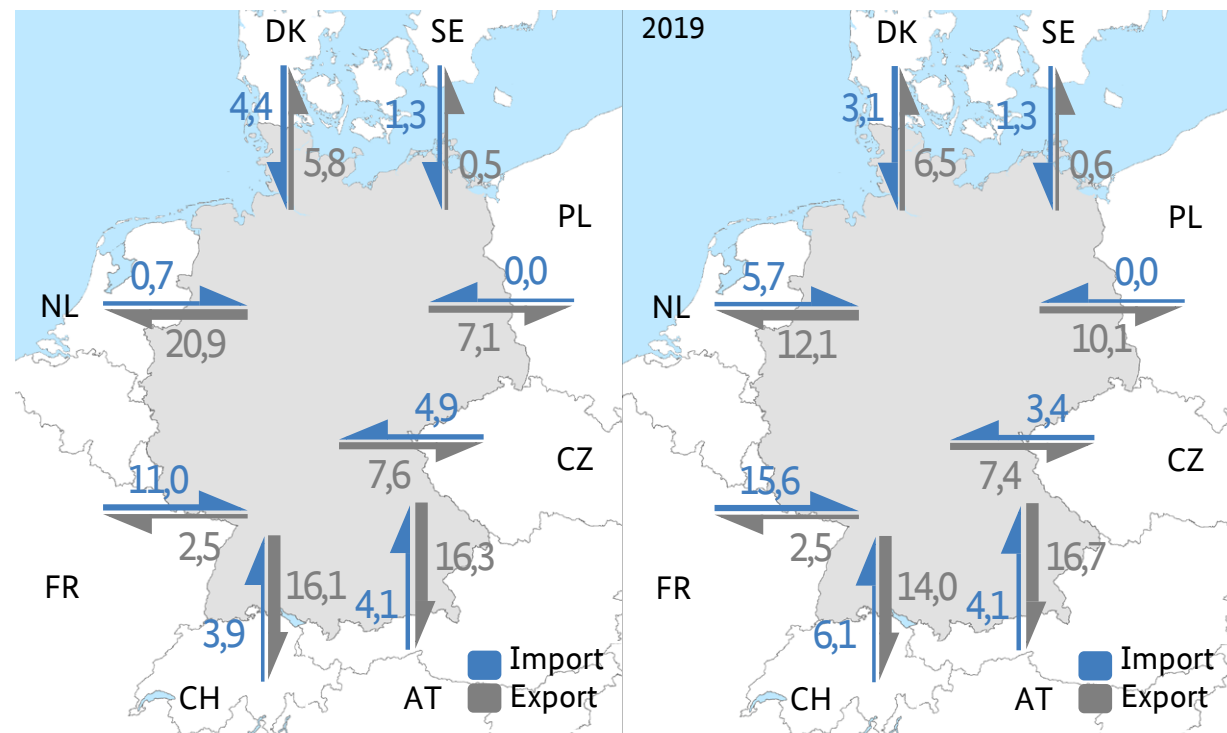


Abbildung 90: Physikalische Lastflüsse

Elektrizität: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2018	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2019
Import	30,3	19,6	39,4	23,6
Export	76,8	72,0	69,8	48,8
Saldo	46,5	52,5	30,4	25,2

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 74: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

Elektrizität: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018	Verbund austausch- fahrpläne 2018	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	Verbund austausch- fahrpläne 2019
AT → DE	4,1	3,1	4,1	0,5
CH → DE	3,9	0,6	6,1	5,4
CZ → DE	4,9	4,4	3,4	1,4
DK → DE	4,4	5,3	3,1	4,4
FR → DE	11,0	4,0	15,6	7,8
NL → DE	0,7	0,1	5,7	2,7
PL → DE	0,0	0,8	0,0	0,1
SE → DE	1,3	1,3	1,3	1,3

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 75: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Elektrizität: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018	Verbundaustausch- fahrpläne 2018	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2019	Verbundaustausch- fahrpläne 2019
DE → AT	16,3	25,7	16,7	14,0
DE → CH	16,1	7,3	14,0	4,8
DE → CZ	7,6	2,2	7,4	3,7
DE → DK	5,8	5,2	6,5	6,3
DE → FR	2,5	14,8	2,5	10,3
DE → NL	20,9	14,6	12,1	6,7
DE → PL	7,1	1,7	10,1	2,5
DE → SE	0,5	0,5	0,6	0,6

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 76: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Aus der folgenden Abbildung ist deutlich erkennbar, in welchem Maße die tatsächlichen physikalischen Lastflüsse von den realisierten Verbundaustauschfahrplänen abweichen.

Elektrizität: Jahressummen der grenzüberschreitenden Flüsse mit Deutschlands Nachbarländern für das Jahr 2019 in TWh

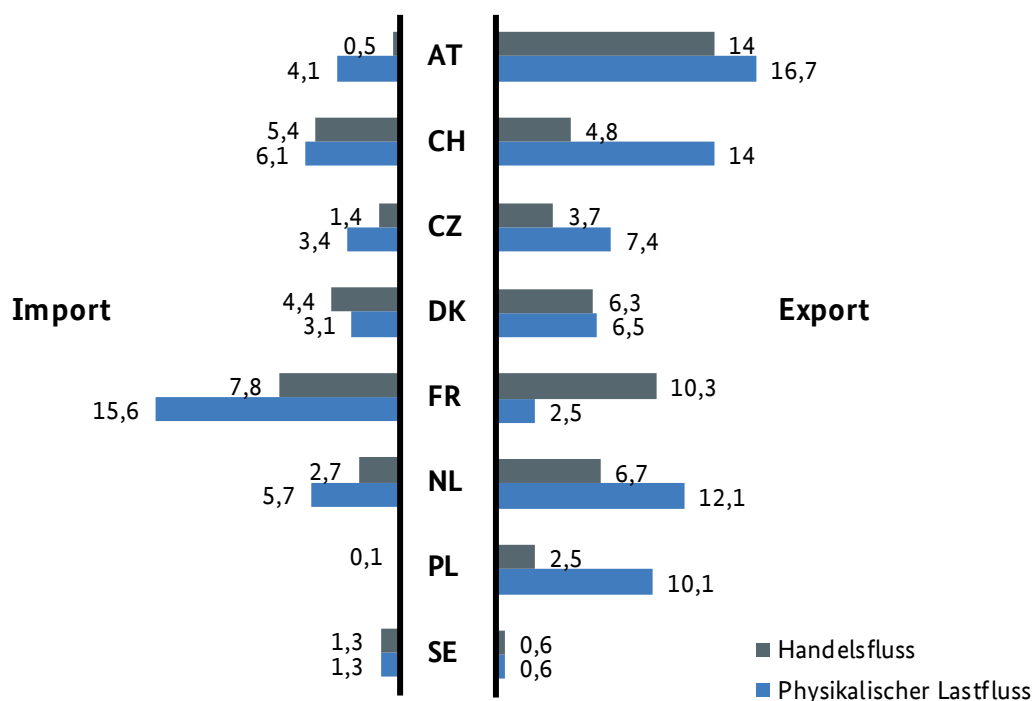


Abbildung 91: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2019

In der Zeit von 2011 bis 2014 haben das Exportvolumen kontinuierlich zu- und das Importvolumen abgenommen. Im Jahr 2019 hat das Exportvolumen abgenommen. Ein Grund hierfür ist die Engpasseinführung an der Grenze DE/AT. Das Exportvolumen nach AT ist von 2018 auf 2019 um 11,7 TWh gesunken.

Elektrizität: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands Handelsvolumen in TWh

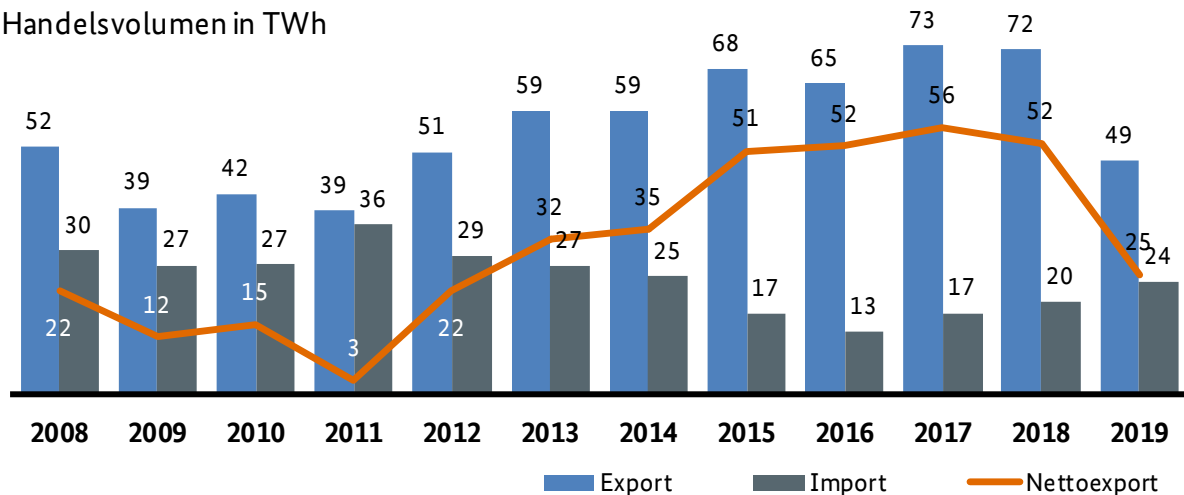


Abbildung 92: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Für eine Bewertung der Importe und Exporte wurden die Handelsvolumina der realisierten Verbundaustauschfahrpläne mit dem Day-Ahead Spotpreis der EPEX-Spot multipliziert. Es wird hierbei insoweit marktrationales Verhalten unterstellt, dass auch längerfristige Kontrakte nur beliefert werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt. Andernfalls wird der Strom in dem günstigeren Markt vor Ort beschafft. Für die Ermittlung der monetären Werte für den nach bzw. aus Deutschland im- und exportierten Strom wurden Importe als Kosten und Exporte als Erlöse angesehen.

Elektrizität: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2018		2019	
	in TWh	Handel in Mio. Euro	in TWh	Handel in Mio. Euro
Export	72,01	3.058,90	48,79	1.705,00
Import	19,56	934,28	23,60	968,90
Saldo	52,45	2.124,62	25,19	736,10
Erlöse Exporte in Euro/MWh		42,48		34,95
Kosten Importe in Euro/MWh		47,77		41,06

Tabelle 77: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)

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

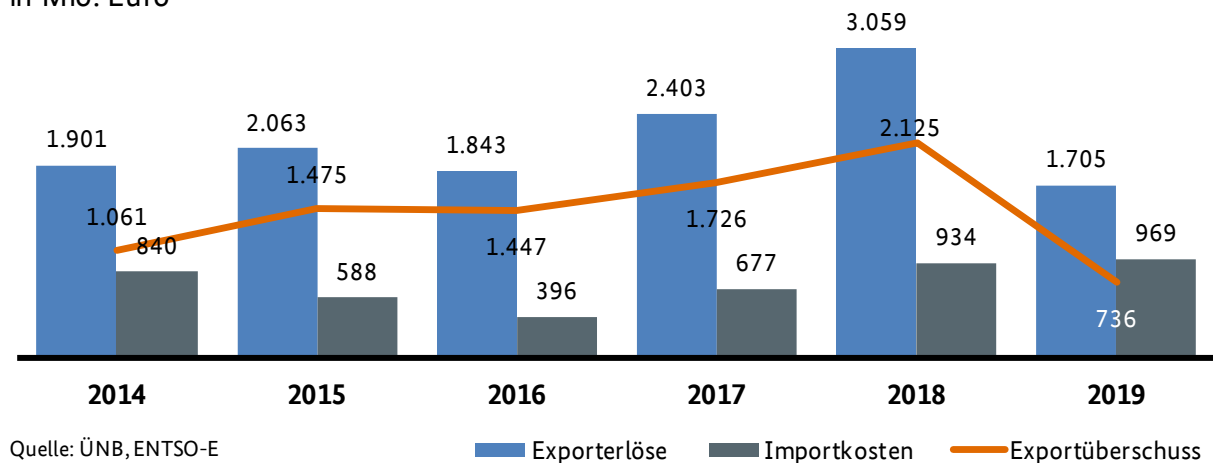


Abbildung 93: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

Veränderungen in den Preisdifferenzen schlagen sich in der Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina zwischen Deutschland und den Nachbarländern nieder. Die Gründe für unterschiedliche Preise hängen von verschiedensten Faktoren ab, welche einen direkten Einfluss auf die Merit-Order und damit insbesondere auf den Großhandelspreis in den jeweiligen Ländern haben. Die Entwicklung der Handelsvolumina ist folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern hängt ebenso von Veränderungen von Angebot und Nachfrage in den jeweiligen Nachbarländern ab.

5. Ungeplante Flüsse

Strom fließt stets von der Quelle zur Senke. Dabei nimmt er den Weg des geringsten Widerstandes. Deshalb lassen sich in einem zonal organisierten Stromhandelssystem die so genannten ungeplanten Flüsse nicht verhindern. Wenn die verkaufte Strommenge von der tatsächlich physikalisch geflossenen abweicht, spricht man von einem ungeplanten Fluss. Der ungeplante Fluss kann zwei besondere Formen annehmen. Es kann sich dabei um Strom handeln, der von einer Gebotszone in eine andere über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone transportiert wird (Transit). Wenn dagegen Strom von einer Gebotszone über eine am Handelsgeschäft nicht beteiligte Gebotszone wieder in die ursprüngliche Zone zurückfließt, spricht man hingegen von einem Ringfluss (Loop-Flow). Die Effekte können nicht scharf voneinander abgegrenzt werden. Als großer Energieerzeuger in Europa und zentral gelegener Flächenstaat induziert und absorbiert Deutschland in und von den benachbarten Staaten ungeplante Flüsse, sowohl Transite als auch Ringflüsse. Der Europäische Gesetzgeber hat in Artikel 16 Absatz 8 VO (EU) 2019/943 festgelegt, dass 70 Prozent der Leitungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, während 30 Prozent für interne und Ringflüsse sowie Zuverlässigkeitsmarge genutzt werden dürfen.

Die ungeplanten Flüsse werden pro Grenze als Differenz von physikalischem Fluss zu realisierten Verbundaustauschfahrplänen ermittelt. Die Betrachtung erfolgt hierbei anhand der Jahressummen. Dabei wird der Handelsexportüberschuss vom physikalischen Export abgezogen.

Das folgende Beispiel veranschaulicht die Ermittlung eines ungeplanten Flusses: Deutschland importierte im Jahr 2019 (Handel) aus den Niederlanden 2,7 TWh und exportierte 6,7 TWh. Daraus ergibt sich ein

Exportüberschuss (Handel) von 4 TWh. Gleichzeitig flossen physikalisch 5,7 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 12,1 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (physikalisch) von 6,4 TWh. Im Saldo (Handel minus physikalisch) floss 2,4 TWh Strom von Deutschland in die Niederlande, der nicht zwischen beiden Ländern gehandelt wurde. Dies wird als ungeplanter Fluss bezeichnet.

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die ungeplanten Flüsse dar, die sich als Differenz aus den Salden der physikalischen und der Handelsflüsse vom Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg (bzw. Deutschland/Luxemburg seit Oktober 2018) zu seinen Nachbarländern und umgekehrt ergeben.

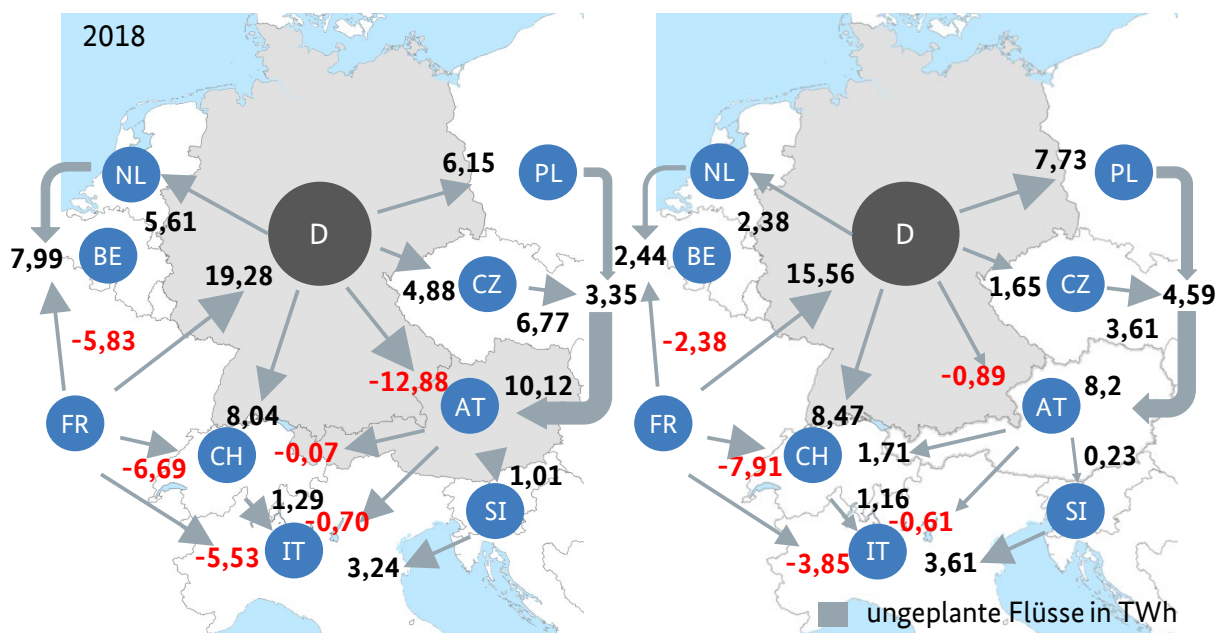


Abbildung 94: Ungeplante Flüsse

Die Pfeile zeigen die physikalische Hauptflussrichtung an, die Werte beziffern das Handelsdefizit, wobei rote Zahlen ein physikalisches Defizit (Handel > Physik) und schwarze Zahlen ein Handelsdefizit (Physik > Handel) widerspiegeln. So sind z. B. im Jahr 2019 von Frankreich in die Schweiz saldiert 7,91 TWh zu wenig physikalisch geflossen, um die gehandelten Mengen abzubilden.

Entsprechend den vorliegenden Zahlen fließt Strom an der Westgrenze Deutschlands teilweise über die Niederlande weiter nach Belgien und von dort über Frankreich wieder zurück nach Deutschland. Ring- und Transitflüsse aus Frankreich fließen im Gegenzug durch die Stromnetze in Deutschland insbesondere im Süden der Republik. Dabei fließt der in Frankreich gehandelte Strom nicht direkt von Frankreich in die Schweiz oder nach Italien oder das französische Zielgebiet, sondern nimmt einen Umweg über Deutschland. An der Ostgrenze Deutschlands fließt der Strom zum Teil über Polen und Tschechien nach Österreich. Darüber hinaus gibt es auch ungeplante Flüsse, die aus dem deutschen Übertragungsnetz über das tschechische Übertragungsnetz in das deutsche Übertragungsnetz zurückfließen und dort verbraucht werden.

Ungeachtet aller Ausbaumaßnahmen führt der Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten unausweichlich zu ungeplanten Flüssen. Diese ungeplanten Flüsse treten insbesondere aufgrund des hohen Transportaufkommens durch den innerdeutschen und Europäischen Stromhandel auf.

6. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich für die Kosten statt, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze („Transite“) entstehen (sog. Inter-TSO-Compensation – ITC). ENTSO-E richtete den ITC-Fonds für die Kompensationen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Der Fonds soll zum einen die Kosten für den Ausgleich der Verlustenergie, die in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen, decken. Zum anderen dient der Fonds zur Deckung der Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse.

ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC-Mechanismus („Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism“) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der Verordnung (EU) Nr. 838/2010. Die aktuellen Zahlen für das ITC-Jahr 2019 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 6,62 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 15,79 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 9,17 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen an den ITC-Mechanismus entrichten mussten. Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2019 das 5. Mal in Folge Nettozahler in den ITC-Fonds (2018: -8,44 Mio. Euro, 2017: -2,15 Mio. Euro, 2016: -12,48 Mio. Euro, 2015: -6,1 Mio. Euro, 2014: 0,91 Mio. Euro, 2013: 13,21 Mio. Euro, 2012: 26,8 Mio. Euro). Diese Entwicklung hatte sich in den letzten Jahren abgezeichnet und ist hauptsächlich auf die starke Zunahme des deutschen Stromexports und die damit verbundenen grenzüberschreitenden Flüsse zurückzuführen. Bei einem moderaten Anstieg von 8,7 Prozent bewegt sich die Nettozahlung damit auf Vorjahresniveau. Auffällig ist jedoch, dass sowohl Ein- wie auch Auszahlungen einen deutlichen Anstieg zu verzeichnen haben: Während die Auszahlungen um 5,34 Mio. Euro angestiegen sind, mussten die deutschen ÜNB gleichzeitig ca. 6 Mio. Euro mehr an Kompensationszahlungen leisten.

7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich

7.1 Umsetzung des Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer

Im Juni 2019 wurde ein umfangreiches Europäisches Gesetzgebungspaket zur weiteren Integration des Elektrizitätsbinnenmarktes, das Clean Energy for all Europeans Package (CEP) verabschiedet. Die darin enthaltene neue Strommarktverordnung (EU) 2019/943 trat am 1. Januar 2020 in Kraft.

Mindesthandelskapazität und nationaler Aktionsplan

Unter anderem sieht diese Strommarktverordnung eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten vor, einen Mindestanteil von 70 Prozent der Übertragungskapazitäten dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. Pünktlich zur Geltung der neuen Regelungen hat die Bundesregierung den Nationalen Aktionsplan vorgelegt, der es ermöglicht, diesen Mindestwert bis zum 31. Dezember 2025 stufenweise einzuführen. Aufgabe der Bundesnetzagentur war es bis Ende 2019 gemeinsam mit den ÜNB Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte des linearen Anstiegs der Mindestkapazitäten zu entwickeln und

auf der Homepage zu veröffentlichen. Die ÜNB haben sodann die Startwerte berechnet und veröffentlicht, so dass seit dem 1. Januar 2020 dem grenzüberschreitenden Stromhandel entsprechende Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden konnten. Die Bundesnetzagentur überwacht seither die Einhaltung der Mindestwerte.

Insbesondere widmete sich die Bundesnetzagentur in der ersten Hälfte 2020 der Umsetzung der Vorgaben zu Mindestkapazitäten an der Grenze DE-SE4 (Baltic Cable), wo durch den Aktionsplan und die Startwertberechnung eine Mindestkapazität von 248MW für das Jahr 2020 anzuwenden ist. Da in der kleinen Gebotszone SE4 nicht genug Liquidität vorhanden ist um ausreichend Countertrade-Potential zur Verfügung zu stellen, war es für die Richtung DE nach SE4 vorerst nicht möglich diesen Wert zu erreichen, ohne die Systemsicherheit in Schweden zu gefährden bzw. Lastabwurf in SE4 zu riskieren. Daher war es notwendig neue technische Prozesse zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern Baltic Cable und TenneT sowie dem Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netze AG aufzusetzen. Diese Implementierung wurde von der Bundesnetzagentur begleitet und Ende August 2020 fertig gestellt. Unterschreitungen der Mindestkapazität und Gefährdungen der Systemsicherheit in SE4 können so vermieden werden.

Betriebsführungsregionen und Regionale Koordinierungszentren

Anfang April 2020 entschied ACER – inhaltlich abweichend vom ursprünglichen im Okt./Nov. 2019 durch ENTSOE und im Januar 2020 durch ACER öffentlich konsultierten ENTSO-E-Vorschlag – über die Definition der Betriebsführungsregionen („System Operation Regions“ = SORs) für Europa. Die SORs bilden die geografische Grundlage für die Zuständigkeiten der einzelnen zukünftigen regionalen Koordinierungszentren („Regional Coordination Centres“ = RCCs). Letztere sollen nach dem Wunsch des Europäischen Gesetzgebers aus den existierenden Regionalen Sicherheitskoordinatoren („Regional Security Coordinators“ = RSCs) hervorgehen und zusätzlich neue Aufgaben der grenzüberschreitenden Koordinierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, u.a. aus den Bereichen Risikovorwarnung, Notzustand und Netzwiederaufbau, Weiterbildung und Zertifizierung, Ermittlung von Kapazitätsbedarfen sowie Dimensionierung und Beschaffung von Ausgleichsreserven wahrnehmen. Dazu übermittelten die betreffenden Übertragungsnetzbetreiber Mitte 2020 ihre Vorschläge zur Etablierung der jeweiligen RCCs pro SOR - wie etwa TSCNET und Coreso für die „Central Europe SOR“ (CE SOR), zu der auch Deutschland gehört - an die zuständigen Regulierungsbehörden. Die Bundesnetzagentur prüft und überarbeitet gemeinsam mit den Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern der CE SOR den Vorschlag mit dem Ziel, hierüber Anfang 2021 zu entscheiden. Die RCCs sollen zum 1. Juli 2022 ihren Betrieb aufnehmen und die o.g. neuen Aufgaben implementieren.

7.2 Implementierung der Europäischen Netzkodizes und Leitlinien

Bei der Umsetzung der EU-Netzkodizes und -Leitlinien konnten 2019 weitere Fortschritte im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Europäischen Strombinnenmarktes in den Bereichen Netzanschluss, Markt und Systembetrieb erzielt werden.

Kapazitätsbewirtschaftung

Übertragungsnetzbetreiber und nominierte Strommarktbetreiber setzen gemeinsam mit nationalen Regulierungsbehörden und ACER die Vorgaben der Verordnung (EU) 2015/1222 zur grenzüberschreitenden Engpassbewirtschaftung, Kapazitätsberechnung und -vergabe im Day-Ahead- und Intraday-Handel um. 2018 wurden von den Regulierungsbehörden und ACER Genehmigungen im Rahmen dieser Verordnung erteilt.

Dabei wurden die Leitlinien für die Kopplungsalgorithmen, die darin zu berücksichtigenden Produkte und die erforderlichen Back-up-Maßnahmen, die Zeitpunkte für die Öffnung und Schließung des untertägigen Handels sowie die Ausweichverfahren für die Kapazitätsvergabe genehmigt. Diese Regeln bilden das Fundament für den Europäischen Strombinnenmarkt. Ein großer Fortschritt dabei war auch die am 12. Juni 2018 erfolgte Inbetriebnahme der grenzüberschreitenden Intraday-Lösung (XBID), welche den kontinuierlichen untertägigen Handel zwischen Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Norwegen, den Niederlanden, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien koppelt und somit den bestehenden Day-Ahead-Markt ergänzt. Weitere Länder Europas wurden in einer zweiten Implementierungswelle Ende 2019 angeschlossen: Bulgarien, Kroatien, Polen, Rumänien, Slowenien, Tschechien. Die Kopplung bezweckt Steigerungen der Effizienz des untertägigen Handels und damit verbunden der Wohlfahrt.

Für den deutschen Markt ist darüber hinaus die Kapazitätsberechnungsmethode für die Kapazitätsberechnungsregion CORE besonders relevant. Dabei handelt es sich um eine Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode der Region CWE. Mittels dieser Methode wird das gesamte für den grenzüberschreitenden Austausch relevante Netz, statt nur einzelner grenzüberschreitender Netzelemente, in die Berechnungen einbezogen. Dadurch sollen mehr Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden können.

Die regulatorische Arbeit wurde in einer gemeinsamen Arbeitsgruppe unter Beteiligung aller Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber der CORE Kapazitätsberechnungsregion koordiniert. Diese mündete im Juni 2018 in einen – an die Änderungsanforderungen der Regulierungsbehörden teilweise angepassten – Antrag der Übertragungsnetzbetreiber. Nachdem sich die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten der CORE-Region nicht auf eine gemeinsame Genehmigung dieses Antrags einigen konnten, wurde das Verfahren im August 2018 ACER zur Entscheidung übertragen. Letztere entschied im Februar 2019 über den Antrag der Übertragungsnetzbetreiber und determinierte so die Kapazitätsberechnungsmethode für den vortägigen und den untertägigen Handel von Elektrizität. Da die Bundesnetzagentur Rechtsbehelfe eingelegt hat, ist die Entscheidung von ACER noch nicht formell bestandskräftig. Die entsprechende Nichtigkeitsklage der Bundesnetzagentur ist gegenwärtig vor dem Europäischen Gericht (EuG) anhängig. Eine gerichtliche Entscheidung steht noch aus.

Ebenfalls in der Umsetzung befindet sich das Regelwerk zur Vergabe langfristiger Kapazität, die Verordnung (EU) 2016/1719. In 2019/20 konnten die relevanten Übertragungsnetzbetreiber bzw. die nationalen Regulierungsbehörden die Änderung der Methode zur regionalen Ausgestaltung langfristiger Übertragungsrechte fertigstellen und genehmigen, wodurch an der neuen Gebotszonengrenze NL-DK1 („Cobra-Kabel“) langfristige, finanzielle Übertragungsrechte vergeben werden können. Auch die analoge Methode für die Kapazitätsberechnungsregion CORE befindet sich in einer finalen Phase. Abgeschlossen und genehmigt wurde die regionale Methode der koordinierten Aufteilung langfristiger zonenübergreifender Kapazität für die Kapazitätsberechnungsregionen CORE und HANSA. Die Methode für die Berechnung langfristiger Kapazitäten befindet sich dagegen noch in einer konzeptionellen Phase.

Systemausgleich

Mitte 2018 begannen die ersten Umsetzungsschritte durch die Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die Verordnung (EU) 2017/2195, welche Vorgaben zur Integration der noch weitgehend national organisierten Regelreservemärkte und zum grenzüberschreitenden Austausch von Regelreserve in Europa enthält.

Seitdem wurden wesentliche Methoden nach dieser Verordnung von ACER genehmigt, die die Harmonisierung der Europäischen Regelleistungsmärkte vorantreiben. Die Plattformen PICASSO (aFRR) und MARI (mFRR) werden zukünftig einen Europaweiten Austausch von Sekundärregel- und Minutenreservearbeit ermöglichen. Die Harmonisierung der Abrechnungen der Bilanzkreisabweichungen ist ein weiterer Baustein für einheitliche Rahmenbedingungen für die Integration der Regelreservemärkte in der EU.

Systembetrieb

Die Verordnung (EU) 2017/1485 befasst sich u. a. mit der Europäischen Harmonisierung im Bereich des operativen Systembetriebs sowie der Festlegung von Sicherheitslimits. Zur Implementierung müssen die Übertragungsnetzbetreiber u. a. unter Beteiligung/Genehmigung durch die betreffenden Regulierungsbehörden diverse Modalitäten und Methoden entwickeln. Auf Europäischer bzw. regionaler Ebene gehörten 2019 dazu u.a. die Methoden für die Koordination der Betriebssicherheitsanalysen. Auf Synchrongebietsebene wurden diverse Methoden, Bedingungen und Werte, die in den Betriebsvereinbarungen der Synchrongebiete bzw. der Leistungs-Frequenz-Regelungsblöcke enthalten sein müssen, weiterentwickelt und genehmigt. Zudem wurde ein Vorschlag für zusätzliche Eigenschaften von Frequenzhaltungsreserven entwickelt sowie eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Festlegung eines Mindesterbringungszeitraumes für Frequenzhaltungsreserven mit limitiertem Energiespeicher durchgeführt.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft die Verordnung (EU) 2017/2196 mit Vorgaben zum Verhalten im Notzustand und beim Netzwiederaufbau. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bis Ende 2018 ihre Netzschutz- und Netzwiederaufbaupläne entwickelt. Bestimmte Modalitäten (z. B. für Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau, Marktaussetzung) wurden von den Netzbetreibern im Jahr 2019 unter Begleitung der Bundesnetzagentur und nach Konsultation mit den Marktteilnehmern überarbeitet und im Jahre 2020 schließlich von der Bundesnetzagentur genehmigt.

7.3 Bidding Zone Review

In der Europäischen Diskussion um das Strommarktdesign ist weiterhin die Frage einer Anpassung der derzeit bestehenden Gebotszonen aktuell. Die Verordnung (EU) 2015/1222 sieht vor, dass in einem Turnus von jeweils drei Jahren beginnend nach Inkrafttreten dieser Verordnung (2015) die effiziente Gestaltung der Gebotszonen durch Zusammenwirken der ÜNB, der nationalen Regulierungsbehörden und ACER zu evaluieren ist.

Die geltenden Regelungen aus der CACM-Leitlinie werden nun durch die Strommarktverordnung (EU) 2019/943 ergänzt. Diese Änderungen führen zu einer Verkürzung der Bearbeitungsfristen, einer stärkeren Einbeziehung der maßgeblichen Übertragungsnetzbetreiber, sowie, die fehlende Einigung der Regulierungsbehörden vorausgesetzt, einer vollständigen Übernahme durch ACER.

Nach der Strommarktverordnung waren die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 5. Oktober 2019 eine Methode inklusive Gebotszonenkonfigurationen für die Untersuchung einzureichen. Es erfolgte eine Einigung, dass für eine bessere Durchführbarkeit der Untersuchung geographische Regionen parallel voneinander analysiert werden können. Jedoch konnten sich nicht alle geographischen Regionen auf die zu untersuchenden Gebotszonenkonfigurationen einigen. Dies führte dazu, dass die Region Zentraleuropa keine Gebotszonenkonfigurationen eingereicht hat.

Aufgrund fehlender Einigkeit unter den Regulierungsbehörden ist dieser Prozess der Gebotszonenüberprüfung offiziell an ACER übergeben worden. ACER obliegt nun die Festlegung der Methode inklusive Gebotszonenkonfigurationen. Da die Datenlage nicht ausreichend ist um selbständig Rekonfigurationen der Gebotszonen zu bestimmen, erfolgt erstmalig eine Aufteilung in zwei separate Entscheidung. Nach der Genehmigung der Methode sollen die Übertragungsnetzbetreiber ein Jahr Zeit erhalten, um knotenscharfe Daten zu modellieren. Erst wenn diese Daten vorliegen, können Gebotszonenkonfigurationen mittels einer zweiten Entscheidung bestimmt werden. Die Methode zur Durchführung der Gebotszonenstudie wurde am 18. November 2020 einstimmig genehmigt. Die Bundesnetzagentur setzt sich weiterhin für den Erhalt der deutschen Gebotszone und des zonalen Marktmodells ein.

7.4 Aufnahme weiterer Staaten in die vortätige Marktkopplung des MRC

Die Länder der sog. 4M Marktkopplung (4 MMC) bestehend aus CZ, HU, SK, RO sollen zusammen mit PL in einem Interimsprojekt in das bestehende MRC aufgenommen werden (Abbildung 88). Darauf haben sich die Regulierungsbehörden der genannten Länder sowie die österreichische Regulierungsbehörde E-Control und die Bundesnetzagentur im Dezember 2018 verständigt. Damit soll die Integration des Day-Ahead Marktes der Region bis zum Inkrafttreten des CORE Flow-Based Projektes gestärkt werden. Durch die Marktkopplung werden eine effizientere Allokation der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sowie eine verbesserte Preisbildung auf den regionalen Day-Ahead-Märkten angestrebt. Dadurch sollen sich Liquidität und Handelsmöglichkeiten erhöhen sowie die Preiskonvergenz zunehmen. Nach derzeitigem Planungsstand soll das Projekt im zweiten Quartal 2021 vollendet werden.

F Großhandel

Funktionierende Großhandelsmärkte sind für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich unabdingbar. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte oder angebotene Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken sowie Spekulationen ermöglichen, gleichermaßen eine wichtige Rolle. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem außerbörslichen (bilateralen) Großhandel (sog. OTC-Handel, „over-the-counter“) schaffen Strombörsen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Das Handelsvolumen bzw. die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte verzeichnet insgesamt im Jahr 2019 Zuwächse. So ist das Handelsvolumen im Spotmarkt – hier der Day-Ahead- und Intraday-Markt – im Jahr 2019 angestiegen. Eine weitere wichtige Entwicklung im Strom-Großhandel war die Trennung des gemeinsamen Marktgebietes ab dem 1. Oktober 2018, wodurch das gemeinsame Marktgebiet von Deutschland und Österreich faktisch getrennt wurde (sog. Gebotszonentrennung).⁸⁷

Der börsliche Terminhandel verzeichnete ebenfalls Volumenzuwächse. Im Jahr 2019 lag das börsliche Handelsvolumen für Phelix-DE-Future bei 1.345 TWh – ein Anstieg von rund 27 Prozent. Auch die außerbörslichen, über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Volumenzuwächse. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.302 TWh im Jahr 2019 um rund 23 Prozent angestiegen und liegt knapp unter dem Volumen, das über die Börse gehandelt wurde. Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2019 gesunken. So betrug der Durchschnittswert für den Spotmarkt Phelix-Day-Base für 2019 rund 37,67 Euro/MWh. Eine klare bezifferte Vergleichsaussage der Preise über die Jahre gestaltet sich aufgrund der Gebotszonentrennung im Jahr 2018 schwierig. Beim Terminmarkt für das Folgejahr sind die Preise ebenfalls gesunken. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2019 bei einem Wert von 62,98 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Rückgang von rund 21 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 41,33 Euro/MWh im Jahresverlauf gesunken. Das entspricht einem Rückgang von rund 19 Prozent seit Jahresbeginn 2019.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich auf das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG – EEX), Paris (EPEX SPOT SE),⁸⁸ und

⁸⁷ Diese Gebotszone wurde zum 1. Oktober 2018 aufgelöst, so dass es die separate Gebotszone Deutschland/Luxemburg und die Gebotszone Österreich gibt. Hierauf haben sich die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control am 15. Mai 2017 geeinigt. Vgl.: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen-sich.html> (aufgerufen am 13. September 2018)

⁸⁸ Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG – EXAA) und Oslo (Nord Pool AS). Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT, die EXAA und die Nord Pool im Spotmarktbereich⁸⁹. Die genannten Börsen haben auch in diesem Jahr Daten für das Energie-Monitoring zur Verfügung gestellt. an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt.⁹⁰ Seit dem 1. Oktober 2018 sind die Marktgebiete Deutschland/Luxemburg und das Marktgebiet Österreich getrennt worden. Das Hauptaugenmerk nach der Trennung liegt auf dem deutschen Marktgebiet.

Die Gesamtzahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer hat sich in den letzten Jahren leicht unterschiedlich entwickelt. Auf der einen Seite sammeln sich immer mehr Teilnehmer bei der EEX, auf der anderen Seite gibt es immer weniger Teilnehmer an der EPEX Spot. So wurde zum Stichtag 31. Dezember 2019 an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert mit 261 Teilnehmern erreicht (2018: 237 Teilnehmer). An der EPEX Spot ist die Anzahl der Teilnehmer hingegen auf 193 gesunken (2018: 198 Teilnehmer; an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer mit 71 im Vergleich zum Vorjahr gleichgeblieben).

Elektrizität: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA

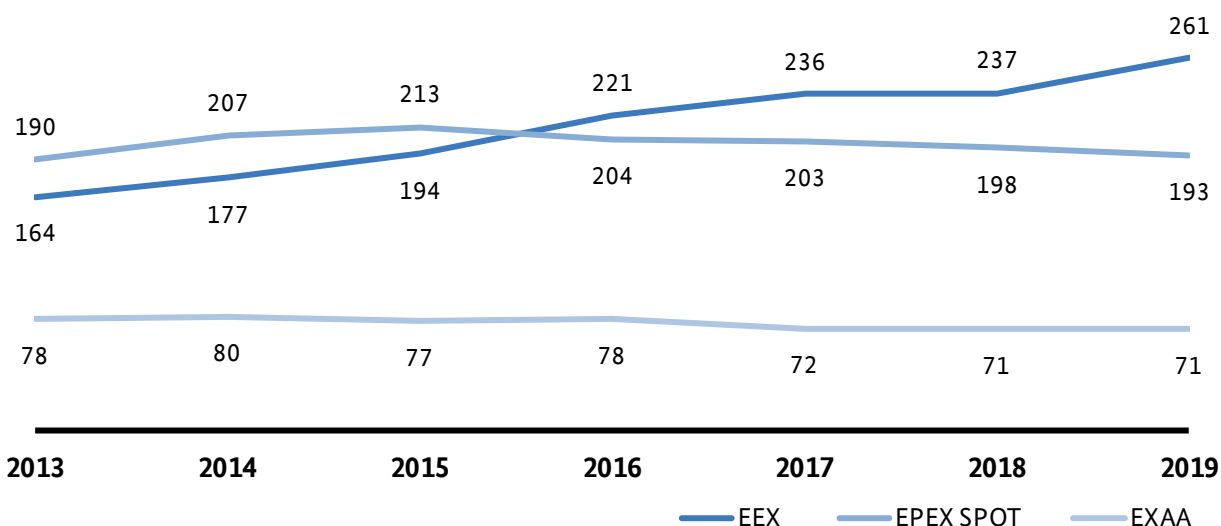


Abbildung 95: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln

⁸⁹ Zudem bietet Nord Pool den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark an.

⁹⁰ Darüber hinaus ermöglicht auch Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland. Sie bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland. So lag das Handelsvolumen für 2019 bei 3,2 TWh, für 2018 bei rund 2,3 TWh, in 2017 bei rund 2,5 TWh. Zudem bietet die Börse den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt.

Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Finanzielle Erfüllung 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, die aus Phelix-Futures-Positionen zur physischen Erfüllung aus dem Terminhandel an der EEX stammen. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte und Terminmärkte getrennt dargestellt.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (sogenannter Day-Ahead) bzw. für den folgenden oder den laufenden Tag (sogenannter Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT, EXAA und Nord Pool bieten alle vortäglichen Handel und darüber hinaus auch einen kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist bzw. war an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische Regelzone (APG) bis zum 30. September 2018, nach Luxemburg (Creos) und in die vier deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Seit dem 2. Juli 2019 greift das „Multiple NEMO Arrangement“ (MNA) für alle Gebotszonen der CWE-Region (und damit auch der deutschen Gebotszone). Dadurch hat jede zugelassene Börse (NEMO) die Möglichkeit, seinen Marktteilnehmer für die entsprechenden Gebotszonen Zugang zur 12:00 Market Coupling Auktion zu geben. Die Auktionspreise errechnet ein zentraler Auktionsalgorithmus, wodurch jeder NEMO innerhalb einer Gebotszone die gleichen Auktionspreise erhält – d.h. dies ist nicht eine exklusive EPEX-Auktion, sondern eine Auktion im Rahmen des europäischen Market Couplings.

In der gekoppelten Day-Ahead-Auktion können 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.

Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT und Nord Pool sind neben Einzelstunden und 15-Minuten-Perioden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Der Intraday-Handel beginnt jeweils um 15:00 Uhr für Stunden-Lieferungen und Blöcke am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden. Die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen können bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden; innerhalb der Kontrollzonen bis zu 5 Minuten vor Lieferung.

Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte und die Verkürzung der Mindestvorlaufzeiten tragen insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (erneuerbaren) Quellen Rechnung. Ein weiteres Produkt zur Marktintegration erneuerbarer Energien im börslichen Spotmarktbereich ist der an der EXAA handelbare Grünstrom, eine Kopplung aus Grünstromzertifikat und physischem Strom.

1.1.1 Handelsvolumina

Im Jahr 2019 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX Spot 226,41 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (224,6 TWh) um rund 0,8 Prozent gestiegen. Das Volumen des Intraday-Handels ist ebenfalls angestiegen, und zwar auf 53,66 TWh, was einem Zuwachs von rund 0,85 TWh entspricht bzw. rund 1,6 Prozent im Vergleich zum Jahr 2018 entspricht. Das Volumen der eigenständigen 10:15 Uhr Day-Ahead-Auktion an der EXAA für die deutsche Gebotszone ist um rund 48 Prozent zurückgegangen und liegt bei rund 3,73 TWh. Der Grund für den Rückgang ist, dass für das Berichtsjahr 2019 nur mehr Zahlen für die Gebotszone Deutschland angegeben werden und nicht, wie in den vorangegangenen Jahren, das gesamte Handelsvolumen für beide Gebotszonen (AT + DE-LU). Hier kam es nicht zu einem Einbruch des Handelsvolumens, sondern lediglich zu einer Änderung der Zählsystematik. Zudem ist zu berücksichtigen, dass da im Rahmen der 12:00 Uhr Market Coupling Auktion gesamte Handelsvolumen in der Gebotszone Deutschland an der EXAA rund 8,94 TWh betrug. Das Handelsvolumen an der Nord Pool im Intraday-Handel betrug im Jahr 2019 rund 3,2 TWh und ist im Vergleich zum Vorjahr (2,3 TWh) um rund 39 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

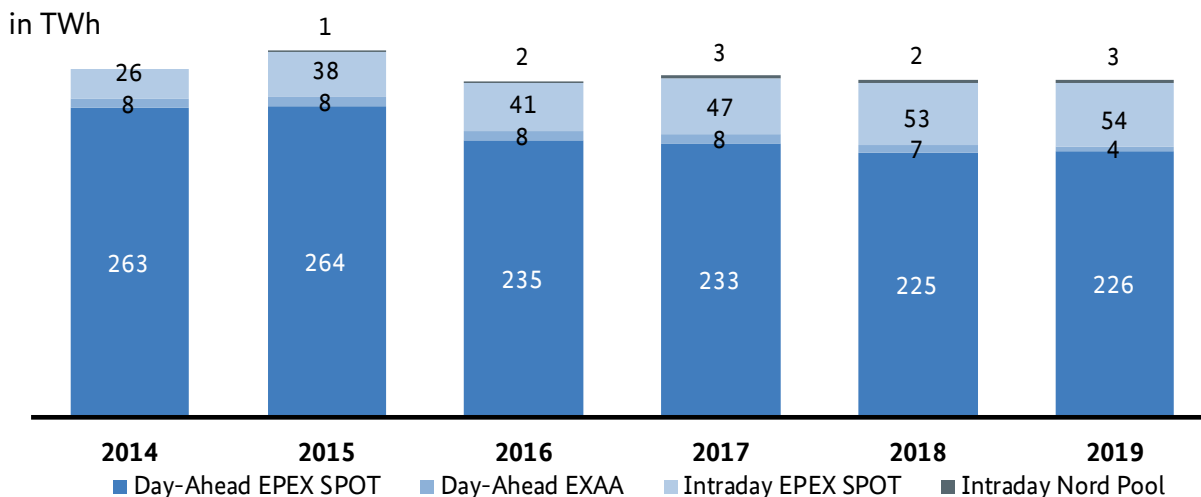


Abbildung 96: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool

1.1.2 Preisabhängigkeit der Gebote

Bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT können Gebote preisabhängig oder preisunabhängig abgegeben werden. Im Gegensatz zum preisabhängigen Gebot (Limit Order) gibt der Teilnehmer beim preisunabhängigen Gebot (Market Order) keine festen Preis-Mengen-Kombinationen vor. Dies bedeutet, dass die Menge unabhängig vom Preis beschafft bzw. veräußert werden soll.

Der bereits hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr weiter gesunken. Rund 65,9 Prozent der ausgeführten Kaufgebote waren im Jahr 2019 preisunabhängig – gegenüber 59,5 Prozent im Vorjahr. Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 55,4 Prozent gegenüber 62,6 Prozent im Vorjahr.

Elektrizität: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2019

	Ausgeführte Verkaufsgebote		Ausgeführte Kaufgebote	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	125,3	55,4%	149,3	65,9%
davon durch ÜNB	39,7		0,5	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	14,3		42,2	
davon sonstige	71,4		10,6	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	101,1	44,6%	77,1	34,1%
davon Blöcke	16,7		7,7	
davon Marktkopplungskontakte	45,4		17,3	
davon preisabhängige Gebote i.e.S.	38,9		52,2	
Gesamt	226,4	100%	226,4	100%

Tabelle 78: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2019

Was die EEG-Mengen betrifft, spielt auf Verkäuferseite deren Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle und erfolgte erneut fast vollständig zu 98,9 Prozent preisunabhängig.⁹¹ Die nach Angaben der Strombörsen die von den ÜNB vermarktete Menge ist mit rund 39,7 TWh gestiegen. Im Vorjahr lag diese noch bei 35,1 TWh, im Jahr 2017 bei 38,6 TWh.

Grund für den Anstieg ist der kontinuierlich gestiegene Anteil der über die Marktprämie vermarkteten EEG-Mengen (vgl. Kapitel I.B.2.1.3). Die installierte Leistung von Anlagen, die Strom unter der geförderten Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 (Inanspruchnahme der Marktprämie) absetzen, ist gestiegen. Während im Januar 2019 Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von ca. 75,3 GW die Marktprämie in Anspruch genommen haben, waren es im Dezember 2019 bereits Anlagen mit einer Kapazität von knapp 79,6 GW. Die installierte Leistung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 ist im gleichen Zeitraum (Januar bis Dezember 2019) von rund 291 MW auf 230 MW gesunken.⁹²

1.1.3 Preisniveau

Der für das Marktgebiet gängigste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EPEX SPOT veröffentlichte Phelix („Physical Electricity Index“). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages, während der Phelix-Day-Peak das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20, d. h. von 8:00

⁹¹ Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechV gehalten, die für den Folgetag prognostizierten stündlichen Einspeisungen solcher erneuerbaren Energien, für die ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG), an einem börslichen Spotmarkt zu vermarkten und dabei preisunabhängig einzustellen.

⁹² Vgl. Informationen der ÜNB zur Direktvermarktung, siehe https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2019.pdf, aufgerufen am 16. Juli 2020/aufgerufen am 9. August 2019.

bis 20:00 Uhr bildet. Die EXAA veröffentlicht analog den bEXAbase und den bEXApeak, die sich auf die entsprechenden Einzelstunden für das gleiche Marktgebiet beziehen. In der folgenden Abbildung wurde der Durchschnittspreis des Phelix-DE/AT für das Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg bis zum 30. September 2018 betrachtet. Mit der Gebotszonentrennung am 1. Oktober 2018 greift nur noch der Durchschnitt des Phelix-DE für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg ab dem Jahr 2018.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2019 gesunken. Eine klare Vergleichsaussage der Preise über die Jahre gestaltet sich aufgrund der Gebotszonentrennung innerhalb des Jahres 2018 schwierig. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base für 2019 beträgt rund 37,67 Euro/MWh. Ein Vergleich mit dem gleichen Produkt Phelix-Base-DE würde einen Rückgang von rund 28 Prozent bedeuten, allerdings wäre der Vergleichszeitraum 2018 nur in den Monaten von Oktober bis Dezember – also jene Monate die eher kalt und dunkel sind – und in denen der Strompreis vergleichsweise höher ist. Vergleicht man den Durchschnittswert des Phelix-Day-Base für 2019 von 37,67 Euro/MWh mit dem Durchschnittswert von Januar 2018 bis September 2018 für Phelix-DE/AT so beträgt der Rückgang rund 9,7 Prozent. Hier allerdings sollte betont werden, dass es sich in den ersten drei Quartalen 2018 – also von Januar bis September – um die gemeinsame Gebotszone gehandelt hat.

Der Phelix-Day-Peak-DE lag im Durchschnitt für das Jahr 2019 bei rund 40,43 Euro/MWh. Vergleicht man den Preis mit dem Durchschnittspreis für das Jahr 2018 – hier allerdings für das Produkt Phelix-Day-Peak DE/AT und nur die ersten drei Quartale des Jahres 2018 – so liegt er nahezu 8,6 Prozent unter dem Vorjahreswert von 44,22 Euro/MWh.

Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT in Euro/MWh

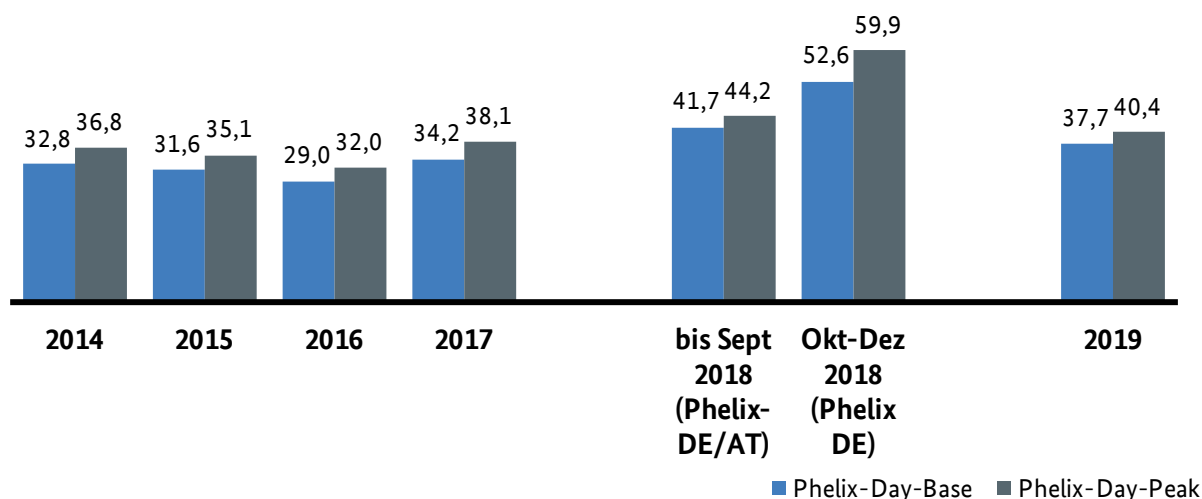


Abbildung 97: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die unterschiedlichen Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2019 dicht beieinander. Betrachtet man die Produkte für die deutsche Gebotszone, so war zu beobachten, dass sich im Jahr 2019 bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT niedrigere Strompreise als an der EXAA ergeben – sowohl für den Base- als auch für den Peak-Preis. In Zahlen ausgedrückt beträgt die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und bEXAbase rund 0,23 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Peak und bEXApeak lag bei rund 0,21 Euro/MWh.

Elektrizität: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA

in Euro/MWh

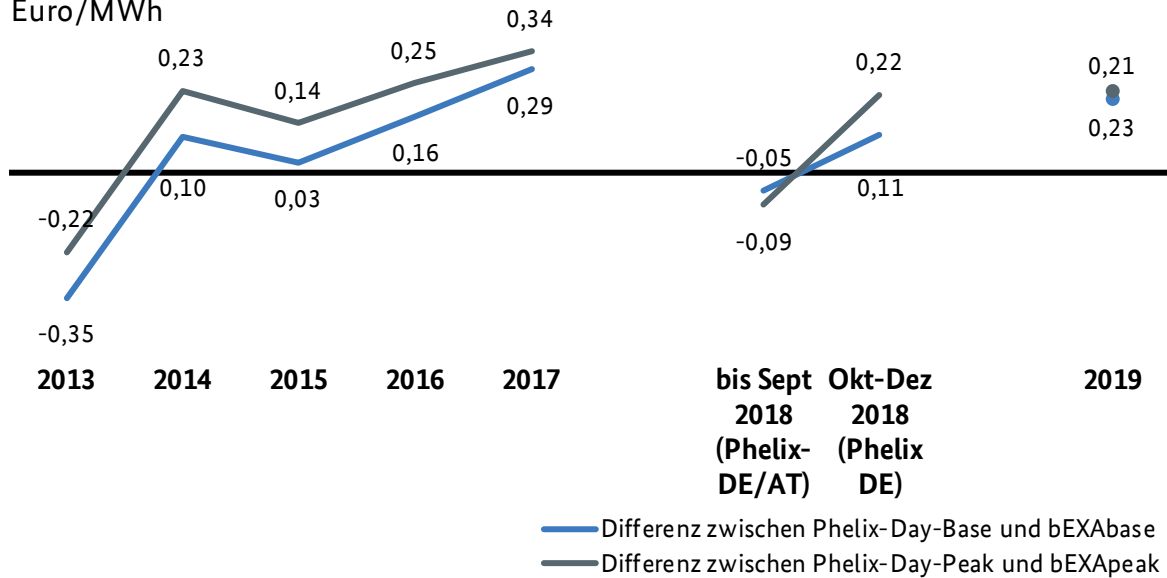


Abbildung 98: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT

1.1.4 Preisstreuung

Die tagesgemittelten Spotmarktpreise weisen, wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-DE-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende. Wie im Vorjahr ist es auch im Jahr 2019 über die üblichen Schwankungen hinaus vereinzelt zu deutlichen Ausschlägen gekommen.

Elektrizität: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2019

in Euro/MWh

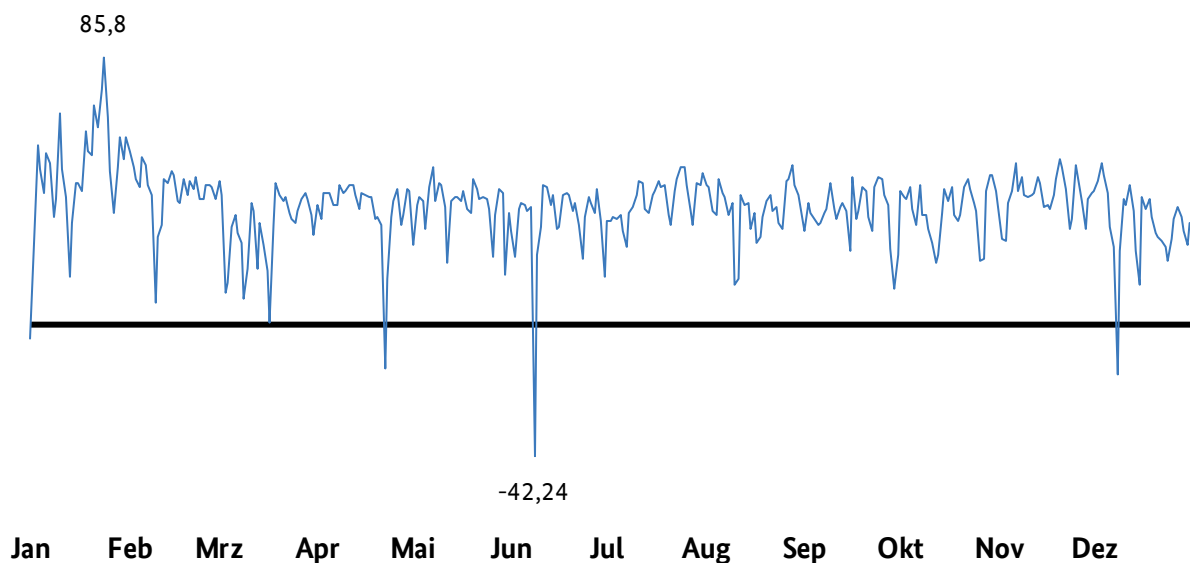


Abbildung 99: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2019

Bei den Base- und Peak-Preisen an der EPEX SPOT waren 2019 zahlreiche Extremwerte sowohl positiv als auch negativ festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2019 hat sich auf 23,08 Euro/MWh erhöht. Im Jahr 2018 betrug die Differenz 22,57 Euro/MWh. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist ebenfalls von 16,26 Euro/MWh im Jahr 2017 auf 23,75 Euro/MWh im Jahr 2018 bis auf 25,69 Euro/MWh in 2019 stark gestiegen.

Beim Phelix-Day-Base kam es im Jahr 2019 an vier Tagen zu negativen Preisen, beim Phelix-Day-Peak sogar an sechs Tagen.⁹³ Der niedrigste Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -42,24 Euro/MWh wurde am 8. Juni 2019 erzielt. Am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -65,94 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. Im Vorjahr lag das Minimum des Day-Base noch bei -25,30 Euro/MWh beziehungsweise des Day Peak bei -21,46 Euro/MWh.

Die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls erhöht. Im aktuellen Jahr 2019 betrug der höchste Wert beim Phelix-Day-Base 85,80 Euro/MWh und war somit rund 7 Prozent über dem Wert des Vorjahres. Im Vorjahr betrug der Höchstwert noch 80,33 Euro/MWh. Das Maximum beim Day-Base wurde am 24. Januar 2019 erzielt. Hier könnte die kalte Wetterlage sowie Nebel und Regen an diesem Tag für den Höchstwert verantwortlich sein. Der Wert für 2019 beim Phelix-Day-Peak lag hier bei 102,74 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 97,48 Euro/MWh betrug, um rund 5 Prozent gestiegen.

Elektrizität: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak 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 2017	27,95 bis 39,98	12,03	-52,11 bis 101,92	154,03
Base 2018	33,55 bis 56,12	22,57	-25,30 bis 80,33	105,63
Base 2019	18,38 bis 46,94	28,56	-36,46 bis 76,84	113,30
Peak 2017	28,35 bis 44,61	16,26	-45,27 bis 130,18	175,45
Peak 2018	37,16 bis 60,91	23,75	-21,46 bis 97,48	118,94
Peak 2019	27,79 bis 53,47	25,69	-65,94 bis 102,74	168,68

Tabelle 79: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2017 bis 2019

⁹³ Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe z. B. unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden. Einen wesentlichen Beitrag zu negativen Preisen können aber auch bei negativen Preisen fortlaufende Förderungen verursachen.

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg Terminkontrakte, sogenannte Futures mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix-Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es aber – wie in den letzten Jahren – nicht zu entsprechenden Transaktionen.

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. Abschnitt I.F.2.2 „OTC-Clearing“).

1.2.1 Handelsvolumen

Im Jahr 2019 lag die börsliche Handelsmenge für Phelix-DE-Future bei 1.345 TWh. Ab 2018 mit der Gebotszonentrennung zum 1. Oktober erfolgt vornehmlich die Betrachtung der Handelsmengen für Phelix-DE, diese lag für das Jahr 2018 bei 1.058 TWh (die Mengen von Phelix-DE/AT lag hier noch bei 27 TWh). Die börslichen Handelsmengen des Phelix-DE/AT-Futures müssen nach dem erheblichen Rückgang im Vorjahr 2017 auf 786 TWh (die Mengen des Phelix-DE betrugen 196 TWh) im Jahr 2018 anders betrachtet werden. In der folgenden Grafik sind die Produkte Phelix-DE/AT und Phelix-DE dargestellt.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX in TWh

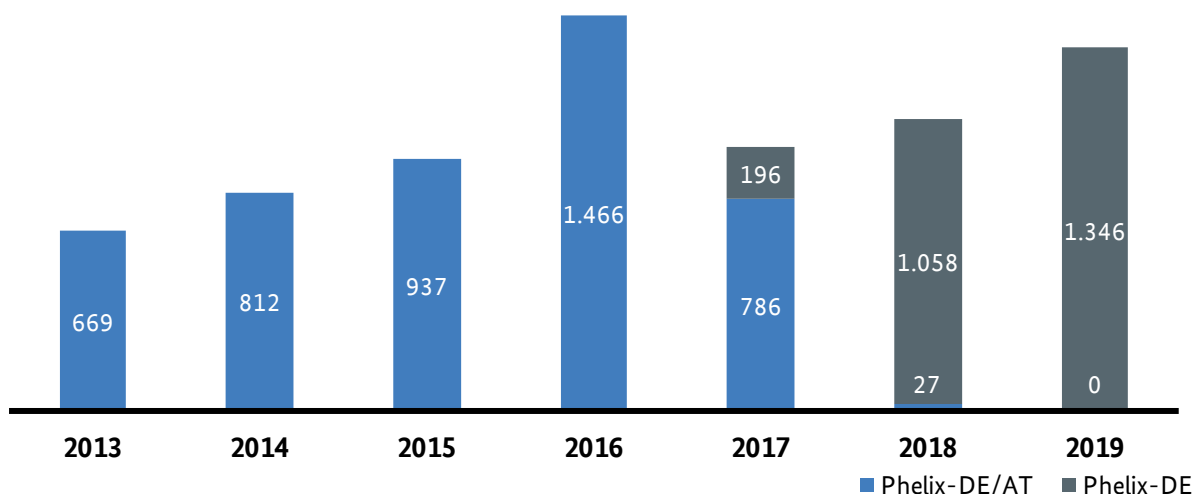


Abbildung 100: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT- sowie Phelix-DE-Futures an der EEX

Für das Produkt Phelix-DE konzentriert sich der Terminhandel im Jahr 2019 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2020) als Erfüllungsjahr haben. Dies betrifft rund 62 Prozent der gesamten Handelsmenge bzw. 834 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das aktuelle Jahr mit rund 19 Prozent bzw. insgesamt 255 TWh dar. Der Handel für 2021 sowie für die weiteren Jahre hat sich proportional im Vergleich zum Vorjahr erhöht. So ist der Handel für das Jahr 2021 über 18 Prozent gestiegen auf rund 191 TWh. Auch für das 3. Folgejahr haben sich die Mengen auf 58 TWh um rund 32 Prozent erhöht; für das 4. Folgejahr bleibt die Menge bei rund 8,7 TWh.

Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr (ab 2018 nur noch Phelix-DE) in TWh

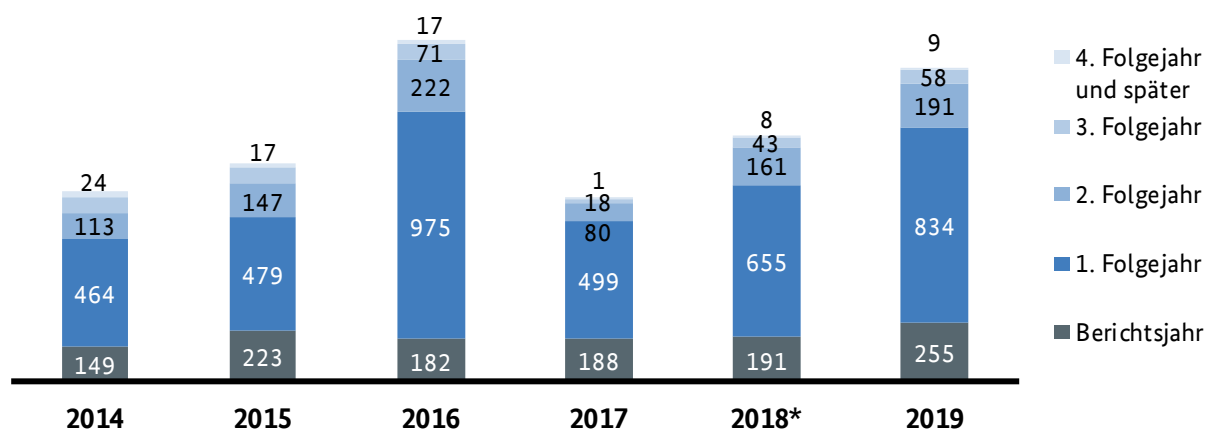


Abbildung 101: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Preisniveau

Die beiden mengenmäßig wichtigsten an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg gehandelten Terminkontrakte sind die Phelix-Jahresfutures Base und Peak.

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2019 gesunken. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2019 bei einem Wert von 62,98 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Rückgang von rund 21 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 41,33 Euro/MWh im Jahresverlauf gesunken. Das entspricht einem Rückgang von rund 19 Prozent seit Jahresbeginn.

Elektrizität: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres -Futures im Jahresverlauf 2019 in Euro/MWh

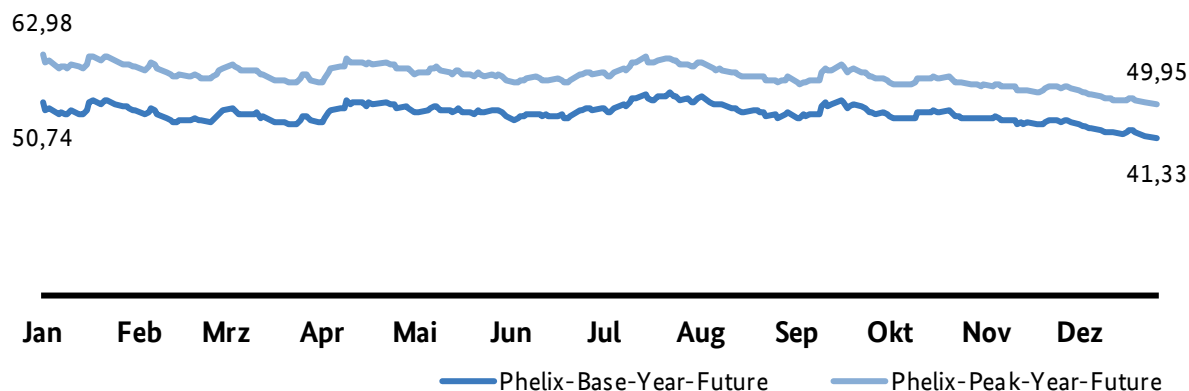


Abbildung 102: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2019

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-DE-Futures für das Folgejahr kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis bzw. Stromveräußerungspreis eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr ratierlich beschafft bzw. veräußert hätte.

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gestiegen. Mit 47,82 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 43,84 Euro/MWh um 3,98 Euro/MWh und damit um rund 9 Prozent angestiegen. Bei dem Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 57,67 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (53,95 Euro/MWh) beträgt 3,72 Euro/MWh und damit rund 7 Prozent.

Elektrizität: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture an der EEX in Euro/MWh

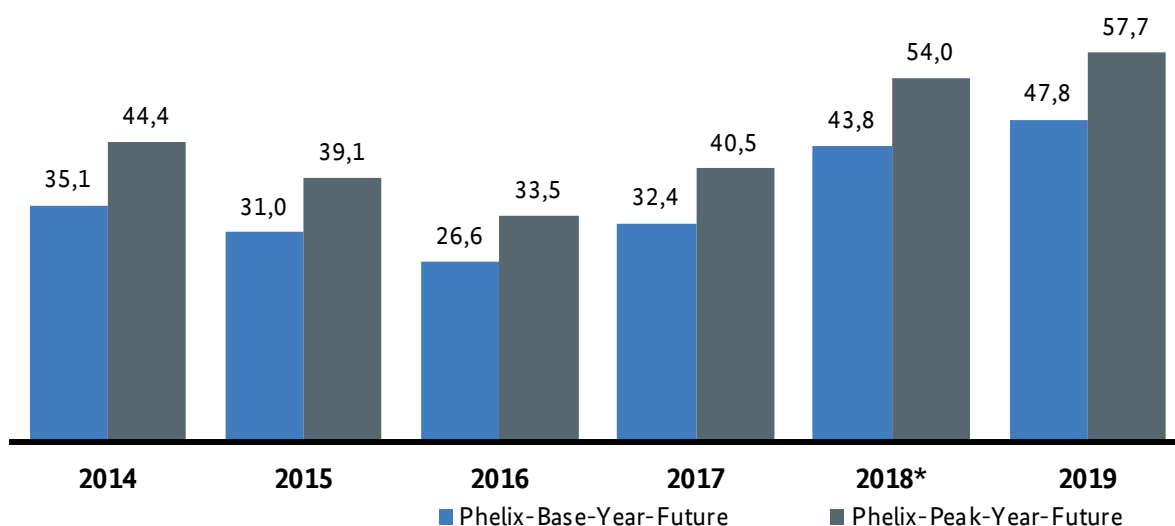


Abbildung 103: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 9,85 Euro/MWh. Im Vorjahr 2018 betrug die Differenz noch 10,11 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 21 Prozent über dem Base-Preis.

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

1.3.1 Anteil der Market Maker

Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market Maker und Börse in sog. Market Maker Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten. Die betroffenen Unternehmen sind nicht gehindert, darüber hinaus (d. h. nicht ihrer Funktion als Market Maker zuzurechnende) Geschäfte als Börsenteilnehmer zu tätigen.

Im Berichtszeitraum waren am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures für das deutsche Marktgebiet vier Unternehmen als Market Maker aktiv: Uniper Global Commodities SE, RWE Supply & Trading GmbH, EDF Trading Limited und Vattenfall Energy Trading GmbH. Möglich ist, dass die unterschiedlichen Market Maker nicht im ganzen Berichtszeitraum aktiv waren, sondern nur in einigen Monaten. Daher beträgt der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen rund 18,9 Prozent – und bleibt daher im Vergleich zum Anteil des Vorjahres von 18,4 Prozent nahezu unverändert. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen auf 21,9 Prozent nach 16,9 Prozent im Vorjahr gestiegen.⁹⁴

Zusätzlich zu den Vereinbarungen mit Market Makern unterhält die EEX Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang zur Liquiditätsstärkung verpflichten. Auf diese Unternehmen entfielen in Summe im Jahre 2019 beim Kauf bzw. beim Verkauf rund 4,9 bzw. 4,5 Prozent des Handelsvolumens. Im Vorjahr lag der Anteil beim Kauf bei rund 2 Prozent und beim Verkauf ebenfalls bei 2 Prozent.

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher, aber wegen der steigenden Bedeutung der Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber stetig abnehmender Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist seit einigen Jahren rückläufig und liegt im Jahr 2019 bei rund 18 Prozent und damit im Vergleich zum Vorjahr mit rund 19 Prozent leicht niedriger. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind über die Jahre auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2019 bei rund 41,3 TWh; im Jahr 2018 lag es noch bei 41,6 TWh. In den Jahren zuvor war das Verkaufsvolumen der ÜNB höher, im Jahr 2012 noch bei rund 69,6 TWh und im Jahr 2014 bei rund 50,6 TWh. Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 0,9 Prozent auf die ÜNB.

1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern Finanzinstitute und – am Spotmarkt – Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, so dass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.⁹⁵

⁹⁴ In den Handelsdaten der EEX gibt es keine Trennung zwischen dem Handel als Market Maker und Nicht-Market Maker, daher können die reinen Angaben zum Anteil der Market Maker sowohl überzeichnet als auch unterzeichnet sein.

⁹⁵ In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT ist von 35,4 Prozent im Jahr 2018 auf 37,2 Prozent im Jahr 2019 angestiegen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls erhöht. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2019 rund 31,4 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil am Verkauf noch bei 30,1 Prozent.

Elektrizität: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT in Prozent

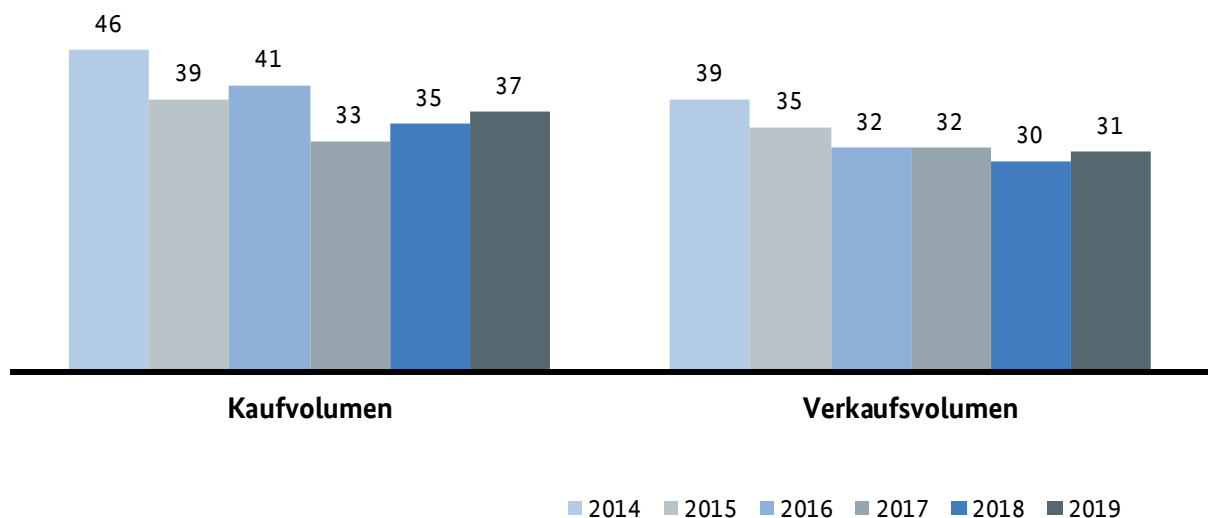


Abbildung 104: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE-Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 34,8 Prozent im Vorjahr auf 31,3 Prozent im Jahr 2019 gesunken. Auf der anderen Seite ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer von rund 34,9 Prozent im Vorjahr auf 35,2 Prozent im Jahr 2019 angestiegen.

2. Außerbörslicher Großhandel

Kennzeichnend für den außerbörslichen (bilateralen) Großhandel, auch OTC-Handel genannt („over-the-counter“), ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden und zudem die Parteien die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-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 eine lückenlose Abbildung des bilateralen Großhandels nicht 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, Broker, etc.

Im bilateralen Großhandel hin zum multilateralen Großhandel spielen Handelsvermittler, auch „Broker“ genannt, eine erhebliche Rolle. Broker 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.

Eine spezielle Funktion hat das sog. OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.⁹⁶ Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem außerbörslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2019 für den Bereich des außerbörslichen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt. Auf Grundlage dieser Erhebungen kann für das Jahr 2019 im außerbörslichen Stromgroßhandel erneut ein Liquiditätszuwachs festgestellt werden.

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 elf Broker beteiligt. Im Jahr 2018 waren es nur zehn Broker, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2019 insgesamt rund 5.770 TWh gegenüber 4.956 TWh im Jahr 2018. Bei der Betrachtung für das Jahr 2019 ist zu berücksichtigen sind die Angaben eines größeren Brokers auf dem Markt enthalten, der für das Jahr 2018 keine Mengen übermittelt hatte. Eine weitere Betrachtung zum Handelsvolumen kann über die London Energy Brokers' Association (LEBA) angebracht werden, an der nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind. Bei der LEBA ist das Volumen für Handelsgeschäfte leicht gesunken. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist im Jahresvergleich zum Vorjahr von 5.330 TWh auf aktuell 4.757 TWh, d. h. um rund 11 Prozent gesunken.⁹⁷

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Jahr 2020 mit 59 Prozent (im Vorjahr 64 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr 2019 mit 25 Prozent (im Vorjahr noch 19 Prozent). Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verschoben.

⁹⁶ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als „OTC-Clearing“, sondern als „Trade Registration“. Im Monitoring-Bericht wird die ursprüngliche Bezeichnung beibehalten.

⁹⁷ Siehe London Energy Brokers' Association, Monthly Volume Report: <https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/> (aufgerufen am 31. Juli 2020).

Elektrizität: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	-
Day-Ahead	111	2%
unter 1 Woche	95	2%
über 1 Woche	2.370	41%
1. Folgejahr	2.788	48%
2. Folgejahr	466	8%
3. Folgejahr	134	2%
4. Folgejahr	12	< 1%
Summe	5.770	100%

Tabelle 80: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel hat das OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den außerbörslichen Großhandel. Beim OTC-Clearing wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Ohne dieses Instrument kann das Ausfallrisiko im bilateralen 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 Registration, s. o.) für alle Terminmarktprodukte, die auch an der EEX für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2019 bei 1.302 TWh. Im Jahr 2018 lag das Volumen noch bei 1.053 TWh. 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. Ab dem Jahr 2013 ist ein leichter Anstieg der Menge insgesamt zu verzeichnen – der Höchstwert wurde im Jahr 2016 erreicht. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Menge gesteigert – sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel. Das OTC-Clearing-Volumen ist um rund 24 Prozent und der Börsenhandel um rund 27 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen.

Elektrizität: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX in TWh

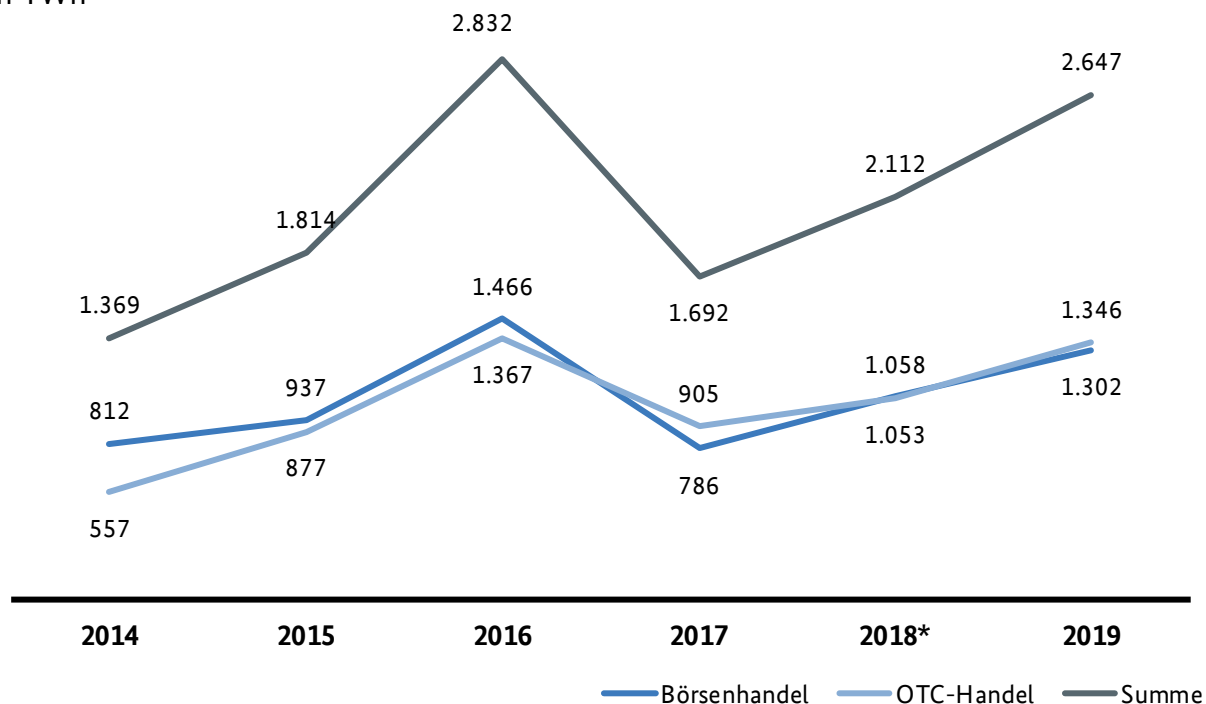


Abbildung 105: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten

Nach Angaben der LEBA betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2019 rund 1.240 TWh, was einem Anteil von rund 26 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Clearing-Werte in 2018 rund 915 TWh bzw. 17 Prozent der gesamten Menge.⁹⁸

Die Phelix-Optionen spielen im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2019 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Jahr 2019 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 49 TWh bzw. 4 Prozent, während die restlichen 1252 TWh bzw. 96 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres um rund 72 Prozent deutlich reduziert.

Die Verteilung der im Jahr 2019 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr verschoben. Entfielen in 2018 rund 62 Prozent auf Kontrakte für 2019, so sind es im Jahr 2019 noch 55 Prozent (719 TWh) für 2020. Noch rund 33 Prozent (428 TWh) betrafen das Jahr 2019 selbst. In 2018 waren es noch rund 25 Prozent bzw. 259 TWh. Auf das

⁹⁸ Vgl. <https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/> (abgerufen am 31. Juli 2020). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 4.757 TWh für das Jahr 2019.

übernächste Jahr (Handel für 2021) entfielen rund 9 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil aus.

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

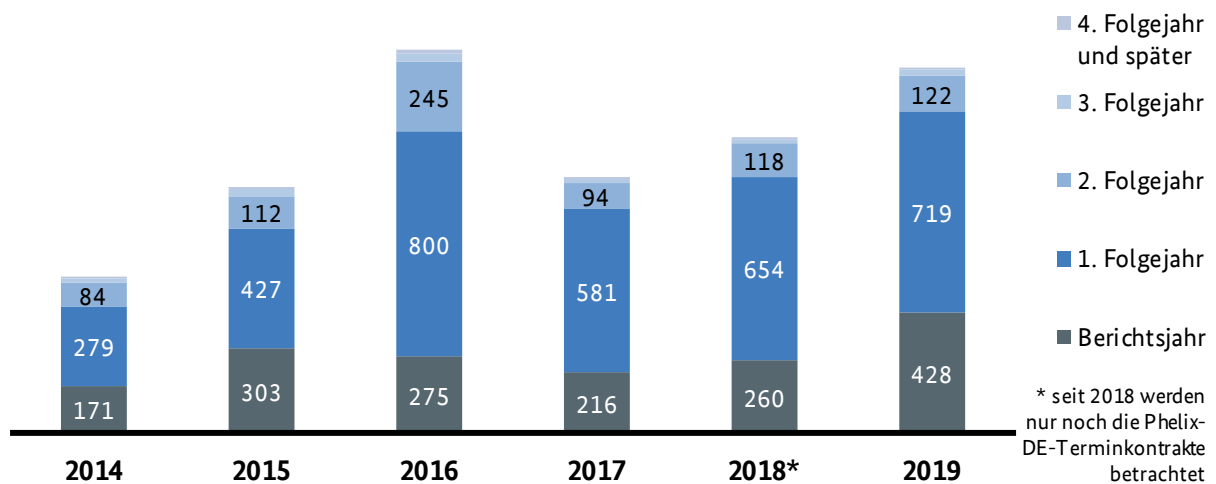


Abbildung 106: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix-Futures an der EEX entfällt auf einige wenige Brokerplattformen. Auf die fünf umsatzstärksten (Broker-)Unternehmen, die im Jahr 2019 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 45 Prozent aller Käufe und 46 Prozent aller Verkäufe (in 2018 waren es jeweils rund 53 Prozent aller Käufe und 54 Prozent aller Verkäufe).

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Insgesamt waren im Jahr 2019 mindestens 1.430 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten in Deutschland tätig. Die Lieferanten werden als einzelne juristische Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

Im Monitoring wurden rund 51,0 Mio. Marktllokationen von Letztverbrauchern erfasst. Wie Abbildung 107 zeigt, beliefern von 1.387 Lieferanten rund 84 Prozent weniger als 30.000 Marktllokationen. Insgesamt finden sich in dieser Kategorie knapp 8,2 Mio. Marktllokationen (ca. 16 Prozent aller Marktllokationen). Von allen Lieferanten beliefern rund sechs Prozent jeweils über 100.000 Marktllokationen. Diese sechs Prozent belieferten absolut betrachtet rund 35,9 Mio. Marktllokationen und somit wie im Vorjahr rund 70 Prozent aller Kunden. Die 86 großen Lieferanten beliefern also die meisten Marktllokationen in Deutschland. Demnach sind auf Lieferantenseite weiterhin mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Marktllokationen zusammensetzt. Eine große Anzahl von Lieferanten ist deshalb nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen.

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktllokationen im Jahr 2019 beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

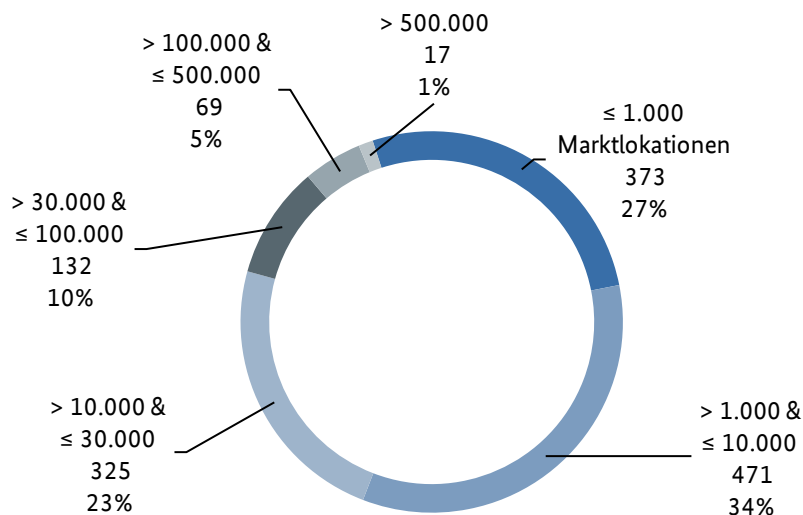


Abbildung 107: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktllokationen

Ein umfassenderes Bild bzgl. der Lieferantenstruktur ergibt sich durch die Betrachtung der regionalen Tätigkeit der Lieferanten. Hier zeigt sich anhand der Daten von 1.224 Lieferanten, dass knapp die Hälfte der Lieferanten nur regional tätig ist. 100 Lieferanten, d. h. rund acht Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. Abbildung 108). Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Eine weitere Kennzahl, die die bundesweite Tätigkeit von Lieferanten beschreibt, ist die Anzahl der belieferten Bundesländer: 205 Lieferanten haben Verträge in allen

16 Bundesländern abgeschlossen. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 97 Netzgebieten (2018: 93 Netzgebiete).

Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten im Jahr 2019 belieferten ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

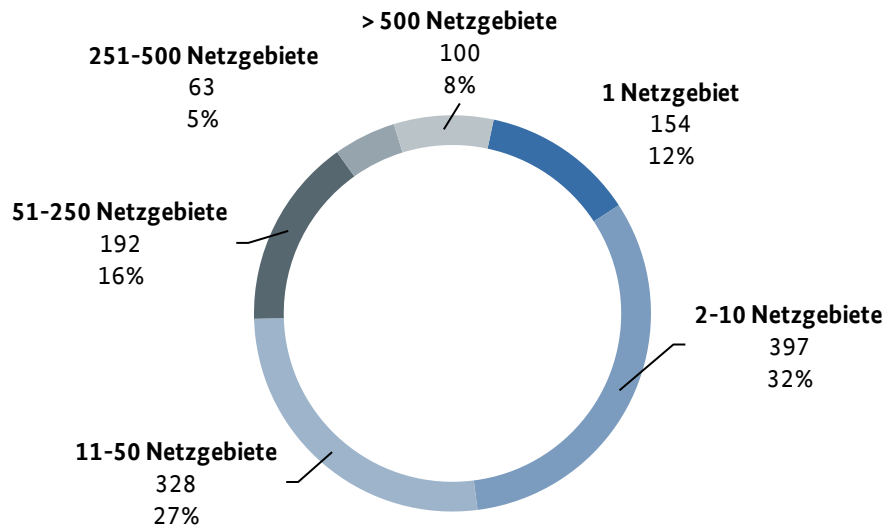


Abbildung 108: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

Obwohl eine Mehrzahl der Lieferanten weiterhin regional tätig ist, hat sich die Möglichkeit für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, über die vergangenen acht Jahre vergrößert. Dies zeigt die Auswertung der Angaben von 827 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern, (vgl. Abbildung 109): In 89 Prozent aller Netzgebiete (737 Netzgebiete) waren 2019 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2008 lag dieser Wert noch bei 50 Prozent (362 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund 73 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert fünf Jahre zuvor noch bei 49 Prozent (392 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2019 in seinem Netzgebiet zwischen 156 Anbietern wählen (2018: 149), für Haushaltskunden lag der Wert bei 138 Anbietern (2018: 132).

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

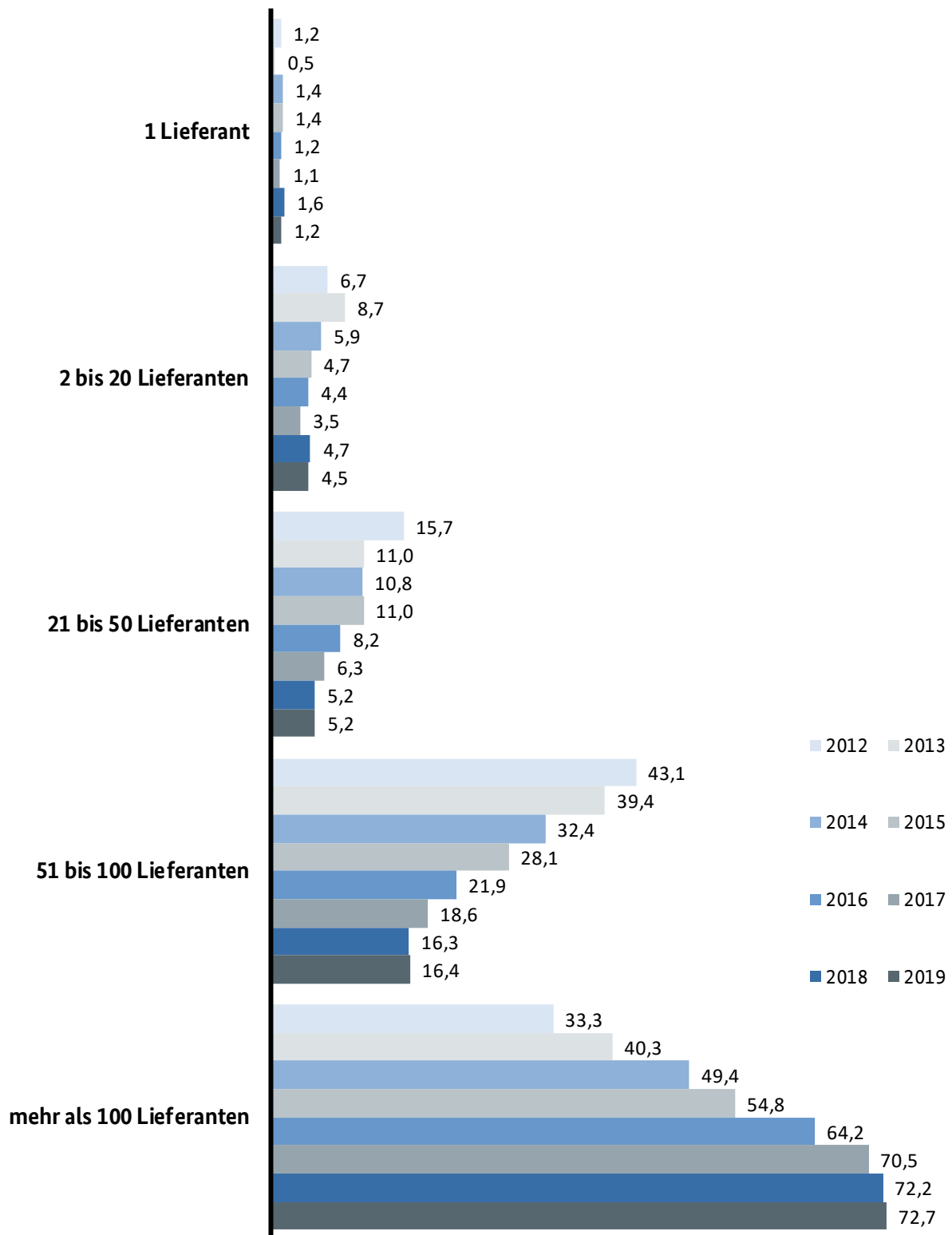
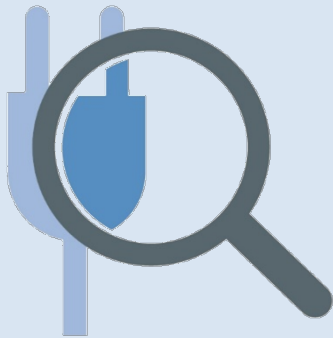


Abbildung 109: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel



40 Prozent der Haushaltskunden werden über einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert. Rund 26 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der klassischen Grundversorgung. 34 Prozent der Haushaltskunden haben einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Insgesamt werden 66 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor über den Grundversorger bezogen. Die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten bleibt damit stark.

Rund 4,5 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2019 ihren Stromlieferanten gewechselt. Insbesondere Haushaltskunden die von einem Umzug oder Neueinzug betroffen sind, entscheiden sich immer häufiger direkt für einen Lieferanten der nicht der örtliche Grundversorger ist, und damit für einen preisgünstigeren Stromliefervertrag.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Stromlieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Stromlieferanten zu vergleichen. Eine Umstellung des Vertrages beim bestehenden Lieferanten oder der Wechsel des Lieferanten sind in den meisten Fällen mit einer Ersparnis verbunden.

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die Erhebung der Kennzahlen für den Lieferantenwechsel erfolgt über entsprechende Indikatoren, die das tatsächliche Wechselverhalten möglichst gut abbilden. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Marktllokation eines Letztverbrauchers einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der belieferten juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel“ führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten. Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wird auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen betrachtet, wenn diese einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählen. Als Vertragswechsel werden diejenigen Wechsel bezeichnet, die innerhalb desselben Unternehmens stattfinden.

Für die Berechnung der Indikatoren werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel von den Netzbetreibern (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) und Lieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben. 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 Stromletzterverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert⁹⁹. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden¹⁰⁰ einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die von den Lieferanten erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2019 rund 414,1 TWh – im Vorjahr waren es 418,8 TWh. Im Jahr 2019 entfielen rund 257,2 TWh auf RLM-Kunden und 156,9 TWh auf SLP-Kunden – einschließlich 13,5 TWh Heizstrom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2018 rund 123,7 TWh inklusive Heizstrom abgegeben.

Im Monitoring werden die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilt. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein¹⁰¹. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag mit einem anderen Lieferanten“ zählt.

⁹⁹ 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.

¹⁰⁰ 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.

¹⁰¹ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt. In diesen Fällen findet kein automatischer Vertragswechsel statt (§ 36 Abs. 3 EnWG).

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch¹⁰² aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Im Jahr 2019 haben rund 1.318 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.200). Unter den 1.318 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2019 RLM-Kunden an rund 368.377 Marktlokationen mit knapp 260,6 TWh Strom (im Vorjahr rund 261,2 TWh bei 372.100 Marktlokationen). Die Belieferung erfolgte zu 99,8 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung¹⁰³. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund- bzw. Ersatzversorgung wurden 0,56 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 27,1 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung – verteilt auf rund 41,6 Prozent aller RLM-Marktlokationen. Rund 72,7 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger – das entspricht in etwa 56,3 Prozent aller Marktlokationen. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 27,4 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 72,3 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, bezogen auf die Abgabemenge, dass die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich weiterhin an Bedeutung verlieren.

¹⁰² Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

¹⁰³ Die Grundversorgung bezieht sich laut § 36 EnWG nur auf Haushaltskunden. Sofern im Folgenden von Grundversorgung von Nicht-Haushaltskunden die Rede ist, handelt es sich um die Ersatzversorgung.

Elektrizität: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019

Menge und Verteilung

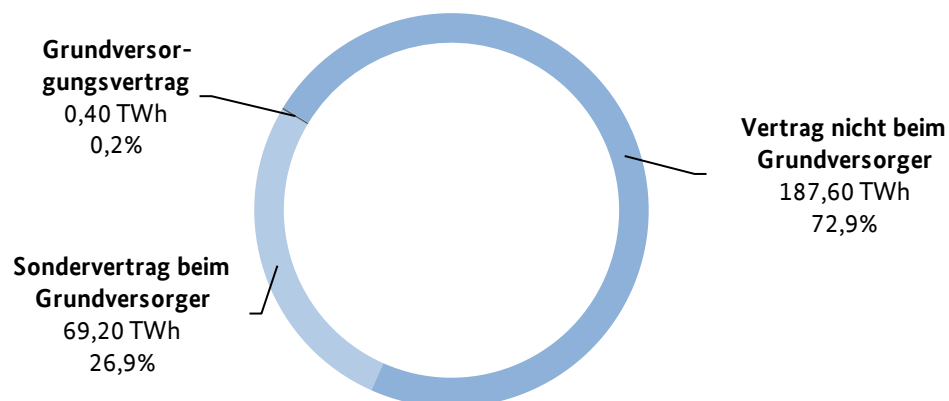


Abbildung 110: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019

2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2019 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde 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. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2019

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	299.333	14,2%	17,0	13,8%
> 2 GWh/Jahr	2.950	17,3%	24,3	10,5%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	302.284	14,2%	41,2	11,7%

Tabelle 81: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2019

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2019 bei 11,7 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 12,3 Prozent. Seit 2009 sind im Bereich der Nicht-Haushaltskunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Nicht-Haushaltskunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Elektrizität: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

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

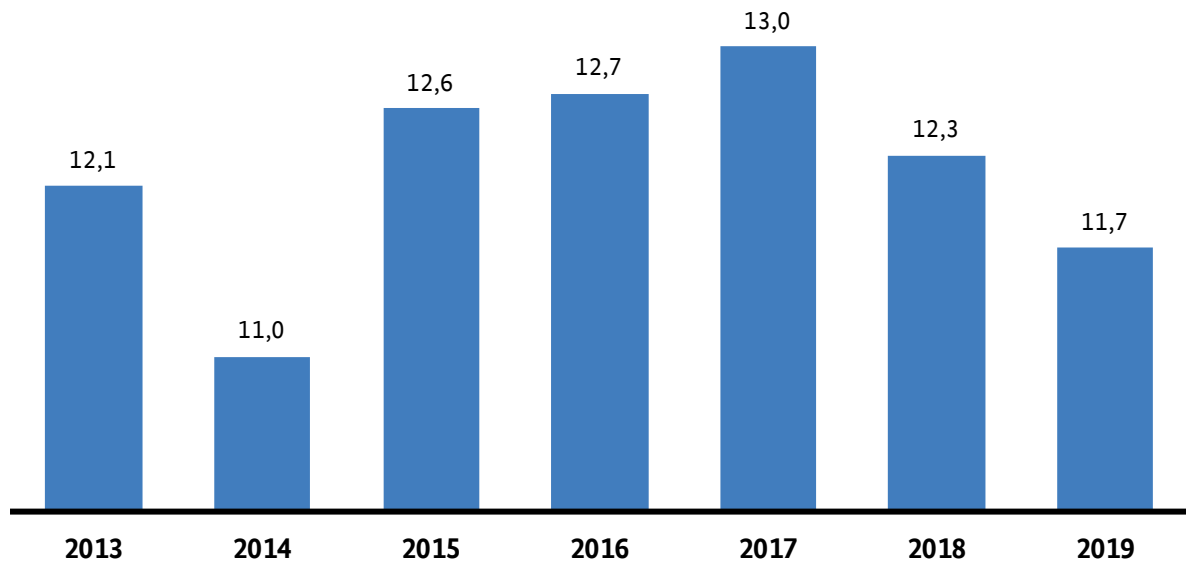


Abbildung 111: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2019 rund 40 Prozent der Entnahmemenge der Haushaltskunden über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung entnommen wurde (2018: 42 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 26 Prozent der Entnahmemenge (2018: 27 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge, die über einen Vertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger bezogen wurde, lag bei 34 Prozent (2018: 31 Prozent). Insgesamt wurden damit weiterhin 66 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor über den Grundversorger bezogen (2018: 69 Prozent). Die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten bleibt damit stark.

Elektrizität: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2019

Menge in TWh und Verteilung



Abbildung 112: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2019

2.2.2 Vertragswechsel

Tabelle 82 stellt Vertragswechsel innerhalb eines Unternehmens dar, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind. Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 1,83 Mio. und liegt damit unter dem Vorjahreswert (2018: 1,98 Mio. Vertragswechsel). Die entsprechende Wechselmenge belief sich auf ca. 5,6 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,9 bzw. 4,6 Prozent. Die Wechsel innerhalb eines Unternehmens sind damit im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

Elektrizität: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Jahr 2019

Kategorie	Vertragswechsel in TWh	Anteil an Gesamtentnahmemenge in Prozent	Vertragswechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	5,6 TWh	4,6%	1,83 Mio.	3,9%

Tabelle 82: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität)

2.2.3 Lieferantenwechsel

Der Lieferantenwechselwert von Haushaltskunden setzt sich zusammen aus der Anzahl der Wechsel zu einem anderen Lieferanten und der Anzahl von Wechseln im Rahmen von Umzügen, bei denen nicht der Grundversorger als Lieferant gewählt wurde. Heizstromkunden werden an dieser Stelle nicht mit betrachtet.

Im Vergleich zu 2018 liegt die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden mit rund 270.000 weniger, deutlich unter dem Vorjahresniveau von 4,7 Millionen. Hierbei wurde für die Auswertung des Monitorings der Sondereffekt von Insolvenzen von der Gesamtanzahl der aktiven (freiwilligen) Lieferantenwechsel abgezogen. Die Kunden dieser Lieferanten sind in einen Grundversorgungsvertrag bei ihrem Grundversorger zurückgefallen oder haben ein Angebot eines anderen Lieferanten angenommen. Diese Lieferantenwechsel wurden nicht als aktiver (freiwilliger) Wechsel gewertet und daher von der Gesamtanzahl abgezogen. Eine Differenzierung zwischen Lieferantenwechsel außerhalb von Umzügen und Lieferantenwechsel bei Einzug ist ex post mit den vorliegenden Daten nicht möglich.

Die gesamte Lieferantenwechselquote betrug im Jahr 2019 ca. 9,9 Prozent der Haushaltskunden und ist damit leicht gesunken (2018: 10,2 Prozent). Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 14,6 TWh, was etwa dem im Vorjahr ermittelten Wert (2018: 14,1 TWh) entspricht. Die entsprechende mengenbezogene Quote liegt bei 11,8 Prozent und damit höher als die anzahlbezogene Quote, was gegebenenfalls auf ein stärkeres Wechselverhalten von Kunden mit höheren Verbrauchsmengen zurückzuführen ist. In Abbildung 114 ist der tendenziell steigende Verlauf der Lieferantenwechselquote seit 2009 zu betrachten.

Elektrizität: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Anzahl

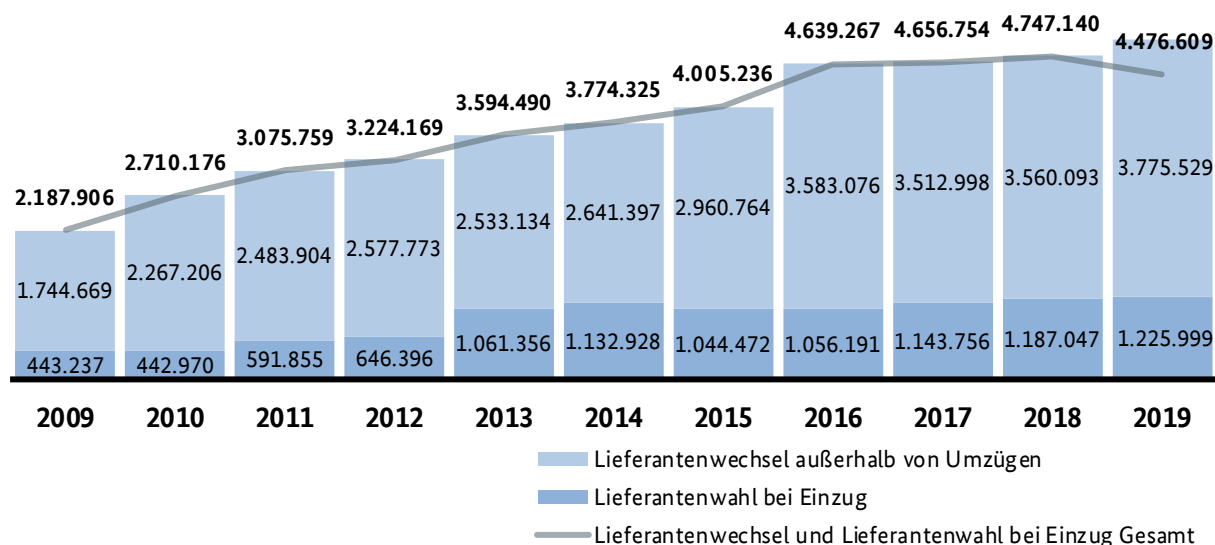


Abbildung 113: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität¹⁰⁴

¹⁰⁴ Aufgrund von Insolvenzen wurden in den Jahren 2011 und 2013 die Wechselzahlen je um geschätzte 500.000 insolvenzbedingte Wechsel bereinigt.

Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden in Prozent und Anzahl der Lieferantenwechsel

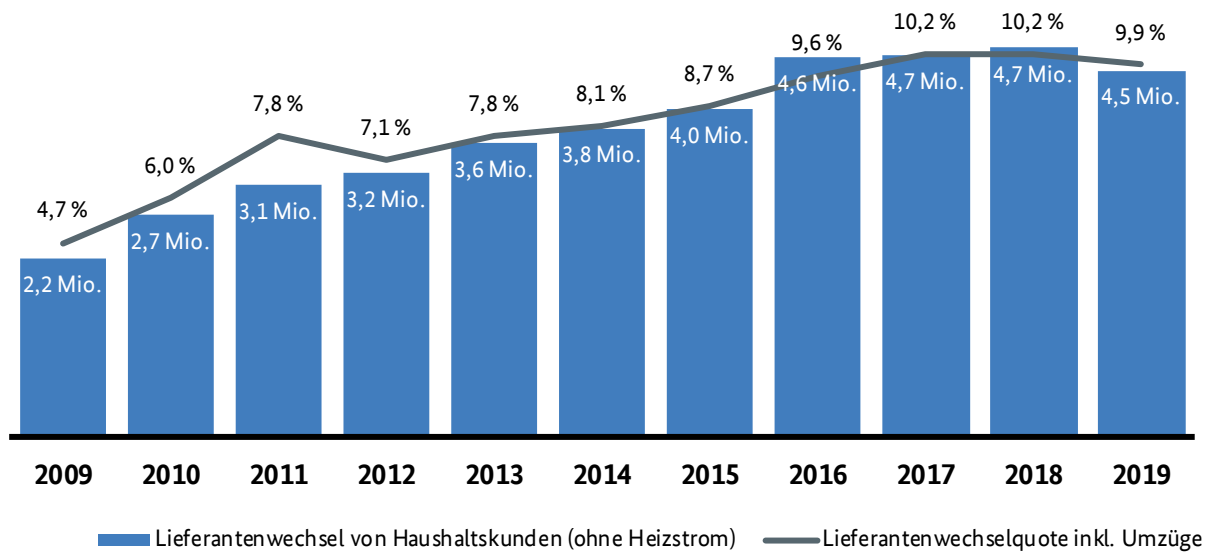
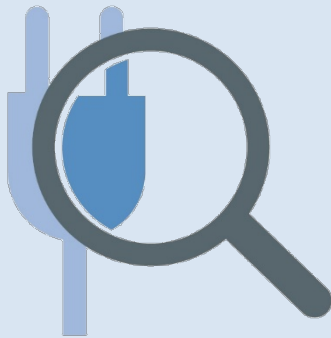


Abbildung 114: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2019 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden eine Änderung ihres Energieliefervertrages veranlasst haben. Insgesamt wurden so rund 6,3 Mio. Wechselvorgänge vollzogen.

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife 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 so genannte Sperrandrohung erfolgen.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. Das konkrete Datum der Sperrung muss dem Kunden drei Werktage im Voraus angekündigt werden.

In der Grundversorgung darf eine Stromsperre erst bei einem Zahlungsverzug von mindestens 100 Euro durchgeführt werden. Ebenso ist der Grundversorger angehalten, eine Prüfung der Verhältnismäßigkeit vorzunehmen.

Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten ist je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

Im Jahr 2020 wurde – bedingt durch die COVID-19-Pandemie – zwischen dem 1. April und 30. Juni ein Leistungsverweigerungsrecht (Art. 240 § 1 EGBGB) eingeführt, das sich auch auf Energielieferverträge bezog. Einige Lieferanten kündigten zudem an, auf Sperrungen verzichten zu wollen. Es ist durchaus möglich, dass die Zahl der Sperrungen im Jahr 2020 niedriger ausfallen wird.

3.1 Stromsperrungen

Für das Jahr 2019 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Stromlieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2019 bei 289.012 und ist im Vergleich zum Vorjahr um zwei Prozent gesunken (2018: 296.370). In Bezug auf alle Marktllokationen von Letztverbrauchern wurden demnach 0,6 Prozent der Anschlüsse gesperrt.

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Anschlussnutzer vertraglich hierzu berechtigt sein und gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und Pflichten zwischen 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 StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro und nach einer Verhältnismäßigkeitsprüfung sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben.

Abbildung 115 zeigt, wie häufig Lieferanten in 2019 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben.

Elektrizität: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl

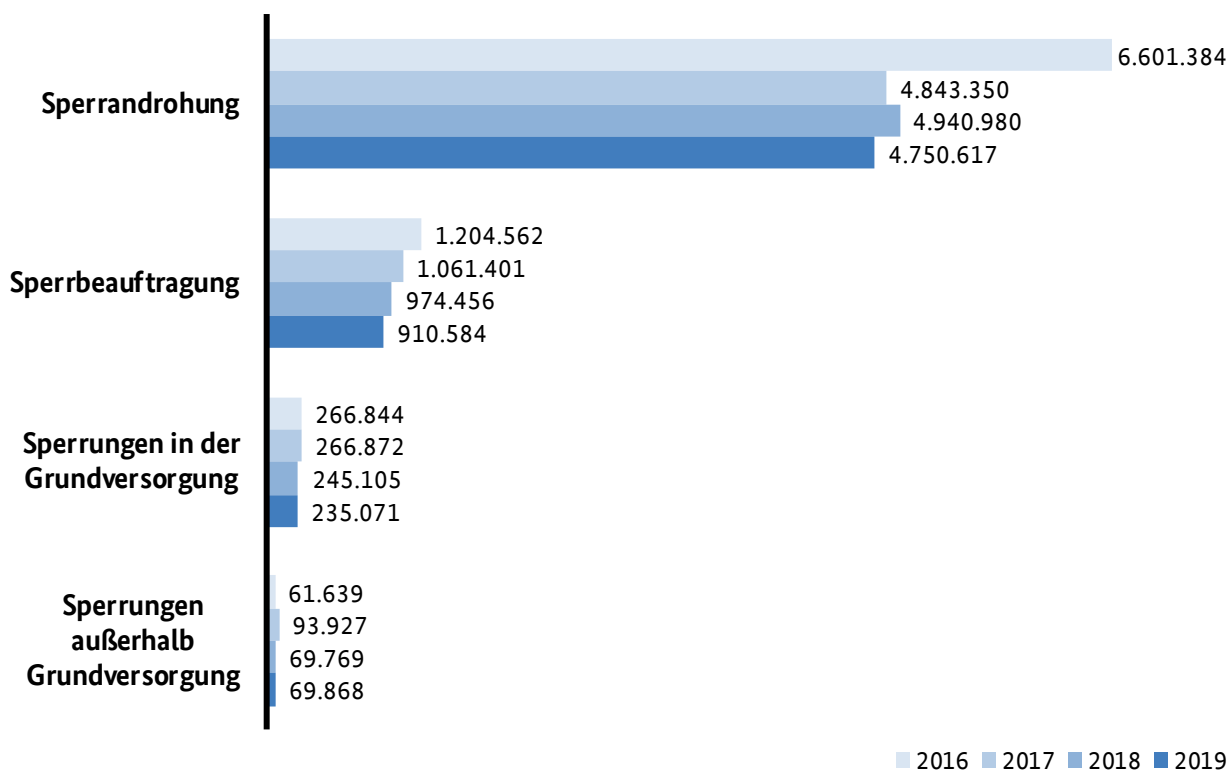


Abbildung 115: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Lieferantendaten geht hervor, dass durchschnittlich eine Sperrung bei einem Rückstand von rund 118 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden rund 4,75 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten ca. 0,91 Mio. in einer Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber (19 Prozent). Tatsächlich gesperrt wurden insgesamt gemäß Angaben der Lieferanten knapp sechs Prozent der Anschlüsse, für die eine Sperrandrohung erfolgt war.

Zudem gaben die Lieferanten an, dass in rund 235.071 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. 1,5 Prozent der Haushaltskunden in der Grundversorgung

waren von einer Sperrung betroffen. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde gemäß den Meldungen der Lieferanten in etwa 69.868 Fällen vollzogen.¹⁰⁵ Nach den Angaben der Lieferanten sind rund acht Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Stromlieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 StromGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung, haben die Lieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 39 Euro (inkl. USt.)¹⁰⁶ zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 1 Euro und 199 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt 44 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 4 und 130 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt ca. 44 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 1 Euro bis 140 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt 50 Euro (inkl. USt.) mit einer Spanne von ca. 5 bis 130 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Lieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,40 Euro.

Elektrizität: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber

Anzahl

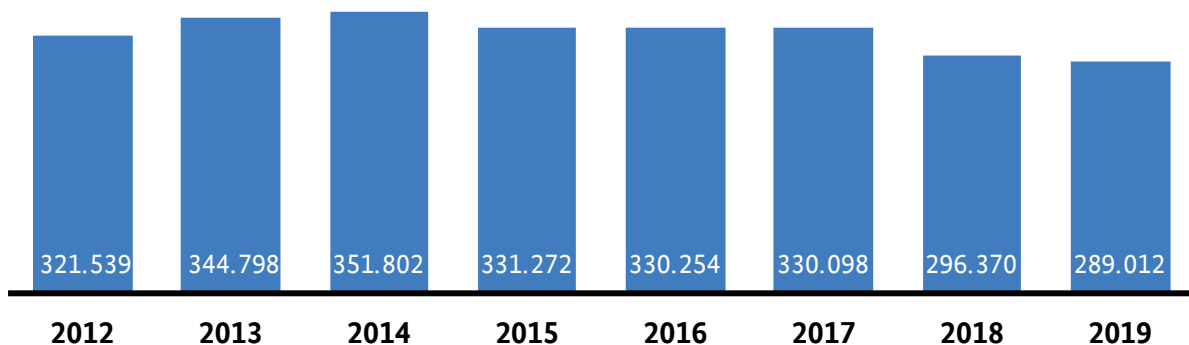


Abbildung 116: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber¹⁰⁷

Insgesamt wurden 289.012 Sperrungen durchgeführt und 269.719 Anschlüsse im Jahr 2019 wiederhergestellt. Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der Sperrungen:

¹⁰⁵ Die vom Lieferanten gemeldete Gesamtzahl der Sperrungen weicht immer von den vom Netzbetreiber tatsächlich durchgeführten Sperrungen ab. Die Bundesnetzagentur nutzt für die Angabe der Gesamtzahl der Sperrungen die Meldungen der Netzbetreiber.

¹⁰⁶ Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

¹⁰⁷ Die Werte von 2011 bis 2014 umfassen die Sperrungen, die durch den örtlichen Grundversorger beauftragt wurden. Der Wert ab 2015 beinhaltet die Sperrungen aller Lieferanten.

Elektrizität: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2019 (VNB Angaben)

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlösungen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Sachsen-Anhalt	12.924	0,85
Nordrhein-Westfalen	93.758	0,83
Berlin	18.181	0,76
Hamburg	7.989	0,68
Sachsen	17.336	0,61
Bremen	2.617	0,59
Schleswig-Holstein	10.656	0,58
Mecklenburg-Vorpommern	6.573	0,58
Hessen	21.627	0,57
Saarland	3.662	0,56
Rheinland-Pfalz	13.282	0,53
Thüringen	7.121	0,51
Niedersachsen	21.258	0,45
Brandenburg	6.780	0,40
Bayern	27.040	0,34
Baden-Württemberg	18.195	0,28

Tabelle 83: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2019

Bei Tabelle 83 ist zu beachten, dass etwa 0,1 Prozent der Sperrungen von den VNB keinem Bundesland zugeordnet werden konnten.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittlich 53 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen ca. 12 und 175 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Haushaltskunden wurden zwischen 14 und 152 Euro und durchschnittlich 56 Euro (exkl. USt.) in Rechnung gestellt.

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 14 Tagen (zur besseren Abgrenzung berücksichtigt dies nur Werte, bei denen Sperrung und Entsperrung in 2019 durchgeführt wurden). 15.935 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wurde nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit gehandelt haben, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden konnten.

3.2 Kündigungen

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen. Die weitere Versorgung muss also aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein. Im Jahr 2019 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 221.209 Kündigungen ausgesprochen (2018: ca. 185.989). Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 176 Euro hätten diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt.

3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring wurden erneut Informationen bei Messstellenbetreibern und Lieferanten zu Vorkassensystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Im Verlauf des Jahres 2019 waren an rund 18.400 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassensysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert worden. Dies entspricht 0,04 Prozent aller Marktlifikationen von Haushaltskunden in Deutschland. In knapp 3.600 Fällen wurde im Kalenderjahr 2019 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 2.800 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut.

3.4 Tarife

Lieferanten müssen für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 40 Abs. 5 EnWG). 2019 boten rund neun Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2019 tageszeitabhängige Tarife angeboten wurden, betrug etwa 62 Prozent.

Insgesamt bieten 30 Prozent aller Lieferanten einen reinen Online-Tarif an, der online abgeschlossen werden kann (z. B. auf der Homepage des Unternehmens oder über ein Preisvergleichsportal) und bei dem die Rechnungen online verfügbar sind. Beschränkt man sich bei der Betrachtung allerdings auf die größten Lieferanten, also diejenigen die mengenmäßig 80 Prozent der Haushaltskunden beliefern, so zeigt sich, dass 77 Prozent einen Online-Tarif anbieten.

Gesonderte Tarife mit Anreiz zur Energieeinsparung werden derzeit von rund acht Prozent der Unternehmen angeboten.

Tarife mit dynamischen Preisen, die den Preis auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, sind an die Installation entsprechender Zähler gebunden und bislang bei zwei Anbietern verfügbar. Sowohl der Rollout von intelligenten Messsystemen als auch die weitere Förderung dynamischer Verträge u.a. durch Europäische Vorgaben, kann künftig das Interesse weiterer Verbraucher wecken und zu einem Zuwachs der Vertragsabschlüsse führen. Dies kann jedoch erst mit voranschreitendem Rollout von intelligenten Messsystemen qualitativ bewertet werden. Ein Rollout von bisher lediglich rund 1.000 intelligenten Messsystemen im Berichtsjahr 2019 lässt zur Entwicklung von dynamischen Tarifen noch keine Entwicklung ableiten.

Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, wurden in 2019 von 122 Unternehmen (9 Prozent aller Unternehmen) angeboten. Bei großen Unternehmen mit mehr als 500.000 Marktlifikationen lag der Anteil bei rund

47 Prozent. Im Bereich der Unternehmen mit 10.000 bis 200.000 Marktlösungen verkauften vor allem Stadtwerke gebündelte Tarife.

Häufig waren Stromtarife mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas- oder PV-Anlagen verbunden, sie wurden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen oder der Wasserversorgung verknüpft. Unter Sonstigem werden Koppelprodukte mit Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen, Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität, Versicherungen, Gutscheinen und Eintrittskarten zusammengefasst.

Elektrizität: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte in 2019

Elektrizität: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten in 2019

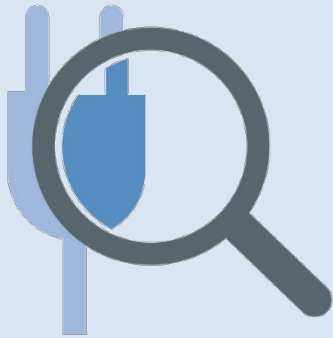
Produktkategorie	Häufigkeit	Anzahl der Zählpunkte	Anteil
Erdgas	62	1 < 1.000	1%
Hardware	16	1000 < 10.000	5%
Telekommunikation, Internet	23	10.000 < 30.000	14%
Wasser	8	30.000 < 100.000	18%
PV-Anlage/ Mieterstrom	28	100.000 < 500.000	28%
Sonstige	21	< 500.000	47%
Gesamt	158	Gesamt	9%

Tabelle 84: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten

3.5 Unterjährige Abrechnungen

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Im Jahr 2019 haben 164 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden in insgesamt etwa 33.500 Fällen eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchführen (2018: 37.100). Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt.) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. 14 Euro und ca. 18 Euro ohne Selbstablesung.

4. Preisniveau



Der Strompreis, den Kunden bei ihrem Lieferanten bezahlen, setzt sich aus mehreren Preisbestandteilen zusammen: Neben der Strombeschaffung, dem Vertrieb und Gewinn, sind es vor allem das Netzentgelt, die Konzessionsabgabe, diverse Umlagen und Steuern. In der Regel gibt es einen monatlichen, verbrauchsunabhängigen Grundpreis und einen Arbeitspreis pro verbrauchter Kilowattstunde. Verbraucher mit einem niedrigeren Verbrauch profitieren eher von einem Vertrag mit einem geringen Grundpreis, Verbraucher mit einem erhöhten Verbrauch eher von einem geringen Arbeitspreis.

In Deutschland gibt es keine Strompreisregulierung.

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, geben im Monitoring die Einzelhandelspreise ihres Unternehmens zum 1. April 2020 für verschiedene Abnahmefälle an. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wird in sechs Abnahmebänder unterteilt, über die für unterschiedliche Kategorien Preise abgefragt werden. Die niedrigste Kategorie umfasst einen jährlichen Stromverbrauch unterhalb von 1.000 kWh, die höchste Kategorie einen jährlichen Stromverbrauch oberhalb von 15.000 kWh. Der Standardfall für Haushaltskunden liegt in dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh.

Darüber hinaus wurden wie in den Vorjahren zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh bzw. 24 GWh betrachtet.

Den Gesamtpreis geben die Unternehmen in ct/kWh an, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einberechnet werden. Der Endpreis wird in einzelne Preisbestandteile aufgeschlüsselt: Dazu zählen Bestandteile, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber zwischen den Netzgebieten unterscheiden können, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe und das Entgelt für den Messstellenbetrieb. Schließlich werden für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern berücksichtigt, d. h. Umsatzsteuer, Stromsteuer und die Umlagen nach dem EEG, KWKG und § 19 Abs. 2 StromNEV sowie für Offshore-Haftung und abschaltbare Lasten. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst.

Da es sich bei der Analyse des Preisniveaus um eine Stichtagsbetrachtung zum 1. April 2020 handelt, wurde die befristete Mehrwertsteuersenkung von 19 Prozent auf 16 Prozent, die vom 1. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2020 galt, nicht berücksichtigt.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen geben die Lieferanten für die sechs Abnahmefälle der Haushaltskunden ihren „durchschnittlichen“ Preis für drei Vertragstypen (s.u.) an.¹⁰⁸

Für die Haushaltskunden wurden für die sechs Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Vertragstypen je Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten – soweit sie dem Abnahmefall entsprechen – verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2020 bzw. 1. April 2019 ist zu beachten, dass geringfügige Veränderungen der berechneten Mittelwerte nicht notwendigerweise auf einen Trend hinweisen, sondern auch der Teilnahme unterschiedlicher Lieferanten an der Abfrage geschuldet sein können.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“)

Bei Abnehmern mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 24 GWh handelt es sich ausschließlich 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 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 soweit 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 Einzelhandel 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 (§§

¹⁰⁸ Ist es einem Unternehmen beispielsweise aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Tarife nicht möglich einen Durchschnitt zu bilden, wird ein repräsentativer Tarif ausgewählt.

63 ff. EEG, § 19 Abs. 2 StromNEV, § 36 KWKG, § 17f EnWG). Bei dem folgenden 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 grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 191 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 205 Lieferanten).

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb dieser Spanne liegen. Die Auswertung lieferte folgende Ergebnisse:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2020 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	1,62 - 3,95	2,66
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,01	0,04
Konzessionsabgabe	0,00 - 0,12	0,12
EEG-Umlage		6,76
weitere Umlagen ^[1]		0,71
Stromsteuer		2,05
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	2,88 - 5,38	4,20
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	14,48 - 18,62	16,54

[1] Umlage nach KWKG (0,226 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,063 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,0075 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 85: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil ist im arithmetischen Mittel von 4,33 ct/kWh im Vorjahr auf 4,20 ct/kWh in 2020 gefallen – das entspricht einem Rückgang von rund 3 Prozent. Die Umlagen belaufen sich auf insgesamt 7,466 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage 6,756 ct/kWh. Die sonstigen Umlagen in diesem Abnahmefall sind auf 0,71 ct/kWh gesunken. Das Nettonetzentgelt ist im arithmetischen Mittel im Vergleich zum Vorjahr auf 2,659 ct/kWh gestiegen (im Vorjahr 2,32 ct/kWh). Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.¹⁰⁹ Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 16,54 ct/kWh übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr von 15,98 ct/kWh um 0,56 ct/kWh. Durch die oben beschriebene Bindung der Industrieendkundenpreise an den Großhandel können die Preissenkungen schneller an Großkunden weitergegeben werden als an Haushaltskunden, dementsprechend sank der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh pro Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 12,30 ct/kWh, d. h. rund 75 Prozent, auf 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 EEG, KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 12 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.¹¹⁰

Die wichtigste Reduktionsmöglichkeit betrifft die EEG-Umlage. Sie kann bei einem Jahresverbrauch von 24 GWh – je nach Einzelfall – um bis zu 95 Prozent reduziert werden; die mögliche Reduktionshöhe hängt nach § 64 EEG von mehreren Faktoren ab. Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ebenfalls reduziert werden.¹¹¹ Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 Satz 1 KAV sowie die Umlagen nach § 27 KWKG und § 17f EnWG. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über den tatsächlichen durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

¹⁰⁹ Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

¹¹⁰ 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).

¹¹¹ Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sind für den Abnahmefall von 24 GWh pro Jahr nicht einschlägig, da dieser mit 6.000 Benutzungsstunden definiert wurde.

Elektrizität: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Preisabfrage zum 1. April 2020	Angenommener Wert	Mögliche Reduktion	verbleibender Betrag
EEG-Umlage	6,76	-6,43	0,33
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,66	-2,13	0,53
weitere Umlagen	0,71	-0,60	0,12
Konzessionsabgabe	0,12	-0,12	0,00
Summe	12,30	-11,32	0,98

Tabelle 86: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2020

Abnahmefall 50 MWh pro Jahr („Gewerbekunde“)

Der im Folgenden betrachtete 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 das 14-fache des Abnahmefalls 3.500 kWh („Haushaltskunde“) und zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh pro Jahr. 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 auf Basis der am 1. April 2020 geltenden Konditionen 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.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 938 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 969). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2020 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	4,38 - 8,26	6,17	27%
Messstellenbetrieb	0,02 - 0,90	0,29	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,80	3%
EEG-Umlage		6,76	29%
weitere Umlagen[1]		1,01	4%
Stromsteuer		2,05	9%
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	3,71 - 8,11	5,96	26%
Netto-Gesamtpreis	20,35 - 25,79	23,03	100%

[1] Umlage nach KWKG (0,226 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,358 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,007 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich erneut erhöht. Betrug dieser Wert im April 2019 noch 5,69 ct/kWh, so ist dieser Wert im April 2020 auf 5,96 ct/kWh angestiegen – dies entspricht einer Erhöhung von 0,27 ct/kWh.

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,41 ct/kWh auf 6,76 ct/kWh erhöht. Die sonstigen Umlagen sind auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr bei 1,01 ct/kWh. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist von 6,03 ct/kWh im Vorjahr auf 6,17 ct/kWh angestiegen. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.¹¹²

¹¹² Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer im April 2020 liegt bei 23,03 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr mit 22,22 ct/kWh um 0,81 ct/kWh gestiegen. Zu dieser Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg der nicht beeinflussbaren Preisbestandteile in Höhe von 66,6 Prozent sowie die Steigerung von rund 33,3 Prozent des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestands. Insgesamt macht dieser Preisbestandteil rund 26 Prozent des Gesamtpreises aus, wohingegen durchschnittlich rund 74 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen entfallen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wobei insbesondere die EEG-Umlage und das Netzentgelt ins Gewicht fallen.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise und Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte in sechs Abnahmebänder für jeweils drei Vertragsverhältnisse betrachtet und in tabellarischer Form dargestellt. Die Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, machten zu folgenden Abnahmebändern in Niederspannung (0,4 kV) Angaben:

- Band I (DA^{113, 114}): Jährlicher Stromverbrauch bis 1.000 kWh
- Band II (DB): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 1.000 bis 2.500 kWh
- Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh
- Band IV: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh
- Band V: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh
- Band VI (DE): jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 15.000 kWh

Zunächst wird ein über alle Vertragskategorien mengengewichteter Durchschnittspreis für Haushaltskunden im repräsentativen Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III) dargestellt. In Abschnitt 4.2.2 werden anschließend einzelne Abnahmebänder betrachtet, wobei der Fokus auf das Abnahmeband eines typischen Haushaltskunden im Abnahmeband III gerichtet ist.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III)

In den folgenden Tabellen und Abbildungen wird der über alle Vertragskategorien mengengewichtete Gesamtpreis für das Band III dargestellt. Hierzu wird ein einzelner mengengewichteter Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden im Abnahmeband III als Kennzahl dargestellt. Dieser wird berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien (Grundversorgung; Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung; Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist) mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2020 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 32,05 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Preis gestiegen (2019: 30,85 ct/kWh). Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten

¹¹³ Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“, „DE“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach Eurostat

¹¹⁴ Das Entgelt für Abrechnung ist nunmehr Bestandteil der Nettonetzentgelte laut § 7 Abs. 2 MsbG sowie § 17 Abs. 7 S. 3 StromNEV. Zu den anderen Komponenten steht in § 17 Abs. 7 S. 1 Strom NEV, dass ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein Entgelt für Messstellenbetrieb ausgewiesen werden darf, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.

Durchschnittspreis ist in Tabelle 88 dargestellt. Deren Veränderung zum Vorjahr kann in Tabelle 89 nachvollzogen werden.

Elektrizität: 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 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	7,97	24,9
Nettonetzentgelt	7,14	22,3
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	1,1
Konzessionsabgabe	1,64	5,1
Umlage nach EEG	6,76	21,1
Umlage nach KWKG	0,23	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	1,1
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,0
Umlage Offshore-Netz	0,42	1,3
Stromsteuer	2,05	6,4
Umsatzsteuer	5,12	16,0
Gesamt	32,05	100,0

Tabelle 88: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2020

Elektrizität: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2019 zum 1. April 2020 für das Abnahmenband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr (Band III; Eurostat:DC) für Haushaltskunden

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	7,97	0,36	4,7
Nettonetzentgelt	7,14	0,24	3,5
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	0,03	9,9
Konzessionsabgabe	1,64	0,02	1,1
Umlage nach EEG	6,76	0,35	5,5
Umlage nach KWKG	0,23	-0,05	-19,3
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,05	17,4
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,00	40,0
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,00	0,0
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	5,12	0,19	3,9
Gesamt	32,05	1,20	3,9

Tabelle 89: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2019 zum 1. April 2020 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

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

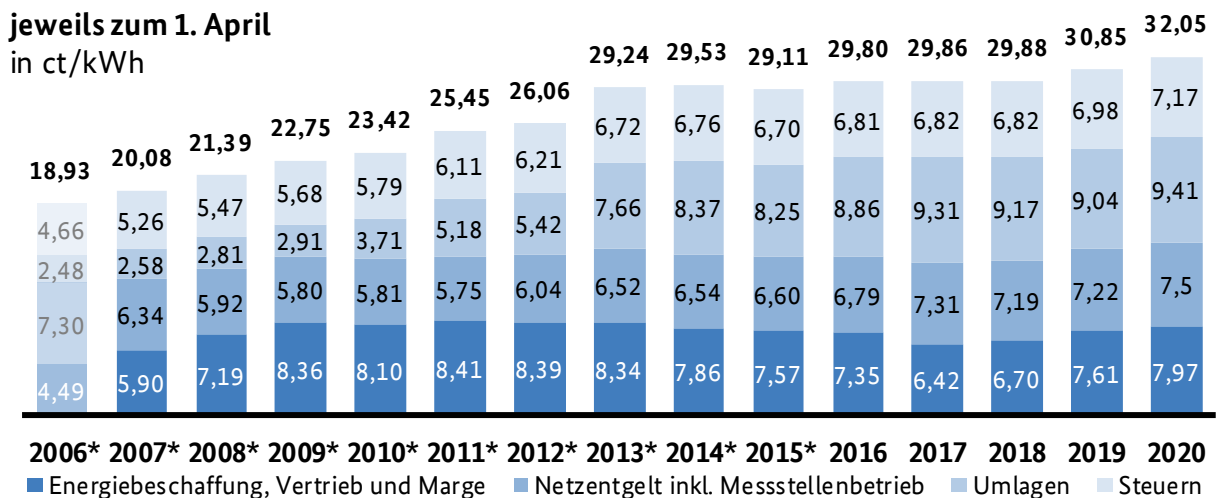


Abbildung 117: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden

Die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für Haushaltskunden kann in Abbildung 117 nachvollzogen werden. Hier zeigt sich, dass der Preis in 2019 vor allem durch die Erhöhung der Preisbestandteile Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb und Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge auf rund 32 ct/kWh liegt. Im Folgenden werden die Preisbestandteile deshalb näher betrachtet.

Abbildung 118 zeigt, dass Umlagen, Steuern und Abgaben in Summe rund 52 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden ausmachen. Das Nettonetzentgelt inkl. Messstellenbetrieb kommt auf einen Anteil von gut 23 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2020 rund 24,9 Prozent (2019: 24,7 Prozent). Im Folgenden wird die Entwicklung dieser wesentlichen einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden dargestellt.

Elektrizität: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2020 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC) in Prozent

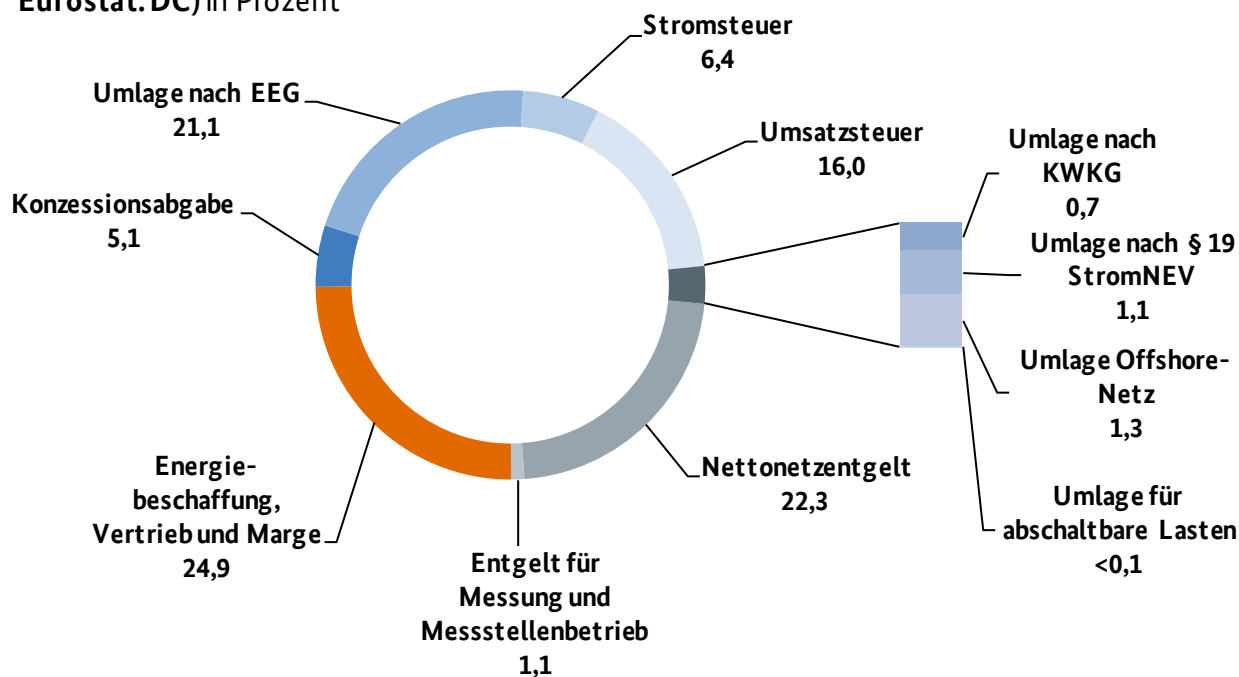


Abbildung 118: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)¹¹⁵

Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Preisbestandteils Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte¹¹⁶ bis zum Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Im Jahr 2019 ist für das

¹¹⁵ Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

¹¹⁶ Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Messstellenbetrieb.

durchschnittliche Netzentgelt wieder eine leichte Steigerung zu beobachten. Das Netzentgelt liegt damit weiterhin auf hohem Niveau.

Elektrizität: 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

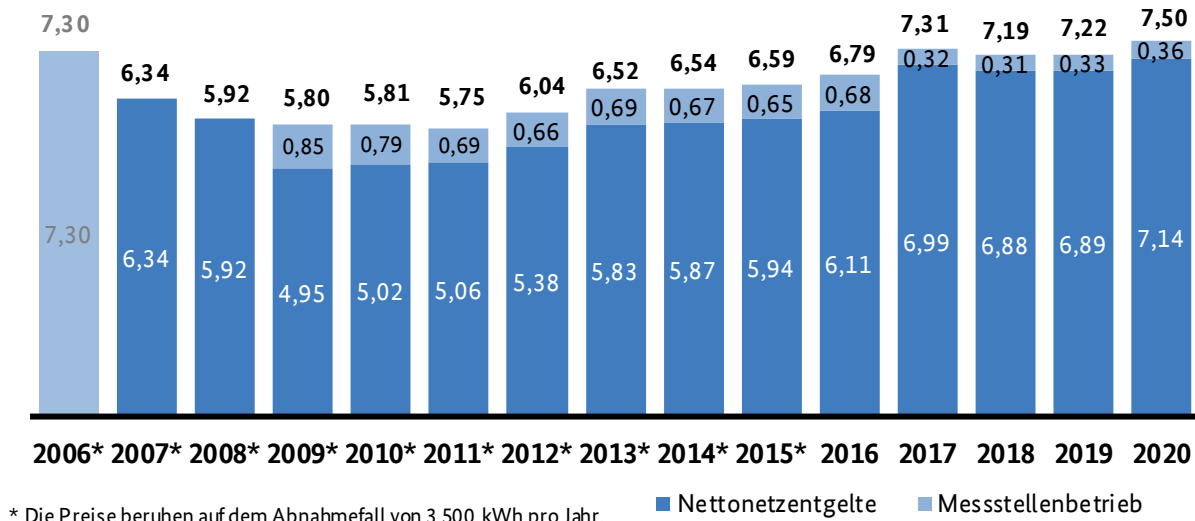


Abbildung 119: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb

Bei den weiteren Abgaben und Steuern sind im Jahr 2020 Steigerungen zu beobachten. Darunter fallen insbesondere die EEG-Umlage und die § 19 StromNEV-Umlage ins Gewicht (vgl. auch Kapitel 4.3 „Umlagen“). Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich der bei den ÜNB anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Zahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2020 ist die EEG-Umlage auf 6,76 ct/kWh gestiegen. Der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis liegt damit bei rund 21 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der EEG-Umlage wird in Abbildung 120 dargestellt.

Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ (vgl. Abbildung 121) ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben. Seit dem Jahr 2014 war dieser vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil kontinuierlich gesunken. Für das Jahr 2020 ist ein Anstieg um fast fünf Prozent (+0,36 ct/kWh) zu verzeichnen (2019: 7,61ct/kWh).

Elektrizität: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis
in ct/kWh und in Prozent

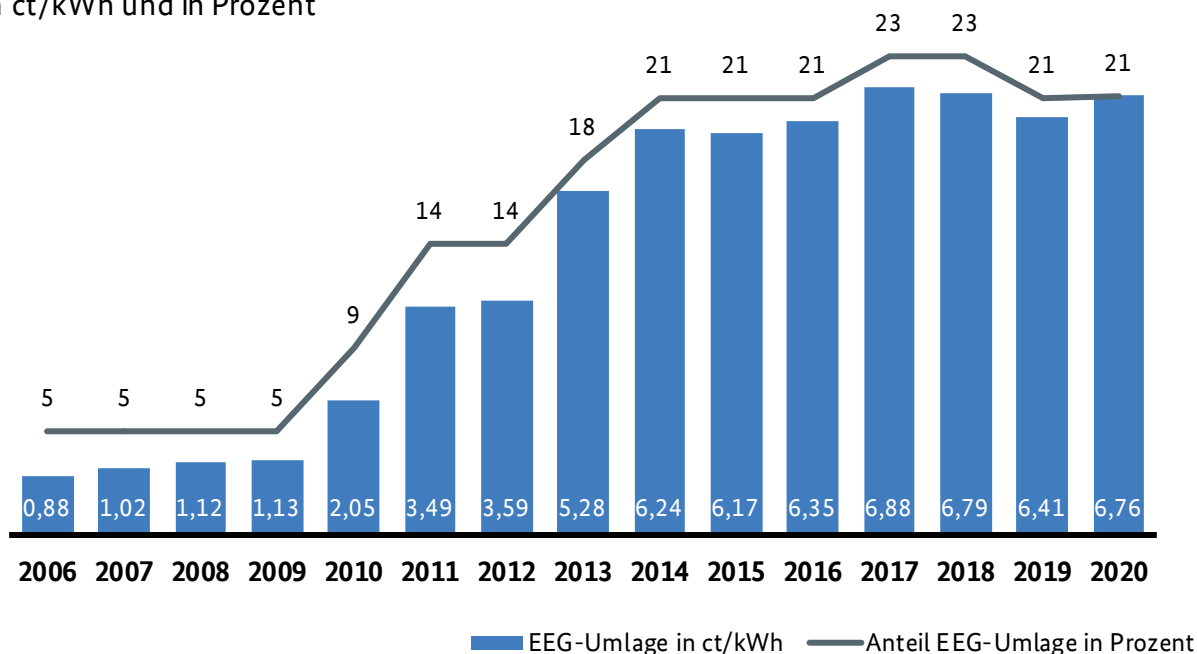
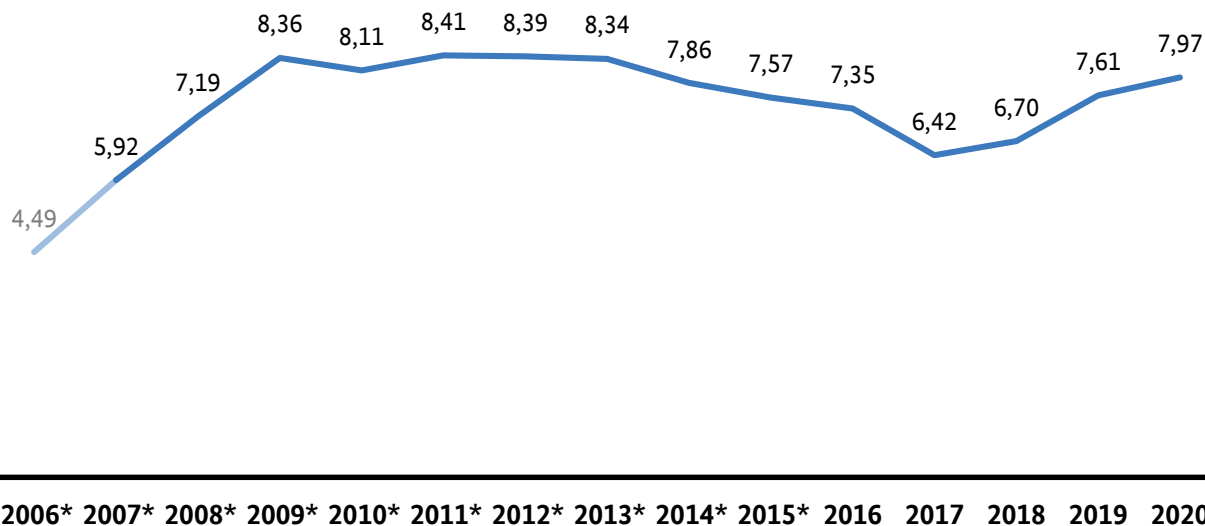


Abbildung 120: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Elektrizität: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr jeweils zum 1. April (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)



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

Abbildung 121: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern

Aus den Angaben der Lieferanten ergeben sich Durchschnittspreise in der Grundversorgung, für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger. Im Folgenden werden die Preisauswertungen für die sechs Abnahmebänder von Haushaltskunden dargestellt.

Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert der Netzentgelte innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf den Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten. Sowohl die Anbieterstruktur als auch die Vertragsstruktur der versorgten Kunden ist in den vielen Netzgebieten sehr heterogen. Lieferanten können z. B. überwiegend Kunden in Netzgebieten mit besonders hohen oder besonders niedrigen Netzentgelten beliefern, unabhängig davon, ob es sich dabei um Kunden mit Grundversorgungsverträgen handelt. Auch der entgegengesetzte Fall kann eintreten. Aufgrund dieser Verteilung der Kunden in den unterschiedlichen Netzgebieten auf die jeweilige Vertragsart ist hier zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches mengengewichtetes Durchschnittsnetzentgelt abgebildet. In einem einzelnen Netzgebiet ist die Höhe des Netzentgeltes unabhängig von der Vertragsart. Die nachfolgenden Tabellen sind deshalb nicht so zu verstehen, als wäre bspw. die Grundversorgung die Vertragsart mit dem höchsten Netzentgelt.

In die Herleitung der mengengewichteten Preise gehen die Preisstände mit Stichtag 1. April 2020 und die Abgabemengen des Jahres 2019 ein. Die Umstellung der Abfrage auf die Bänder seit dem Jahr 2016 geht auf eine Änderung der Preisabfragen durch die Europäische Statistikbehörde Eurostat zurück. Im hier vorliegenden Bericht werden sechs Abnahmebänder dargestellt.

Band I: Jährlicher Stromverbrauch bis 1.000 kWh

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband bis 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat:DA)
Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	13,53	12,02	10,87
Nettonetzentgelt	15,11	12,34	12,50
Entgelt für Messstellenbetrieb	2,14	1,71	1,64
Konzessionsabgabe	1,62	1,64	1,69
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	8,02	7,13	6,94
Gesamt	50,23	44,65	43,45

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2020

Bei den Bändern mit einer relativ geringen Abnahmemenge ist zu beachten, dass die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in die Angaben mit einberechnet werden. Durch geringere Abnahmemengen und gleichbleibende fixe Preisbestandteile, wie etwa dem Grundpreis, erhöht sich daher in dieser Darstellung der Preis pro Kilowattstunde entsprechend.

Band II: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 1.000 bis 2.500 kWh:

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 1.000 kWh bis 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat:DB) Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	10,18	8,87	8,06
Nettonetzentgelt	8,40	7,79	8,25
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,63	0,62	0,67
Konzessionsabgabe	1,63	1,64	1,65
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,82	5,46	5,40
Gesamt	36,47	34,19	33,85

Tabelle 91: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2020

Band III: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh

In das Abnahmeband III fällt der Großteil der typischen Haushaltskunden in Deutschland und ist mit dem bis zum Jahr 2015 abgebildeten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr vergleichbar. In folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band III dargestellt, wobei auch einzelne Preiskomponenten genauer beleuchtet und in Zeitreihen dargestellt werden.

Elektrizität: 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 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	9,31	7,83	7,22
Nettonetzentgelt	7,22	6,90	7,30
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,37	0,37	0,35
Konzessionsabgabe	1,70	1,70	1,55
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,40	5,06	4,98
Gesamt	33,80	31,67	31,22

Tabelle 92: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2020

Ein Vergleich der drei Vertragskategorien, Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i.d.R. nach einem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i.d.R. nach einem Lieferantenwechsel), verdeutlicht, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh nach wie vor die teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich. Während Haushaltskunden in der Grundversorgung im Jahr 2020 im Mittel rund 2.009 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben mit rund 2.781 kWh um ca. 38 Prozent darüber.

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

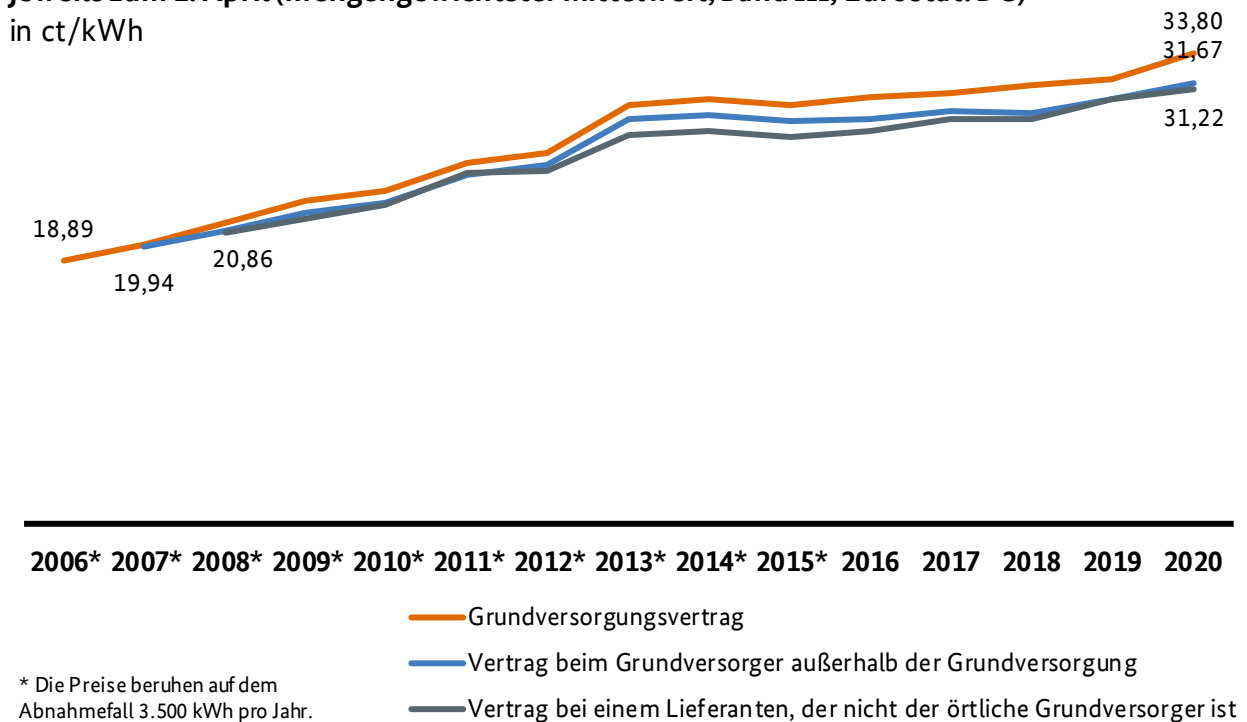


Abbildung 122: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)

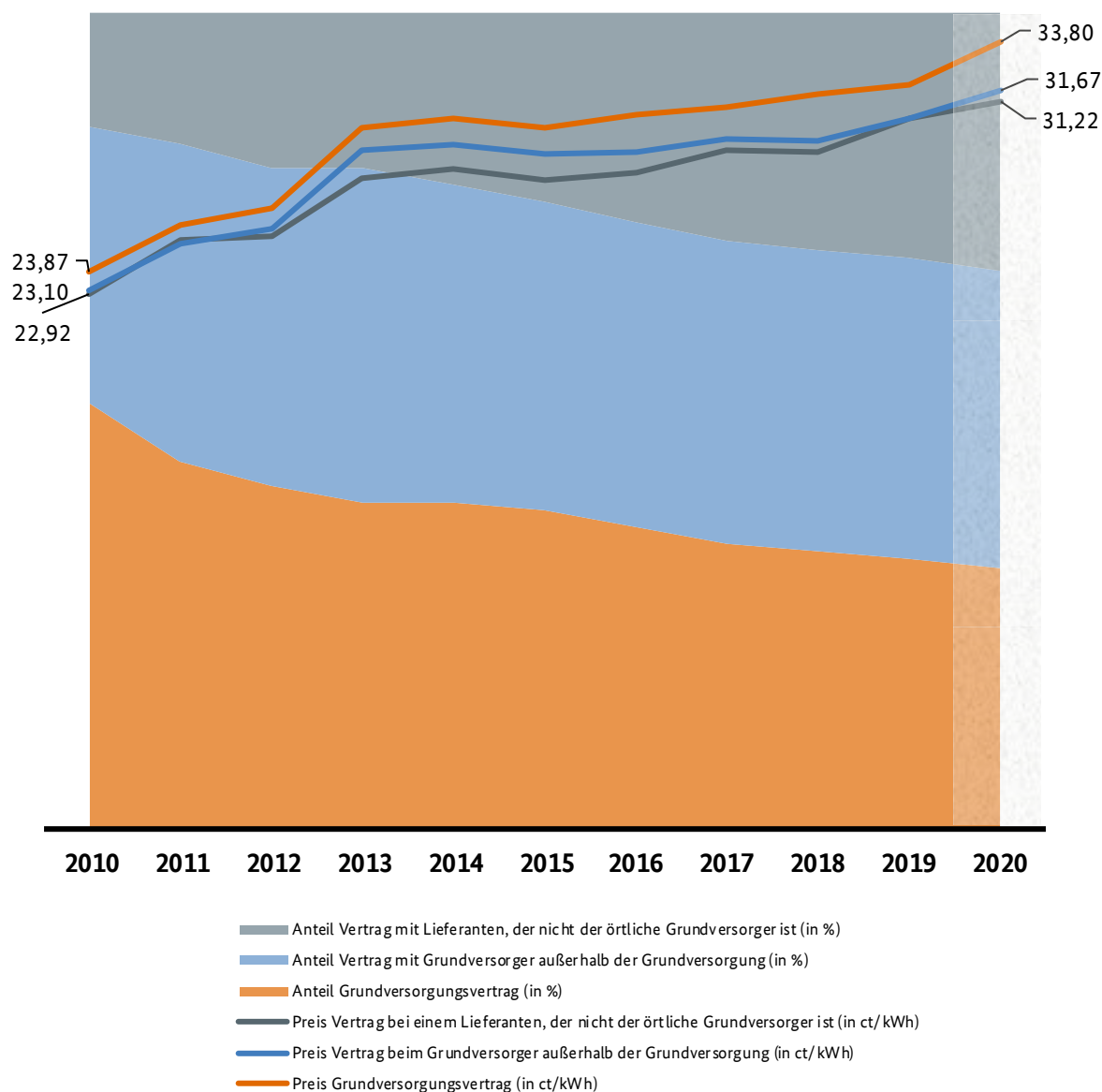
Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2008 zeigt, dass die Grundversorgung durchgehend die teuerste Kategorie des Strombezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Preise der Vertragsverhältnisse Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, gleichen sich seit dem Jahr 2013 immer mehr an, und stimmten im Jahr 2019 erstmals überein. Im Jahr 2020 ist nun wieder eine Differenz von rund 0,4 ct/kWh zu beobachten. Die Kategorie des Vertrags bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, ist im Mittel die günstigste Vertragskategorie. In elf der betrachteten Jahre liegt der mittlere Preis in der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Es zeigt sich, dass die Grundversorger ihre regionalen Kunden halten wollen und so auch attraktive Preise anbieten.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung beim Grundversorger (-2,13 ct/kWh) oder durch einen Lieferantenwechsel (-2,58 ct/kWh)¹¹⁷ erzielen. Somit ergibt sich bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 90 Euro pro Jahr.

¹¹⁷ Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Strompreises vor dem Hintergrund der Entwicklung der Anteile der drei Belieferungsarten Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Elektrizität: Haushaltskundenpreise (Band III, Eurostat DC, Stichtag 1. April) in ct/kWh sowie Anteile der Haushaltskunden (in Prozent) je Vertragsart



Die Anteile der Vertragsarten liegen für das Jahr 2020 noch nicht vor und wurden zur Darstellung auf dem Trend der Vorjahre fortgeführt.

Abbildung 123: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2020 mit 9,31 ct/kWh um fast 29 Prozent über dem Durchschnittswert der Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“,

der bei durchschnittlich 7,22 ct/kWh liegt. Im Jahr 2019 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 18 Prozent. Bei einem „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ werden durchschnittlich 7,83 ct/kWh (2019: 7,37 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. 16 Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu beachten. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Elektrizität: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden je Vertragskategorie jeweils zum 1. April (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie, Band III, Eurostat: DC) in ct/kWh

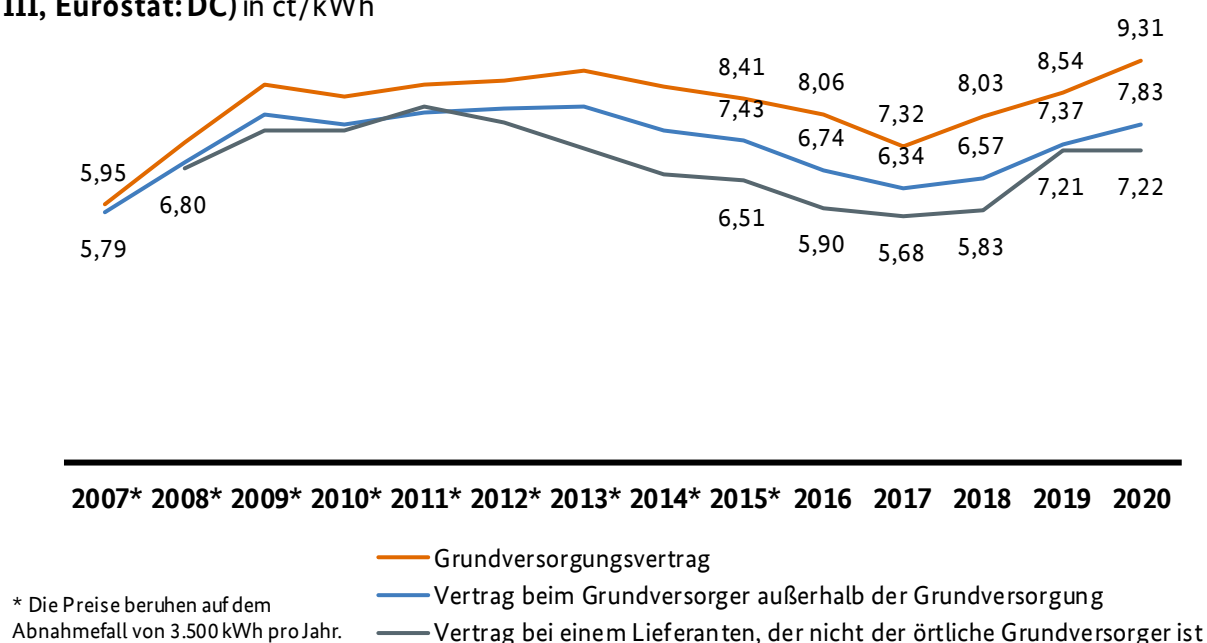


Abbildung 124: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

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.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit und Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die Bindungsfristen betragen bei Sonderverträgen beim örtlichen Grundversorger im Durchschnitt 11 Monate. Eine Preisgarantie die mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vereinbart wird, beträgt im Mittel 14 Monate.

Einmalige Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 57 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 273 Euro. Bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, liegt der Wert bei durchschnittlich 65 Euro bei einer Spanne von 5 bis zu 300 Euro.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der unterschiedlichen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2020	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	341	11 Monate	425	11 Monate
Preisstabilität	259	14 Monate	152	14 Monate
Vorauskasse	64	10 Monate	48	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	100	57 Euro	208	65 Euro
Frei-kWh	9	204 kWh	3	150 kWh
Kaution	6	-	5	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	106	-	152	-

Tabelle 93: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Band IV: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh

Das Band IV der Monitoringabfrage stellt einen Haushaltskunden mit einer überdurchschnittlichen jährlichen Entnahmemenge ab einschließlich 5.000 bis 10.000 kWh im Jahr dar. Die Ergebnisse der Abfrage sind in der folgenden Tabelle zu finden.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 5.000 kWh bis 10.000 kWh im Jahr (Band IV) Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,62	7,27	6,22
Nettonetzentgelt	6,64	6,07	6,41
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,20	0,21	0,26
Konzessionsabgabe	1,55	1,60	1,50
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,10	4,74	4,60
Gesamt	31,93	29,70	28,80

Tabelle 94: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2020

Band V und Band VI: Jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh bzw. jährlicher Stromverbrauch ab einschließlich 15.000 kWh

Die Bänder V und VI wurden erstmalig im Jahr 2018 im Zuge des Monitorings abgefragt. Es handelt sich bei den Bändern V und VI um Haushaltskunden mit einer sehr hohen Abnahmemenge ab einschließlich 10.000 bis 15.000 kWh bzw. ab einschließlich 15.000 kWh. Die Ergebnisse der Abfrage sind in den folgenden Tabellen zu finden.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 10.000 kWh bis 15.000 kWh im Jahr (Band V) Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,52	7,05	5,87
Nettonetzentgelt	6,35	5,79	5,89
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,13	0,15	0,22
Konzessionsabgabe	1,53	1,57	1,50
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,01	4,63	4,43
Gesamt	31,35	29,01	27,73

Tabelle 95: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2020

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 15.000 kWh im Jahr (Band VI)
Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,64	6,63	5,86
Nettonetzentgelt	6,00	5,71	5,59
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,08	0,11	0,25
Konzessionsabgabe	1,55	1,58	1,58
Umlage nach EEG	6,76	6,76	6,76
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,23
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	0,36	0,36
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Netz	0,42	0,42	0,42
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,96	4,53	4,39
Gesamt	31,05	28,39	27,47

Tabelle 96: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2020

4.3 Umlagen

Die Umlagen in der Elektrizitätswirtschaft haben weiter einen erheblichen Anteil an den Strompreisen. Die Umlagen werden nachfolgend nach Volumenhöhe sortiert aufgeführt:

Elektrizität: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage in Mio. Euro

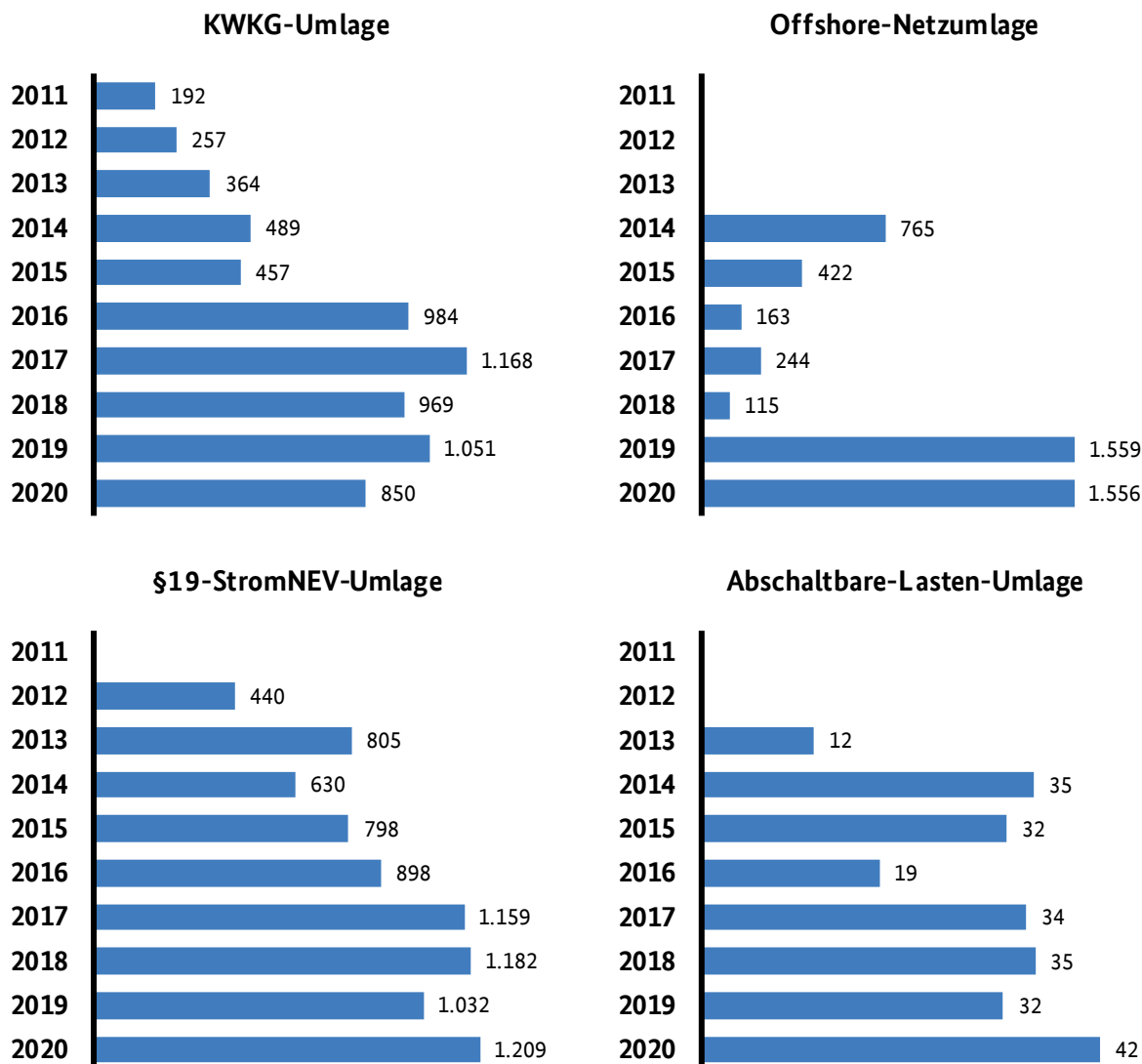


Abbildung 125: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage

EEG-Umlage

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 60 Abs. 1 EEG berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, entsprechend der gelieferten Strommenge die Kosten für die hierfür erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage).

Mit den Zahlungen der EEG-Umlage wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie § 6 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) abgedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Höhe der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

KWKG-Umlage

Gemäß der §§ 26a und 26b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent zu ermitteln. Die Jahresabrechnungen der vorangegangenen Kalenderjahre dienen bei der Ermittlung der KWKG-Umlage als Grundlage.

Mit den Einnahmen aus der KWKG-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus der Förderung von Kraft-Wärme-gekoppelten Kraftwerken sowie von Wärme- und Kältenetzen bzw. Wärme- und Kältespeichern gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Offshore-Netzumlage

Die Netzbetreiber sind nach § 17f Abs. 5 EnWG berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen an Offshore-Windparkbetreiber als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Darüber hinaus enthält die Offshore-Netzumlage ab dem Jahr 2019 auch die Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Offshore-Netzumlage für das folgende Kalenderjahr. Dem liegt eine Prognose der für dieses Folgejahr erwarteten wälzbaren Kosten unter Anrechnung eventueller tatsächlicher Abweichungen von den Prognosen für die Vorjahre zu Grunde.

§ 19 StromNEV-Umlage

Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV beantragen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten resultieren, nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen sowie eigene entgangene Erlöse untereinander auszugleichen. Die entgangenen Erlöse werden somit als Anteil der Netzentgelte auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Mit den Einnahmen aus der so zu bezeichnenden §19 StromNEV-Umlage werden die entsprechenden Kosten aus den aufgrund der Netzentgeltverringerungen entstandenen entgangenen Netzentgelterlösen gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die § 19-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

Abschaltbare-Lasten-Umlage

Gemäß § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), berechnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich die Abschaltbaren Lasten-Umlagen. Für das Jahr 2016 wurde aufgrund des

zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage nicht abgeschlossenen Novellierungsprozesses der AbLaV keine Umlage von den Letztverbrauchern erhoben.

Die Kosten für die Bereitstellung und die Abschaltung der Last für Zwecke der Veränderung der Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber werden über die Abschaltbare Lasten-Umlage gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die Abschaltbare Lasten-Umlage für das folgende Kalenderjahr.

5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms – hier gibt es die Unterteilung in Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen – sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern (VNB) erhoben.

Im Jahr 2019 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr insgesamt leicht gestiegen, bezogen auf die Marktllokation aber – wenn auch nur minimal – gesunken. Nach den Mengenangaben von rund 1.000 Heizstromlieferanten haben diese Kunden an knapp 2,12 Mio. Marktllokationen mit etwa 13,47 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 6.333 kWh je Zählpunkt. Im Vorjahr waren es knapp 6.356 kWh pro Zählpunkt bei einer Gesamtmenge von 13,29 TWh an 2,03 Mio. Zählpunkten.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 10,4 TWh an 1,61 Mio. Nachtspeicher-Marktllokationen. Das ergibt einen Durchschnitt von rund 6.458 kWh pro Marktllokation im Jahr 2019. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 3,05 TWh an rund 512.889 Marktllokationen gegenüber. Daraus ergibt sich ein Mittel von etwa 5.940 kWh pro Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 77,4 Prozent der Abgabemenge und 75,9 Prozent der Marktllokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen leicht zu. Im Jahr 2019 macht der Anteil von Wärmepumpen schon 24,1 Prozent der Marktllokationen aus und 22,6 Prozent der Abgabemenge, im Vorjahr waren es noch 23 Prozent der Marktllokationen bzw. 21 Prozent der Abgabemenge. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicher- als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktllokationen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Marktllokationssummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 834 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2019 an knapp 2,06 Mio. Marktllokationen (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,36 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den Verteilernetzbetreibern nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpenstrom differenziert.

5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

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, so dass 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 keine Unterscheidung nach den Kategorien „Grundversorgungsvertrag“ gegenüber „Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ vorgenommen, da es sich bei Heizstromlieferungen nach Auffassung des Bundeskartellamtes stets um Sonderverträge sui generis handelt.¹¹⁸

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2019 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr von 1,75 TWh auf 2,15 TWh gestiegen. Hierbei entfielen im Jahr 2019 rund 16 Prozent (2018 13,2 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Auch die Anzahl der Heizstrom-Marktllokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, hat sich von 12,6 Prozent auf 14,7 Prozent erhöht.

Elektrizität: Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger Mengen- und marktllokationsmäßiger Anteil

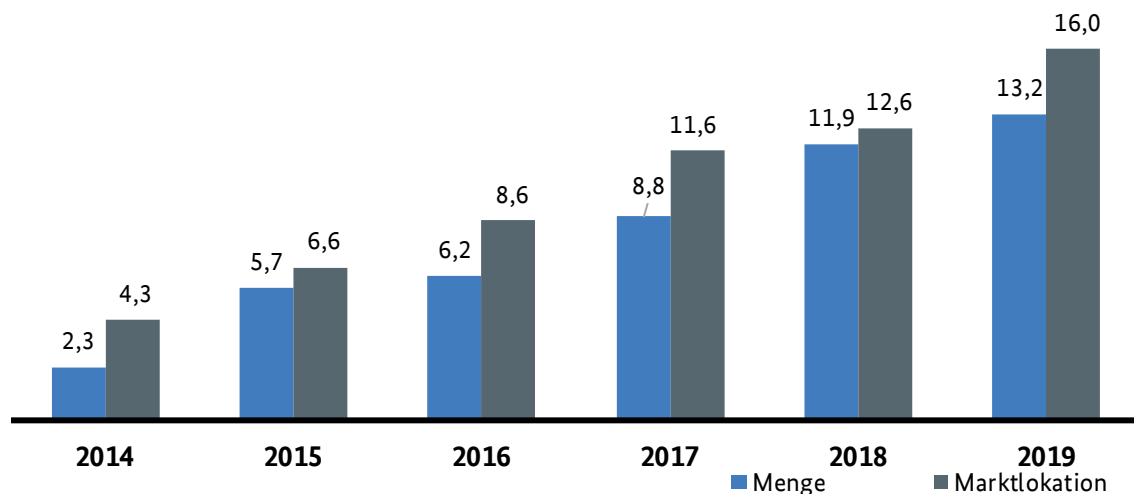


Abbildung 126: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden

Maßgeblich für den Anstieg ist, dass die Anzahl der Wärmepumpen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, von rund 88.426 Marktllokationen in 2018 auf über 98.567 im Jahr 2019 angestiegen ist. Insgesamt werden 19,2 Prozent aller Wärmepumpen-Marktllokationen (2018: 18,6 Prozent) von einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger beliefert sowie 20,9 Prozent der gesamten Wärmepumpen-Menge (2018: 16,9 Prozent).

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktllokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 142.064 Heizstrom-Marktllokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese

¹¹⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Marktlösungen entfielen im Jahr 2019 eine Heizstrommenge von rund 967 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 7,2 Prozent nach Menge bzw. 6,9 Prozent nach Marktlösungen.

Im Vorjahr waren es noch knapp 94.950 Marktlösungen mit einer Menge von rund 528 GWh, an denen ein Lieferantenwechsel stattgefunden hatte. Dies entsprach einer Wechselquote von 3,9 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 4,6 Prozent nach Marktlösungen. Die Tendenz über mehrere Jahre zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquoten kontinuierlich angestiegen sind – mit einem starken Anstieg von 2015 auf 2016 – und zuletzt erneut im Jahr 2019.

Elektrizität: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Heizstromkunden

Mengen- und zählpunktbezogene Quote in Prozent

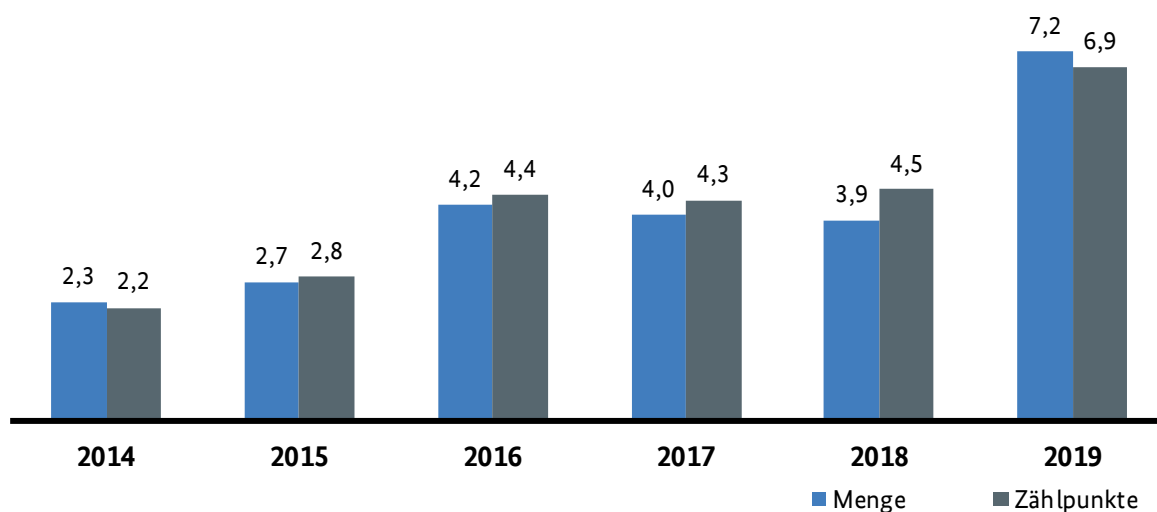


Abbildung 127: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 804 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 570 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet. Diese 570 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 99 Prozent der Heizstrommengen und Marktlösungen aller 804 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben. Das bedeutet, dass bei der Abfrage eine sehr hohe Marktabdeckung der Erhebung realisiert wurde und nur wenige – vor allem kleine – Verteilernetzbetreiber keine Angaben zu der Anzahl der Lieferantenwechsel melden konnten.¹¹⁹ Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber, der Lieferantenwechselzahlen gemeldet hat, liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 1 Prozent und 13,7 Prozent.

Der Anteil der Heizstrommenge und Heizstrom-Marktlösungen, die von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger beliefert wurde, steigen hingegen an. Dieser Anstieg dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder

¹¹⁹ Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien. Die Gründe, dass rund 242 Lieferanten keinen Angaben gemacht haben, liegen vor allem an fehlenden Auswertungsmöglichkeiten oder den begrenzten Ressourcen für eine Abfrage.

Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl nähern sich die Wechselquoten im Heizstrombereich den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden-Strom langsam an.

5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2020 erhoben. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Verbrauch von 7.500 kWh pro Jahr abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 866 Lieferanten (2018: 883 Lieferanten) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 846 Lieferanten (2018: 864 Lieferanten).

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2020 im arithmetischen Mittel bei 23,14 ct/kWh und somit über dem Vorjahresniveau von 21,92 ct/kWh. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 23,58 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 22,50 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2020 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	1,60 - 4,28	2,88	12%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,47	0,31	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,99	0,40	2%
EEG-Umlage		6,76	29%
weitere Umlagen[1]		1,01	5%
Stromsteuer		2,05	9%
Umsatzsteuer	3,26 - 4,19	3,69	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,90 - 8,27	6,04	26%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	20,39 - 26,24	23,14	100%

[1] KWKG (0,226 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,358 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,007 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 97: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 6,04 ct/kWh im Vergleich zu 2019 mit 5,45 ct/kWh erneut angestiegen, um rund 11 Prozent. Die Tendenz der letzten zwei Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gestiegen ist.

Der zum 1. April 2020 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 6,28 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 5,74 ct/kWh ebenfalls stark angestiegen, nämlich um rund 9 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung rund 26 Prozent des Gesamtpreises und bei Wärmepumpen rund 27 Prozent des Gesamtpreises. Rund 74 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen und 73 Prozent des Preises bei Wärmepumpen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Summe der fixen Umlagen leicht gestiegen. Bei der

Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.¹²⁰ Dennoch gaben auch in der diesjährigen Erhebung einige Lieferanten Werte von über 0,11 ct/kWh an. Ursache hierfür können Mischabrechnungen sein, wenn Heizstrom und Haushaltsstrom nicht über zwei getrennte Zähler erfasst werden, aber auch Fehleintragungen oder Fehlfestsetzungen.

Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2020 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	1,55 - 4,62	2,99	13%
Messstellenbetrieb	0,12 - 0,46	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,43	2%
EEG-Umlage		6,76	29%
weitere Umlagen[1]		1,01	4%
Stromsteuer		2,05	9%
Umsatzsteuer	3,33 - 4,25	3,76	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,02 - 8,56	6,28	27%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	20,86 - 26,62	23,58	100%

[1] KWKG (0,226 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,358 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,007 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 98: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

¹²⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2020 befragten Lieferanten haben ebenfalls über ihre Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Ein Ökostromtarif ist im Sinne dieses Monitorings 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 gesonderten Tarif angeboten/ gehandelt wird. Im Folgenden werden die Angaben der Lieferanten über die Abgabemenge von Ökostrom an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher für das Jahr 2019 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher dargestellt.

Elektrizität: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher in 2019

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	119,8	33,4	27,9%
	Marktlokationen (Tsd.)	47.700	12.605	26,4%
Weitere Letztverbraucher	TWh	276,4	32,3	11,7%
	Marktlokationen (Tsd.)	3.221	1.133	35,2%
Gesamt	TWh	396,2	65,7	16,6%
	Marktlokationen (Tsd.)	50.921	13.738	27,0%

Tabelle 99: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2019

Elektrizität: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

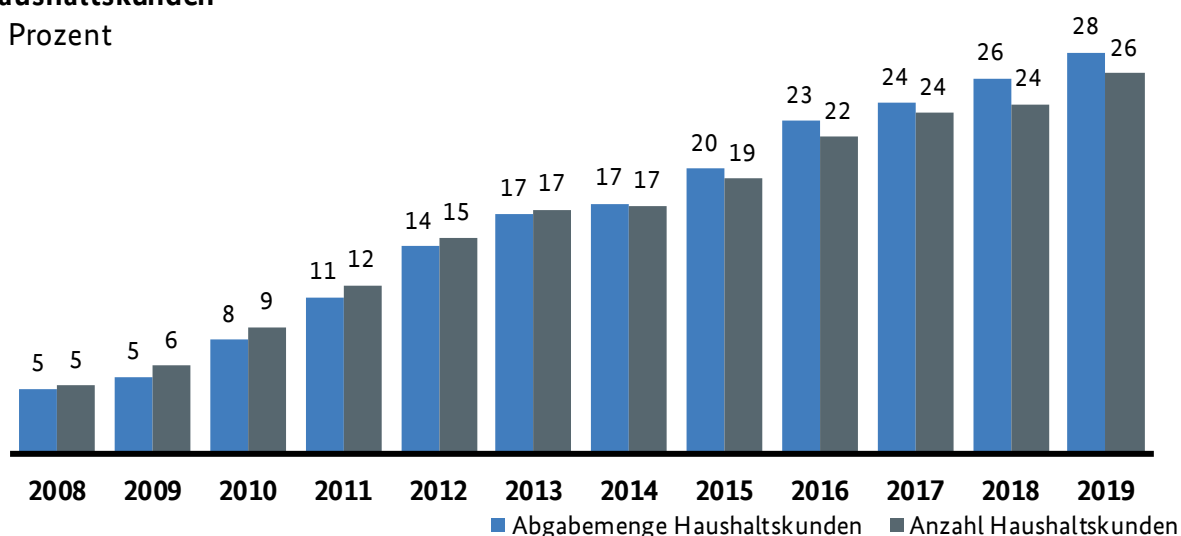


Abbildung 128: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge ist 2019 weiter gewachsen. Die Anzahl an Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen, ist insgesamt um über 1,3 Mio. Marktlösungen angestiegen. Der Anteil der Abgabemenge erhöhte sich um 2,1 Prozent. Die Anzahl der Ökostrom beziehenden Haushaltskunden liegt nunmehr bei rund 12,6 Mio. Marktlösungen.

In folgender Tabelle sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Preise sowie die Einzelpreisbestandteile für den Bezug von Ökostrom bei Haushaltskunden und deren Anteil am Gesamtpreis aufgeführt.

Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband ab einschließlich 2.500 kWh bis 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	7,59	24,0
Nettonetzentgelt	7,17	22,7
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,42	1,3
Konzessionsabgabe	1,61	5,1
Umlage nach EEG	6,76	21,3
Umlage nach KWKG	0,23	0,7
Umlage nach § 19 StromNEV	0,36	1,1
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,0
Umlage Offshore-Netz	0,42	1,3
Stromsteuer	2,05	6,5
Umsatzsteuer	5,05	16,0
Gesamt	31,66	100,0

Tabelle 100: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 für Ökostrom

Der durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreis für Haushaltskunden im Abnahmeband ab einschließlich 2.500 bis 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom ist im Jahr 2020, Preisstand 1. April 2020, auf 31,66 ct/kWh gestiegen (2019: 30,42 ct/kWh). Haushaltskunden zahlen damit rund ein Prozent mehr¹²¹ für die Belieferung mit Ökostrom.

¹²¹ Die Differenz berechnet sich aus dem Preis für Ökostrom im Band III und des durchschnittlichen, über alle Tarife mengengewichteten Preises für Haushaltskunden im Band III.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

Elektrizität: 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 2020 in Prozent

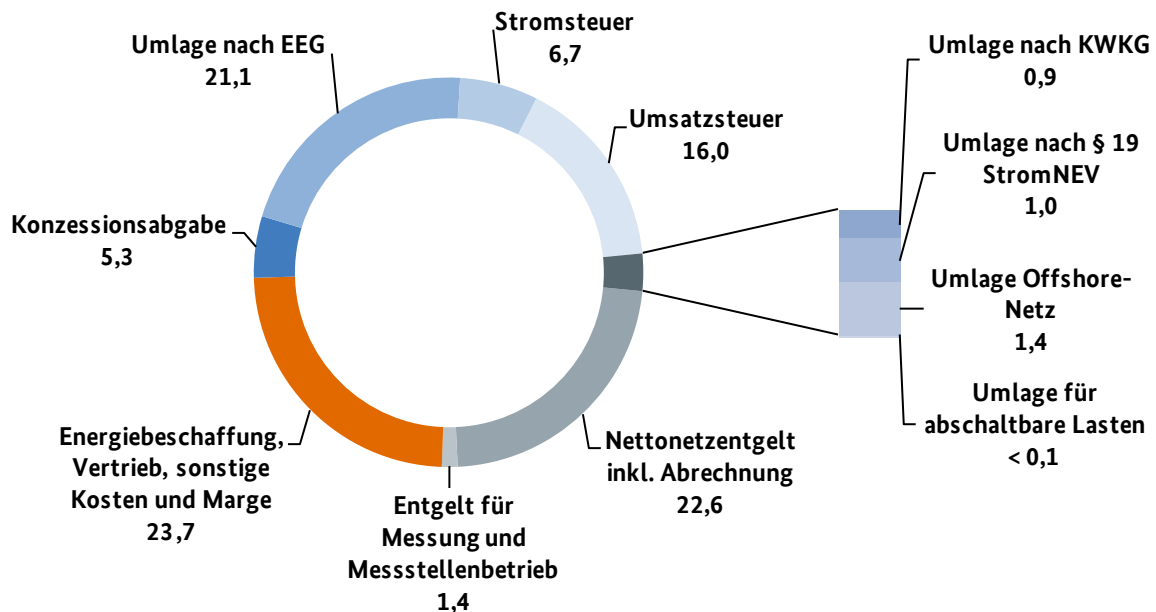


Abbildung 129: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 für Ökostrom¹²²

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. Die Anzahl preisbildender Elemente (unterschiedlich kombinierbar) erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Die einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich für Haushaltskunden beim Ökostrom auf durchschnittlich 61 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 300 Euro. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

¹²² Der Umsatzsteueranteil beläuft sich auf 16 Prozent des Gesamtpreises (brutto), da die geltenden 19 Prozent Umsatzsteuer auf den Nettopreis (entspricht 100 Prozent) erhoben und addiert werden. Somit ergibt sich die Umsatzsteuer mit 19 Prozent als Dividend und der Gesamtpreis mit 119 Prozent als Divisor.

Elektrizität: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

1. April 2020	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	424	11 Monate
Preisstabilität	393	14 Monate
Vorauskasse	51	10 Monate
einmalige Bonuszahlungen	177	61 Euro
Frei-kWh	13	154 kWh
Kaution	6	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	154	-

Tabelle 101: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

Wie auch beim Bezug von konventionellen Stromprodukten sind die Sonderregelungen für die Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität sowie einmalige Bonuszahlungen am häufigsten vertreten.

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Strompreise für Letztverbraucher, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden durchschnittlich entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen („Netto-Preis“), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern, Abgaben und Umlagen („abgabenbereinigter Preis“). Darüber hinaus veröffentlicht Eurostat jeweils für das zweite Halbjahr eine Aufteilung des abgabenbereinigten Preises in einerseits Netzentgelte und andererseits den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“), der die Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen bzw. auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt zurück.¹²³ Die aus dem Monitoring ermittelten Preise sind allerdings mit den Daten von Eurostat aufgrund einer abweichenden Methodik des Statistischen Bundesamtes nicht direkt vergleichbar. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.¹²⁴ Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr.

¹²³ Für das 2. Halbjahr 2019 wurden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland erstmals durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z.B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

¹²⁴ Siehe hierzu im Einzelnen: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF> (abgerufen am 19. Juni 2020).

2016/1952, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch „zwischen 20 GWh und 70 GWh“ dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh pro Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den EU-weiten Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern, Abgaben und Umlagen, die für diese Kundengruppe erstattungsfähig sind, und die daher ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (vgl. Abschnitt „Preisniveau“ I.G.4.1).

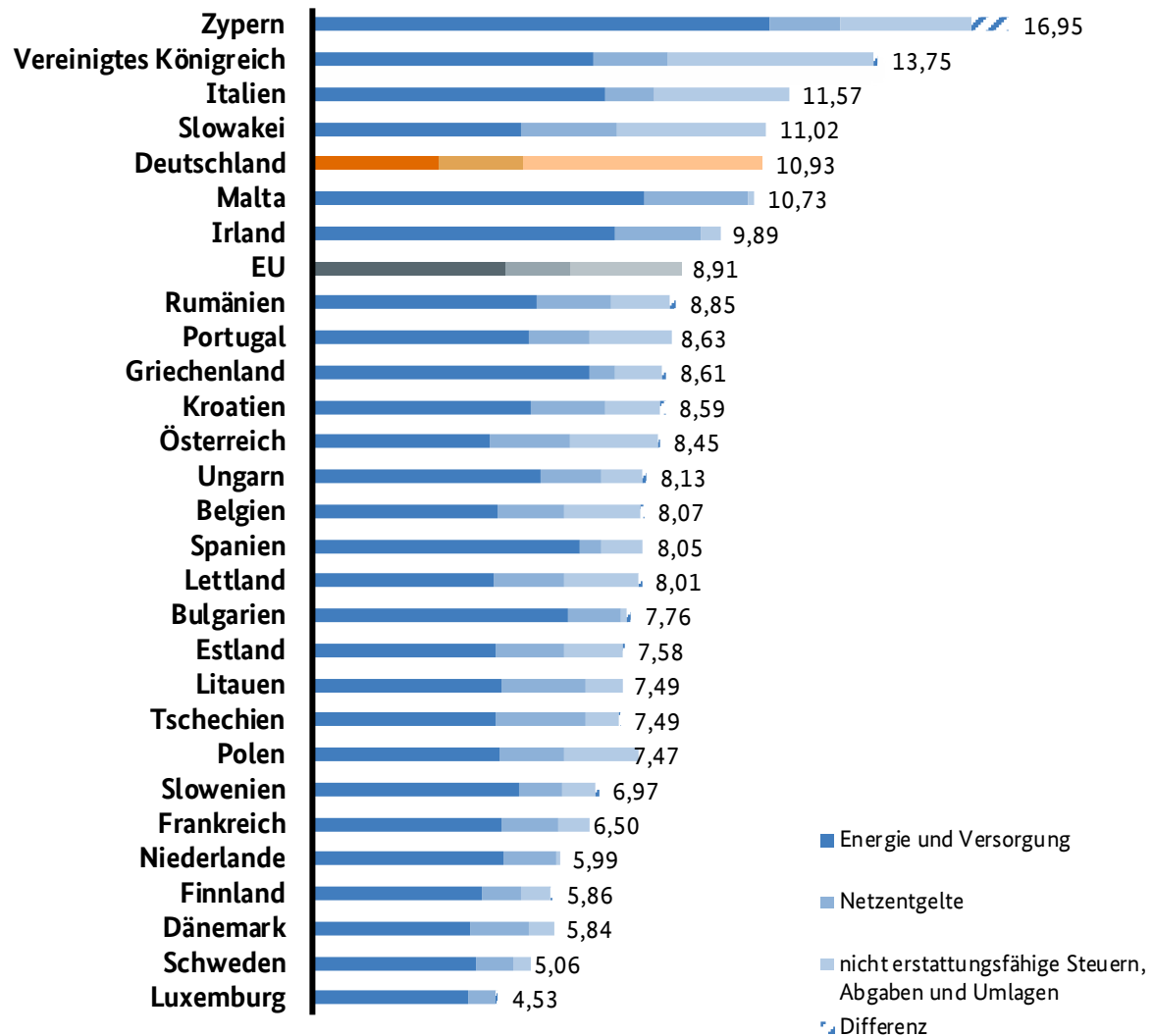
Nach den Eurostat-Daten bestanden EU-weit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Zypern wies mit 16,95 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 4,53 ct/kWh die niedrigsten. Der EU-Durchschnitt betrug 8,91 ct/kWh. Hiervon entfielen 2,68 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,29 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“). Der abgabenbereinigte Netto-Preis lag für Deutschland mit 5,13 ct/kWh knapp 1,16 ct/kWh unter dem EU-Mittelwert von 6,29 ct/kWh. Der deutsche Netto-Preis setzte sich zusammen aus 2,04 ct/kWh an Netzentgelten und 3,09 ct/kWh „Energie und Versorgung“. Ob Industriekunden in Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr im EU-Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise entrichten, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab.

Um anhand einer Stichprobenerhebung einen Durchschnitt der im betreffenden Verbrauchsband tatsächlich bezahlten Nettopreise anzugeben, müssen zahlreiche Annahmen über die im Durchschnitt in Anspruch genommenen Reduktionsmöglichkeiten getroffen werden. In der von Eurostat veröffentlichten Dokumentation werden die entsprechenden Annahmen für die deutschen Industriekundenpreise jedoch nicht aufgeführt.¹²⁵ Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben betrug 5,80 ct/kWh und war damit mehr als doppelt so hoch wie der EU-Durchschnitt von 2,68 ct/kWh.). Dadurch ergab sich für Deutschland ein Nettopreis von 10,93 ct/kWh, der über dem EU-Durchschnittswert von 8,91 ct/kWh lag.

¹²⁵ Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Electricity-prices-Price-systems-2014.pdf/7291df5a-dff1-40fb-bd49-544117dd1c10> (abgerufen am 19. Juni 2020).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen



Quelle: Eurostat

Abbildung 130: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

7.2 Haushaltskunden

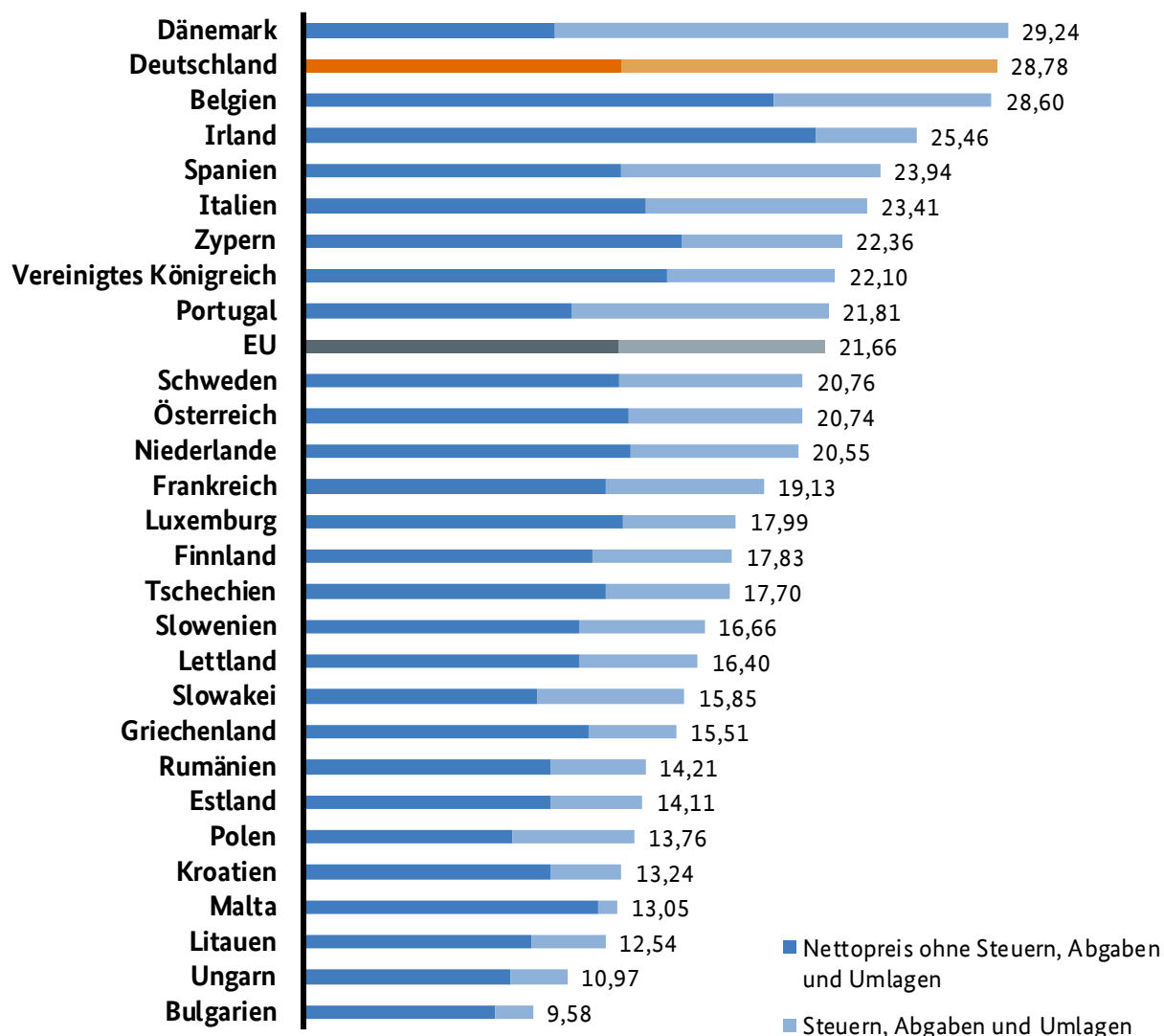
Im Bereich der Haushaltskunden werden fünf verschiedene Verbrauchsbänder von Eurostat betrachtet. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

EU-weit bestanden große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland wies nach der eingangs beschriebenen Berechnungsmethode des Statistischen Bundesamtes mit 28,78 ct/kWh den

zweithöchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Nur in Dänemark waren die Haushaltskundenpreise mit 29,24 ct/kWh noch höher als in Deutschland. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt (21,66 ct/kWh) lagen die deutschen Preise rund 33 Prozent höher.

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedsstaaten hohe Strompreis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfielen 8,56 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 15,60 ct/kWh mehr als 80 Prozent höher ausfiel. Dagegen lag der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 13,18 ct/kWh auf Augenhöhe mit dem EU-Durchschnitt von 13,1 ct/kWh.

**Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden
mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh**
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 131: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh.

H Mess- und Zählwesen

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem darin enthaltenen MsbG wurde der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen (sog. Smart Meter) in Deutschland gesetzlich vorgegeben. Die Umsetzung des Rollouts und die damit einhergehenden gesetzlichen Fristen hängen von vielen verschiedenen Faktoren ab. Ein wichtiger Faktor ist dabei die technische Verfügbarkeit von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen.

Seit Anfang 2017 sind die ersten modernen Messeinrichtungen am Markt erhältlich und wurden seitdem von den grundzuständigen Messstellenbetreibern bereits eingebaut.

Zum 30. Juni 2017 mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber der Bundesnetzagentur die Wahrnehmung der Grundzuständigkeit anzeigen. Diese Anzeige löst zudem eine gesetzliche Frist des MsbG aus: Drei Jahre nach Anzeige der Grundzuständigkeit, also zum 30. Juni 2020, muss der grundzuständige Messstellenbetreiber mindestens 10 Prozent seiner Messstellen mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet haben. Ist dies nicht der Fall, droht die Übertragung der Grundzuständigkeit. Die Überprüfung der Einhaltung der 10 Prozent-Quote obliegt der Bundesnetzagentur.

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. Eine Einbauverpflichtung für iMSys bestand 2019 auf Grund der ausstehenden Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau von intelligenten Messsystemen durch das BSI nicht. Mit Feststellung der technischen Möglichkeit für bestimmte Anwendungsfälle, gab das BSI am 24. Februar 2020 und damit nach dem Berichtsjahr 2019 den Startschuss für den Rollout iMSyS.

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2020 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 862 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 52.715.135 Messlokationen meldeten. Die Messlokation entspricht der Messstelle i. S. d. § 2 Nr. 11 MsbG. 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 Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigem Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann den Messstellenbetrieb allerdings auch auf ein anderes Unternehmen im Rahmen eines Übertragungsverfahrens oder einer Inhouse-Vergabe 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. Im Jahr 2020 ist der Antrag eines Unternehmens, welches für

mehrere Unternehmen den Messstellenbetrieb als gemeinsame Dienstleistung übernehmen möchte, positiv beschieden worden. Damit sind bisher insgesamt 4 Genehmigungen nach § 4 MsbG erteilt.

Die 809 Messstellenbetreiber für den konventionellen Messstellenbetrieb und 773 Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen traten im Jahr 2019 dabei in folgenden Rollen auf (manche Unternehmen sind in mehr als einer Marktrolle aktiv):

Elektrizität: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2019

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	809	773
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-)Leistung am Markt anbietet	29	24
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	58	45
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	44	24

Tabelle 102: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom

Diese Übersicht zeigt, dass die Rolle des Messstellenbetreibers i.d.R. vom Netzbetreiber und nur in wenigen Fällen vom Lieferanten oder unabhängigen Messstellenbetreibern ausgeübt wird. Besonders der Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen ist mit nur 24 Unternehmen (das entspricht rund 3 Prozent aller Messstellenbetreiber), die als Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber auftreten, klar Zusammentreffen der Rollen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber dominiert.

Ein Anschlussnutzer kann das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen (§ 5 MsbG). Statt des grundzuständigen Messstellenbetreibers kann dies auch ein wettbewerbsfähiger Dritter sein. Nach den im Monitoring gemeldeten Daten übernehmen in den Netzgebieten von 789 VNB auch Dritte die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Diese Dritten können sowohl Netzbetreiber sein, die den Messstellenbetrieb außerhalb ihres eigenen Netzes anbieten, es können Lieferanten sein, aber auch unabhängige Messstellenbetreiber, die in keiner anderen Marktrolle tätig sind. Die Anzahl dritter Messstellenbetreiber variiert dabei zwischen den verschiedenen Netzen stark. Während beispielsweise in 54 Netzen zwischen 30 und 50 dritte Messstellenbetreiber aktiv sind, kann hingegen in 68 Netzen lediglich zwischen grundzuständigem Messstellenbetreiber und zwei bis vier Dritten gewählt werden.

Im Detail ergibt sich, unabhängig von der Netzgröße, folgende Verteilung nach Anzahl dieser dritten Messstellenbetreiber:

Elektrizität: Anzahl der Verteilnetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz im Jahr 2019

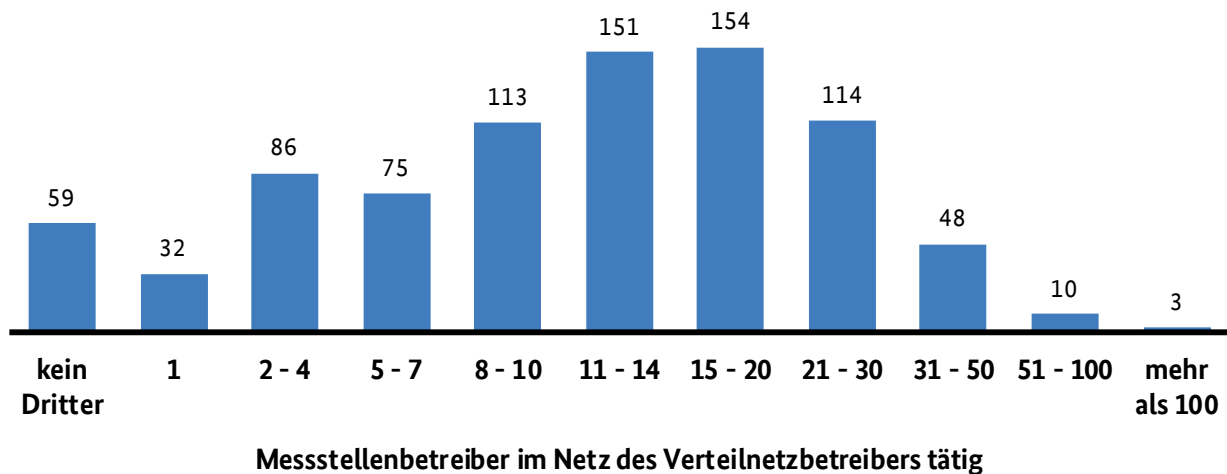


Abbildung 132: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen

Unabhängig von der Netzgröße sind durchschnittlich etwa 15 Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 171 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

Elektrizität: Anteil der Messlokationen je Verteilnetzbetreiber, die im Jahr 2019 von Dritten Messstellenbetreibern betrieben werden

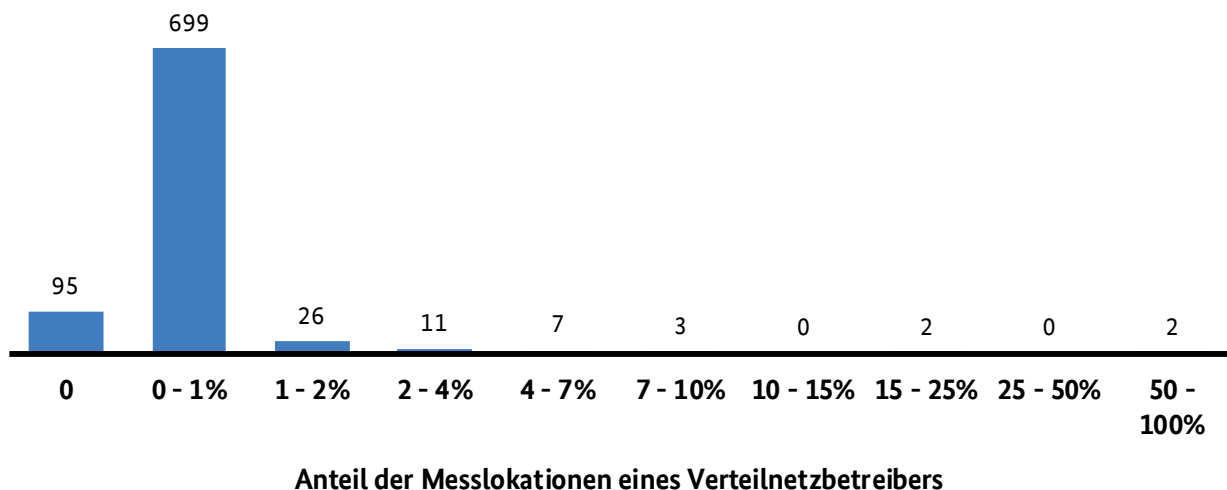


Abbildung 133: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden

In den Verteilernetzen werden an etwa 386.000 Messlokationen dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von weniger als einem Prozent an der Gesamtzahl der Messlokationen in diesen Netzen entspricht.

Dieser geringe Anteil wird in Abbildung 133 veranschaulicht. Die Messlokationen, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Messlokationen eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt also nur sehr wenige Netze (rund 6 Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Messlokationen durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

Die Gesamtzahl der Messlokationen teilt sich, wie Tabelle 103 zeigt, wie folgt auf die Bundesländer auf. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit 11 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut sind.

Elektrizität: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2019

	Messlokationen - Verbrauch	Messlokationen - Einspeisung
Baden-Württemberg	6.397.101	255.988
Bayern	7.766.654	635.470
Berlin	2.380.383	9.232
Brandenburg	1.636.907	47.409
Bremen	445.215	3.514
Hamburg	1.166.862	4.603
Hessen	3.804.071	131.604
Mecklenburg-Vorpommern	1.043.555	22.833
Niedersachsen	4.707.505	190.179
Nordrhein-Westfalen	10.954.393	223.741
Rheinland-Pfalz	2.460.953	81.341
Saarland	642.560	29.018
Sachsen	2.861.432	48.029
Sachsen-Anhalt	1.565.667	35.273
Schleswig-Holstein	1.784.122	60.173
Thüringen	1.338.482	30.494

Tabelle 103: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

3. Anforderungen i. S. d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz

Für Messstellen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh schreibt das MsbG den verpflichtenden Rollout von intelligenten Messsystemen vor. Vom verpflichtenden Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. §§ 31, 32 MsbG sind insgesamt ca. 5 Mio. Letztverbraucher in unterschiedlichen Verbrauchskategorien betroffen. Die größte Anzahl mit fast 2,1 Mio. Messlokationen entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Messlokationen der verpflichtenden Einbaufälle nach den Verbrauchsgruppen des MsbG dargestellt. Die in den folgenden Tabellen in den Vorjahren grau hinterlegten Spalten beziehen sich auf den zukünftigen Rollout von intelligenten Messsystemen i. S. d. § 29 MsbG. Da im Berichtsjahr 2019 nun erstmals durch das BSI

zertifizierte intelligente Messsysteme am Markt erhältlich waren, konnten die Unternehmen dazu erstmals Angaben machen. Das BSI zertifizierte in den letzten Jahren die Smart Meter Gateways als Kommunikationseinheit des iMSys von vier verschiedenen Herstellern.

Elektrizität: Übersicht der nach § 24 MsbG zertifizierten Smart Meter Gateways

Zertifizierungsnummer	Produktname	Antragsteller	Datum
BSI-DSZ-CC-0831-2018	SMGW-Integrationsmodul Version 1.0	OPENLiMiT SignCubes AG Sponsor: Power Plus Communications AG	12. Dez. 2018
BSI-DSZ-CC-0822-2019	SMARTY IQ-GPRS / LTE, Version 1.0	Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH	25. Sep. 2019
BSI-DSZ-CC-0919-2019	CASA 1.0	EMH metering GmbH & Co.KG	17. Dez. 2019
BSI-DSZ-CC-0918-2020	CONEXA 3.0 Version 1.0	Theben AG	24. Jul. 2020

Stand: 23. November 2020; Quelle: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Zertifikate24MsbG/zertifikate24MsbG_node.html

Tabelle 104: Übersicht der nach § 24 MsbG zertifizierten Smart Meter Gateways zum Stand 23. November 2020

Eine Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG erfolgte durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik daraufhin zum 24. Februar 2020 und startete den verpflichtenden Rollout iMSys.

Mit rund 1.000 ist die Anzahl der verbauten iMSys zum Stichtag 31. Dezember 2019 sehr gering. Auf Grund dessen, dass in 2019 der verpflichtende Rollout von intelligenten Messsystemen noch nicht begonnen hat, erscheint der zögerliche Start des Smart Meter Rollouts nachvollziehbar.

Bei modernen Messeinrichtungen kann, wie im Vorjahr, ein starker Anstieg beim Einbau verzeichnet werden. Waren im Berichtsjahr 2018 nur 2,2 Mio. Messlokationen mit einer modernen Messeinrichtung ausgestattet, so waren es im Berichtsjahr 2019 bereits 5,8 Mio. Messlokationen. Als Folge daraus sinkt die Anzahl der eingebauten Ferraris-Zähler, weil diese durch moderne Messeinrichtungen ersetzt wurden.

Elektrizität: Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG im Jahr 2019

Stichtag 31.12.2019	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	2.055.556	204.569	223.953	115
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	1.008.652	101.314	96.771	201
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	524.706	69.492	43.300	139
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	155.272	40.492	8.664	29
> 100.000 kWh	255.260	130.002	3.517	0
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.169.515	76.821	96.659	11
davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile	6.183	548	2.048	0
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	627.515	62.948	72.149	59
> 15 kW & ≤ 30 kW	306.208	30.932	27.134	13
> 30 kW & ≤ 100 kW	158.309	29.612	8.113	1
> 100 kW	367.312	53.942	959	0

Tabelle 105: Pflichteinbaufälle i. S. d. § 29 i. V. m. 31, 32 MsbG

Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger hat der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 i. V. m. § 31 MsbG die Möglichkeit selbst zu entscheiden, ob er „freiwillig“ intelligente Messsysteme installiert (sog. optionale Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für einen möglichen optionalen Einbau wurden durch die Messstellenbetreiber etwa 40,8 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 2.000 kWh die größte Gruppe.

Elektrizität: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG im Jahr 2019

	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:				
≤ 2.000 kWh	21.715.311	2.112.119	2.836.715	310
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	8.942.014	762.400	1.137.926	53
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	5.550.327	441.505	655.590	31
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	4.553.009	391.607	509.940	44
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	621.255	83.803	79.581	2

Tabelle 106: Optionaler Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber die Messlokationen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh und weniger mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten im Monitoring 57 Unternehmen mit „Ja“ und 372 mit „Nein“. 399 Unternehmen sind noch unentschieden.

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs

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. Der Großteil der Aufgaben wird – so die im Monitoring gegebenen Antworten – überwiegend von den Messstellenbetreibern selbst durchgeführt. Eine Ausnahme stellt die Smart-Meter-Gateway-Administration dar, für die verstärkt auf Dienstleister außerhalb des Konzernverbundes zurückgegriffen wird. Die Tätigkeit als Gateway Administrator setzt eine Zertifizierung durch das BSI voraus. Bis zum 31. Oktober 2020 hat das BSI¹²⁶ 41 Unternehmen als Gateway-Administratoren zertifiziert. Die Gateway-Administration wird auch in Zukunft aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen eher ein Geschäftsfeld für Dienstleister sein und nicht durch die Unternehmen selbst durchgeführt werden. Erst ab

¹²⁶ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/AdministrationBetrieb/Zertifikate25MsbG/zertifikate25MsbG_node.html

einer bestimmten Menge betreuer Messlokationen kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Elektrizität: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs im Jahr 2019 Anzahl

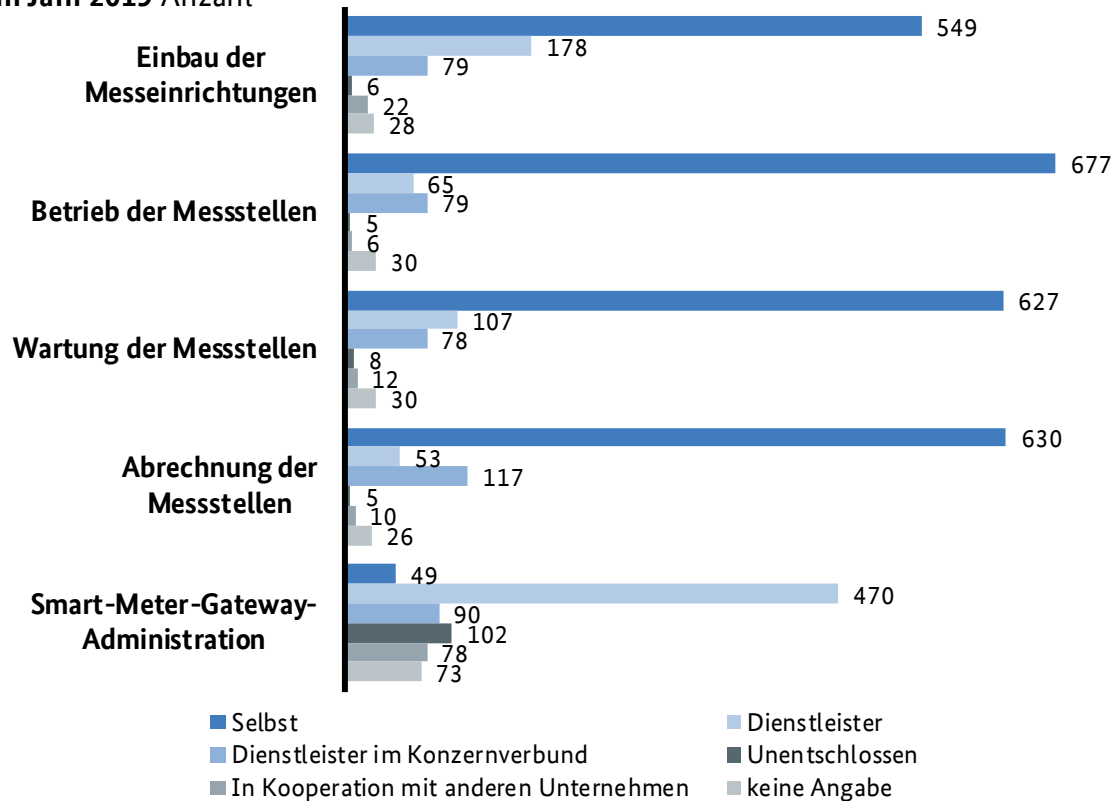


Abbildung 134: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

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. Da im Berichtsjahr 2019 nur eine sehr geringe Menge intelligenter Messsysteme verbaut wurde, wird eine Anbindung von Gaszählern erst in den kommenden Monitoringberichten ausgewiesen.

Die meisten Unternehmen bieten daher bisher neben dem Messstellenbetrieb für die Sparte Strom keinen Messstellenbetrieb für weitere Sparten wie Gas, Fern- und Heizwärme oder Wasser über das Smart-Meter-Gateway an. Der Anteil der Unternehmen, die einen weiteren Messstellenbetrieb anbieten, liegt für die anderen Sparten zwischen vier und acht Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit 111 Anbietern etwas höher (siehe nachfolgende Abbildung 135).

Elektrizität: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway im Jahr 2019

Anzahl

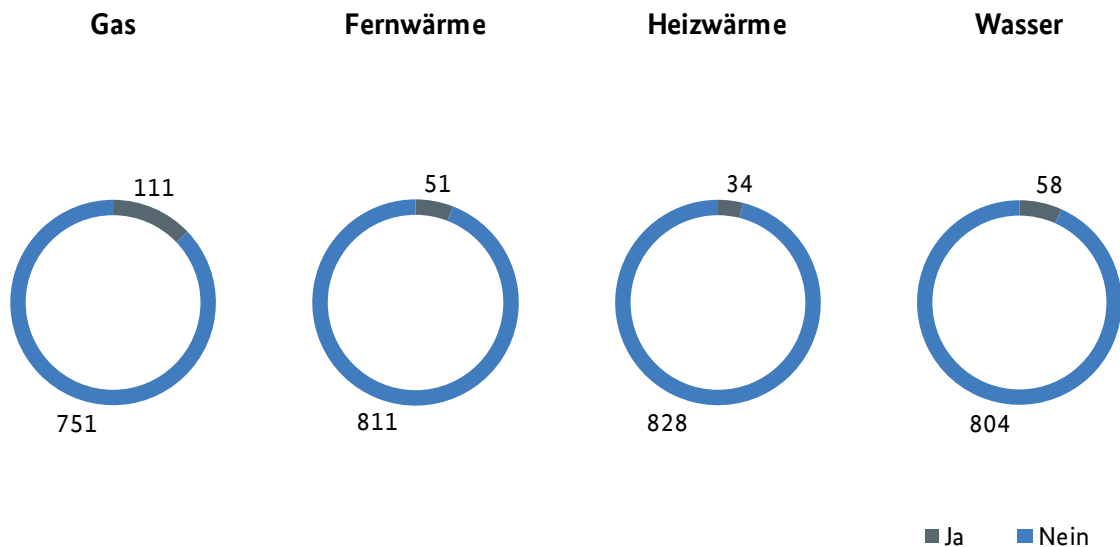


Abbildung 135: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

Elektrizität: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme i.S.d. § 35 Abs. 2 MsbG im Jahr 2019

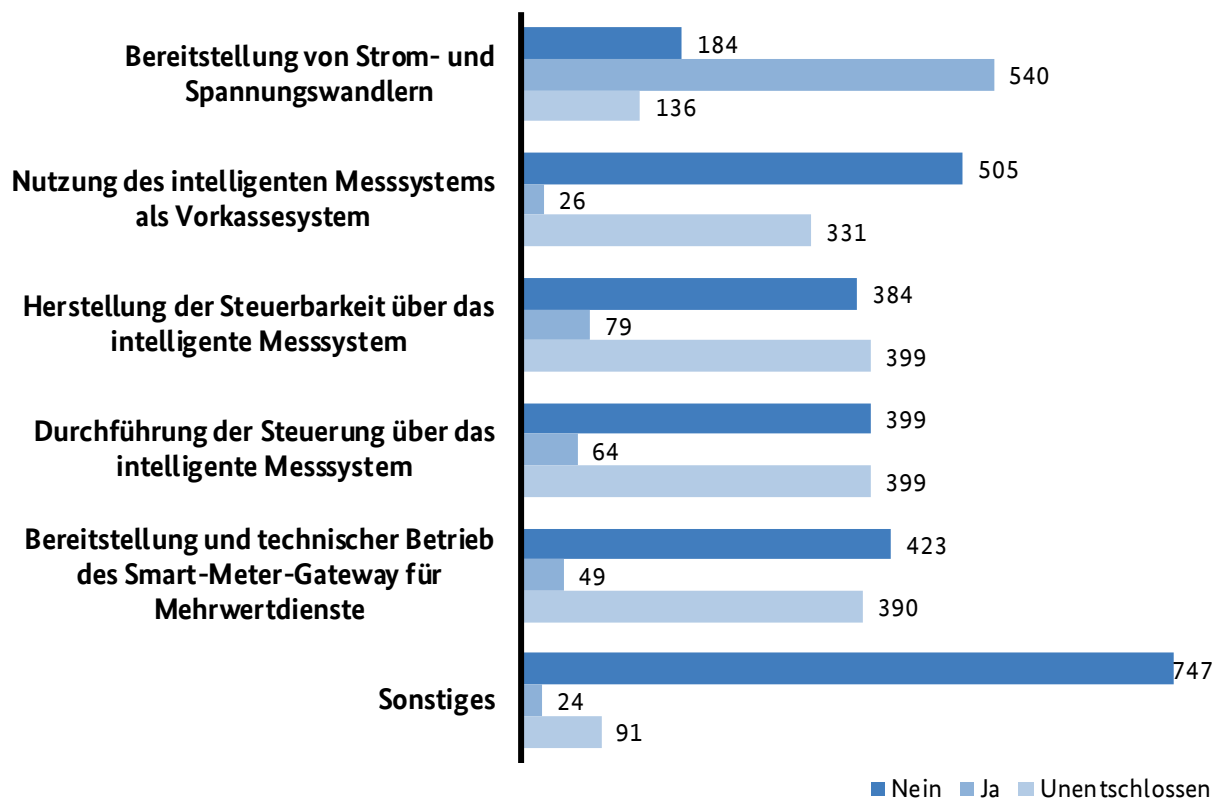


Abbildung 136: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Sowohl grundzuständige Messstellenbetreiber als auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben die Möglichkeit, Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs für intelligente Messsysteme i. S. d. § 35 Abs. 2 MsbG anzubieten. Während eine Mehrheit von Unternehmen zusätzlich Strom- und Spannungswandler bereitstellt, bieten bislang nur sehr wenige Unternehmen sonstige Leistungen an, wie zum Beispiel die Nutzung des intelligenten Messsystems als Vorkassensystem (vgl. Kapitel I.G.3.3), die Herstellung oder Durchführung der Steuerbarkeit über das intelligente Messsystem oder die Bereitstellung und den technischen Betrieb des Smart-Meter-Gateways für Mehrwertdienste. Zugleich ist die Zahl der Messstellenbetreiber, die dazu noch keine Entscheidung getroffen haben, in allen Kategorien hoch. Dies könnte mit den noch fehlenden Erfahrungen beim Einsatz intelligenter aber auch mit noch fehlenden Funktionalitäten der Geräte im Zusammenhang stehen. Ohne die entsprechenden Geräte können viele Leistungen noch nicht angeboten werden. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 136 entnommen werden.

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 137).

Elektrizität: Vertreiben Sie Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb?

Abfrage für das Jahr 2019

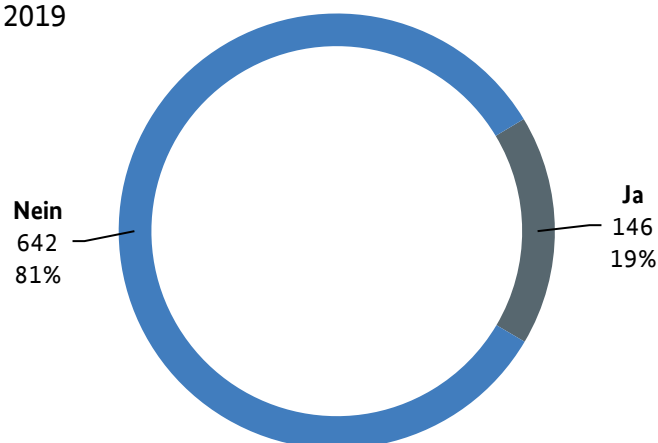


Abbildung 137: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin oftmals durch die Lieferanten. Es ist davon auszugehen, dass es Vereinbarungen zwischen den Messstellenbetreibern und den Lieferanten gibt, den Messstellenbetrieb weiterhin in der Stromrechnung gemeinsam abzurechnen. Allerdings nehmen Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, zu. Auch die Anzahl der Unternehmen, die eine separate Abrechnung des Messstellenbetriebs vornehmen, steigt von 61 in 2018 auf 70 in 2019 an (siehe folgende Abbildung).

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

Abfrage für das Jahr 2019

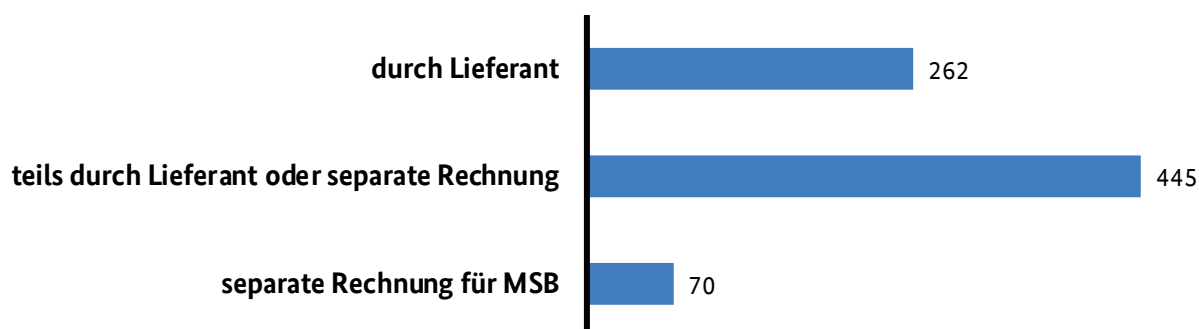


Abbildung 138: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Die Angaben der Messstellenbetreiber zur eingesetzten Technik bei Zählern und Messeinrichtungen sowie den Messsystemen im SLP-Kundenbereich ergeben folgendes Bild:

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

Anforderung	Messlokationen 2018	Messlokationen 2019
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	40.080.363	36.696.299
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.480.879	2.219.431
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	7.823.861	7.536.340
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	2.547.165	6.115.873
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	461.288	377.536
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG		968

Tabelle 107: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es auch im Jahr 2019 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Dies ist auf die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen seit Anfang 2017 und die Pflicht zur Ausstattung von 10 Prozent der Messstellen nach § 29 Abs. 3 MsbG bis zum 30. Juni 2020 zurückzuführen. Dementsprechend hat sich die Zahl der

modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, im Jahr 2019 erneut stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden mittlerweile an ca. 6,1 Mio. Messlokationen¹²⁷ eingesetzt. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messsysteme um etwa 3,4 Mio. Messlokationen zurückgegangen. Die Anzahl der elektronischen Zähler ist gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen, sodass zurzeit an 7,5 Mio. Messlokationen diese Zählertypen eingesetzt werden. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt ca. 2,2 Mio. Zähler. Gesunken ist ebenfalls die Zahl der Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, welche an rund 378.000 Messlokationen von SLP-Kunden verbaut sind.

Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2019

Anzahl und Verteilung

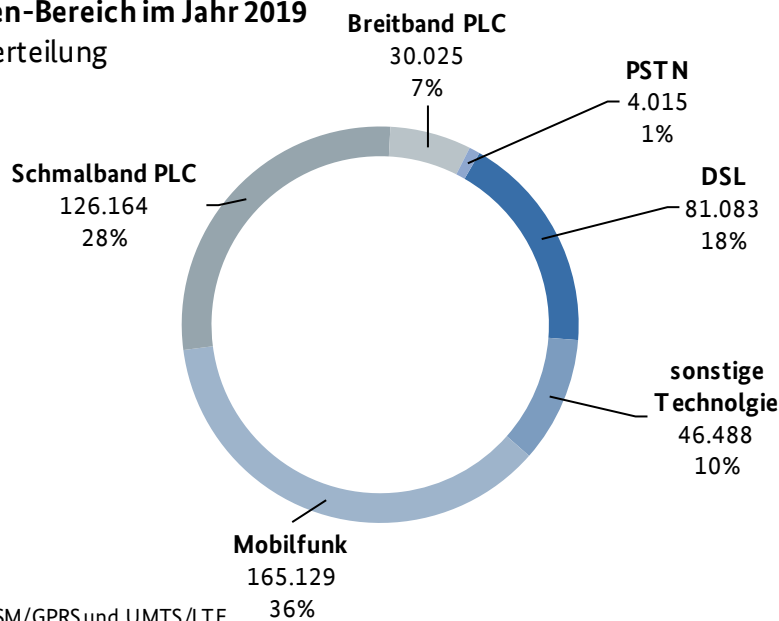


Abbildung 139: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Lediglich ca. 453.000 der insgesamt knapp 51 Mio. Messlokationen im Haushaltskundenbereich werden fernausgelesen. Der Regelfall ist nach wie vor die einmalige jährliche manuelle Ablesung der Zählerstände. Der Anteil der Übertragung von Daten über das Stromnetz (PLC) ist im Vergleich zum Vorjahr um fast 12.000 Messlokationen gesunken. Die PLC-Übertragungstechnologie wird somit nur noch in 37 Prozent genutzt, während der Mobilfunk ebenfalls in 36 Prozent der Fälle genutzt wird. Die Anzahl von Anbindungen über Breitband (DSL) ist relativ konstant.

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Nach Angaben der Messstellenbetreiber beläuft sich die Zahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf etwa 400.000 Messlokationen. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbe kundensektor.

¹²⁷ Unterschiede zwischen den Tabellen 105 und 106 gegenüber Tabelle 107 ergeben sich aus der unterschiedlichen Antwortqualität.

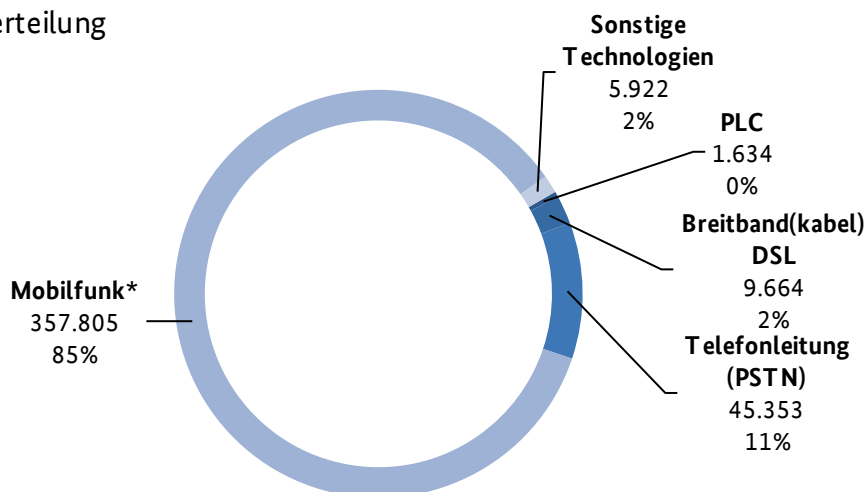
Elektrizität: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Messlokationen 2019
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich (> 100.000 kWh/Jahr)	392.283
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z.B. EDL 40) (≤ 100.000 kWh/Jahr)	390.347
freiwilliger Einbau mit BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen	-
Sonstige	11.615

Tabelle 108: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2019

Anzahl und Verteilung



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

Abbildung 140: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr leicht angestiegen sind Fernauslesungen via Mobilfunk von 82 Prozent auf 85 Prozent. Ähnlich wie im Vorjahr 2018 verdeutlicht die obige Grafik, dass im RLM-Bereich neben der Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) und Telefonleitung (PSTN) die anderen Übertragungstechnologien nur wenig Verbreitung finden. Der bisherige Trend, dass der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt und in ähnlichem Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz steigt, kann auch bei RLM-Kunden festgestellt werden. 85 Prozent der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

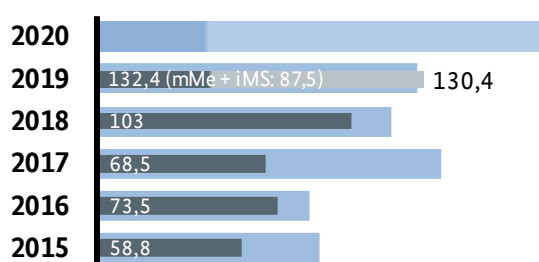
7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen im Messwesen sind im Jahr 2019 um insgesamt etwa 48 Mio. Euro auf ca. 669 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 7,5 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen. Die im Jahr 2019 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 2 Prozent über den für 2019 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in 2019 getätigten Werte rund 4 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen nahezu gleichauf mit den Prognosewerten.

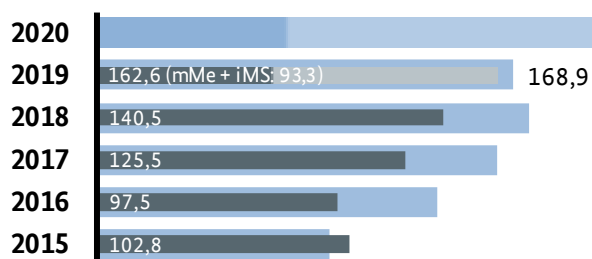
Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

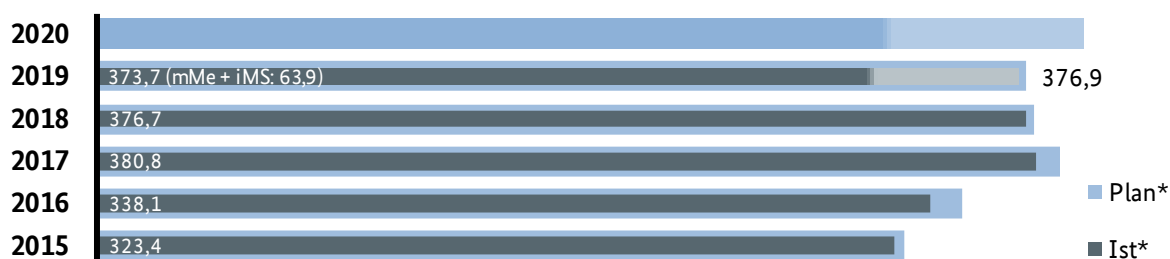
Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



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 141: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die diesjährigen Prognosewerte liegen mit insgesamt rund 784 Mio. Euro deutlich über dem Niveau der Vorjahresprognosen und würden bei einer vollständigen Realisierung zu einem Anstieg im Bereich Investitionen und bei den Aufwendungen führen. Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa

669 Mio. Euro im Jahr 2019 entfielen etwa 245 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was nicht ganz einer Verdoppelung gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2020 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 349 Mio. Euro vor.

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Zum vierten Mal wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 109 und Tabelle 110 sind die arithmetischen Mittelwerte der gemeldeten Preise pro Verbrauchsgruppe dargestellt. Die Preise für die Standardleistungen nach § 35 Abs. 1 MsbG liegen im Durchschnitt je nach Letztverbrauchergruppe bzw. installierter Leistung bei Anlagenbetreibern zwischen 95,07 Euro und 429,37 Euro pro Jahr. Der veröffentlichte Preis bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh des Vorjahres wurde von 720,32 Euro auf 436,66 Euro korrigiert. Bezogen auf das Vorjahr sind die Änderungen der Preise damit gering. Die Preise für den optionalen Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG sind ebenfalls in Tabelle 107 dargestellt. Diese liegen im Durchschnitt – je nach Letztverbrauchergruppe – zwischen 21,95 und 54,43 Euro pro Jahr.

Elektrizität: Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2019 in Euro/Jahr

Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
≤ 2.000 kWh**	21,95	23,00
> 2.000 kWh & ≤ 3.000**	28,10	30,00
> 3.000 kWh & ≤ 4.000**	36,95	40,00
> 4.000 kWh & ≤ 6.000**	54,43	60,00
> 6.000 kWh & ≤ 10.000	95,07	100,00
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	124,44	130,00
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	162,88	170,00
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	193,62	200,00
> 100.000 kWh	429,37	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	94,05	100,00

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 109: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

Elektrizität: Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2019 in Euro/Jahr

Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
> 1 kW & ≤ 7 kW**	55,14	60,00
> 7 kW & ≤ 15 kW	95,73	100,00
> 15 kW & ≤ 30 kW	124,34	130,00
> 30 kW & ≤ 100 kW	198,32	200,00
> 100 kW	404,45	

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 110: (Fortsetzung von Tabelle 109) Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

Tabelle 111 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i. S. d. §§ 29 i. V. m. 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 19,73 Euro pro Jahr berechnet werden. In beiden Tabellen wird deutlich, dass die durchschnittlich verlangten Preise für den Messstellenbetrieb sehr nah an den gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen liegen.

Elektrizität: Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 32 MsbG im Jahr 2019 in Euro/Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG	19,73	20,00

Tabelle 111: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG

II Gasmarkt

A Entwicklung auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Die Erdgasproduktion ging im Jahr 2019 in Deutschland um 0,2 Mrd. m³ auf nunmehr 6,0 Mrd. m³ produzierten Reingases zurück (2018: 6,2 Mrd. m³). Das entspricht einem Rückgang von drei Prozent. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 7,0 Jahre mit Stand 1. Januar 2020.

2019 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.703 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.760 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 57 TWh. Um gut 18 Prozent sind die Importe aus Norwegen gestiegen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 0,1 Prozent gesunken sind.

Im Jahr 2019 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 702 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 849 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 148 TWh. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Rund 52 Prozent (2018: 48 Prozent) des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um elf Prozent gesunken sind. Deutlich abgenommen haben die Exporte Richtung Dänemark (-90 Prozent). Trotz der hohen Differenz im Vergleich zum Vorjahr sind derartige Verschiebungen im Rahmen des Marktgeschehens durchaus üblich. Ebenfalls abgenommen haben die Exporte nach Frankreich (-54 Prozent). Dies begründet sich vor allem durch die Abhängigkeit der Gasimporte von der Einsatzfähigkeit der landeseigenen Atomkraftwerke. Die Exporte nach Österreich sind hingegen gestiegen (+1,5 Prozent).

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2019 insgesamt 275,27 TWh¹²⁸. Davon entfielen 135,63 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,54 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2019) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen deutlich zurückgegangen, wohingegen die noch buchbaren Kapazitäten für 2021 angestiegen sind. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen im mittelfristigen Bereich erneut angestiegen, im langfristigen Bereich sank das verfügbare Arbeitsgasvolumen dagegen. Zum 1. Januar 2021 waren die Speicher insgesamt zu rund 73 Prozent gefüllt.

¹²⁸ In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist nach wie vor stark konzentriert, wenngleich die Konzentration über die letzten Jahre hinweg zurückgegangen ist. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2019 rund 66,6 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (67,1 Prozent) nur leicht verringert.

1.2 Netze

1.2.1 Netzausbau

Am 1. Juli 2020 legten die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2020-2030 vor. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2018-2028 durch die Modellierungsergebnisse des NEP Gas 2020-2030 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die FNB in der Betrachtung bis 2030 zusätzlich 54 Ausbaumaßnahmen zur Erweiterung des Erdgasnetzes mit einem Investitionsvolumen von 2,2 Mrd. Euro vor.

Mit Ausbaumaßnahmen für den Zugang von drei an der deutschen Nordseeküste gelegenen Terminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) entsteht die Möglichkeit unmittelbar LNG-Mengen in das deutsche Fernleitungsnetz einzuspeisen. Die mit der Integration der LNG-Terminals ins Fernleitungsnetz verbundene Möglichkeit, Gasimporte aus verschiedenen Bezugsquellen zu beziehen, trägt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei und kann einen Preisdruck auf klassische Importeure bewirken.

Ein weiteres Thema des NEP Gas 2020-2030 ist die Zusammenlegung der derzeit getrennten Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL. Die Umsetzung dieser in § 21 GasNZV verankerten Vorgabe ist für den 1. Oktober 2021 geplant.

Der gesamte von den FNB vorgeschlagene Ausbau für das Erdgastransportsystem enthält einen Ausbau von Ferngasleitungen mit einer Länge von ca. 1.594 km und den Ausbau von Verdichterstationen mit ca. 405 MW Leistung. Gegenüber dem vorherigen Ausbauvorschlag im NEP Gas 2018-2028 stiegen die gesamten Investitionskosten in die Erdgasinfrastruktur leicht von 7,0 Mrd. Euro auf 7,8 Mrd. Euro an.

Im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 haben die FNB zum ersten Mal auch Grüngasprojekte (Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff, synth. Methan) einbezogen und in einer separaten Grüngasvariante modelliert. Auf Basis der aktuellen Rechtsgrundlage unterfallen jedoch reine Wasserstoffleitungen nicht der Regulierung und sind somit nicht Bestand des verbindlichen Teils des Netzentwicklungsplans. Die FNB schlagen daher unter Vorbehalt von Änderungen an gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen neben den Maßnahmen in die Erdgasinfrastruktur 47 weitere Maßnahmen für den Aufbau eines Wasserstoff-Transportsystems im NEP Gas 2020-2030 vor. Dieses umfasst im Ausbauvorschlag eine Leitungslänge von 1.294 km, wovon sich 151 km durch Neubau und 1.142 km durch Umwidmung bestehender Erdgasleitungen realisieren lassen. Das Investitionsvolumen für den Aufbau des Wasserstoffnetzes würde sich damit bis zum Jahr 2030 auf 0,7 Mrd. Euro belaufen. Eine ausführliche Darstellung dieser Grüngasvariante und des damit verbundenen Ausbauvorschlags sowie ein Ausblick findet sich in Kapitel II.C.1.1.

1.2.2 Ausdehnung des Regulierungsrahmens auf Gasverbindungsleitungen mit Drittstaaten

Durch die Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 wurde der Anwendungsbereich der Gasrichtlinie 2009/73/EG auf Verbindungsleitungen zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittstaat ausgedehnt. Diese Leitungen unterliegen nunmehr in Bezug auf den im Hoheitsgebiet

und Küstenmeer des jeweiligen Mitgliedstaates liegenden Leitungsteil grundsätzlich der Regulierung. Jedoch sieht Art. 49a der o.g. Gasrichtlinie für bereits fertiggestellte Leitungen eine Ausnahmemöglichkeit (Abweichung) von der Regulierung vor. Unter den Voraussetzungen des neuen § 28b EnWG, der Art. 49a der o.g. geänderten Gasrichtlinie eins zu eins in deutsches Recht umsetzt, ist der im deutschen Hoheitsgebiet/ Küstenmeer verlaufende Teil einer Gasverbindungsleitung mit Drittstaatenbezug unter bestimmten Voraussetzungen von den Regulierungsvorgaben freizustellen. Neben dem Vorliegen so genannter objektiver Gründe ist insbesondere erforderlich, dass die Gasverbindungsleitung vor dem 23. Mai 2019 fertiggestellt war. Entsprechende Anträge auf Freistellung sind für die bereits seit 2011 in Betrieb befindliche Nord Stream am 20. Dezember 2019 (Az. BK7-19-108) und für die Nord Stream 2 am 10. Januar 2020 (Az. BK7-20-004) bei der Beschlusskammer 7 eingegangen.

Die Entscheidungen über die Freistellungen mussten aufgrund der entsprechenden Vorgabe in Art. 49a Abs. 3 der o.g. Gasrichtlinie bis zum 24.05.2020 getroffen werden. Trotz der Corona bedingten Einschränkungen im März und April wurde in beiden Verfahren die Entscheidungsfrist einhalten: der Freistellungsantrag für die Nord Stream 2 wurde am 14. Mai 2020 abschlägig beschieden, während für die Nord Stream am 20. Mai 2020 die Freistellung nach § 28b EnWG erfolgte. Die nichtvertraulichen Beschlüsse und Stellungnahmen der Mitgliedstaaten sind auf der Internetseite der Beschlusskammer auf Deutsch und Englisch veröffentlicht. Die Entscheidungen wurden zudem der Kommission nach § 28 b Abs. 8 EnWG übermittelt.

Gegen die Ablehnung der Freistellung für die Nord Stream 2 ist am 15. Juni 2020 von der Antragstellerin Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt worden.

Im Einzelnen zu den Entscheidungsgründen:

Nord Stream 2 (BK7-20-004):

Der Antrag der Nord Stream 2 AG auf Freistellung von der Regulierung des im deutschen Hoheitsgebiet verlaufenden Teils der Nord Stream 2 wurde abgelehnt, da die Nord Stream 2 zum 23. Mai 2019 noch nicht komplett verlegt war. Die Nord Stream 2 unterliegt somit nach/mit einer Inbetriebnahme den Regulierungsvorgaben aus dem EnWG und den Europäischen Regelungen zur Entflechtung, zum Netzzugang und zur Kostenregulierung. Die Beschlusskammer versteht den Begriff der Fertigstellung baulich-technisch. Die Antragstellerin vertritt hingegen ein wirtschaftlich- funktionales Verständnis und knüpft dafür an die zeitlich weit vor dem 23. Mai 2019 liegende Investitionsentscheidung an.

Für alle Mitgliedstaaten bestand die Möglichkeit, den Antrag der Nord Stream 2 AG nebst Anlagen zu prüfen und eine Stellungnahme abzugeben. Von dieser Möglichkeit haben 10 Mitgliedstaaten Gebrauch gemacht. Die Konsultationsbeiträge wurden im Beschluss berücksichtigt. Selbiges gilt für die gemeinsame Stellungnahme der PGNiG S.A. und die PGNiG Supply & Trading GmbH, die auf Antrag mit Beschluss vom 18. März 2020 zum Verfahren beigelegt worden waren. Das Bundeskartellamt hat von einer Stellungnahme abgesehen. Keiner der Mitgliedstaaten folgt bezüglich des Begriffs der Fertigstellung der Argumentation der Antragstellerin. Selbiges gilt für die Beigeladenen.

Nord Stream (BK7-19-108):

Die Freistellung von den Regulierungsvorgaben des im deutschen Hoheitsgewässer verlaufenden Teils der Nord Stream wurde wie beantragt für die Dauer von 20 Jahren rückwirkend ab dem 12. Dezember 2019 gewährt, da die Voraussetzungen einer Freistellung nach § 28b Abs. 1 EnWG vorliegen. So wurde die Nord

Stream vor dem 23. Mai 2019 fertiggestellt und der erste Kopplungspunkt der Leitung mit dem Netz eines Mitgliedstaates ist in Deutschland gelegen. Es liegt außerdem ein objektiver Grund, hier „Gründe der Versorgungssicherheit“, vor. Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit wurde zuvor bereits durch die TEN-E Entscheidung (Entscheidung Nr. 1364/2006/EG) aus dem Jahr 2006 sowie den Planfeststellungsbeschluss des Bergamtes Stralsund aus dem Jahr 2009 bestätigt. Die Freistellung wirkt sich zudem nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf dem Erdgasbinnenmarkt in der Europäischen Union und dessen effektives Funktionieren aus, genauso wird die Versorgungssicherheit in der Europäischen Union nicht beeinträchtigt. Die Leitung wird damit von den Vorgaben der §§ 8-10e EnWG und §§ 20-28 EnWG, also von bestimmten Vorgaben zur Entflechtung oder auch zum Drittzugang ausgenommen. Andere Regelungen des EnWG gelten jedoch für die Nord Stream, so bleiben beispielsweise die Regelungen der §§ 6a, 6b oder 11 ff. weiterhin anwendbar.

Für alle Mitgliedstaaten bestand im Rahmen des Verfahrens die Möglichkeit, den Antrag nebst Anlagen zu prüfen und eine Stellungnahme abzugeben. Von dieser Möglichkeit haben 6 Mitgliedstaaten Gebrauch gemacht. Die Konsultationsbeiträge der Mitgliedstaaten wurden ebenso wie die im Rahmen der Behördenbeteiligung erfolgte Stellungnahme des Bundeskartellamts im Beschluss berücksichtigt.

1.2.3 Investitionen

Im Jahr 2019 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 1,33 Mrd. Euro (2018: 1,45 Mrd. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastuktur aufgebracht. Hiervon entfielen 1,08 Mrd. Euro (2018: 1,30 Mrd. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 249 Mio. Euro (2018: 156 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastuktur.

Die Aufwendungen in Wartung, Instandhaltung sowie Ausbau der Netzinfrastuktur betrugen im Jahr 2019 über alle FNB 322 Mio. Euro (2018: 313 Mio. Euro), wobei sich die Aufwendungen auf die beiden Marktgebiete in 2019 und planerisch für 2020 paritätisch verteilen.

Insgesamt ergab sich 2019 über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 1,65 Mrd. Euro (2018: 1,76 Mrd. Euro).

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2020 haben 600 VNB Gas für das Jahr 2019 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.488 Mio. Euro (2018: 1.272 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (940 Mio. Euro (2018: 798 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (549 Mio. Euro (2018: 475 Mio. Euro)) der Netzinfrastuktur gemeldet. Für das Jahr 2020 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.527 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2019 1.152 Mio. Euro (2018: 1.078 Mio. Euro). Für das Jahr 2020 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.289 Mio. Euro gerechnet.

1.2.4 Versorgungsunterbrechungen

Im Jahr 2019 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 0,98 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

1.2.5 Netzentgelte

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) im Abnahmefall Band II betrug 1,56 ct/kWh (2019: 1,56 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2020 und ist im Vergleich zum Vorjahr unverändert geblieben. Für den Bereich der Haushaltskunden liegen im Gasbereich deutschlandweit die niedrigsten Netzentgelte bei 0,65 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 3,65 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte reduzierte sich das Ost-West Gefälle leicht. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,60 ct/kWh (2019: 1,65 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,42 ct/kWh (2019: 1,39 ct/kWh). Damit sind die Gas-Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut drei Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken, während sie in den alten Bundesländern um gut zwei Prozent gestiegen sind.

1.2.6 Netzbilanz

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um rund 19,9 TWh auf 948 TWh, was einem Anstieg um gut 2,5 Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut 2,7 Prozent auf 282,5 TWh (2018: 275,2 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW stieg um rund 12 Prozent auf 98,3 TWh (2018: 87,8 TWh).

Die Gasmenge, die große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten, liegt im Bereich der Fernleitungsnetze bei 78,9 TWh (2018: 72,5 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 42 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 42,4 TWh (2018: 39,8 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

1.2.7 Marktraumumstellung

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess. Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2019 bis 2024 im Bereich der RLM-Kunden 4.255 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 2.228.722 Umstellungen.

1.3 Großhandel

Im Jahr 2019 hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt wieder stark zugenommen. Das börsliche Handelsvolumen insgesamt um rund 22 Prozent gestiegen. Für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, bilateralen Großhandels ist für 2019 sogar eine Volumenabnahme um rund 30 Prozent zu verzeichnen.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2019 um 21 Prozent gestiegen und betrug rund 472 TWh (2018: rund 391 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2019 für beide Marktgebiete - wie in den Vorjahren - auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 179,5 TWh; GASPOOL: 121,5 TWh. Das

Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 58 TWh im Jahr 2018 auf rund 75 TWh im Jahr 2019 gestiegen, was einer Zunahme von rund 30 Prozent entspricht.

Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2019 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.853 TWh (2018 2.192 TWh), was einer Steigerung um rund 30 Prozent entspricht. Davon entfielen 1.207 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2019 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Im Jahr 2019 konnten erstmals seit zwei Jahren wieder niedrigere Gasgroßhandelspreisen als in den Jahren zuvor beobachtet werden. Die jeweiligen Preisindizes (EGIX, BAFA-Grenzübergangspreise) zeigen eine Abnahme zwischen 16 Prozent und 28 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Der European Gas Spot Index (EGSI), der im Jahr 2017 erstmalig erhoben wurde, ist Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2019 um rund 32 Prozent im Marktgebiet von NCG und um rund 40 Prozent im Marktgebiet von GASPOOL gesunken.

1.4 Einzelhandel

1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2019 zeigt sich, dass knapp die Hälfte der Haushaltskunden (49 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 128,4 TWh beliefert wurde (2018: 50 Prozent/ 124,7 TWh).

Nur 17 Prozent der Haushaltskunden wurden 2019 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 43,7 TWh beliefert (2018: 18 Prozent/ 45,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 34 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 89,9 TWh (2018: 32 Prozent/ 79,1 TWh). Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Von der Gesamtabgabemenge bei diesen Kunden entfielen ca. 24,1 Prozent (25,7 Prozent in 2018) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 75,6 Prozent (74,2 Prozent in 2018) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Insgesamt betrug in 2019 die Anzahl der Vertragswechsel 0,6 Mio., die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 13,4 TWh. Daraus ergibt sich eine mengenbezogene Vertragswechselquote von 5,4 Prozent.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist in 2019 auf rund 1,4 Mio. Fälle gesunken (2018: 1,5). Deutlich gestiegen um gut 9 Prozent ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden hat.

Im Jahr 2019 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge 88,9 TWh und hat sich mit 0,6 TWh im Vergleich zum Vorjahr nur minimal verringert. Für Nicht-Haushaltskunden belief sich die Lieferantenwechselquote auf 9,0 Prozent, was der ermittelten Quote aus dem Jahr 2018 entspricht.

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2019 ca. 86 TWh, was auch dem Vorjahreswert entspricht. Im Bereich der RLM-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen rund 145 TWh (2018: 138 TWh). Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2019 somit rund 24 Prozent (2018: 23 Prozent) bei SLP-Vertragskunden und rund 30 Prozent bei RLM-Kunden (2018: 31 Prozent).

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2019 unverändert fort.

In 94 Prozent der Netzgebiete waren 2019 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 65 Prozent der Netzgebiete standen den Letztverbrauchern mehr als 100 Gaslieferanten zur Auswahl. Bei der gesonderten Betrachtung des Bereichs der Haushaltskunden ist die Entwicklung ähnlich positiv. In fast 91 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In knapp 50 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 129 Gaslieferanten (2018: 124 Gaslieferanten) wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 109 Gaslieferanten (2018: 104 Gaslieferanten) (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

1.4.2 Gassperren

Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2019 bei 30.997 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 6,5 Prozent gesunken (2018: 33.145). In Bezug auf alle Marktllokationen von Letztverbrauchern wurden demnach 0,2 Prozent der Anschlüsse gesperrt.

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden gut 1 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 0,2 Mio. in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 20 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der angedrohten Sperren.

Zudem gaben die Gaslieferanten an, dass 2019 in rund 22.674 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. 0,2 Prozent der Haushaltskunden in der Grundversorgung waren demnach von einer Sperrung betroffen. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde gemäß den Lieferanten in 10.406 Fällen vollzogen, was einer Sperrquote von 0,1 Prozent entspricht. Nach den Angaben der Gaslieferanten sind rund zehn Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

1.4.3 Preisniveau

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien in 2020 hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert und liegt bei 6,31 ct/kWh. Zum Stichtag 1. April 2020 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,99 ct/kWh (2019: 7,28 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut vier Prozent entspricht. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II

lag zum Stichtag 1. April 2020 bei 6,29 ct/kWh (2019: 6,44 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut zwei Prozent entspricht. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, im Band II lag zum Stichtag 1. April 2020 bei 5,96 ct/kWh (2019: 6,22 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut vier Prozent entspricht.

Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2020 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 163 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 240 Euro.

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,51 ct/kW (2019: 3,74 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2020. Dies entspricht einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten um gut sechs Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut vier Prozent von 3,30 ct/kWh auf 3,18 ct/kWh. Für Gaskunden, die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert werden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut sieben Prozent auf 2,80 ct/kWh (2019: 3,02 ct/kWh).

Auch durch von Gaslieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u. a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 bis 80 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2020 gegenüber dem Vorjahresstichtag verringert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,53 ct/kWh ist um 0,33 ct/kWh gesunken und liegt damit rund 11,5 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 4,52 ct/kWh und hat sich nur minimal um 0,03 ct/kWh gegenüber dem Vorjahreswert verringert. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist mit 2,66 ct/kWh (rund 59 Prozent des Gesamtpreises) nur minimal um 0,03 ct/kWh gesunken.

Im EU-Vergleich zahlen Nicht-Haushaltskunden im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr in Deutschland im 2. Halbjahr 2019 2,50 ct/kWh, was rund 0,09 Cent über dem EU-Durchschnitt mit 2,41 ct/kWh liegt. Im EU-Schnitt wird der Nettopreis mit rund 9,5 Prozent (0,24 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 15 Prozent (0,38 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf. Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit relativ große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland lag mit 5,88 ct/kWh rund 12 Prozent unter dem EU-Durchschnitt (6,70 ct/kWh). Für Deutschland betrug der Anteil von Steuern und Abgaben durchschnittlich 1,57 ct/kWh. Im EU-Durchschnitt waren es 1,70 ct/kWh.

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoring 2020 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug rund 33.500 Kilometer¹²⁹ und 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 zum Stichtag 31. Dezember 2019 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktllokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug rund 530. Dabei wurden rund 186,9 TWh (2018: 173,6 TWh) Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Damit lag die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB um rund acht Prozent über dem Niveau des Vorjahres.

Mit Stichtag 4. Januar 2021 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 704 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 685, also gut 97 Prozent an der Datenerhebung zum Monitoring 2020 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug gut 522.000 Kilometer und wies rund 10,8 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2019 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktllokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,5 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2019. Davon können 12,8 Mio. Marktllokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 761,1 TWh im Jahr 2019 und lag damit rund 10 TWh über der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 275 TWh, was dem Vorjahresstand entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2019 ergibt sich das folgende Bild: Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2019 in der Summe rund 1.824 TWh. Dabei stammten rund drei Prozent aus der inländischen Förderung (59 TWh), 1.703 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2019 betrug 53 TWh, es wurde also mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeichert, als eingespeichert. Zudem wurden 9,8 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2019 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 42 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden in 2019 durch Deutschland durchgeleitet und an die Europäischen Nachbarländer übergeben (701,06 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 948 TWh Gas verbraucht.

¹²⁹ Die für das Jahr 2019 angegebene Gesamtlänge des Netzes wurde auf Basis der angepassten Definition zur „Netzlänge nach Betriebsdruck bzw. Nenndruck“ ermittelt und weicht aufgrund der unterschiedlichen Berücksichtigung der Fremdnutzungsanteile von den veröffentlichten Strukturdaten gemäß § 27 Abs. 2 GasNEV und den Netzlängen in den früheren Monitoringberichten ab.

Gas: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2019 in TWh

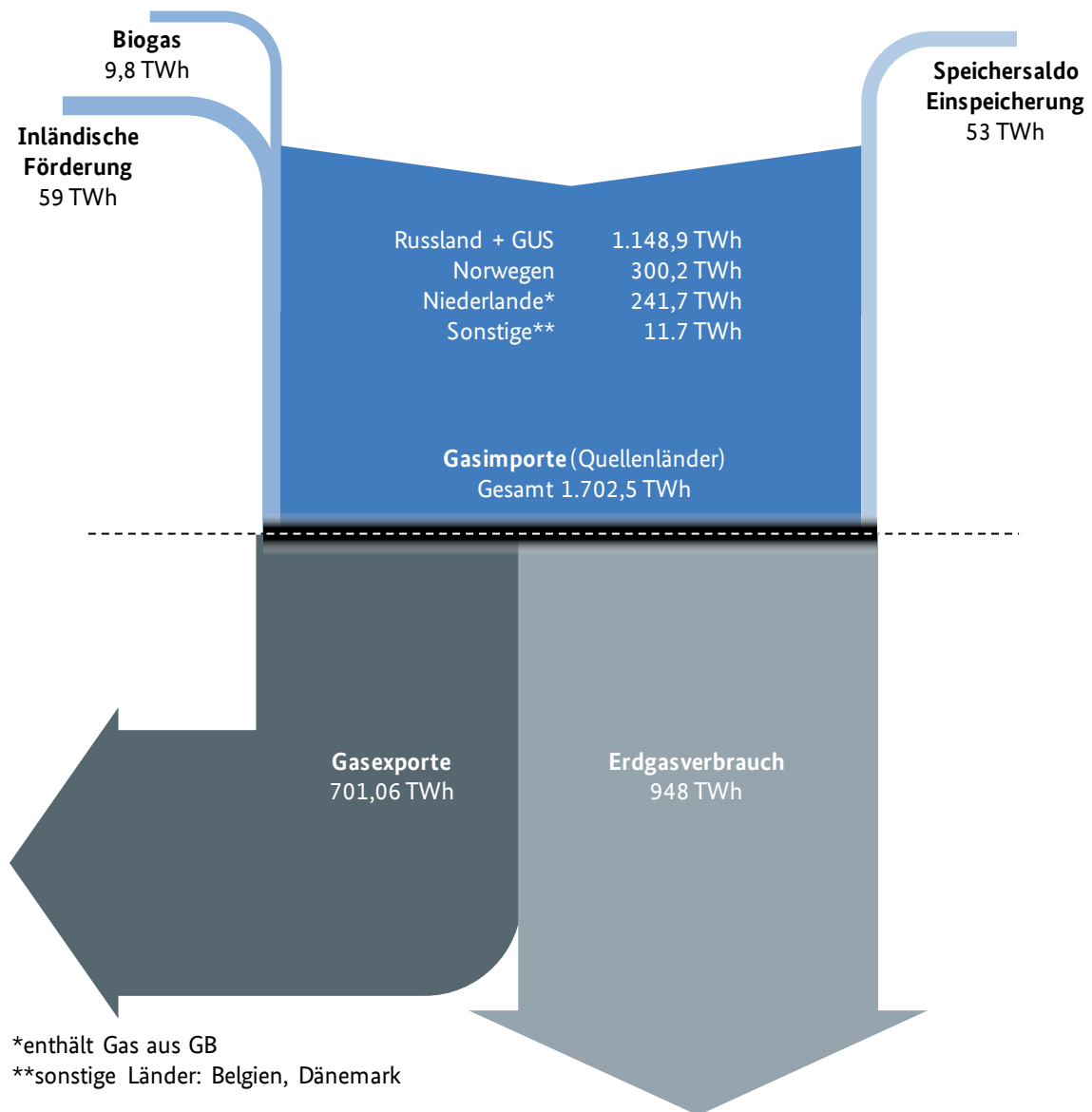


Abbildung 142: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2019¹³⁰

¹³⁰ Die erfasste Importmenge kann infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen). Diese Ringflüsse sind in dieser Darstellung nicht abgebildet.

Gas: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fernleitungs- netzbetreiber	17	16	16	16	16	16
Verteiler- netzbetreiber	714	715	717	718	708	704
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	689	690	692	693	683	682
davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden*	547	545	548	547	536	534

*Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas.

Tabelle 112: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. Januar 2021

Die Mehrzahl der VNB Gas (575 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 90 VNB weisen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern aus. Die Prozentuale Verteilung der VNB nach unterschiedlichen Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge
Anzahl und Verteilung

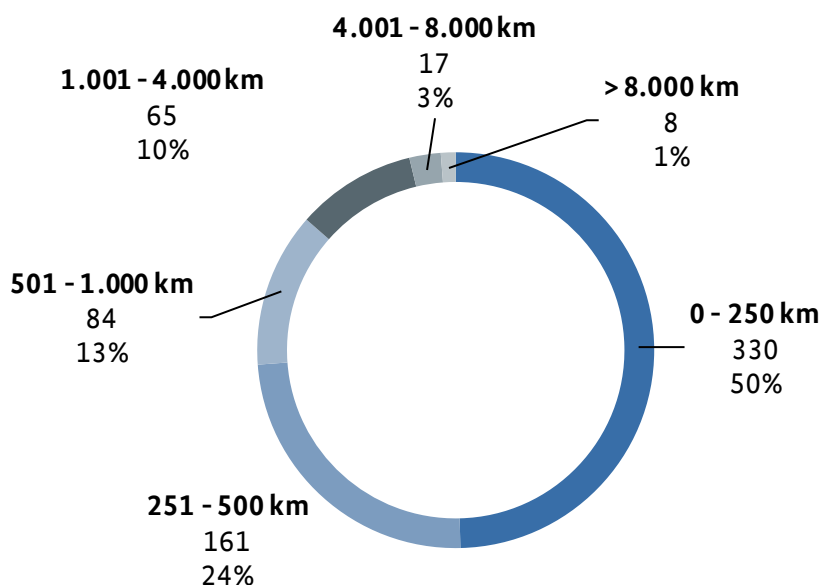


Abbildung 143: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nennndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich das in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Bild der antwortenden Unternehmen. Die Marktllokation ist die Einheit im Energiemarkt, in der seit 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 Eins zu Eins Beziehung. Einer Marktlokation können mehrere Messlokationen zugeordnet sein, in einer anderen Fallkonstellation werden einer Messlokation mehrere Marktlokationen zugeordnet.

Gas: Netzstrukturdaten 2019

	FNB	VNB	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	665	681
Netzlänge (in Tsd. km)	33,6	522,1	555,7
davon ≤ 0,1 bar	0	190,7	190,7
davon > 0,1 – 1 bar	0	255,2	255,2
davon > 1 – 5 bar	0,1	28,7	28,8
davon > 5 – 16 bar	2,7	26,6	29,3
davon > 16 bar	30,8	20,9	51,7
Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)	3,4	10.846,8	10.850,2
davon ≤ 0,1 bar	0,002	6.050,2	6.050,2
davon > 0,1 – 1 bar	0,014	4.562,8	4.562,8
davon > 1 – 5 bar	0,065	222,4	222,5
davon > 5 – 16 bar	1,8	8,2	10,0
davon > 16 bar	1,6	3,2	4,8
Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	14.568,3	14.568,8
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	1.768,3	1.768,8
davon Haushaltskunden	0,0	12.800,0	12.800,0

Tabelle 113: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene

Anzahl in Mio.

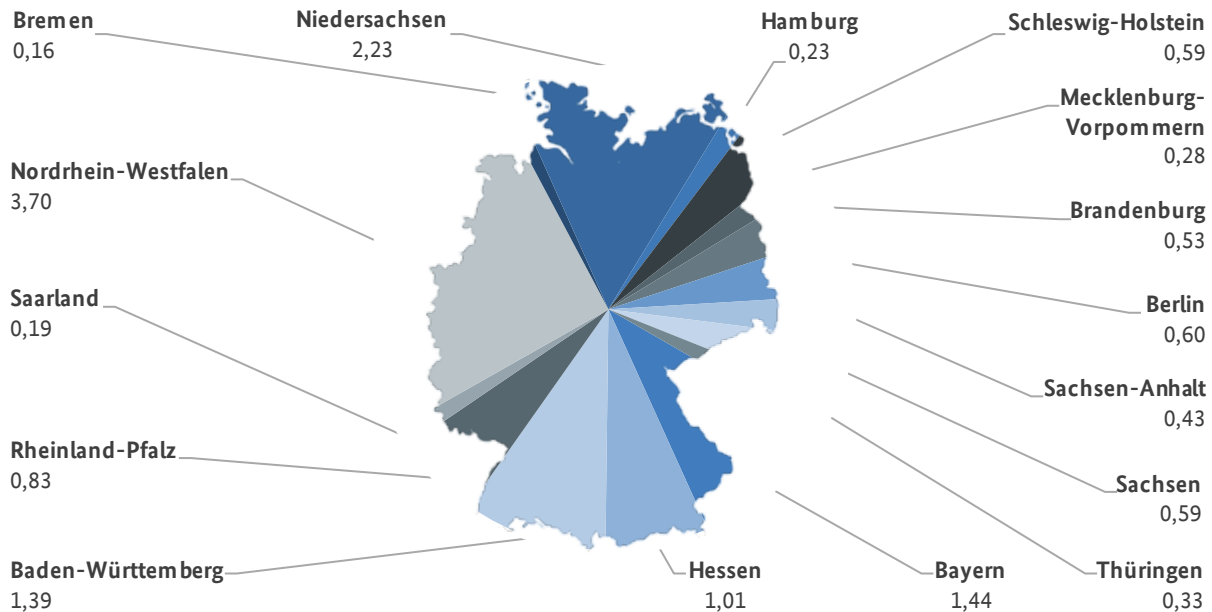


Abbildung 144: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

Gas: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene

Anzahl

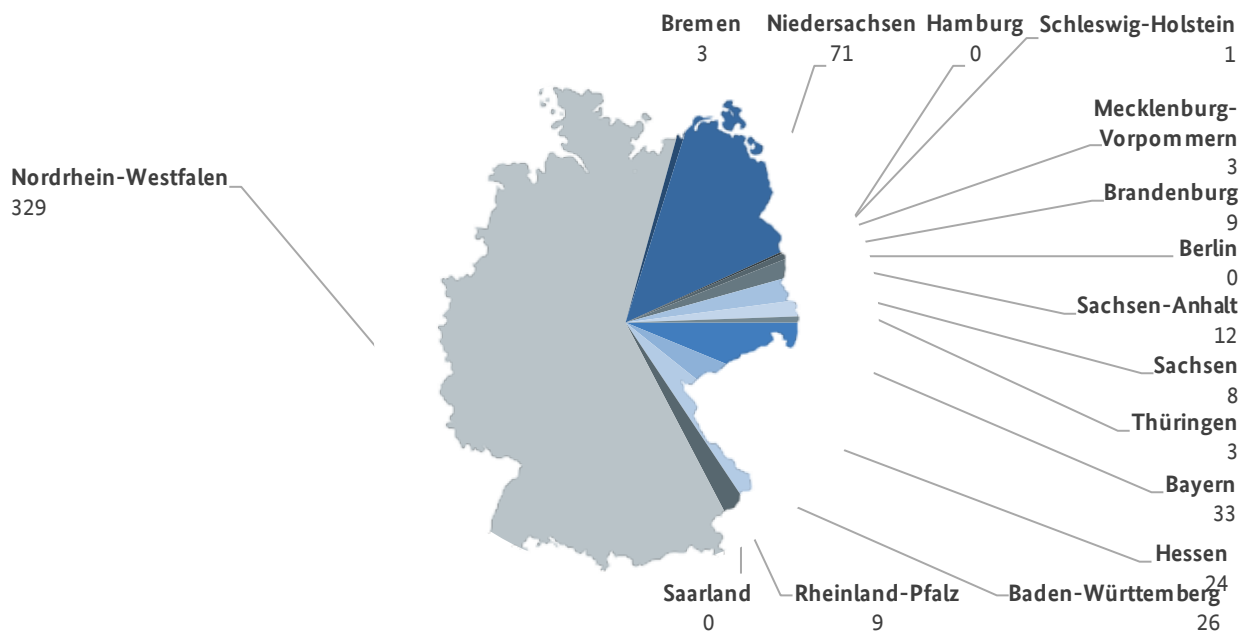


Abbildung 145: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

Für die Gasausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB Gas haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Übersicht aufgeführten Werte für das Jahr 2019 ergeben.

**Gas: Ausspeisemengen in 2019 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%	336,6	44,0%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,5	0,3%	128,4	16,8%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,9	3,2%	111,0	14,5%
> 100.000 MWh/Jahr	137,9	73,8%	131,8	17,2%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	42,5	22,7%	56,7	7,4%
Gesamtsumme	186,9	100%	764,5	100%

Tabelle 114: Ausspeisemengen Gas in 2019 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Die nachfolgende konsolidierte Übersicht beinhaltet die gesamte Gasausspeisemenge der FNB und VNB Gas und die Gasabgabemenge der Lieferanten an Letztverbraucher für das Jahr 2019. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2020 die FNB und VNB Gas aufgefordert, die Mengen anzugeben, die meist große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschaffen, also den klassischen Weg über einen Lieferanten verlassen und dem Netzbetreiber gegenüber selbst als Transportkunde (Selbstzahler der Transportentgelte) auftreten. Im Bereich der Fernleitungsnetze liegt diese Menge bei 78,9 TWh (2018: 72,5 TWh), dies entspricht einem Anteil von rund 42 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 42,4 TWh (2018: 39,8 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber in 2019 in Höhe von 948 TWh (2018: 928,1 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten 857,7 TWh (2018: 817,6 TWh) entspricht in etwa der ermittelten Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen (121,3 TWh).¹³¹

¹³¹ Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität und Antworthäufigkeit, liegt die auftretende Differenz oberhalb des ermittelten Wertes für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge.

Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2019 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	336,7	35,4%	320,2	37,1%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	128,9	13,5%	114,0	13,2%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	116,9	12,3%	89,4	10,4%
> 100.000 MWh/Jahr	269,7	28,3%	261,1	30,3%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	99,2	10,4%	77,4	9,0%
Gesamtsumme	951,4	100,0%	862,1	100,0%

Tabelle 115: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2019 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um rund 19,9 TWh auf 948 TWh, was einem Anstieg um gut 2,1 Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut 2,7 Prozent auf 282,5 TWh (2018: 275,2 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW stieg um rund 12 Prozent auf 98,5 TWh (2018: 87,8 TWh).

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt rund 6.100. Hiervon dienen 226 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlaktionen wird deutlich, dass nur 26 VNB Gas die Grenze von 100.000 Marktlaktionen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,6 Mio. Marktlaktionen in Deutschland, werden rund 45 Prozent der Marktlaktionen (entspricht 6,4 Mio. Marktlaktionen) mit gut 43 Prozent (332,6 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (rund 62 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktkationen

Anzahl und Verteilung

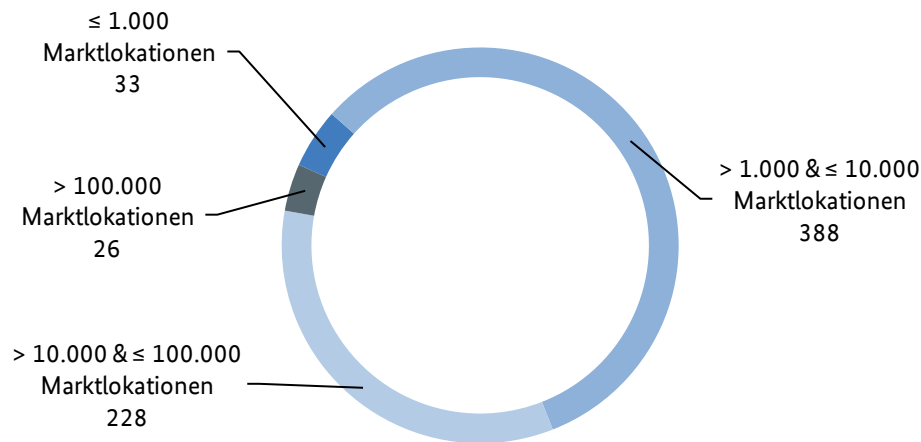


Abbildung 146: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktkationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden 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.¹³² Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d. h. der Marktkonzentration – werden hier CR3-Werte bzw. CR4-Werte sog. „concentration ratio“, d. h., die Anteilssumme der drei bzw. vier anteilsstärksten Anbieter verwendet: Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Ein wesentlicher Indikator für den Grad der Marktkonzentration auf den Gasmärkten ist das Arbeitsgasvolumen an Untertageerdgasspeichern, welches die oberste Marktstufe abbildet.

3.1 Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.¹³³ 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

¹³² Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25.

¹³³ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 215 ff.; Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.¹³⁴ Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung im Energie-Monitoring auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in vollem Umfang in die Betrachtung einbezogen, so dass Angaben von 25 juristischen Personen erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).¹³⁵ Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt I.A.3 „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 40).

Auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern lässt sich eine starke Konzentration feststellen, welche sich im Vergleich zu den Vorjahren zwar stetig, aber jeweils nur minimal verringert hat. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2019 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 291,6 TWh (im Vorjahr: 296,4 TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2019 rund 194,2 TWh (im Vorjahr: 198,9 TWh). Der CR3-Wert betrug rund 66,6 Prozent und hat sich im Vergleich zum Vorjahr (CR3-Wert: 67,1 Prozent) nur geringfügig reduziert.

Gas: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Anteils der drei größten Anbieter

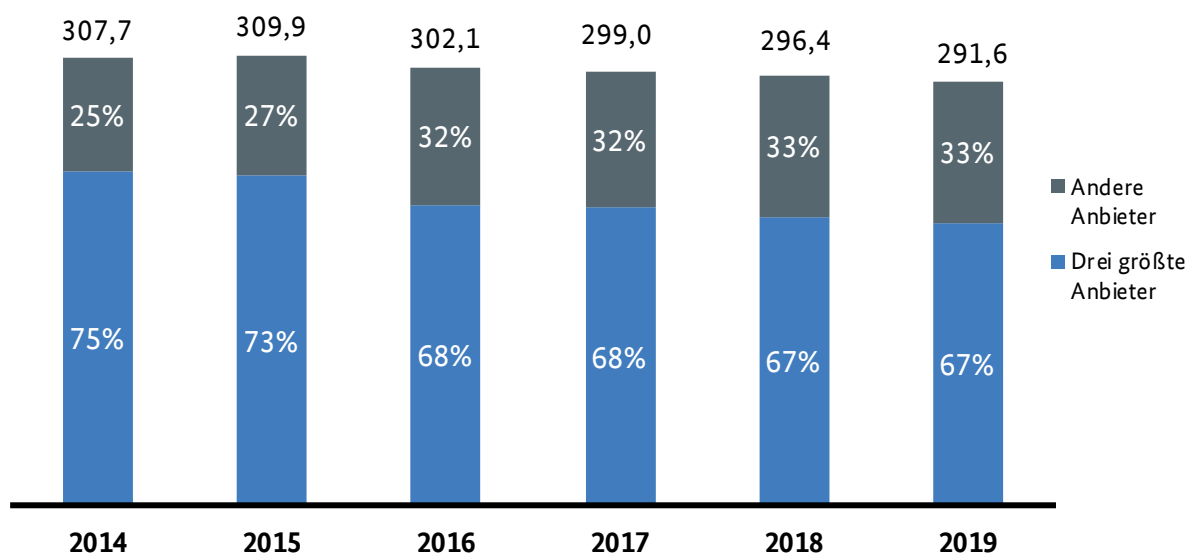


Abbildung 147: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

¹³⁴ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

¹³⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

3.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen sog. RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab (siehe hierzu die Ausführungen im Kapitel „Marktkonzentration“ für Stromendkundenmärkte ab Seite 45). 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.¹³⁶

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben¹³⁷. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von 970 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 993). Im Berichtsjahr 2019 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt 360,1 TWh Gas an SLP-Kunden (2018: 367,8 TWh¹³⁸) und 501,4 TWh an RLM-Kunden ab (2018: 455,4 TWh¹³⁹). Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2019 rund 308,8 TWh auf Sonderverträge (im 2018: 313,7 TWh) und 51,3 TWh auf Grundversorgungsverträge (2018: 54 TWh).

Die Zuteilung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, welche für die Zwecke des Energie-Monitorings hinreichend genaue Ergebnisse liefert und insbesondere Vorjahresvergleiche auf homogener und fortlaufender Berechnungsbasis zulässt (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 40).

Auf dem Gasendkundenmarkt wird die Marktkonzentration der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug deren kumulierter Absatz im Jahr 2019 ca. 85,7 TWh, wovon rund 73,2 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 145 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2019 somit 24 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR4: 23 Prozent) und 29 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr CR4: 31 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentration in Bezug auf die jeweils vier

¹³⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

¹³⁷ Als Absatz wird hier, wie im gesamten Unterpunkt „Gasendkundenmärkte“, die Abgabemenge der Lieferanten an ihre Kunden in Energie-/Arbeitseinheit bezeichnet.

¹³⁸ Vorjahreswert aufgrund geänderter Angaben der Lieferanten korrigiert.

¹³⁹ Vorjahreswert aufgrund geänderter Angaben der Lieferanten korrigiert. Zuwachs von 46 TWh Abgabemenge an RLM-Kunden im Berichtsjahr resultiert u.a. aus der Datenangabe eines Lieferanten mit allein 34,5 TWh Abgabemenge an RLM-Kunden, der im Vorjahr keine Mengen übermittelt hatte.

absatzstärksten Unternehmen bei der Belieferung von SLP-Kunden und RLM-Kunden hat sich gegenüber dem Vorjahr erneut nur geringfügig verändert.¹⁴⁰

Gas: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2019

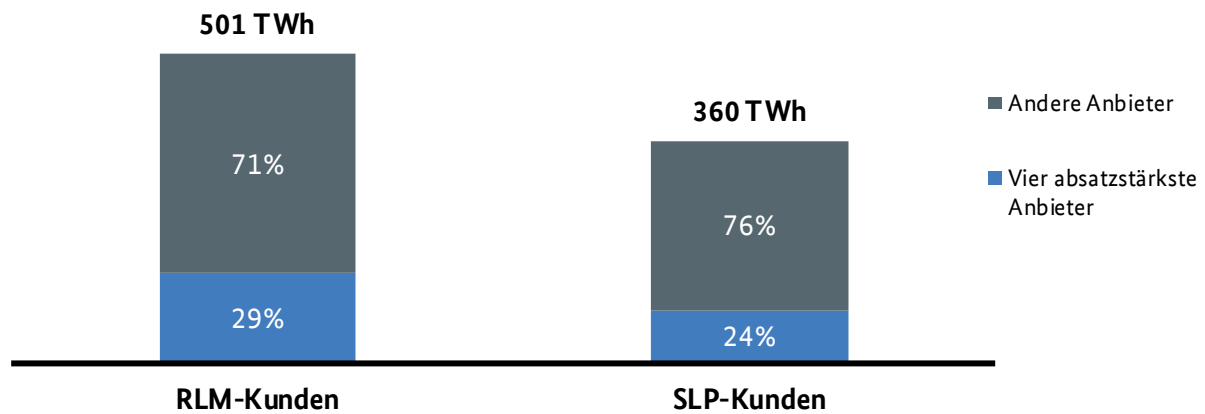


Abbildung 148: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2019

¹⁴⁰ 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.

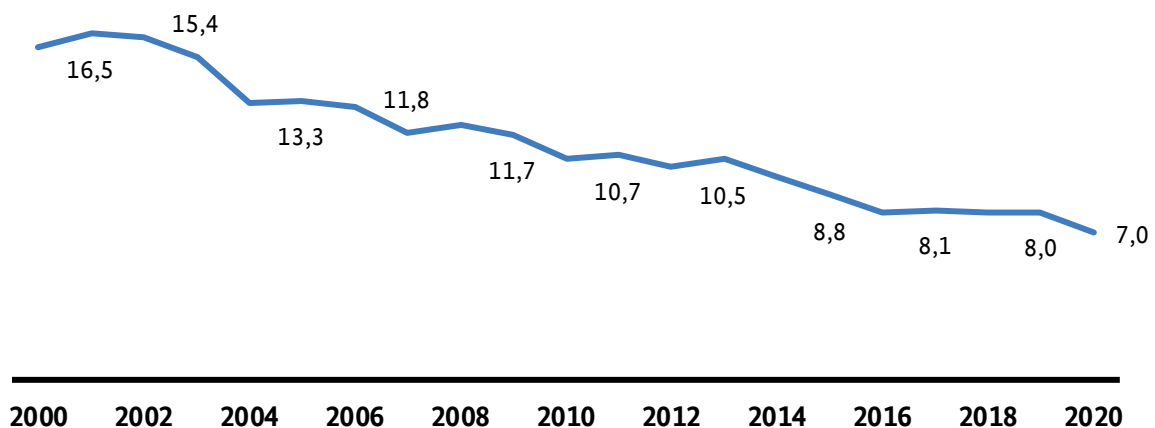
B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2019 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,2 Mrd. m³ auf nunmehr 6 Mrd. m³ produzierten Reingases¹⁴¹ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 3,8 Prozent gegenüber dem Jahr 2018. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.¹⁴² Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde.

Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug 7,0 Jahre mit Stand 1. Januar 2020. 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 und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.¹⁴³

Gas: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven in Jahren



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 149: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2000

¹⁴¹ Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

¹⁴² Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2020“; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

¹⁴³ Ebenso.

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas



Gut 68 Prozent des nach Deutschland importierten Gases stammen aus Russland (inkl. GUS). Die Importe aus Russland (inkl. GUS) sanken im Vergleich zum Vorjahr um rund 0,1 Prozent, während die Importe aus den Niederlanden gestiegen sind.

Deutschland nimmt durch die geographische Lage die Funktion einer Gasdrehscheibe ein. Die in Deutschland ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen durchgeleitet, häufig nach Frankreich und in die Niederlande.

Die Bedeutung der inländischen Gasförderung sinkt aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten von Jahr zu Jahr

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Die erfassten Import- und Exportmengen können infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gasmengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen).

Im Jahr 2019 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.703 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.760 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 57 TWh, was einen Rückgang um gut drei Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Um gut 18 Prozent sind die Importe aus Norwegen gestiegen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 0,1 Prozent gesunken sind.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, die als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure sind. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2019 - Aufteilung nach Übergabeländern
in Prozent**

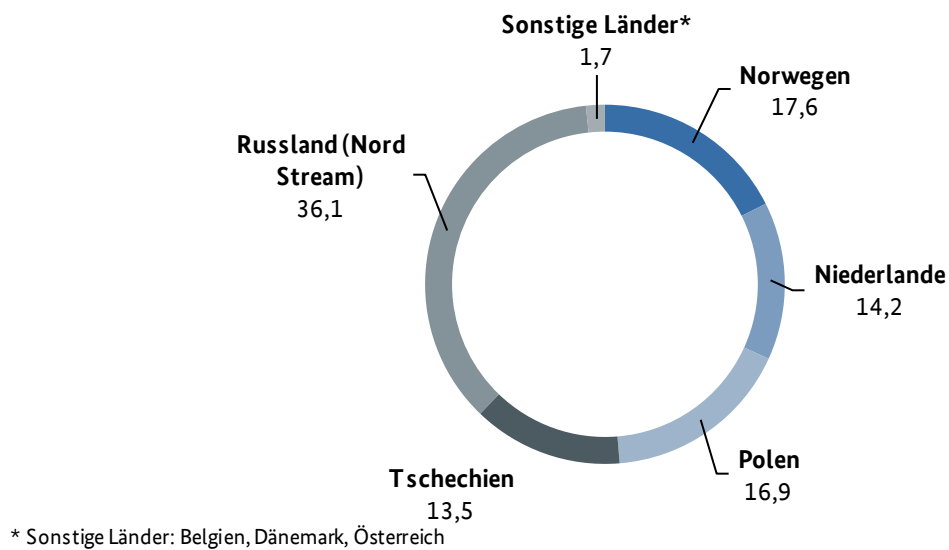


Abbildung 150: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Übergabeländern

**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2019 - Aufteilung nach Quellenländern
in Prozent**

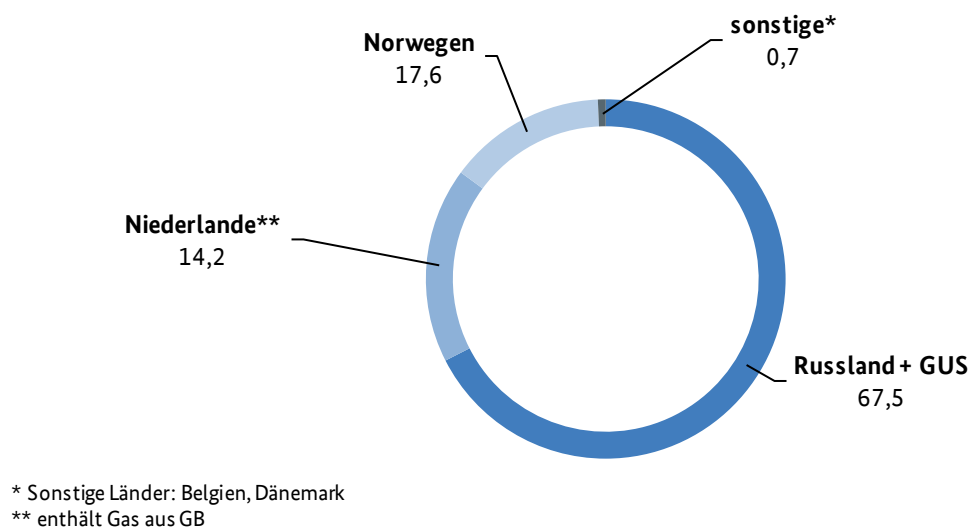
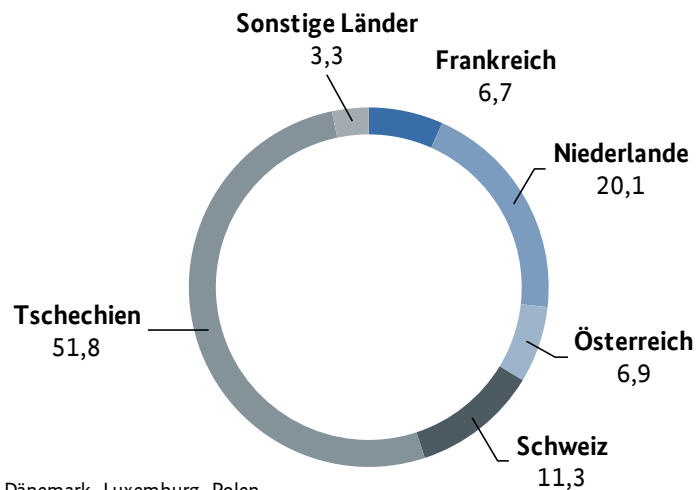


Abbildung 151: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2019 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 702 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 849 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 148 TWh. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Rund 52 Prozent (2018: 48 Prozent) des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um elf Prozent gesunken sind. Deutlich

abgenommen haben die Exporte Richtung Dänemark (-90 Prozent). Trotz der hohen Differenz im Vergleich zum Vorjahr sind derartige Verschiebungen im Rahmen des Marktgeschehens durchaus üblich. Ebenfalls abgenommen haben die Exporte nach Frankreich (-54 Prozent). Dies begründet sich vor allem durch die Abhängigkeit der Gasimporte von der Einsatzfähigkeit der landeseigenen Atomkraftwerke. Die Exporte nach Österreich sind hingegen gestiegen (+1,5 Prozent).

**Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2019 - Aufteilung nach Übernahmeländern
in Prozent**



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 152: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Übernahmeländern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Übergabeländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren 2019 und 2018 darzustellen.

Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse)

	Importe 2019 in TWh	Importe 2018 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	613,9	614,6	-0,7	-0,1
Polen	287,5	313,5	-26,0	-8,3
Norwegen	300,2	255,0	45,2	17,7
Niederlande	241,7	221,5	20,2	9,1
Tschechien	230,1	297,4	-67,3	-22,6
Österreich	17,4	35,1	-17,7	-50,4
Belgien	9,3	16,8	-7,5	-44,6
Dänemark	2,5	6,0	-3,5	-58,3
Summe	1.702,6	1.759,9	-57,3	-3,3

Tabelle 116: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2019 und 2018

Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse)

Übernahmeland	Exporte 2019 in TWh	Exporte 2018 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	362,9	408,8	-45,9	-11,2
Niederlande	140,9	156,8	-15,9	-10,1
Schweiz	79,4	81,3	-1,9	-2,3
Österreich	48,2	47,5	0,7	1,5
Frankreich	46,7	102,4	-55,7	-54,4
Belgien	17,6	43,8	-26,2	-59,8
Polen	4,1	4,7	-0,6	-12,0
Luxemburg	1,2	2,9	-1,7	-57,9
Dänemark	0,1	1,0	-0,9	-90,4
Summe	701,1	849,1	-148,0	-17,4

Tabelle 117: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2019 und 2018

3. Marktraumumstellung



Die Gasversorgung wird auch weiterhin in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Insgesamt müssen knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen umgerüstet werden.

Die Umstellungskosten werden als Umlage auf alle Gaskunden verteilt. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug im Jahr 2019 0,3181 Euro/kWh/h/a. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2020 auf

0,5790 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2021 steigt die Umlage aufgrund der erhöhten Anzahl der umzustellenden Geräte auf 0,7291 Euro/kWh/h/a. Im Übrigen wirken sie sich nicht auf die individuellen Gasabrechnungen der Verbraucher aus. Wichtig ist, dass Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte nicht den Verbrauchern in Rechnung gestellt werden dürfen, sondern von den Netzbetreibern zu tragen sind und dann über die Umlage rückerstattet werden.

Die Umstellung läuft wie folgt ab: Vor der eigentlichen Umstellung kommen die Mitarbeiter des Netzbetreibers zum Kunden und führen eine Bestandsaufnahme aller Gasgeräte durch. Zum Umstellungstermin (etwa ein Jahr nach der Geräteerfassung) werden die Geräte durch fachkundige Monteure umgerüstet. Beispielsweise werden Brennerdüsen ausgetauscht oder neue Einstellungen vorgenommen. Eine geringe Zahl von Geräten kann technisch nicht angepasst werden, zum Beispiel, weil der Hersteller nicht mehr existiert. In diesen Fällen muss der Verbraucher das Gerät auf eigene Kosten austauschen. Informationen über Fördermöglichkeiten gibt es auf der Homepage der Bundesnetzagentur oder beim Netzbetreiber. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine stichprobenartige Überprüfung der Umstellungen.

Die Mitarbeiter des Netzbetreibers melden sich immer mit einem Terminvorschlag an. Sie kommen niemals unangekündigt und können sich entsprechend ausweisen.

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 in Russland sowie Norwegen gewonnen und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Da die Brennwerte stark variieren, müssen die Gase in separaten Leitungssystemen transportiert werden, damit jedes Heizgerät mit dem dazu passenden Erdgas versorgt werden kann. Auf Grund dessen ist eine Anpassung der Heizgeräte im Zuge der Marktraumumstellung für einen zukünftig sicheren Betrieb unabdingbar.

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. Nach aktuellem Stand sollen ab dem 1. Oktober 2029 keine signifikanten Mengen niederländisches Gases mehr nach Deutschland exportiert werden. Die daraus resultierende Knappheit der L-

Gas-Ressourcen bedeutet, dass L-Gas bis 2030 weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein wird. 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. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden.

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess.

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen.

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2019 bis 2024 im Bereich der RLM-Kunden 4.255 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 2.228.722 Umstellungen.

In der Zeit ab 2024 sind noch 2.081.238 SLP-Kunden und 4.067 RLM-Kunden anzupassen.

Gas: Umzustellende RLM-Kunden Anzahl

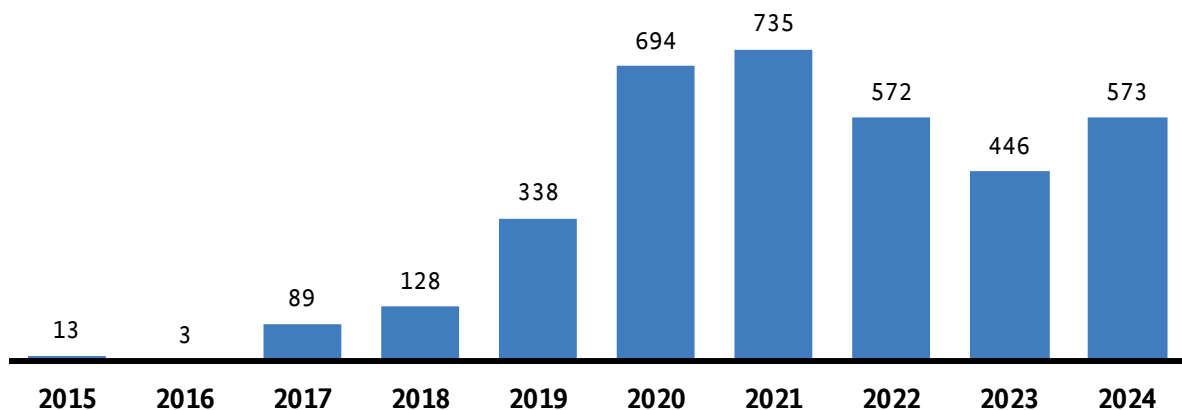


Abbildung 153: Umzustellende RLM-Kunden bis 2024

Gas: Umzustellende SLP-Kunden Anzahl

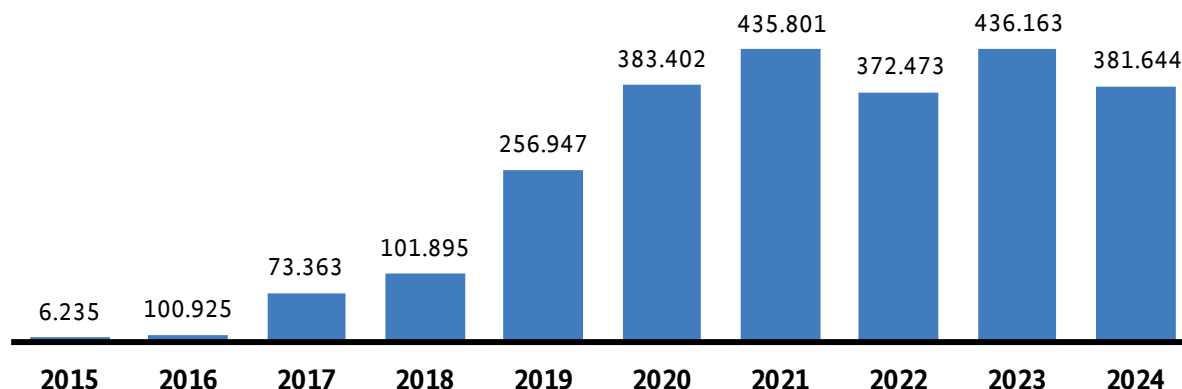


Abbildung 154: Umzustellende SLP-Kunden bis 2024

Wegen der großen Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt in drei Schritten: Zunächst erfolgt eine Geräteerhebung, bei der alle ans Netz angeschlossenen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird vom Projektmanagement die Anpassung der Geräte geplant. Im nächsten Schritt werden alle Geräte an die geänderte Gasqualität angepasst. Das geschieht in den meisten Fällen durch einen Austausch der Düsen in den Geräten. Im letzten Schritt werden zehn Prozent der Geräte im Rahmen einer Qualitätskontrolle nochmals überprüft. Noch vor wenigen Jahren gab es lediglich ein bis zwei Unternehmen, die derartige Dienstleistungen erbracht haben. Seit der Ankündigung der Marktraumumstellung entwickelt sich allerdings ein Markt mit zunehmendem Wettbewerb, an dem sich derzeit 41 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 40 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war auch 2019 weiterhin hoch.

Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen			Zuschläge		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Erhebungsarbeiten	7,1	7,3	7,3	3,8	2,6	3,3
Kontrolle Erhebungsarbeiten	5,2	4,5	4,0	1,2	1,0	1,0
Umstellung und Anpassung	7,0	7,4	7,3	3,7	2,6	3,3
Kontrolle Umstellung und Anpassung	5,2	4,6	4,5	1,5	1,0	1,0
Projektmanagement	4,2	4,4	3,8	1,1	1,0	1,0

Tabelle 118: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2016 bis 2019

Bei den in 2019 von insgesamt 30 Netzbetreibern erhobenen 485.371 Geräten handelte es sich um 226.318 Brennwertgeräte (46,6 Prozent) und 56.801 selbstadaptierende Geräte (11,7 Prozent). In 2018 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 43,8 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 7,8 Prozent. Angepasst

wurden im Berichtszeitraum 266.530 Geräte von SLP-Kunden und 527 RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 5.798 Geräte. Das entspricht einer Quote 2,2 Prozent, nachdem in 2018 1,7 Prozent der Geräte nicht anpassbar waren. Der in § 19a Abs. 3 EnWG etablierte Erstattungsanspruch von 100 Euro bei der Neuanschaffung eines Gerätes, das im Rahmen der Marktraumumstellung dann nicht mehr angepasst werden muss, wurde 1523-mal in Anspruch genommen (2018: 1210). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen 193 Kunden in Anspruch, eine deutliche Steigerung im Vorjahresvergleich (2018: 19 Inanspruchnahmen).

Auch die Marktraumumstellung blieb im Jahr 2020 nicht von den Auswirkungen der Corona-Pandemie verschont. Das jährliche Forum Marktraumumstellung, welches 2020 zum fünften Mal stattgefunden hätte, ist aus den bekannten Gründen des Infektionsschutzes ausgefallen. Auch die angedachte Verschiebung in den Herbst/Winter 2020 ist letztlich aus diesen Gründen nicht umgesetzt worden.

Vor allem hatte die Pandemie auch direkte Auswirkungen auf die einzelnen Schritte der Marktraumumstellung. So hatten die Mitarbeiter der Netzbetreiber bzw. der von diesen beauftragten Unternehmen anfangs Schwierigkeiten, Zutritt zu den Haushalten der angesichts der Situation verunsicherten Bürgerinnen und Bürger zu erhalten. Gleichzeitig haben einige Netzbetreiber aus ihrer gesellschaftlichen Verantwortung und der ihren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern gegenüber heraus beschlossen, zeitweise auf weitere Handlungen im Kontext der Marktraumumstellung zu verzichten. Diese Pause hat aber genauso wenig wie die Zutrittsverweigerungen durch Bürgerinnen und Bürger zu spürbaren Verzögerungen des Gesamtprozesses geführt. Im Gegenteil konnte durch die erhöhte Anwesenheit in den Haushalten (Stichwort Homeoffice) nach den ersten Schwierigkeiten eine bessere Erreichbarkeit der Bürgerinnen und Bürger verzeichnet werden. Mit der Unterstützung des DVGW, des BDEW und aller beteiligten Netzbetreiber hat die Bundesnetzagentur einen koordinierten Prozess etabliert, der am Ende dazu führte, dass 99 Prozent der geplanten Geräteanpassungen noch im Jahr 2020 durchgeführt werden konnten. Diese Zusammenarbeit zeigt die Bereitschaft der gesamten Branche, dieses für die Gaswirtschaft wichtigste Projekt der Gegenwart durch enge Zusammenarbeit zu einem Erfolg zu führen.

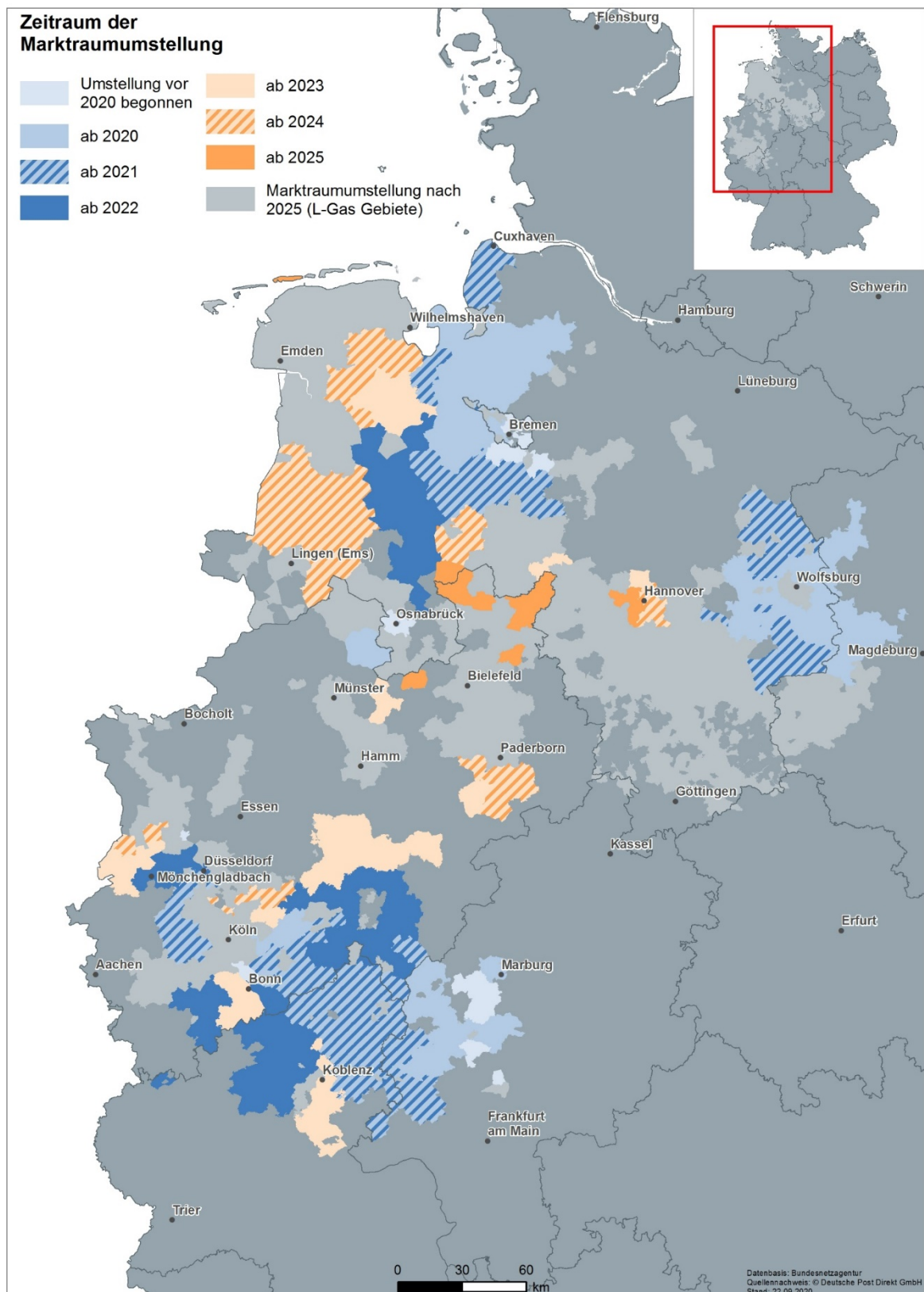


Abbildung 155: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet

Gemäß den Meldungen der beiden Marktgebietsverantwortlichen NetConnect Germany GmbH & Co. KG und GASPOOL Balancing Services GmbH sind seit Beginn der Erhebung der Marktraumumstellungsumlage im Jahr 2015 bis einschließlich 2021 (inklusive der Plankosten für das Jahr 2021) bisher insgesamt 729 Mio. Euro in die Umlage gemäß § 19a EnWG eingeflossen. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug 0,3181 Euro/kWh/h/a im Jahr 2019. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2020 auf 0,5790 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2021 steigt die Umlage aufgrund der weiter erhöhten Anzahl der umzustellenden Geräte auf 0,7291 Euro/kWh/h/a. Ein weiterer Grund für den Anstieg ist, dass bereits seit dem Jahr 2020 die Marktraumumstellungsumlage aufgrund der Festlegungen BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP nicht mehr an Kopplungspunkten zu anderen Marktgebieten und an Speicherpunkten erhoben wird. Insbesondere in den nächsten Jahren ist mit einem weiteren Anstieg der Marktraumumstellungsumlage aufgrund der steigenden Anzahl an umzustellenden Geräten zu rechnen.

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung hat 2015 mit kleinen Netzbetreibern begonnen und läuft seither planmäßig auch bei den großen Netzbetreibern wie Westnetz, EWE Netz und wesernetz Bremen. In den kommenden Jahren wird das Plateau mit rund 550.000 anzupassenden Geräten pro Jahr erreicht werden.

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Für den 31. Dezember 2019 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG folgende Kennzahlen:

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2019

	Vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	2,293	9.348,0	199
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,003	2,9	6
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,042	0,7	2
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,028	400,0	20
Gesamt	2,366	9.751,6	227

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Tabelle 119: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2019

Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2019 ca. 203 Millionen Euro. Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0208 Euro. Dieser Wert entspricht ungefähr dem mehrjährigen Mittel, die Kosten der Netzbetreiber korrelieren eng mit der eingespeisten Menge.

5. Gasspeicher

5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring 2020 nahmen 24 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 33 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2019 beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 275,27 TWh¹⁴⁴. Davon entfallen 135,63 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,54 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (252,14 TWh; 23,13 TWh für L-Gas).

Gas: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untertagegasspeicher zum 31. Dezember 2019
in TWh

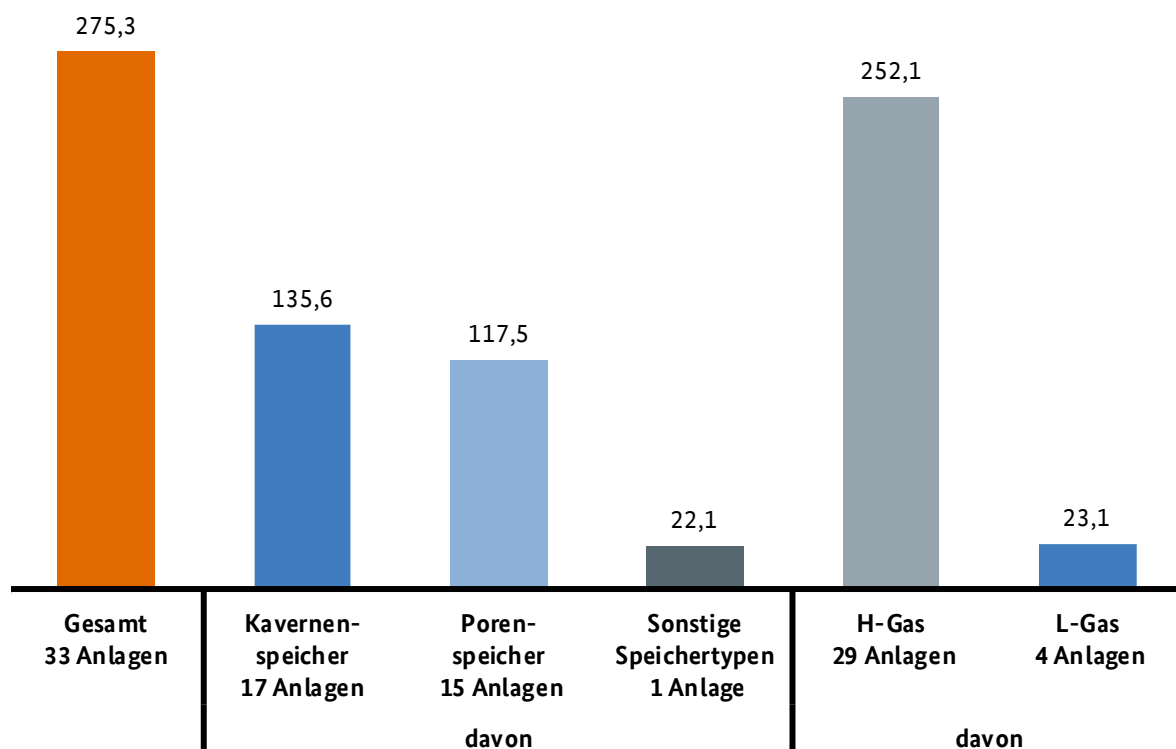


Abbildung 156: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2019

¹⁴⁴ In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

Gas: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland

Vergleich Vorjahre zum Speicherjahr 2020/21
in Prozent

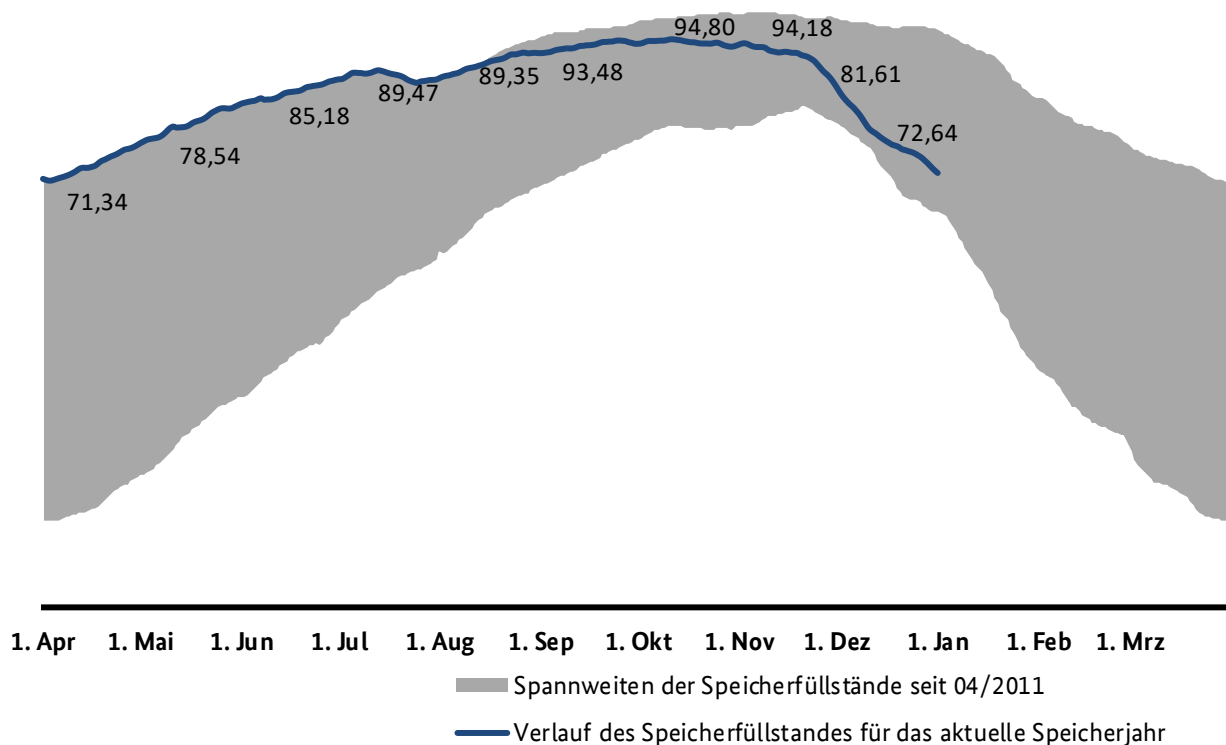


Abbildung 157: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. Januar 2021

Zum 1. Januar 2021 waren die Speicher insgesamt zu rund 73 Prozent gefüllt.

5.2 Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit

Gewinnungstätigkeit ist die Nutzung von Speichern durch Unternehmen, die in Deutschland Gas fördern. Im Jahr 2018 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit bei etwa 0,5 Prozent des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumens (AGV). Bezogen auf alle Untertagespeichieranlagen ergibt sich für das Jahr 2019 nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 273,86 TWh (2018: 278,62 TWh) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 154,30 GWh/h und eine Ausspeicherleistung von 292,12 GWh/h.

5.3 Nutzung der Untertagespeichieranlagen/ Kundenentwicklung

22 der 24 Speicherbetreiber beantworteten die Frage nach der Nutzung ihrer Speicher durch integrierte Unternehmen nach § 3 Nr. 38 EnWG. Die Spannweite der Angaben reicht von keiner Nutzung durch integrierte Unternehmen bis 100 Prozent Nutzung durch integrierte Unternehmen. Insgesamt sind rund 64 Prozent des Speichervolumens (rund 166,7 TWh) der 22 antwortenden Speicherbetreiber durch integrierte Unternehmen gebucht, bei mehr als der Hälfte der antwortenden Speicherbetreiber (13) liegt der Buchungsgrad durch integrierte Unternehmen bei über 75 Prozent (das entspricht einer Summe von 138,4 TWh).

Entsprechend den erfassten Daten von 24 Unternehmen hatten diese auch in 2019 im Mittel 5,3 Speicherkunden (2015: 6,1 Kunden; 2016: 5,8; 2017: 5,9; 2018: 5,3). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	8	8	7	9	8	10	11	9	10	11
2	2	2	3	3	4	2	2	2	4	2
3 - 9	7	6	7	7	5	4	6	6	4	6
10 - 15	2	1	2	2	3	3	1	3	4	3
16 - 20	1	1	1	2	1	1	2	3	2	1
> 20	0	1	1	1	2	2	2	0	0	1

Tabelle 120: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

5.4 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2019 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2015 bis 2019
in TWh

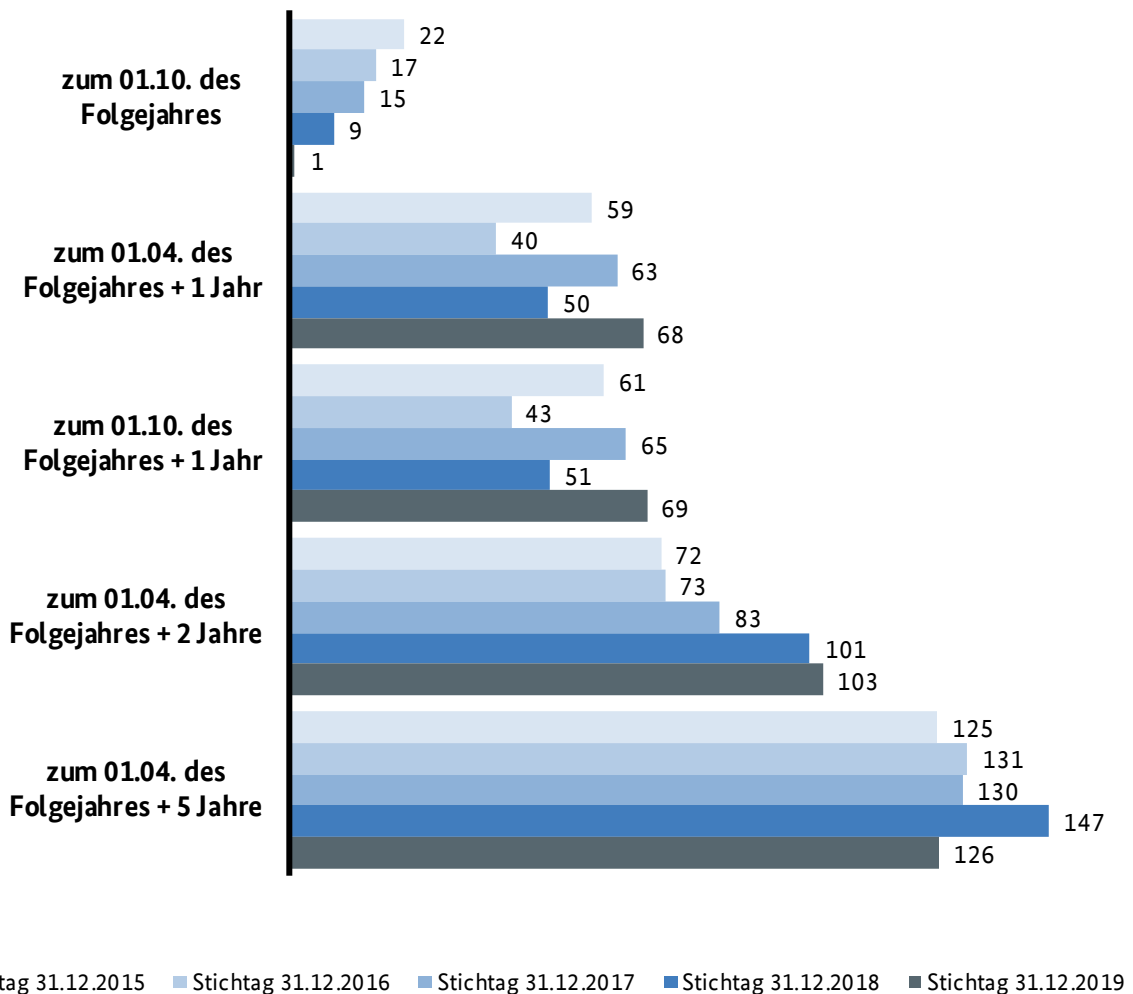


Abbildung 158: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2019) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen deutlich zurückgegangen, wohingegen die noch buchbaren Kapazitäten für 2021 angestiegen sind. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen im mittelfristigen Bereich erneut angestiegen, im langfristigen Bereich sank das verfügbare Arbeitsgasvolumen dagegen.

C Netze

1. Netzausbau

1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Über den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 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. Gesetzlich geregelt ist, dass der NEP Gas alle zwei Jahre in jedem geraden Kalenderjahr erstellt wird. Inhaltlich liegt der Fokus des NEP Gas 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. Mit dem NEP Gas 2020-2030 nutzten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) das Dokument erstmals als Transparenzplattform zur Darstellung von Leitungsvorhaben für den Transport von Wasserstoff. Auf Basis der aktuellen Rechtsgrundlage unterfallen jedoch reine Wasserstoffprojekte nicht der Regulierung und sind somit nicht Bestandteil des verbindlichen Teils des Netzentwicklungsplans.

Am 1. Juli 2020 legten die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2020-2030 vor. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2018-2028 durch die Modellierungsergebnisse des NEP Gas 2020-2030 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die FNB in der Betrachtung bis 2030 zusätzlich 54 Ausbaumaßnahmen zur Erweiterung des Erdgasnetzes mit einem Investitionsvolumen von 2,2 Mrd. Euro vor.

Netzausbauvorschlag Methangasmaßnahmen

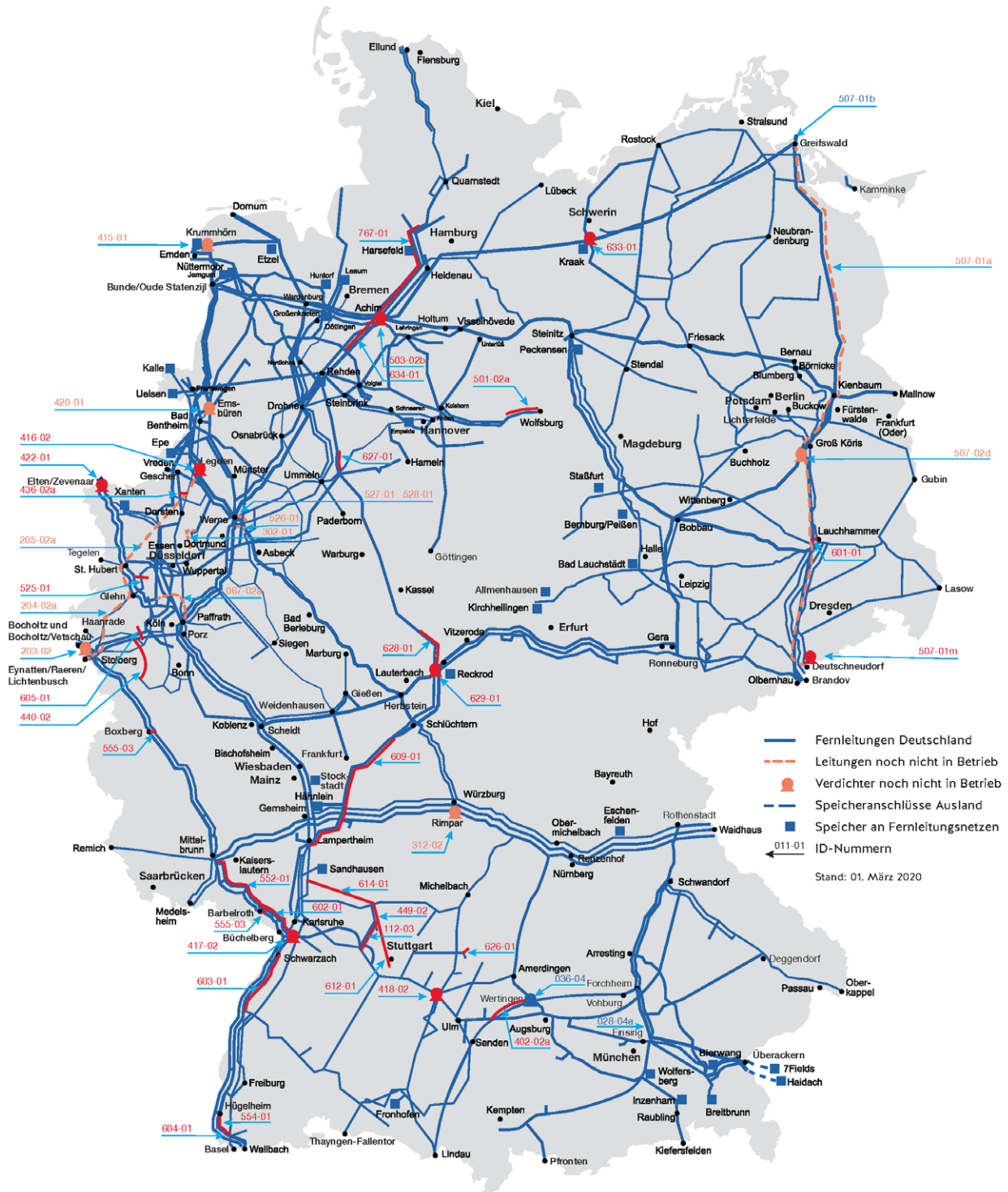


Abbildung 159: Ausbaumaßnahmen für das Erdgasnetz gemäß Ausbauvorschlag der FNB zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Quelle: FNB Gas e.V.)

Mit Ausbaumaßnahmen für den Zugang von drei an der deutschen Nordseeküste gelegenen Terminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) entsteht die Möglichkeit unmittelbar LNG-Mengen in das deutsche Fernleitungsnetz einzuspeisen. Die mit der Integration der LNG-Terminals ins Fernleitungsnetz verbundene

Möglichkeit, Gasimporte aus verschiedenen Bezugsquellen zu beziehen, trägt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei und kann einen Preisdruck auf klassische Importeure bewirken.

Des Weiteren dienen mehrere Netzausbaumaßnahmen des NEP Gas 2020-2030 u. a. der Erhöhung von Überspeisemengen ins Netz der terranets bw sowie dem Weitertransport zur Versorgung von Endkunden in Baden-Württemberg. Ein Anhalten der Entwicklung insbesondere durch Mehrbedarfe von Gaskraftwerken und nachgelagerten Verteilernetzbetreibern scheint absehbar.

Ein weiteres Thema des NEP Gas 2020-2030 ist die Zusammenlegung der derzeit getrennten Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL. Die Umsetzung dieser in § 21 GasNZV verankerten Vorgabe ist für den 1. Oktober 2021 geplant. Die Marktgebietszusammenlegung hat Auswirkungen auf den Umfang der Kapazitäten in Art und Höhe, die in einem deutschlandweiten Marktgebiet über die bestehende physische Netzinfrastruktur dargestellt und abgesichert werden kann. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Austauschleistung zwischen den aktuell bestehenden Marktgebieten stellen Marktgebietsübergangspunkte Transportengpässe im gemeinsamen Marktgebiet dar, für deren Beseitigung die FNB u. a. den Einsatz netz- und marktbasierter Instrumente (MBI) vorsehen. Das Entwurfsdokument zum NEP Gas 2020-2030 enthält daher erstmals eine Kostenabwägung zwischen dem Einsatz von MBI und Netzausbaumaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen. Die prognostizierte Kostenentwicklung für den Einsatz von MBI steigt im Mittelwertszenario von 0,6 Mio. Euro im GWJ 2021/2022 auf 5,8 Mio. Euro im GWJ 2025/2026. Da sich mit Kosten in vergleichbarer Größenordnung kein nennenswerter physischer Netzausbau realisieren lässt, schlagen die FNB im NEP Gas 2020-2030 keine weiteren Maßnahmen zur Absenkung der MBI-Kosten vor.

Der gesamte von den FNB vorgeschlagene Ausbau für das Erdgastransportsystem enthält einen Ausbau von Ferngasleitungen mit einer Länge von ca. 1.594 km und den Ausbau von Verdichterstationen mit ca. 405 MW Leistung. Gegenüber dem vorherigen Ausbauvorschlag im NEP Gas 2018-2028 stiegen die gesamten Investitionskosten in die Erdgasinfrastruktur leicht von 7,0 Mrd. Euro auf 7,8 Mrd. Euro an.

Daneben betrachten die FNB erstmalig im NEP-Prozess auch Wasserstoff und synthetisches Methan (SNG) als sogenannte „Grüne Gase“. Im Rahmen einer Marktabfrage hatten Unternehmen und Projektverantwortliche 31 Grüngas-Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten gemeldet. Um die Einspeisungen (Quellen) und Entnahmen (Senken) von Wasserstoff in ein potentiell Wasserstoffnetz zu gewährleisten wurde geprüft, ob zum Anfragezeitpunkt, gegebenenfalls auch unter Einbeziehung kleinerer Ausbaumaßnahmen, Erdgasleitungen aus dem Fernleitungsnetz herausgelöst werden können oder der Neubau von Wasserstoffleitungen erforderlich wird. Mit 24 Maßnahmen zur Umstellung von derzeit für den Transport von Erdgas verwendeten Leitungssystemen, 9 kleineren Maßnahmen im Erdgassystem zur Ermöglichung der Umwidmung größerer Transportleitungen und 14 Maßnahmen zum Neubau von Wasserstoffleitungen konnten 22 Grüngas-Projekte zu einem Wasserstoffnetz verbunden werden. Für 9 Projekte hat die Modellierung ergeben, dass aufgrund von fehlendem Umwidmungspotential und der großen Entfernung zum übrigen Wasserstoffnetz keine wirtschaftliche Einbindung möglich war. Davon konnte für 5 Maßnahmen unter Berücksichtigung von strömungsmechanischen Verhältnissen und der maximal tolerierten Wasserstoffkonzentration von 2 Prozent eine mögliche Beimischung identifiziert werden. Für die übrigen Projekte ohne Anbindung an das Wasserstoffnetz ist vor Einspeisung in das Erdgasnetz eine Methanisierung des grünen Wasserstoffs notwendig. In der Folge konnte für ein Projekt bis zum Betrachtungsjahr 2030 keine Anbindungsmöglichkeit gefunden werden.

Grüngasvariante 2030

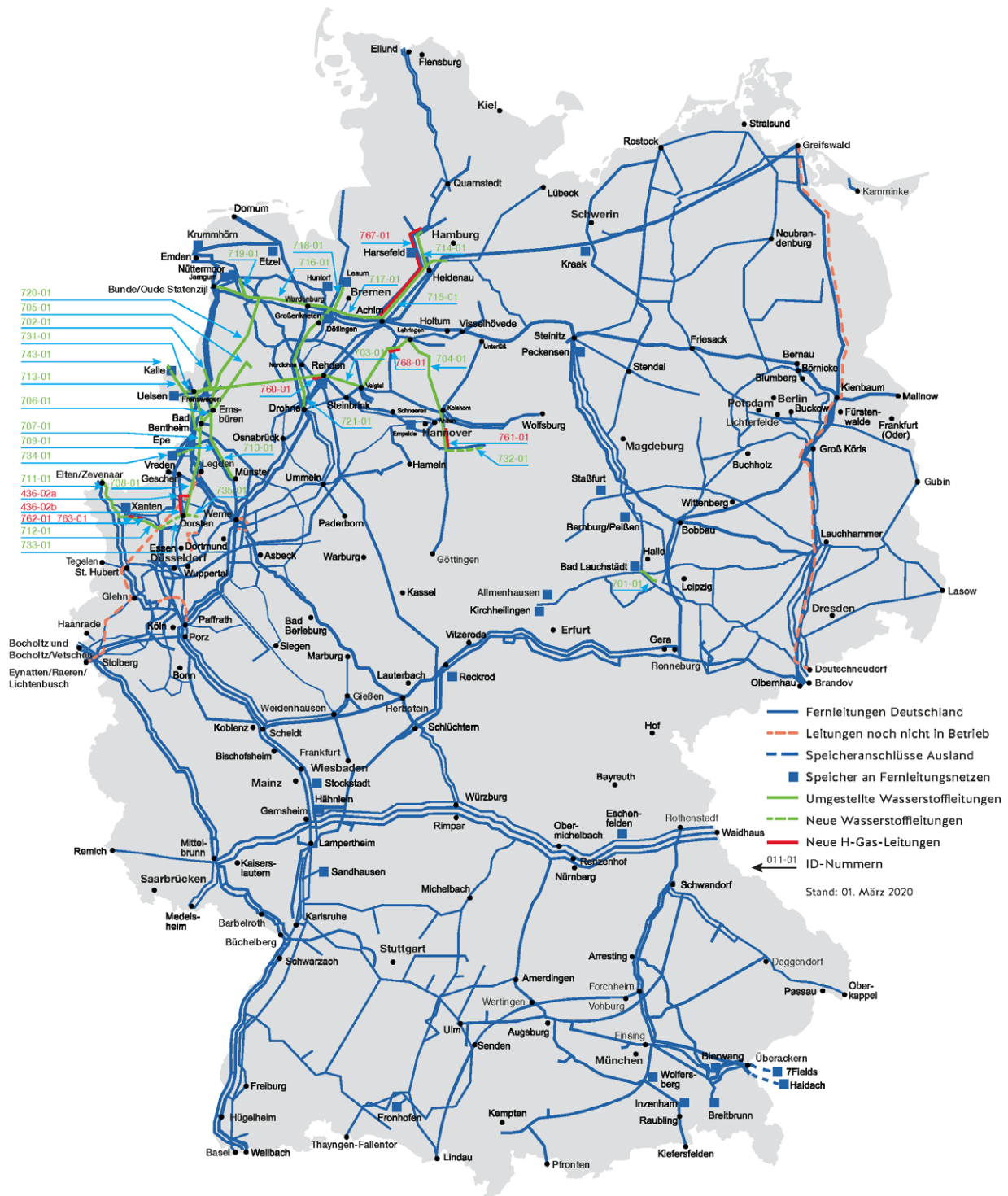


Abbildung 160: Ausbaumaßnahmen für ein potentielles Wasserstoffnetz gemäß Ausbauvorschlag der FNB zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Quelle: FNB Gas e.V.)

Die FNB schlagen unter Vorbehalt von Änderungen an gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen neben den Maßnahmen in die Erdgasinfrastruktur 47 weitere Maßnahmen für den Aufbau eines Wasserstoff-Transportsystems im NEP Gas 2020-2030 vor. Dieses umfasst im Ausbauvorschlag eine Leitungslänge von

1.294 km, wovon sich 151 km durch Neubau und 1.142 km durch Umwidmung bestehender Erdgasleitungen realisieren lassen. Das Netzkonzept für den Wasserstofftransport bedarf zunächst keiner Verdichterstationen für eine Zwischenverdichtung auf dem Transportweg. Das Investitionsvolumen für den Aufbau des Wasserstoffnetzes beläuft sich damit bis zum Jahr 2030 auf 0,7 Mrd. Euro.

Aufgrund der großen Rolle, die Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierung zugeschrieben wird, werden derzeit nicht nur Fragen der Infrastrukturplanung intensiv diskutiert, sondern auch Fragen zur Regulierung und Finanzierung. Die Bundesnetzagentur hat mit der Veröffentlichung ihrer Bestandsaufnahme zur Regulierung von Wasserstoffnetzen und der damit einhergehenden Marktkonsultation einen wichtigen Beitrag dazu geleistet. Diese Diskussionen und die Auswertung der Konsultation fließen bereits in die Ausarbeitung eines Rechtsrahmens für die Hochlaufphase einer Wasserstoffwirtschaft ein. Für die Infrastrukturplanung sind Übergangsregelungen denkbar, in denen der NEP Gas weiterhin zur Schaffung von Transparenz genutzt wird, bis eine Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff etabliert ist.

1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten

Am 16. März 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Gasfernleitungsnetzen (NC CAM) in Kraft getreten.

Die Verordnung beinhaltet Regelungen für ein Verfahren zur marktbasierten Ermittlung des Bedarfs und zur Schaffung von neuen Gaskapazitäten an Grenzübergangspunkten (sog. Incremental-Verfahren). Die Ergebnisse des Verfahrens dienen den Fernleitungsnetzbetreibern als gesicherte Grundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs.

Das Incremental-Verfahren, das von allen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb der EU alle zwei Jahre, beginnend ab April 2017, durchzuführen ist, lässt sich in drei Prozessphasen aufgliedern: eine sog. Nachfrageanalyse und – wenn eine Nachfrage nach neu zu schaffenden Kapazitäten an Grenzübergangspunkten festgestellt wird – eine strukturierte Planungs- und schließlich eine Buchungs- und Realisierungsphase.

Incremental Verfahren 2019 bis 2021

a) Nachfrageanalyse

Das Verfahren zur Analyse der Marktnachfrage durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde im Oktober 2019 beendet. Hierzu wurden alle eingegangenen Nachfragen nach zusätzlicher Gastransportkapazität an den Marktgebietsgrenzen zu Deutschland (Trading Hub Europe – THE) von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewertet. Im Ergebnis wurden Bedarfe an neu zu schaffender und/oder aufzuwertender Gaskapazität an sechs Marktraumgrenzen nach/von Deutschland (Dänemark-THE, Marktgebietsgrenze Russische Föderation-THE, Polen (Mallnow)-THE, Polen (GCP)-THE, THE-Niederlande und Deutschland-Schweiz) angemeldet.

b) Planungsphase

Für diese festgestellten Nachfragen sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Veröffentlichung der Berichte zu den Marktnachfrageanalysen in die Planungsphase der Projekte eingetreten. In dieser führten sie bis August 2020 technische Studien zu Projekten für neu zu schaffende Kapazitäten an Grenzübergangspunkten durch, d. h. sie ermittelten, welcher Ausbau an Leitungen und Verdichtern notwendig ist, um die angemeldeten

Bedarfe nach neu zu schaffender Kapazität decken zu können. In Vorbereitung der konkreten Projektvorschläge, führten die betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber im August und September 2020 zudem eine Konsultation ihrer Ergebnisse durch.

Den Abschluss dieser zweiten Phase bildet die Erstellung der Projektvorschläge und die Festlegung der Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest für die erwähnten Projekte für neu zu schaffende Kapazität. Diese werden von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden zur abgestimmten Genehmigung vorgelegt.

Die Vorlage der Projektvorschläge wurde für Herbst 2020 erwartet. Insbesondere vor dem Hintergrund der sog. Marktgebietszusammenlegung und veränderter Rahmenbedingungen sowie auch aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit der einzelnen Projekte im Falle ihrer Realisierung, ist die Ausgestaltung und Prüfung der Projekte im Incremental Capacity-Zyklus 2019-2021 besonders anspruchsvoll. Die anschließende und zwischen den angrenzenden Regulierungsbehörden abgestimmte Genehmigung der einzelnen Projekte erfolgt planmäßig spätestens bis zum April 2021.

c) Buchungsphase und Markttest

Nach der erfolgten Genehmigung werden die neuen Gastransportkapazitäten den Marktteilnehmern zur verbindlichen Buchung zusammen mit gegebenenfalls vorhandenen Bestandskapazitäten angeboten.

Die Kapazitätszuweisung für zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten erfolgt in der Regel im Wege von Auktionsverfahren. Wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung bestanden wird – also ausreichend verbindliche Kapazitäten gebucht werden, um den vorgegebenen Anteil an Investitionskosten abzudecken – sind die Gastransportkapazitäten von den betroffenen FNB zu schaffen. Das Projekt wird dann im vom Markt bestätigten Umfang in den Netzentwicklungsplan aufgenommen.

Die Bundesnetzagentur begleitet diese Verfahren seit Anfang des Jahres 2017 aktiv. Die Bundesnetzagentur hat zur Erhöhung der Transparenz ein Kalkulationstool zur Wirtschaftlichkeitsprüfung nach Art 22 NC CAM entwickelt, welches Netznutzern und Fernleitungsnetzbetreibern auf der Internetseite der Bundesnetzagentur auf Deutsch und Englisch zum Download zur Verfügung steht.

Diese und weitere Unterlagen und Links zu den laufenden und abgeschlossenen Verfahren nach Incremental Capacity sind auf der Seite der Bundesnetzagentur zu finden.

2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2019 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2019 neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Aufwendungen bestehen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, 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. 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 ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden.

2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2019 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 1,33 Mrd. Euro (2018: 1,45 Mrd. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 1,08 Mrd. Euro (2018: 1,30 Mrd. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 249 Mio. Euro (2018: 156 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

Bei der Verteilung der Investitionsausgaben auf die beiden deutschen Marktgebiete bestätigt sich die Verschiebung hin zu GASPOOL. Noch 2017 stellte sich die Verteilung in ähnlicher Größenordnung dar, nur mit umgekehrter Zuordnung auf die Marktgebiete. Von den gesamten Investitionen im Jahr 2019 entfiel mit 66 Prozent der deutlich größere Anteil auf die Fernleitungsnetze des Marktgebiets GASPOOL, 34 Prozent waren denen des Marktgebiets NCG zuzurechnen (2018: 62 Prozent GASPOOL, 38 Prozent NCG). Für das Jahr 2020 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,06 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Rückgang von 21 Prozent gegenüber 2019. Die vergleichsweise hohen Schwankungen der Investitionsausgaben in die Netzinfrastruktur und ihre Aufteilung auf die beiden Marktgebiete sind bedingt durch kapitalintensive Investitionen in einzelne Großprojekte.

Die Aufwendungen in Wartung, Instandhaltung sowie Ausbau der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2019 über alle FNB 322 Mio. Euro (2018: 313 Mio. Euro), wobei sich die Aufwendungen auf die beiden Marktgebiete in 2019 und planerisch für 2020 paritätisch verteilen.

Insgesamt ergab sich 2019 über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 1,65 Mrd. Euro (2018: 1,76 Mrd. Euro). In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2013 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2019 abgebildet.

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber**
in Mio. Euro

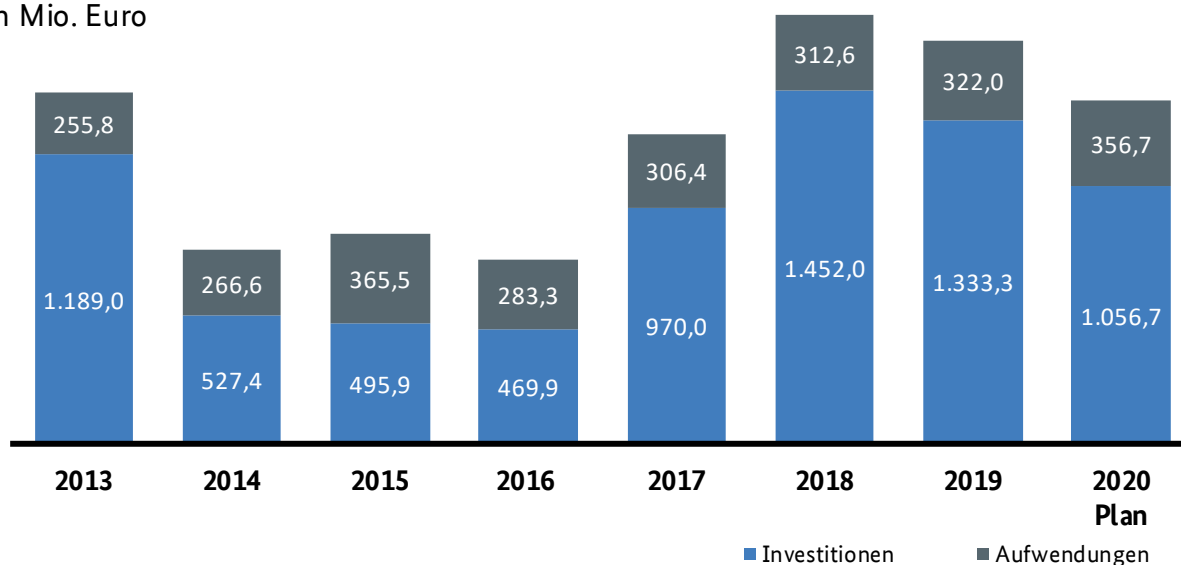


Abbildung 161: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2020 haben 600 VNB Gas für das Jahr 2019 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.488 Mio. Euro (2018: 1.272 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (940 Mio. Euro (2018: 798 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (549 Mio. Euro (2018: 475 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2020 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.527 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2019 1.152 Mio. Euro (2018: 1.078 Mio. Euro). Für das Jahr 2020 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.289 Mio. Euro gerechnet.

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

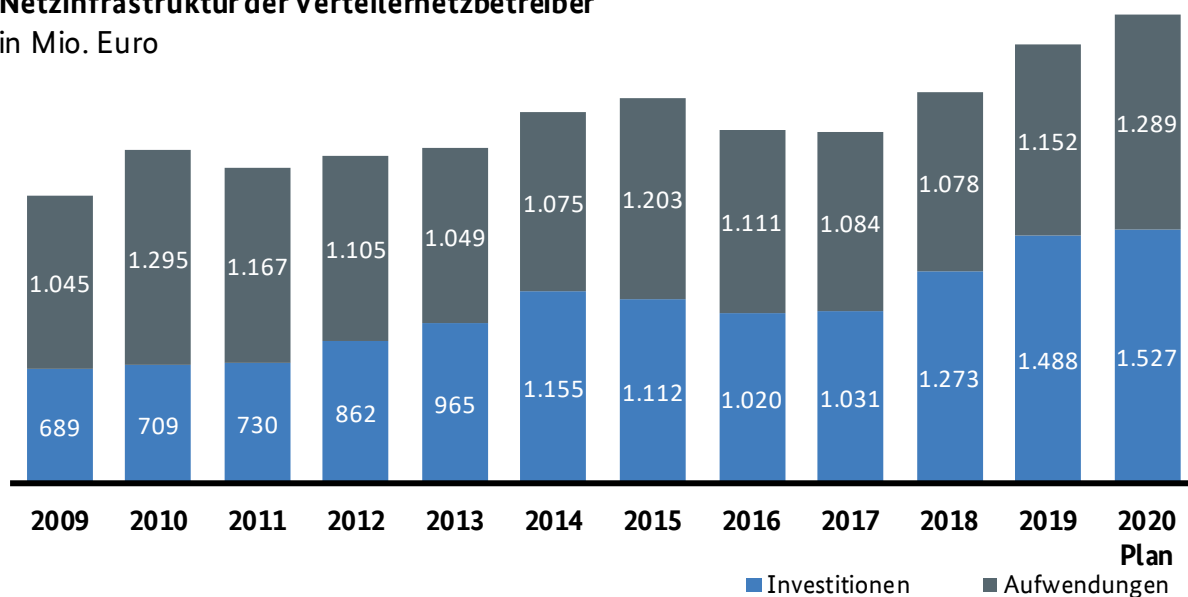


Abbildung 162: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlaktionen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten abhängig. 153 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. 59 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als fünf Millionen Euro.¹⁴⁵

Für 134 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. 57 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als fünf Millionen Euro auf.¹⁴⁶

¹⁴⁵ Dieser Auswertung liegen Angaben von 574 VNB Gas zu Grunde.

¹⁴⁶ Dieser Auswertung liegen Angaben von 600 VNB Gas zu Grunde.

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2019

Anzahl und Verteilung

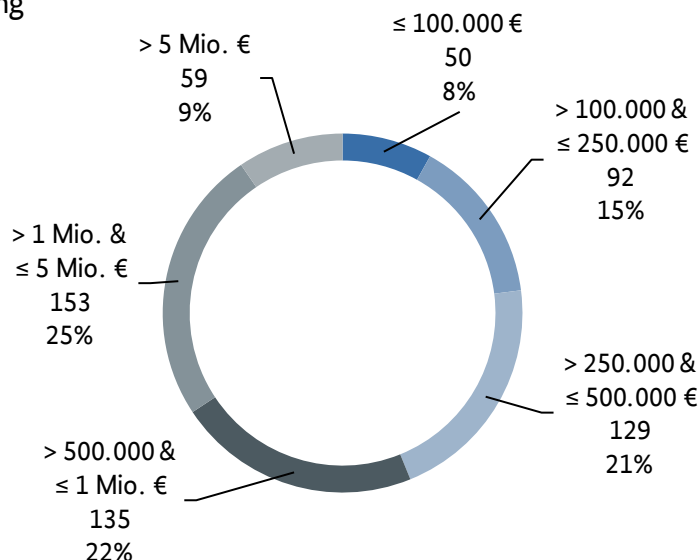


Abbildung 163: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2019

Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2019

Anzahl und Verteilung

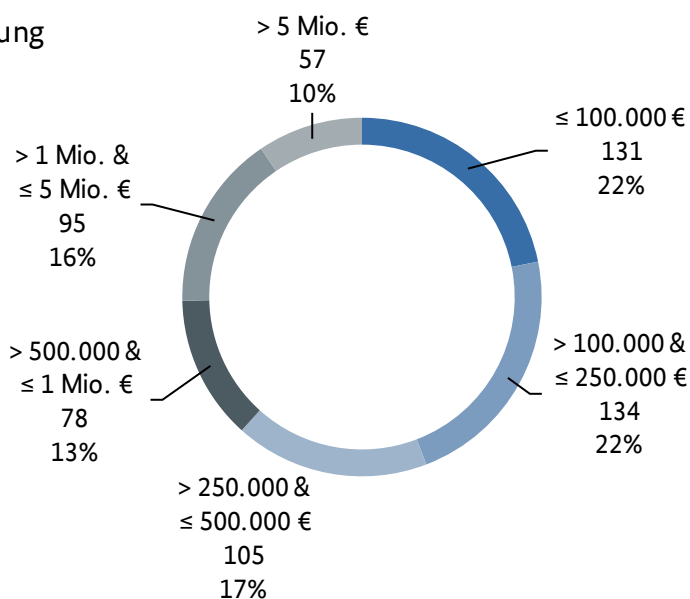


Abbildung 164: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2019

2.3 Investitionen und Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Nach erteilter Genehmigung kann der FNB seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar

im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Ebenso erteilt die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des § 10a ARegV in Antragsverfahren Genehmigungen für nach dem Basisjahr in betriebsnotwendige Anlagegüter getätigte Investitionen. VNB können nach erteilter Genehmigung ihre Erlösobergrenze anpassen und somit die mit den Investitionen verbundenen Kapitalkosten ebenfalls im Jahr der Kostenentstehung refinanzieren. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB

Zum 31. März 2020 sind 38 Neuanträge von FNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von rund 2,3 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2019 hat sich die Anzahl der von den FNB gestellten Anträge mehr als verdoppelt wie auch das beantragte Volumen. Die gestiegene Anzahl gestellter Anträge ist ein Resultat des Zweijahresrhythmus des Netzentwicklungsplans Gas, da die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Anträge nach §23 ARegV in der Regel mit der Einbringung in den Netzentwicklungsplan stellen.

2.4 Verzinshöhen des Kapitalstocks

Investitionen in Strom- und Gasnetze sind äußerst kapitalintensiv. Der gebildete Kapitalstock bildet die entscheidende Bemessungsgrundlage, auf dem der unternehmerische Gewinn, die Eigenkapitalverzinsung und die eventuell durch Eigenkapitalsubstitution notwendige Fremdkapitalverzinsung und schließlich die sogenannte kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet werden. Zusammen mit den kalkulatorischen Abschreibungen bilden diese Größen die sogenannten regulatorisch gewährten Kapitalkosten.

2.4.1 Eigenkapitalzinssatz

Die Bemessungsgrundlage der Kapitalkosten ist im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens (englisch regulatory asset base oder RAB) bzw. ihre noch abschreibbaren Restwerte geprägt. Für die Eigenkapitalkosten ist auf diese das betriebsnotwendige Umlaufvermögen hinzuzurechnen und das Fremdkapital abzuziehen. Die Eigenkapitalverzinsungshöhe wird auf Grundlage eines risikolosen Basiszinssatzes, ergänzt um einen Risikozuschlag, bestimmt. Danach ist die risikobehaftete Wertpapierrendite im Marktgleichgewicht erwartbar aus der Summe von risikolosem Zinssatz und Risikoprämie (Capital asset pricing model (CAPM)). Der Risikozuschlag ist dabei das Produkt aus dem Marktpreis für das Risiko (Marktrisikoprämie) und dem nicht durch Diversifizierung zu beseitigenden Risikoverhältnis gegenüber dem Gesamtmarkt (Betafaktor).

Die Eigenkapitalverzinsungshöhe ist eine entscheidende Kennzahl in regulierten Märkten. Die erste unten aufgeführte Abbildung zeigt die verordnungsseitig oder durch tatsächliche Festlegungen zugestandenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen.

Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

Zinssatz in Prozent

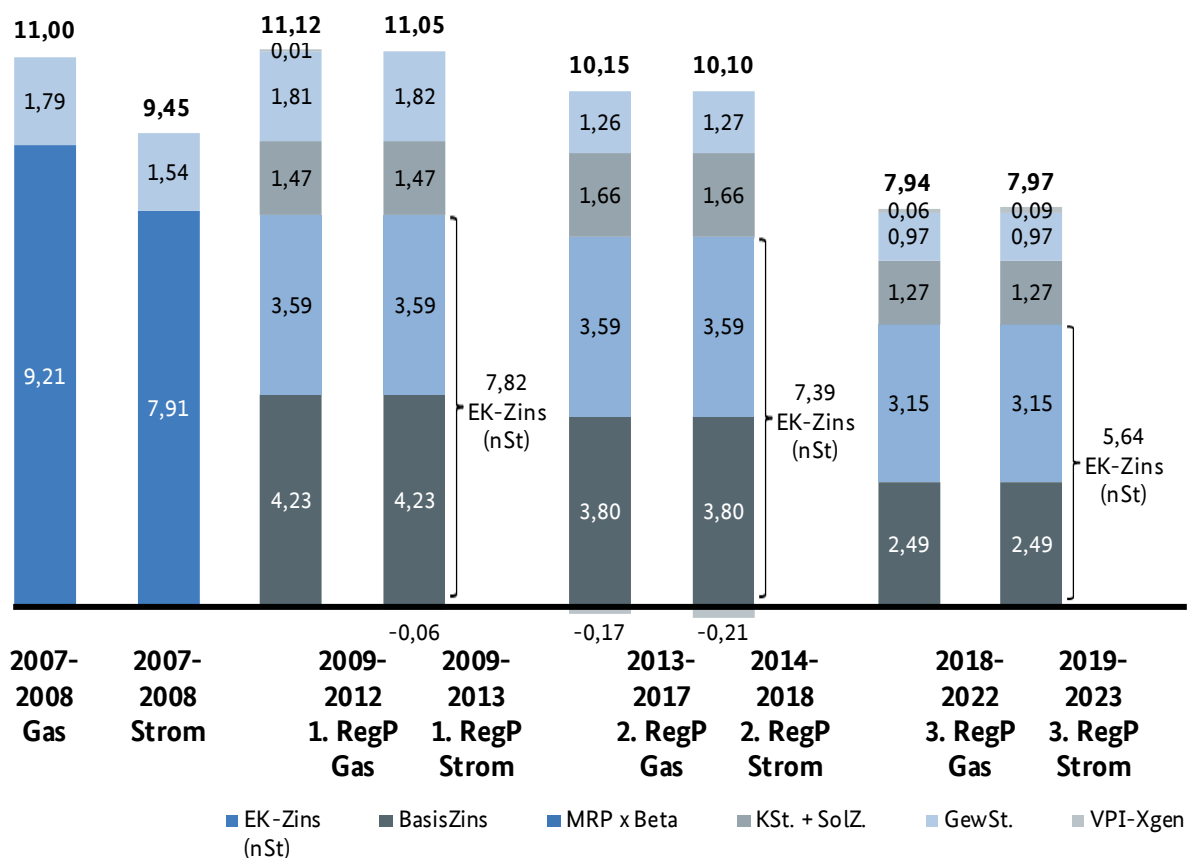


Abbildung 165: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen

2.4.2 Eigenkapitalzinssatz II

Der Eigenkapitalzinssatz kann durch Einsatz von Fremdkapital substituiert werden. Eine vollständige Substitution durch Fremdkapitalaufnahme ist allerdings praktisch nicht möglich, da kein Fremdkapitalgeber bereit sein dürfte ohne jegliche Haftungsmasse Fremdkapital bereitzustellen. Je höher der Eigenkapitaleinsatz desto niedriger dürfte tendenziell die Fremdkapitalzinssatzforderung ausfallen. Ab einem Eigenkapitaleinsatz von mehr als 40 Prozent gilt verordnungsseitig allerdings die These, dass sich ein Eigenkapitaleinsatz mangels fehlender senkender Fremdkapitalzinssatzwirkung nicht mehr lohnt. Das die Eigenkapitalquote von 40 Prozent übersteigende Eigenkapital ist ineffizient eingesetzt. Daher wird das darüberhinausgehende, in der Kapitalstruktur vorhandene Eigenkapital, mit dem nach § 7 Abs. 7 Strom- bzw. GasNEV bestimmten Zinssatz (Mittelwertbildung über 10 Jahre) verzinst (EK-II-Zinssatz). In der nachfolgenden Abbildung werden einerseits die tatsächlich bei der Kostenprüfung verwendeten EKII-Zinssätze und andererseits die jährlichen Ergebnisse nach StromNEV/GasNEV (10-Jahresdurchschnitt) sowie die jährliche Entwicklung der zugrundeliegenden Reihen gezeigt.

Entwicklung der EKII-Verzinsung

Zinssatz in Prozent

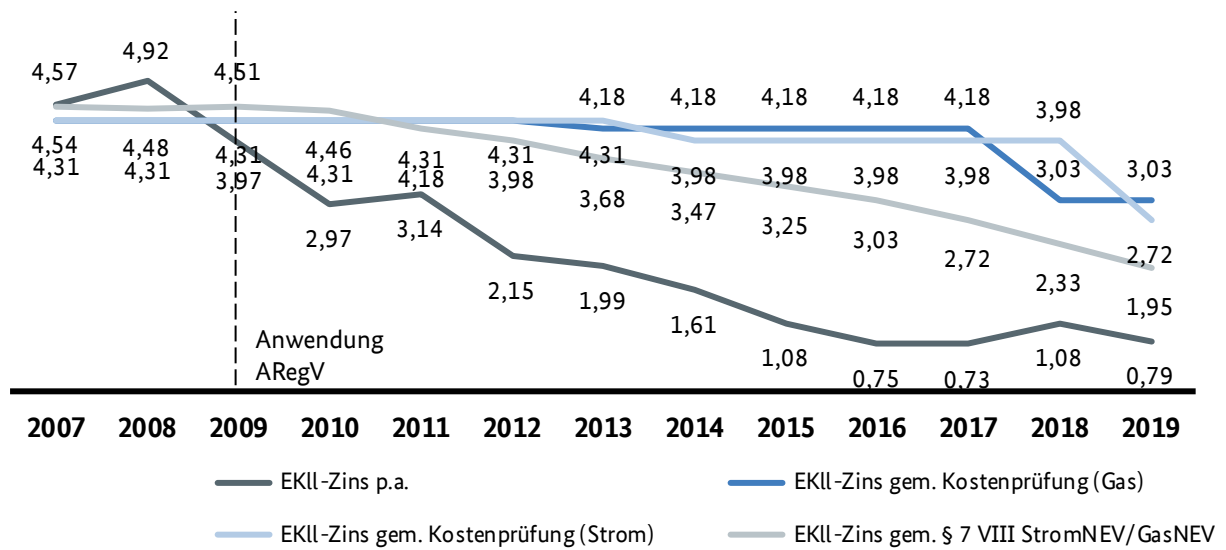


Abbildung 166: Entwicklung der EKII-Verzinsung

2.4.3 Fremdkapitalzinssatz

Fremdkapitalaufnahmen werden in den unterschiedlichen Regulierungsbereichen grundsätzlich in Höhe der tatsächlichen Finanzierungskondition anerkannt, es sei denn marktübliche Zinshöhen werden überschritten. Die Einzelfallprüfung wird jedoch, je nach Regulierungsform, durch eine andere Aufgriffsgrenze definiert. Die für die Strom- und Gasnetze so grundsätzlich berücksichtigungsfähige Fremdkapitalzinshöhe ist der nachfolgenden Abbildung, getrennt nach normalem Anreizregulierungsregime (Budgetprinzip) und Investitionsmaßnahmenregime, dargestellt. Ab der 3. Regulierungsperiode findet zudem der Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern Anwendung. Der Fremdkapitalzins berechnet sich hier analog zur Fremdkapitalaufnahme über das normale Anreizregulierungsregime. Im Gasbereich wurden demnach 3,03 Prozent und im Strombereich 2,72 Prozent für die 3. Regulierungsperiode festgelegt.

Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-Xgen)

Zinssatz in Prozent

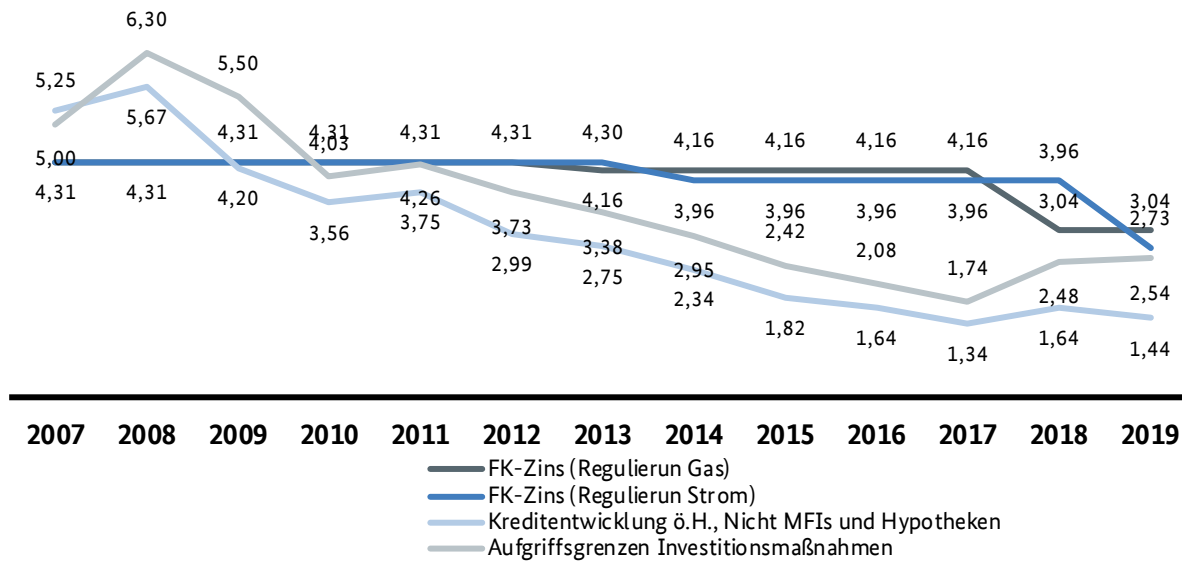


Abbildung 167: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-XGen)

2.5 Kapitalkostenaufschlag

Mit Beginn der dritten Regulierungsperiode (zum 1. Januar 2018) wurde für die Gasverteilernetze das neu eingeführte Instrument des Kapitalkostenaufschlags (§ 10a ARegV) von der Bundesnetzagentur umgesetzt. Hierbei können die Verteilnetzbetreiber für neue, bislang nicht berücksichtigte Investitionen jährlich einen Aufschlag auf die von der Bundesnetzagentur genehmigte Erlösobergrenze beantragen. Dabei besteht die Möglichkeit bereits getätigte sowie geplante Investitionen zu berücksichtigen.

Der Kapitalkostenaufschlag beinhaltet die jährlichen kalkulatorischen Kapitalkosten in Form von Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer und fließt in der Erlösobergrenze des Netzbetreibers ein.

Die Beschlusskammer 9 hat in der zweiten Jahreshälfte 2019 für die in ihre Zuständigkeit fallenden Gasnetzbetreiber 128 Anträge auf Kapitalkostenaufschlag für das Jahr 2020 beschieden. Es wurden insgesamt knapp 311 Mio. Euro als Kapitalkostenaufschlag genehmigt.

Für das Jahr 2021 sind bereits 128 Anträge zum Stichtag 30. Juni 2020 auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags eingegangen. Hierbei wurden von den Netzbetreibern ca. 403 Mio. Euro Kapitalkostenaufschlag beantragt. Die Genehmigung der einzelnen Anträge erfolgt innerhalb der darauffolgenden Monate und damit im Sinne des ARegV-Instruments, die Erlösobergrenze an aktuelle Änderungen anzupassen.

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Wie in den Vorjahren wurden auch für das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 Fragen zur Vermarktung von Transportkapazitäten gestellt und von den Fernleitungsnetzbetreibern beantwortet. Bei den angebotenen Transportkapazitäten handelt es sich um das Recht, in das Gasnetz ein- und ausspeisen zu dürfen. Die unter Nutzung dieses Rechts zu transportierende Gasmenge wird durch den Transportkunden durch die sogenannte Nominierung angemeldet. In diesem Kapitel wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Das darauffolgende Kapitel differenziert nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukte. Die Fragen richteten sich insbesondere nach dem mittleren Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an buchbaren Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern.

Die im Rahmen der internen Bestellung mit nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarten Vorhalteleistungen sind in dieser Abfrage nicht inkludiert, da die Netzkopplungspunkte zu Verteilernetzen nicht direkt an Transportkunden vermarktet werden (näheres zur internen Bestellung siehe Kapitel II.C.3.5).

Im Betrachtungszeitraum wurden an verschiedenen Grenzen zu benachbarten Marktgebieten virtuelle Kopplungspunkte eingerichtet. Die rechtliche Grundlage hierzu findet sich in Art. 19 Nr. 9 der Europäischen Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Hiernach waren ab dem 1. Januar 2018 in dem Fall, dass zwei oder mehr Kopplungspunkte dieselben zwei benachbarten Marktgebiete verbinden, die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die an diesen Kopplungspunkten verfügbaren Kapazitäten an einem virtuellen Kopplungspunkt („Virtual Interconnection Point“, nachfolgend: „VIP“) anzubieten. Ziel dieser VIPs ist die Erleichterung der wirtschaftlichen und effizienten Netznutzung. Die Vermarktung von Kapazitäten an diesen Punkten ändert sich dahingehend, dass die Kapazitäten an einem VIP durch den so genannten VIP-Fernleitungsnetzbetreiber angeboten werden. Zum Zeitpunkt der VIP-Implementierung nicht kontrahierte Kapazitäten gingen also von den vormals einzeln buchbaren physischen Kopplungspunkten verschiedener Fernleitungsnetzbetreiber auf den VIP über. Hierdurch ergeben sich gegenüber den vorherigen Betrachtungszeiträumen zwar Verschiebungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich ihres Kapazitätsangebots, auf die hier auf Marktgebietsebene aggregierten Zahlen sollte die VIP-Implementierung jedoch keinen nennenswerten Einfluss haben. Lediglich in dem Fall, in dem die VIP-Bildung selber zu einer Erhöhung des Kapazitätsangebotes führt, würde sich aus diesem Umstand eine Veränderung zum Vorjahreszeitraum ergeben. Eine Verringerung der Kapazitäten aus einer VIP-Bildung resultierend ist durch den Netzkodex ausgeschlossen. In diesem Fall wäre eine der Bedingungen für die VIP-Bildung nicht erfüllt.

Die in Summe angebotene feste Einspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 517 GWh/h in 2019. Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen Anstieg von 12,8 GWh/h. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) macht mit einem Wert von 148 GWh/h rund 28,6 Prozent der gesamten im Marktgebiet GASPOOL angebotenen Einspeisekapazität aus und stieg somit um 1,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Marktgebiet NCG liegt der FZK-Anteil am Gesamtangebot mit 97,1 GWh/h bei 18,7 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr sank das Angebot dieses Produktes, das dem Transportkunden die uneingeschränkte Zuordenbarkeit seiner Einspeisekapazität sichert, im Marktgebiet NCG somit um 2,8 Prozent. Insgesamt

macht die im Marktgebiet NCG angebotene Einspeisekapazität rund 45,5 Prozent der Summe über beide Marktgebiete aus. Der restliche und damit mehrheitliche Anteil in Höhe von 54,5 Prozent entfällt auf das Marktgebiet GASPOOL.

Gas: Angebot von Einspeisekapazitäten im GWJ 2018/2019

in GWh/h

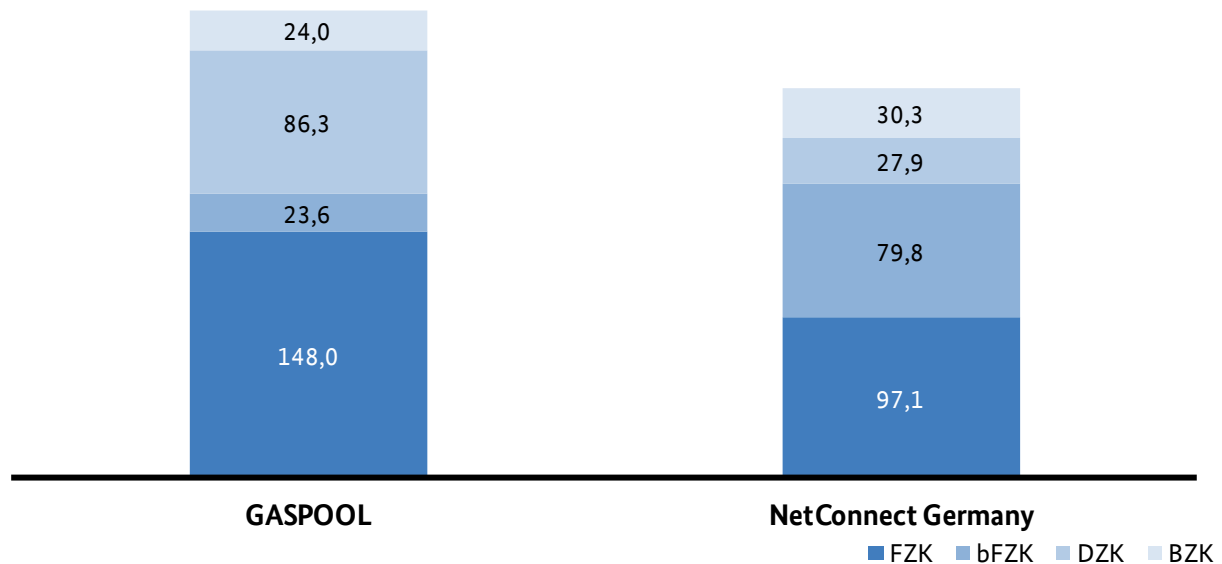


Abbildung 168: Angebot von Einspeisekapazitäten

Gas: Angebot von Ausspeisekapazitäten im GWJ 2018/2019

in GWh/h

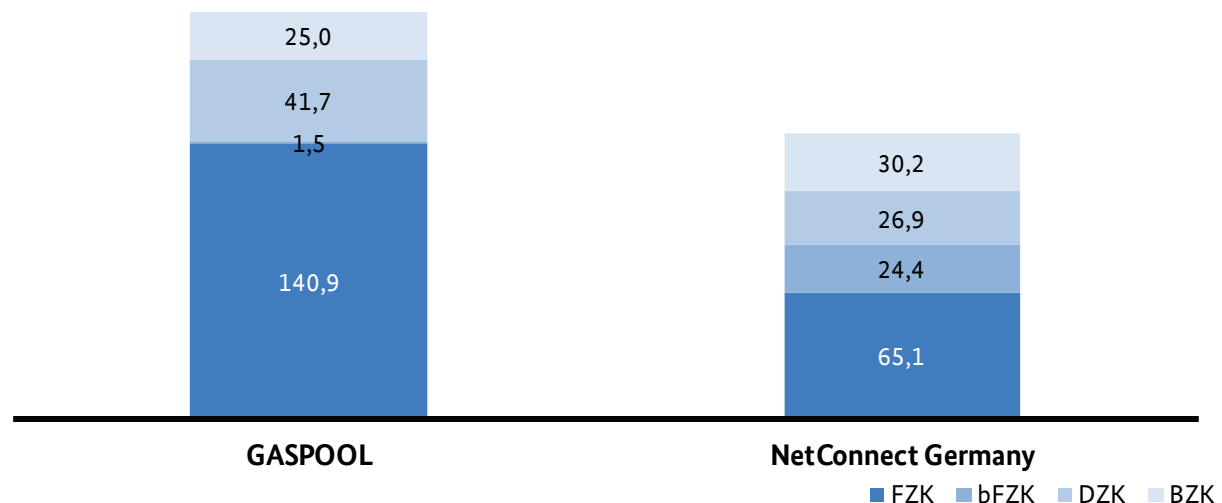


Abbildung 169: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Die in Summe angebotene feste Ausspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 355,6 GWh/h in 2019. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem leichten Anstieg von 0,5 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass

nicht jeder Fernleitungsnetzbetreiber alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten beschriebenen Entwicklungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber projizieren.

Nicht mehr in den Betrachtungszeitraum fällt die Inbetriebnahme des ersten Strangs der Europäischen Gas-Anbindungsleitung EUGAL am 1. Januar 2020. Die Leitung verbindet die Erdgasempfangsstation Lubmin II bei Greifswald mit dem tschechischen Netzgebiet. Lubmin II soll der Aufnahme von aus der Nord Stream-Erweiterung kommenden, zusätzlichen Gasmengen dienen. Die Einspeisekapazität in das Marktgebiet GASPOOL beträgt zur Inbetriebnahme 40,1 GWh/h und erhöht sich nach FNB- Angaben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 in mehreren Stufen auf 78,6 GWh/h im Jahr 2026.

Wie oben beschrieben, sind die Kapazitäten zu Verteilernetzen und somit zum überwiegenden Anteil der Letztverbraucher nicht in dieser Aufstellung enthalten, da diese nicht direkt von den Fernleitungsnetzbetreibern an Transportkunden vermarktet werden. Aus der Betrachtung dieser Vermarktungshöhen soll daher kein falscher Schluss gezogen werden. Die deutschen Gasnetze verfügen über alle Netzebenen gesehen insgesamt über mehr Aus- als Einspeisekapazitäten. Dies wird deutlich, wenn man die Größenordnungen der durch Verteilernetzbetreiber abgegebenen sogenannten Internen Bestellungen (siehe Kapitel II.C.3.5) betrachtet. Die bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchten Kapazitäten durch nachgelagerte Verteilernetzbetreiber liegen mit insgesamt 271,2 GWh/h im Kalenderjahr 2019 bei einer Größenordnung von ca. 80,2 Prozent der hier betrachteten angebotenen buchbaren Ausspeisekapazitäten für das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019. Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungszeiträume ist eine Addition dieser beiden Zahlen jedoch nicht sachgerecht.

Neben dem durchschnittlichen Angebot an Ein- und Ausspeisekapazitäten wurden auch die durchschnittlichen Buchungsstände an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern von den Fernleitungsnetzbetreibern abgefragt. Aus diesen beiden Größen lässt sich die durchschnittliche Buchungsquote an den buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten berechnen. Im Berichtsjahr 2019 ergibt sich für die festen Kapazitätsprodukte (FZK, bFZK, DZK, BZK) eine Buchungsquote von 48,1 Prozent (2018: 49,6 Prozent) auf der Einspeise- und 58,9 Prozent (2018: 52,6 Prozent) auf der Ausspeise-seite, bezogen auf das Angebot entsprechender Kapazitäten.

3.2 Produktlaufzeiten

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 verbliebende 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: Buchung der Einspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2018/2019 in GWh/h

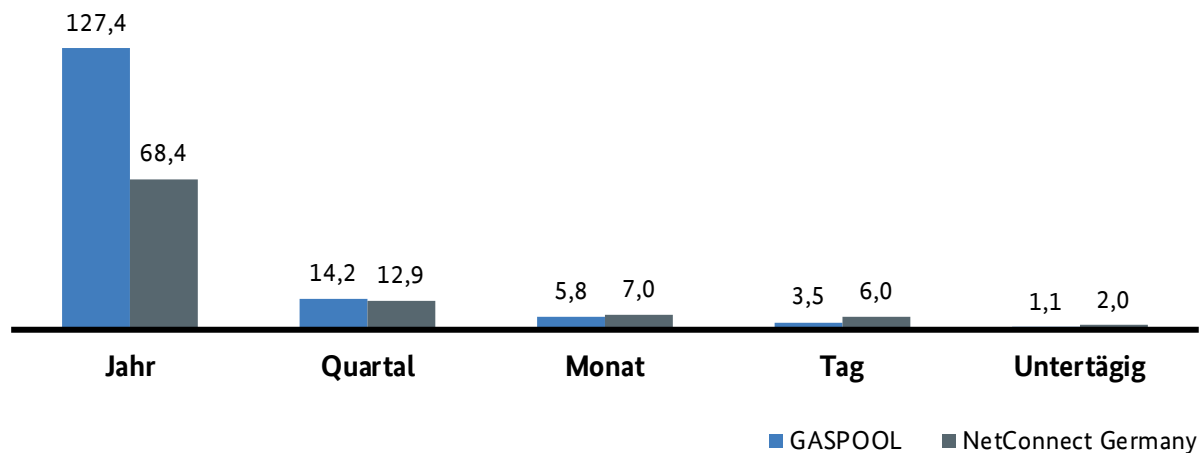


Abbildung 170: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Gas: Buchung der Ausspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2018/2019 in GWh/h

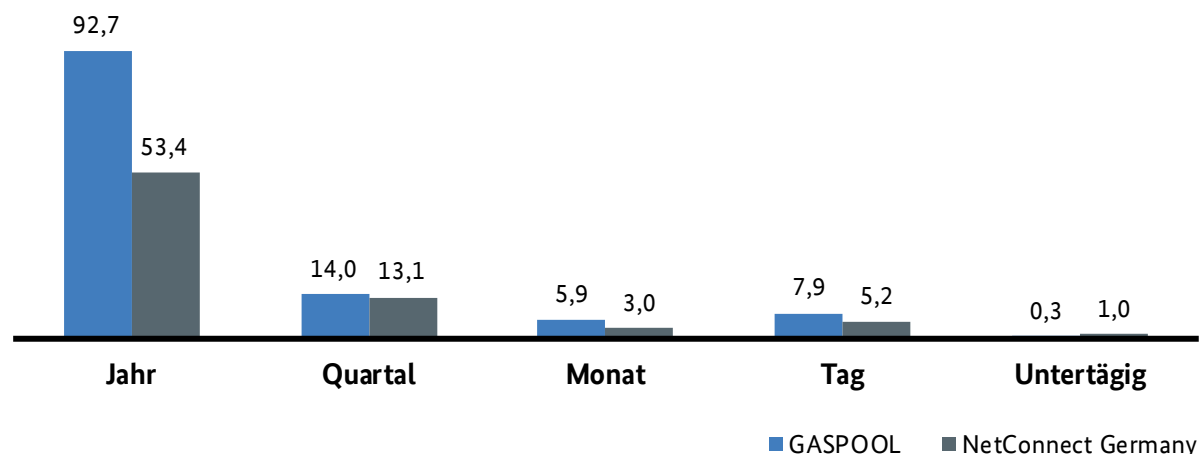


Abbildung 171: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Die grafisch dargestellten Werte beziehen sich auf den Buchungsstand im betrachteten Zeitraum, unabhängig davon, wann die entsprechenden Kapazitäten gebucht wurden. Bei einem Vergleich der beiden Grafiken zur Ein- und Ausspeisekapazität lassen sich einige Unterschiede herausarbeiten. So wird durch einen direkten Vergleich deutlich, dass für das Gaswirtschaftsjahr 2018/19 insgesamt wesentlich mehr Einspeise- als Ausspeisekapazität gebucht wurde. Dies ist unter anderem damit zu erklären, dass ein großer Teil der Buchung von Einspeisekapazitäten der Belieferung von an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossenen Endkunden dient. Für diese Belieferung ist jedoch im deutschen Gasnetzzugangsmodell keine kongruierende Ausspeisebuchung durch den Lieferanten zu tätigen. Dieser Zusammenhang zeigte sich auch schon in den Darstellungen der entsprechenden Kapazitätsangebote. Folglich überwiegt mit einem gesamten Volumen von 248,2 GWh/h die Buchung von Einspeisekapazität die der Ausspeisekapazität, welche sich auf einen Wert von insgesamt 196,5 GWh/h beläuft.

Die Visualisierung der Ein- und Ausspeisebuchungen verdeutlicht zudem, dass für den Betrachtungszeitraum vornehmlich Kapazitätsprodukte mit längerfristigen Laufzeiten gebucht wurden. Mit insgesamt vermarkteten 220,1 GWh/h Jahres- und 28,2 GWh/h Quartalskapazität liegt das im Marktgebiet GASPOOL gebuchte Kapazitätswolumen auf langfristiger Basis deutlich über den gebuchten langfristigen Kapazitäten im Marktgebiet NCG. In diesem Marktgebiet wurden 121,8 GWh/h an Jahres- und 26,1 GWh/h an Quartalskapazitäten vermarktet. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Verteilung zwischen den einzelnen Produktlaufzeiten ähnlich. Lediglich bei einem Fernleitungsnetzbetreiber gab es eine größere Verschiebung von Quartalsbuchungen hin zu Jahresbuchungen. Der insgesamt noch immer dominierende Anteil der gebuchten Jahreskapazitäten lässt sich insbesondere historisch begründen, da jene vielfach aus langfristigen, mehrjährigen Kapazitätsverträgen resultieren. Mit dem sukzessiven Auslaufen dieser Verträge könnte sich in den kommenden Jahren eine weitere Verschiebung hin zu mehr unterjährigen Kapazitätslaufzeiten beobachten lassen.

Zudem wurde für den Berichtszeitraum von den Fernleitungsnetzbetreibern auch die Höhe der tatsächlichen Netznutzung in Form von Nominierungen durch die Transportkunden erhoben. Deutschlandweit wurde über alle nominierungspflichtigen Einspeisepunkte eine nominierte Menge von 1.983 TWh gemeldet. Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 3,5 Prozent. Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen in 2019 von 997 TWh (Rückgang um 14,8 Prozent im Vergleich zu 2018). Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird.

3.3 Kapazitätskündigungen

Die Kündigung von Kapazitätsverträgen ist in den Geschäftsbedingungen für Ein- und Ausspeiseverträge der Fernleitungsnetzbetreiber geregelt. Von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber kann ein Vertrag fristlos aus wichtigem Grund gekündigt werden, zum Beispiel bei wiederholtem schwerwiegendem Verstoß des Transportkunden gegen wesentliche vertragliche Bestimmungen trotz Abmahnung. Auch der Transportkunde ist unter verschiedenen Voraussetzungen dazu berechtigt, den Vertrag zu kündigen. Beispielhaft kann hier die Erhöhung der Kapazitätsentgelte über die Steigerung des vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex hinaus genannt werden. Hierbei sind die nach Kündigungsgründen unterschiedlich im Vertrag festgelegten Fristen und Kündigungsbedingungen von dem Transportkunden zu beachten.

Insgesamt wurden 67 Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von mindestens einem Monat in 2019 gekündigt. Im Vergleich zu 2018, in dem 18 Kündigungen gemeldet wurden, ist die Zahl somit stark gestiegen. Grundsätzlich lässt sich bei der vorliegenden Thematik zwischen Kapazitätskündigungen nach Produktarten und nach Netzkopplungspunkt-Kategorie differenzieren.

Gas: Kapazitätskündigungen je Netzkopplungspunkt im Kalenderjahr 2019

Anzahl

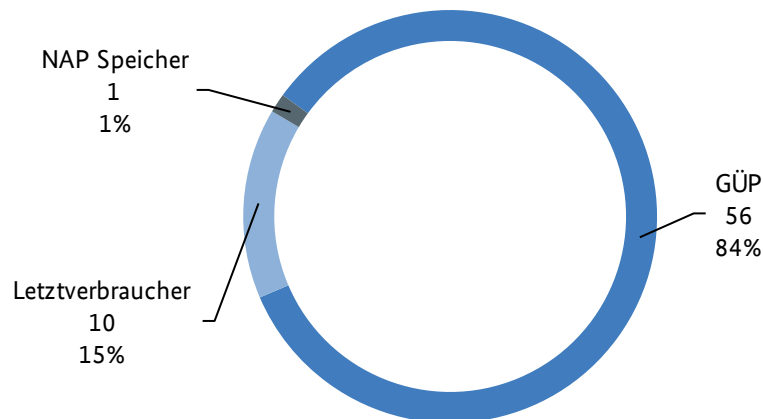


Abbildung 172: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2019

Von den insgesamt 67 gekündigten Kapazitätsverträgen entfallen 56 Kündigungen auf Grenzübergangspunkte. Weitere 10 Kapazitätsverträge wurden an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern gekündigt. Die verbleibende Kündigung wurde an einem Netzanschlusspunkt zu einem Speicher vorgenommen. Allgemein lässt sich eine starke Verteilungsveränderung im Vergleich zu 2018 beobachten, dann entfiel noch die Hälfte der Kapazitätskündigungen auf Speicheranschlusspunkte.

Gas: Kapazitätskündigungen je Produktart im Kalenderjahr 2019

Anzahl

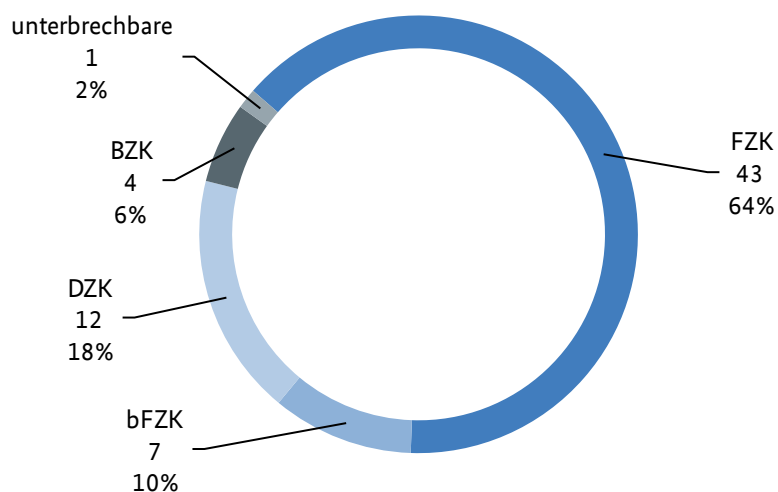


Abbildung 173: Kapazitätskündigungen nach Produktart

Wird nach Produktarten differenziert, entfallen mit 43 die meisten Kapazitätskündigungen auf Verträge über eine FZK-Kapazität. Im Gegensatz zu 2018, in dem nur unterbrechbare oder FZK-Kapazitäten gekündigt wurden, finden sich im aktuellen Betrachtungszeitraum jedoch auch Kündigungen in den anderen Produktarten.

3.4 Unterbrechbare Kapazitäten

Unterbrechbare Kapazitäten ermöglichen es Transportkunden, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads auf unterbrechbarer Basis zu nutzen.

Gas: Unterbrechungen im Kalenderjahr 2019

Unterbrechungsmenge in GWh

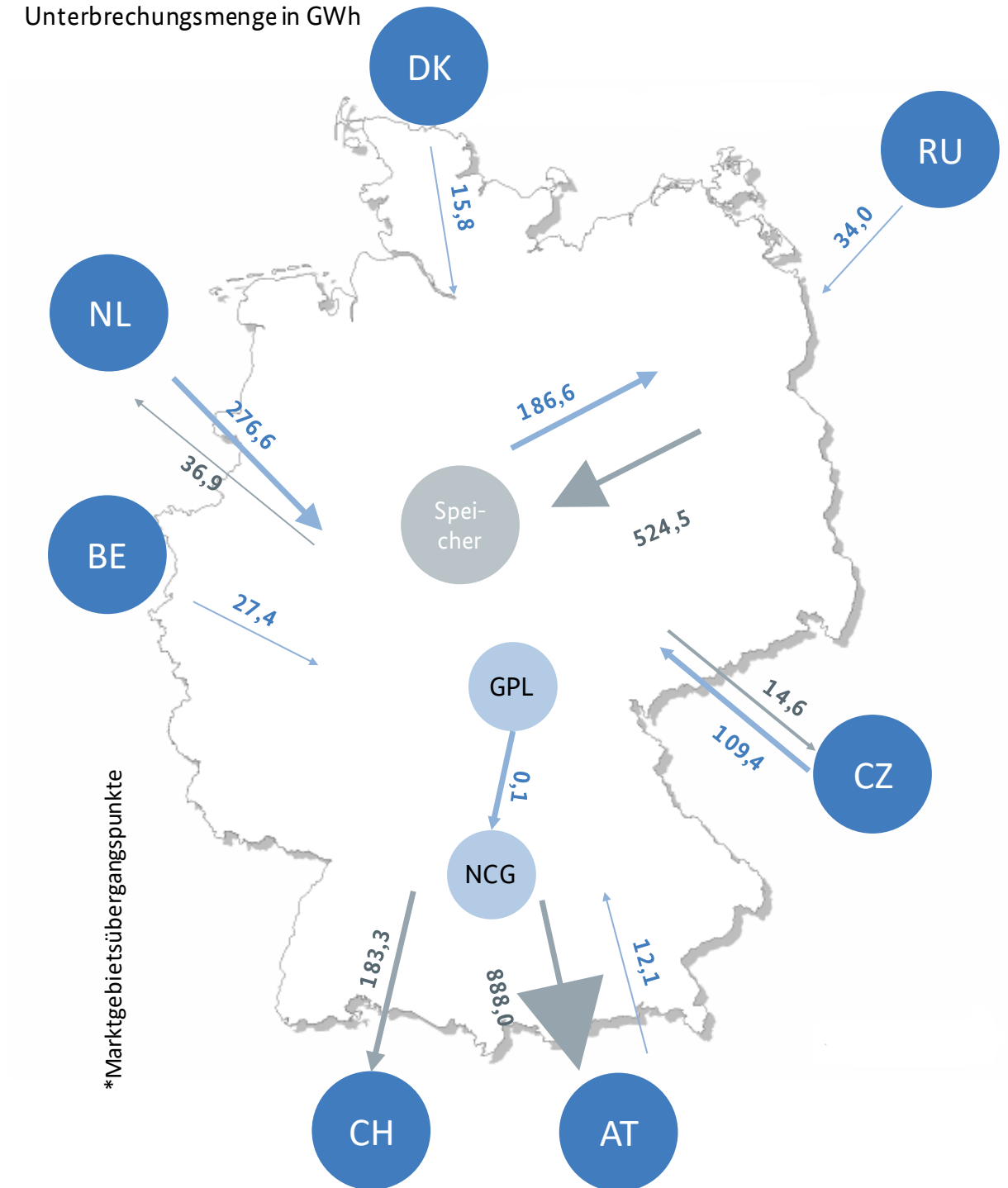


Abbildung 174: Unterbrechungsmengen nach Regionen

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden zu allen im Kalenderjahr 2019 ausgesprochenen Unterbrechungen sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten – bezogen auf die initiale Nominierung bzw. den letzten vom Transportkunden renominierten Wert vor Bekanntgabe der Unterbrechung – befragt.

Im Kalenderjahr 2019 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 2,4 TWh (2018: 5,3 TWh) nicht transportiert. Zwar handelt es sich um Unterbrechungen von Kapazitätsrechten, jedoch können durch die für den zu unterbrechenden Zeitraum bereits getätigten Nominierungen die Höhe der hiervon betroffenen Gasmenge berechnet werden. Hier wird diejenige Menge betrachtet, die zum Zeitpunkt der Aussprache der Unterbrechung bereits nominiert war. Dabei bildet die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazität mit 99,4 Prozent an der nicht transportierten Gasmenge den größten Anteil. Lediglich zu einem geringen Anteil wurden auch FZK-Produkte unterbrochen. Die Verteilung der Unterbrechungen auf die verschiedenen Netzkopplungspunkte zeigt, dass der größte Teil der Unterbrechungsmenge auf Grenzübergangspunkte fällt (70,9 Prozent). Der übrige Anteil der Unterbrechungsmengen wurde mit 29,1 Prozent überwiegend an Netzanschlusspunkten zu Speichern verursacht. Die an Marktgebietsübergangspunkten ausgesprochenen Unterbrechungen sind dagegen vernachlässigbar.

Abbildung 174 zeigt die geografische Verteilung der Unterbrechungsmengen an nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkten. So wurde zum Beispiel im Kalenderjahr 2019 eine von Deutschland in die Niederlande auszuspeisende Menge von 36,9 GWh und eine von den Niederlanden nach Deutschland einzuspeisende Menge von 276,6 GWh unterbrochen. Den größten Anteil an der gesamten Unterbrechungsmenge hatten die an den Ausspeisepunkten zum österreichischen Marktgebiet Ost initial nominierten bzw. renominierten Mengen in Höhe von 888 GWh.

3.5 Interne Bestellung

Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (Interne Bestellung). Die Interne Bestellung ist eine Vorhalteleistung der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber den Verteilernetzbetreibern. Durch diese Leistung wird die Belieferung von Kunden in Verteilernetzen gewährleistet, ohne dass ein Transportkunde hier Kapazitäten buchen muss. Vielmehr wird dem Transportkunden mit Abschluss des Lieferantenrahmenvertrages mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber die Durchleitung von Gas zu Ausspeisepunkten ermöglicht. Die Kapazitätsbereitstellung und somit der Zugang zu den Verteilernetzen erfolgt durch die Zusammenarbeit der Fern- und Verteilernetzbetreiber eines Marktgebietes.

Im Folgenden wird bei der Darstellung der Internen Bestellungen für das Jahr 2019 nach den zwei Marktgebieten NCG und GASPOOL differenziert.

Gas: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten im Jahr 2019

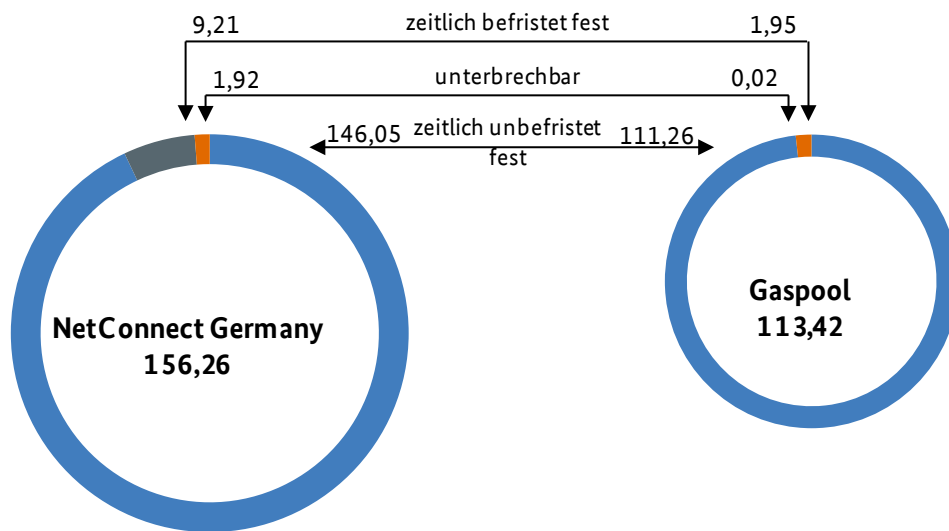


Abbildung 175: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten

Im Vergleich zum Vorjahr steigt der Wert der abgegebenen Internen Bestellungen in beiden Marktgebieten von insgesamt 270,9 GWh/h auf 271,4 GWh/h im Kalenderjahr 2019 an. Von diesem Gesamtwert wurden Vorhalteleistungen mit einem Volumen von insgesamt 269,7 GWh/h zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Der Großteil dieser vereinbarten Vorhalteleistung entfällt mit einem Wert von 156,3 GWh/h auf das Marktgebiet NCG. Die restliche Vorhalteleistung wurde mit einem Volumen von 113,42 GWh/h im Marktgebiet GASPOOL vereinbart. Deutschlandweit hat sich der Anteil der unbefristet fest vereinbarten Kapazitäten an den insgesamt vereinbarten Kapazitäten im Rahmen der Internen Bestellung von 94,8 Prozent im Vorjahr auf 95,1 Prozent im Kalenderjahr 2019 leicht erhöht.

4. Versorgungsstörungen Gas



Die Bundesnetzagentur ermittelt jährlich den Durchschnittswert der Gas-Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher in Deutschland (SAIDI: System Average Interruption Duration Index). Der SAIDI Wert für die durchschnittliche Unterbrechung von Letztverbrauchern mit Gas betrug im Jahr 2019 0,98 Minuten und lag damit erneut unter dem langjährigen Mittelwert von 1,5 Minuten. Damit ist die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland sehr hoch.

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in Deutschland durchgeführt. Die deutschen Gasnetzbetreiber sind

verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen in ihren Netzen zu melden.

Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen den Durchschnittswert der Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (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.

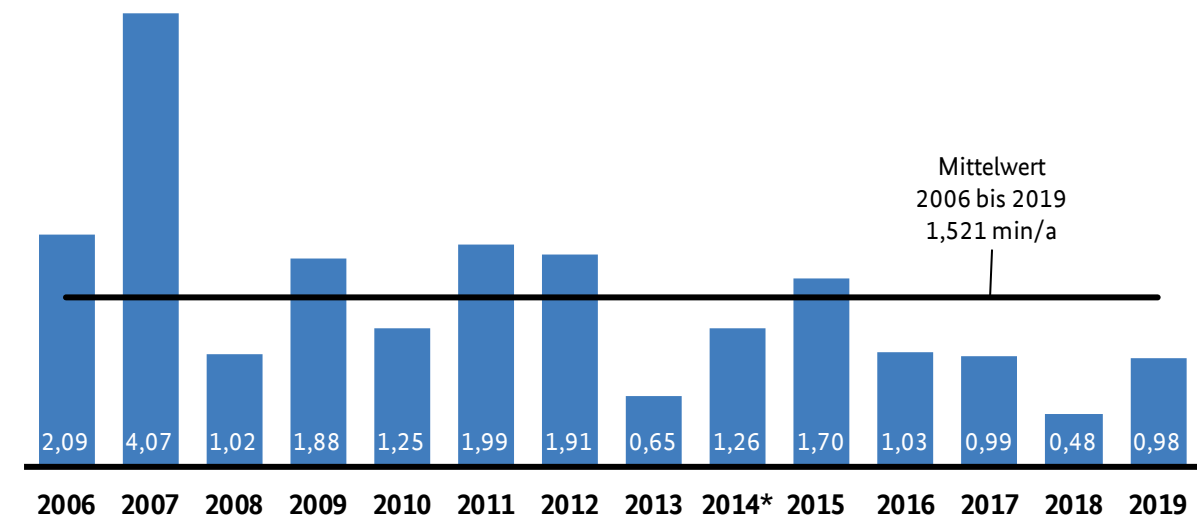
Gas: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2019

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,72 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,26 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,34 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI)
druckstufenunabhängig	0,98 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 121: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2019

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Der Zeitablauf ergibt sich aus nachfolgender Abbildung.

Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in min/Jahr



*Unfall nicht berücksichtigt, weil keine Auswirkung auf Tarifkunden gegeben war.

Abbildung 176: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

5. Netzentgelte



Mittels der Netzentgelte werden die Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze auf alle Netznutzer, also auch Verbraucher umgelegt.

Die Netzentgelte stellen mit rund 25 Prozent einen wesentlichen Teil des gesamten Gaspreises dar.

Das durchschnittliche, von der Belieferungsart unabhängige Netzentgelt für einen durchschnittlichen Haushaltskunden inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb liegt derzeit bei rund 1,56 ct/kWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert.

5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas

Netzentgelte werden von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern erhoben und stellen einen Bestandteil des Endkundenpreises dar (vgl. hierzu auch den Abschnitt „Preisniveau“ im Kapitel II.F „Einzelhandel“ Gas). 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 insgesamt 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 Basisjahr erfolgt die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter Anwendung verschiedener Regulierungsfaktoren (z. B. sektorale Produktivitätsentwicklung, 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 dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, die nicht den Instrumenten der Anreizregulierung unterliegen. Maßgebliche Kostenanteile sind hier auf Fernleitungsnetzebene u. a. Kosten für Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV. Für die Verteilernetzbetreiber sind u. a. vorgelagerte Netzkosten wesentliche, 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 umgelegt.

Ausgehend von den bestimmten Erlösobergrenzen werden die von den Netznutzern erhobenen Netzentgelte bestimmt. 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 regionalen Verteilernetzbetreibern zur Anwendung. Seit dem 1. Januar 2020 gelten für die Struktur der Kapazitätsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben des NC TAR (vgl. hierzu auch Abschnitt II.C.5.5 „Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR)“). Damit unterscheidet sich das Netzentgeltsystem für die Gasnetze deutlich von dem für die Stromnetze, das derzeit weder Einspeiseentgelte noch Kapazitätsentgelte kennt. In Abweichung dazu sieht § 18 GasNEV für örtliche Verteilernetze ausspeiseseitig die Bildung von Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Arbeits- und Grundpreisen vor. Einspeiseentgelte werden in örtlichen Verteilernetzen nicht erhoben.

Die Ausspeiseentgelte von örtlichen Verteilernetzbetreibern bestehen aus zwei Komponenten, einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Um diese zu bilden, wird oft das sogenannte Netzpartizipationsmodell verwendet. Dabei wird das Verteilernetz mit seinen zugehörigen Kosten in einen Ortstransportnetzanteil und einen Ortsverteilernetzanteil aufgeteilt. Über eine mathematische Funktion wird der Anteil, den ein Kunde mit gegebenem Verbrauch an den Kosten des Ortsverteilernetzes hat, bestimmt. Kunden mit geringerem Verbrauch benötigen einen größeren Anteil des Ortsverteilernetzes, Kunden mit größerem Verbrauch dagegen sind mit höherer Wahrscheinlichkeit direkt an einer Ortstransportleitung angeschlossen. Daraus ergibt sich eine Degression des spezifischen Netzentgelts bei größerem Verbrauch. Das Verfahren wird für

Leistungs- und Arbeitspreis separat durchgeführt. Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden (alle Haushalts- und viele Kleingewerbekunden) wird eine im Verhältnis zur entnommenen Arbeitsmenge typische Vorhalteleistung angesetzt. Nicht-leistungsgemessenen Kunden wird ein Grundpreis und ein Arbeitspreis in Rechnung gestellt.

Neben dem Netzpartizipationsmodell werden noch weitere Systeme zur Entgeltbildung verwendet. Diese führen im Wesentlichen zu vergleichbaren Ergebnissen hinsichtlich der Entgeltdegression und sind ebenfalls unabhängig von der konkreten Anschlusssituation eines einzelnen Kunden.

Jährlich zum 1. Januar müssen die Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde darlegen, dass das so ermittelte Entgeltsystem nicht die Erlösobergrenze überschreitet. Bei einer Anpassung der Erlösobergrenze gemäß den Regelungen der Anreizregulierungsverordnung nach unten sind die Netzbetreiber zur Anpassung ihrer Entgelte verpflichtet; im umgekehrten Fall sind sie hierzu berechtigt, jedoch nicht verpflichtet.

5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2007 bis zum 1. April 2020. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb wurden zu den in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Netzentgelten hinzuaddiert. Das Entgelt für Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Gaslieferanten zugrunde, die eine breite Streuung aufweisen. Darüber hinaus wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach angepasst. Die Darstellung der Netzentgelte basiert auf den folgenden drei Abnahmekategorien:

- **Haushaltskunde** (mengengewichtet über alle Vertragskategorien): Ab Stichtag 1. April 2016 erfolgt die Abgrenzung nach dem Abnahmeband II mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh). Die Netzentgelte vor diesem Stichtag wurden – wie in den Jahren zuvor – für den durchschnittlichen Abnahmefall 23.269 kWh ausgewiesen.
- **„Gewerbekunde“**: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne eine vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer.
- **„Industriekunde“**: Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Anhand der Angaben der Lieferanten wird anschließend ein durchschnittliches Netzentgelt je Abnahmefall für das gesamte Bundesgebiet gebildet. Für Haushaltskunden wird dabei das Netzentgelt mengengewichtet, für Gewerbe- und Industriekunden arithmetisch ermittelt. Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (mengengewichtet über alle Vertragskategorien) im Abnahmefall Band II betrug 1,56 ct/kWh (2019: 1,56 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2020 und ist im Vergleich zum Vorjahr unverändert geblieben. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der

Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2020 bei 1,27 ct/kWh (2019: 1,26 ct/kWh). Bei den Industriekunden stieg das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2020 auf 0,37 ct/kWh (2019: 0,32 ct/kWh), war damit rund 16 Prozent höher als zum Stichtag 1. April 2019.

Gas: Entwicklung der Netzentgelte inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum 1. April in ct/kWh

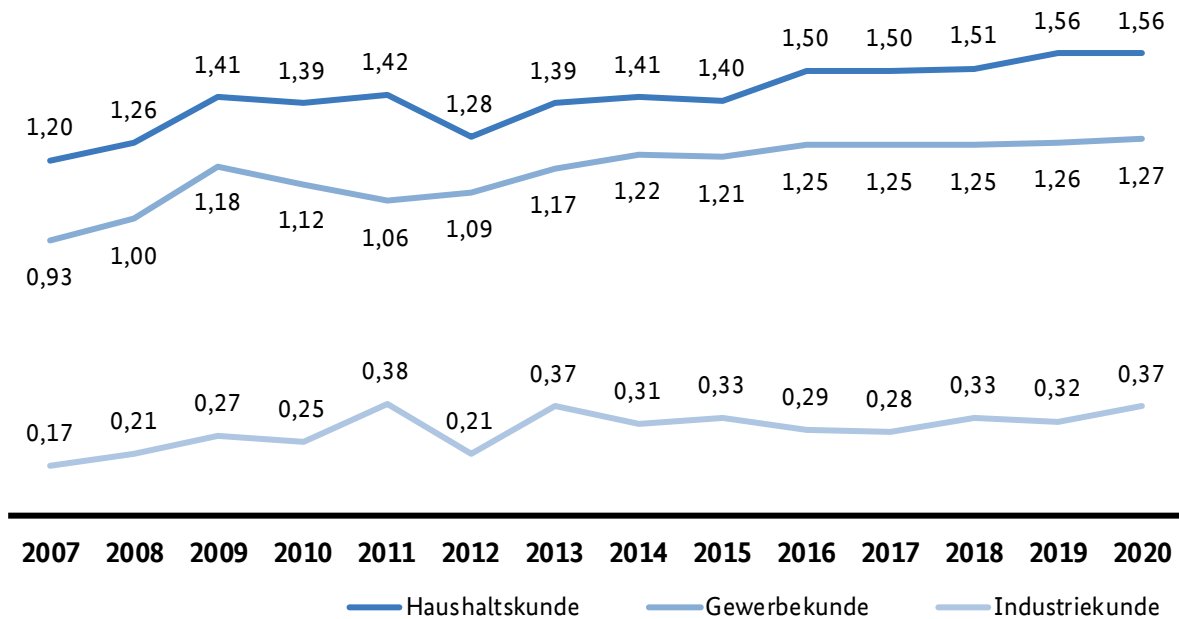


Abbildung 177: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Von 2019 auf 2020 haben sich die Entgelte einiger Fernleitungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang geändert, da die Entgelte ab dem 1. Januar 2020 marktgebietsweit und nicht mehr wie bisher separat pro FNB gebildet werden (siehe Kapitel II.C.5.5). Ursache für die Entgeltänderungen waren weder merkbare Änderungen der Erlösobergrenzen einzelner Netzbetreiber noch ein gänzlich unterschiedliches Buchungsverhalten, sondern der Systemwechsel bei der Entgeltbildung. Seit dem 1. Januar 2020 erfolgte die Ermittlung der Entgelte der FNB auf Basis der neuen Referenzpreismethode eines gemeinsamen Briefmarkenentgelts pro Marktgebiet.

Bei den Verteilernetzbetreibern steigen die Netzentgelte für die Haushaltskunden in 2021 im Mittel leicht an. Auch für Gewerbe- und Industriekunden, die an die Verteilernetzebene angeschlossen sind, ergeben sich leichte Entgeltsteigerungen.

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern gibt es im Kalenderjahr 2021 eine unterjährige Entgeltänderung zum 1. Oktober 2021. Grund dafür ist die zu diesem Zeitpunkt stattfindende Marktgebietszusammenlegung. Die verbindlichen Entgelte für den Zeitraum vom 1. Januar 2021 bis zum 1. Oktober 2021 wurden für diese am 1. Juni 2020 veröffentlicht. Die Entgelte für eine feste frei zuordenbare Kapazität mit einem Jahr Laufzeit im Marktgebiet GASPOOL sinken gegenüber den Entgelten des Jahres 2020 um 1 Prozent, im Marktgebiet NCG um 7 Prozent. Die vorläufigen Entgelte für das deutschlandweit einheitliche Marktgebiet Trading Hub Europe

(THE) ab dem 1. Oktober 2021 wurden Ende September von den FNB veröffentlicht. Sie liegen über den Entgelten in den beiden bisherigen beiden Marktgebieten.

5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland wurden die Verteilernetzbetreiber erstmals nach der Höhe der Netzentgelte für die drei betrachteten Abnahmefälle (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden) gefragt. Die Angaben verstehen sich ohne die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb und ohne Umsatzsteuer, die Entgelte für Abrechnung sind ab dem 1. Januar 2017 in den Netzentgelten enthalten. Zwecks Übersichtlichkeit und zur besseren optischen Abgrenzung in der Kartendarstellung werden die Netzentgelte in sechs (Haushalts- und Gewerbekunden) bzw. fünf (Industriekunden) verschiedene Klassen unterteilt. Zusätzlich wurden die Netzentgelte in eine Betrachtung nach Bundesländern überführt. Hierbei werden die einzelnen Netzentgelte mit der jeweiligen Ausspeisemenge des jeweiligen Netzbetreibers für das jeweilige Bundesland gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.

Für den Bereich der Haushaltskunden liegen im Gasbereich deutschlandweit die niedrigsten Netzentgelte bei 0,65 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 3,65 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte reduzierte sich das Ost-West Gefälle leicht. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,60 ct/kWh (2019: 1,65 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,42 ct/kWh (2019: 1,39 ct/kWh). Damit sind die Gas-Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut drei Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken, während sie in den alten Bundesländern um gut zwei Prozent gestiegen sind. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden auf Mecklenburg-Vorpommern und das Saarland, die niedrigsten auf Berlin und Niedersachsen.

Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	1,84	1,03	2,78	22
Saarland	1,78	1,03	2,35	16
Thüringen	1,61	1,05	2,16	28
Sachsen-Anhalt	1,56	1,05	2,77	29
Bremen	1,56	1,54	1,67	2
Nordrhein-Westfalen	1,54	0,74	2,85	118
Baden-Württemberg	1,50	1,01	3,24	101
Sachsen	1,49	1,10	3,65	36
Brandenburg	1,48	0,74	3,35	28
Rheinland-Pfalz	1,42	0,83	2,17	33
Hessen	1,41	0,97	1,77	44
Hamburg	1,37	1,37	1,37	1
Schleswig-Holstein	1,37	0,91	1,87	39
Bayern	1,35	0,92	2,60	108
Niedersachsen	1,27	0,65	1,90	65
Berlin	1,16	1,16	1,16	1

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

Tabelle 122: Verteilung der Netzentgelte für Gas-Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020



Netzentgelte für Haushaltskunden im Jahr 2020

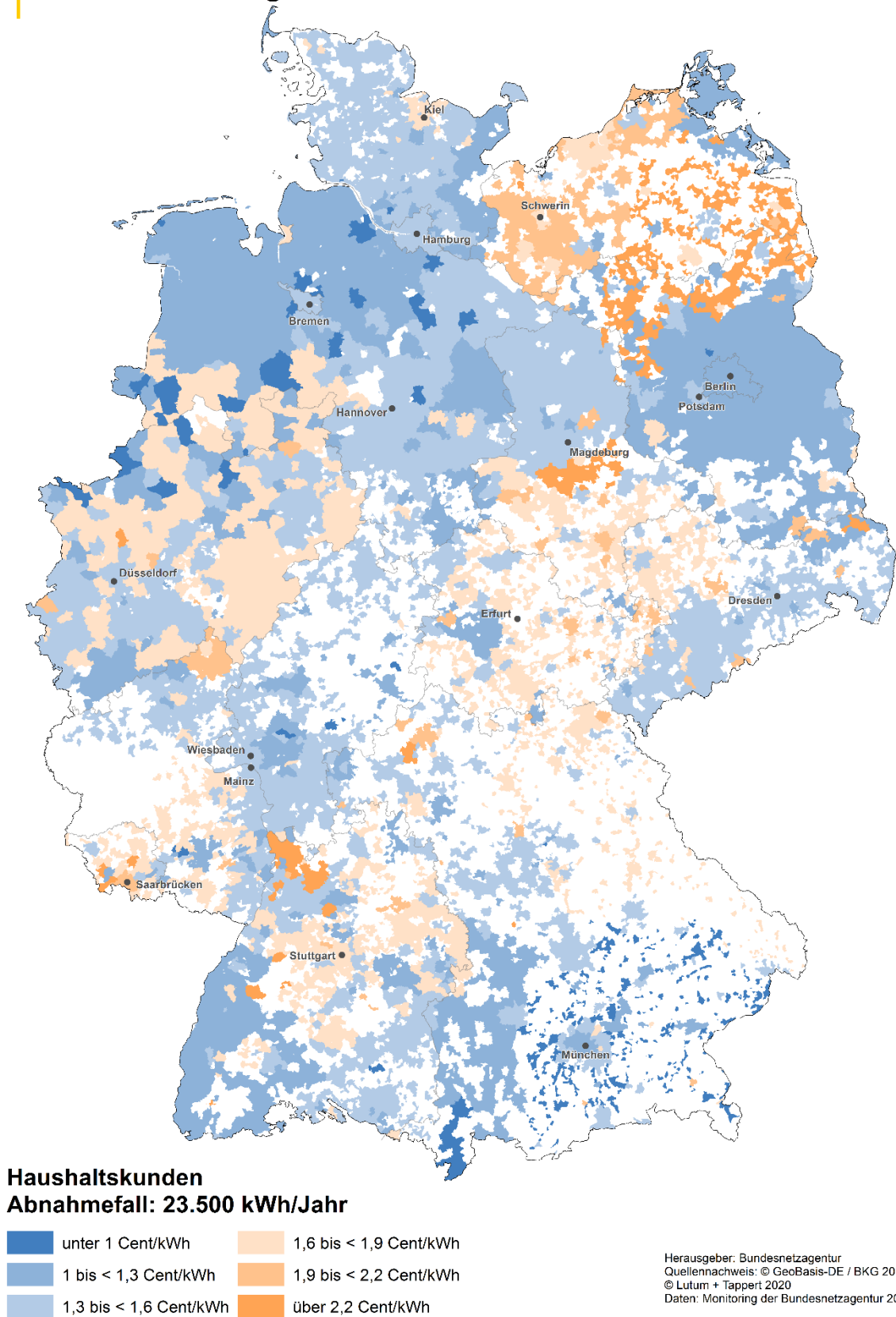


Abbildung 178: Verteilung der Netzentgelte Gas für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2020 (Karte)

Die Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,45 ct/kWh und 3,25 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte existiert weiterhin ein Gefälle zwischen den neuen und alten Bundesländern. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Gewerbekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,35 ct/kWh (2019: 1,51 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,20 ct/kWh (2019: 1,30 ct/kWh). Damit sind die Netzentgelte in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut 10 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken. Der Rückgang in den alten Bundesländern betrug rund 8 Prozent. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Gewerbekunden auf Mecklenburg-Vorpommern und das Saarland, die niedrigsten auf Niedersachsen und Berlin.

Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2020 in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Mecklenburg-Vorpommern	1,60	0,85	2,59	22
Saarland	1,48	0,75	2,08	16
Thüringen	1,34	0,87	1,83	28
Sachsen-Anhalt	1,34	0,90	2,22	29
Baden-Württemberg	1,33	0,86	2,60	101
Nordrhein-Westfalen	1,28	0,45	2,58	118
Brandenburg	1,27	0,63	3,25	28
Rheinland-Pfalz	1,25	0,77	1,86	33
Sachsen	1,22	0,89	1,80	36
Hessen	1,20	0,75	1,62	44
Bayern	1,19	0,79	2,43	108
Hamburg	1,17	1,17	1,17	1
Bremen	1,16	1,16	1,19	2
Schleswig-Holstein	1,14	0,75	2,21	40
Berlin	0,99	0,99	0,99	1
Niedersachsen	0,97	0,53	1,76	65

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

Tabelle 123: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020

Netzentgelte für Gewerbekunden im Jahr 2020

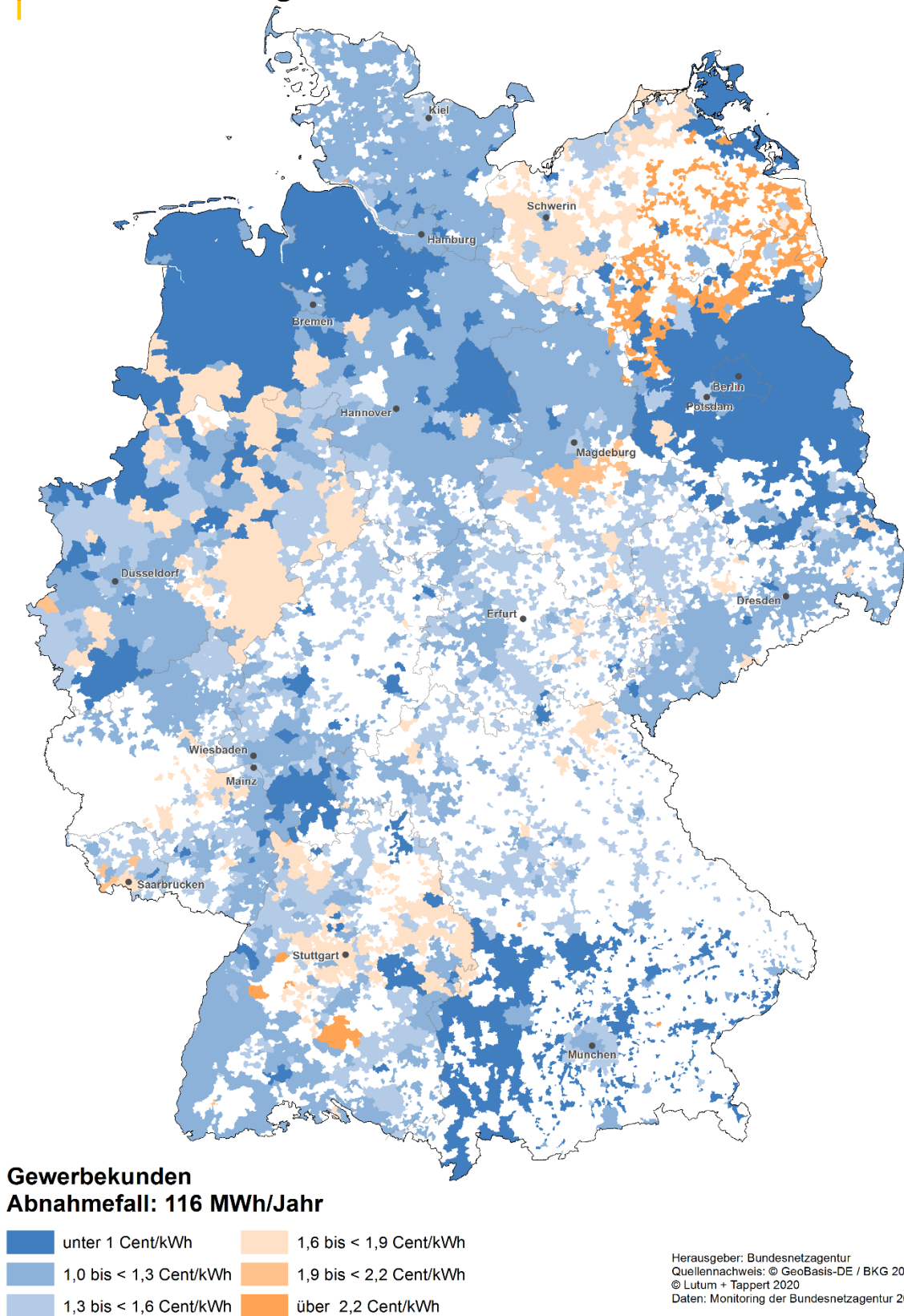


Abbildung 179: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020 (Karte)

Für die Ermittlung der Durchschnittsentgelte Gas im Bereich der Industriekunden sollten nur Gasnetze berücksichtigt werden, die wenigstens einen Netzkunden mit einer Abnahmegröße von mindestens 116 GWh angegeben haben. Somit sind in die Analyse der Netzentgelte der Industriekunden Angaben von 214 Gas-Netzbetreibern eingeflossen. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte Gas bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,09 ct/kWh und 0,96 ct/kWh. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Industriekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 0,31 ct/kWh (2019: 0,35 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 0,30 ct/kWh (2019: 0,30 ct/kWh). Damit sind die Netzentgelte in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut 11 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken. In den alten Bundesländern haben sich die Netzentgelte für Industriekunden im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Industriekunden auf das Saarland und Mecklenburg-Vorpommern, die niedrigsten auf Hamburg und Bremen.

Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2020 in ct/kWh

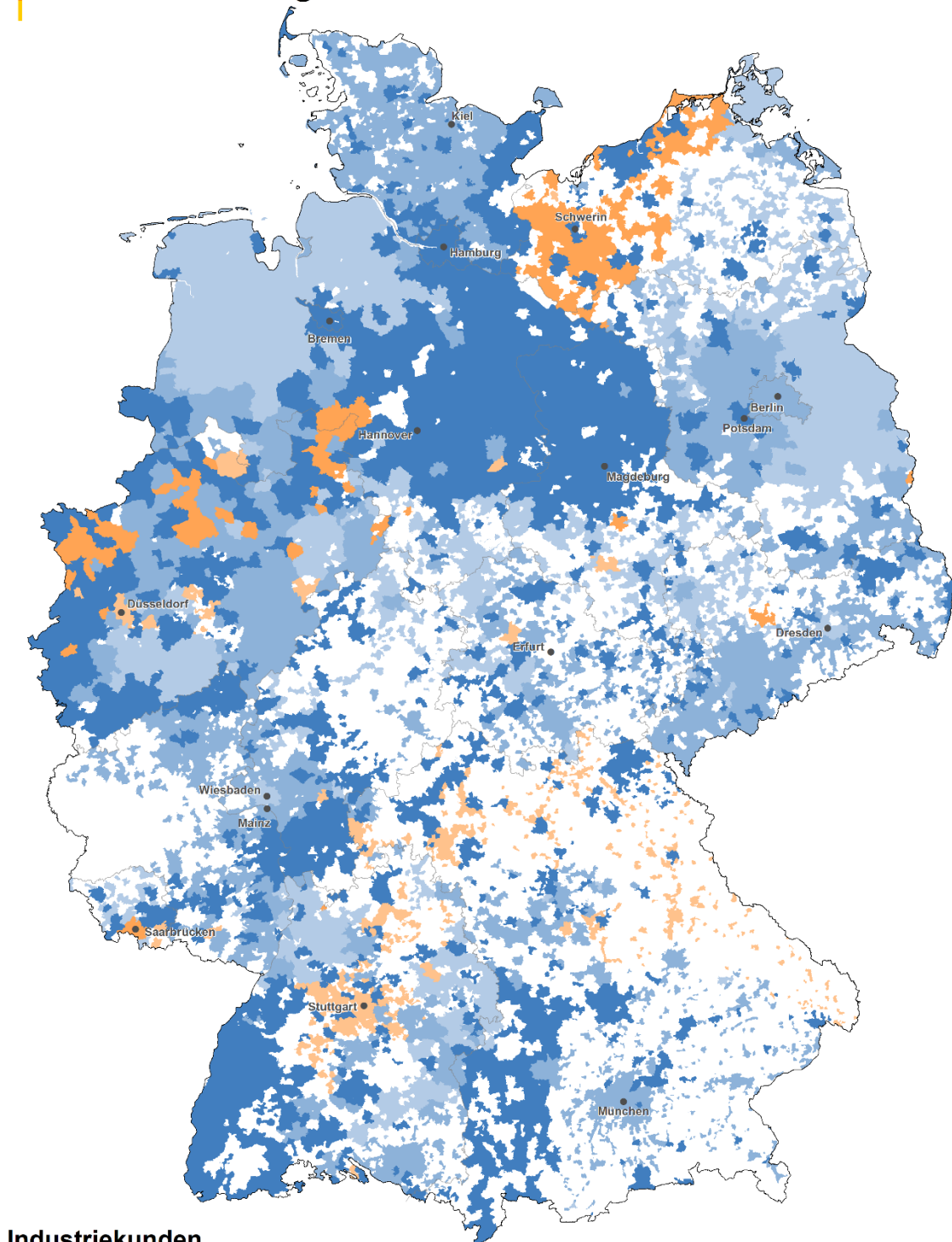
Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	0,50	0,42	0,67	4
Mecklenburg-Vorpommern	0,40	0,26	0,57	7
Niedersachsen	0,35	0,17	0,71	21
Schleswig-Holstein	0,33	0,23	0,35	6
Rheinland-Pfalz	0,33	0,09	0,49	11
Sachsen	0,32	0,16	0,64	9
Baden-Württemberg	0,31	0,10	0,96	40
Hessen	0,31	0,09	0,48	17
Nordrhein-Westfalen	0,30	0,17	0,90	44
Berlin	0,29	0,29	0,29	1
Bayern	0,29	0,17	0,53	23
Brandenburg	0,28	0,21	0,68	12
Sachsen-Anhalt	0,28	0,21	0,90	8
Thüringen	0,25	0,22	0,51	8
Bremen	0,24	0,23	0,30	2
Hamburg	0,24	0,24	0,24	1

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

Tabelle 124: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020



Netzentgelte für Industriekunden im Jahr 2020



Industriekunden Abnahmefall: 116 GWh/Jahr

unter 0,25 Cent/kWh	0,45 bis < 0,55 Cent/kWh
0,25 bis < 0,35 Cent/kWh	über 0,55 Cent/kWh
0,35 bis < 0,45 Cent/kWh	

Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2018,
 © Lutum + Tappert 2020
 Daten: Monitoring der Bundesnetzagentur 2020

Abbildung 180: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020 (Karte)

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind vielschichtig. Hauptfaktoren sind eine verminderte Auslastung und das jeweilige durchschnittliche Alter der Netze. Während der Modernisierung nach der Wiedervereinigung wurden die Netze in den neuen Bundesländern aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht genügend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Kostentreiber ist die Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten ist es hingegen umgekehrt. Des Weiteren wirkt sich auch die jeweilige Altersstruktur der Netze auf die Entgelte aus. Jüngere Netze führen aufgrund der höheren Restwerte zu spezifisch höheren Kapitalkosten und damit zu höheren Entgelten. Bei älteren Netzen fallen aufgrund der schon fortgeschrittenen Abschreibung niedrigere Restwerte und damit niedrigere Kapitalkosten an. In der Folge ergeben sich dann auch niedrigere Entgelte. Allerdings ergibt sich aus dem Umstand, dass mit fortschreitendem Alter der Netze höhere Wartungs- und Instandsetzungskosten anfallen, ein korrigierender Ausgleichseffekt auf die Entgelte.

5.4 Netzübergänge

Gemäß § 26 Abs. 2-5 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird.

Durch die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach dem seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 3-5 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen. Die Bundesnetzagentur hat erstmalig Verfahren für sogenannte Strittige Netzübergänge eingeleitet. Dies betraf Netzübergänge aus der 2. Regulierungsperiode. Die Bundesnetzagentur hat diese abschließend beschieden.

5.5 Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR)

Die Bundesnetzagentur hat vor dem Hintergrund der zum 1. Oktober 2021 angestrebten Marktgebietszusammenlegung am 11. September 2020 neue Festlegungen zur Umsetzung des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen erlassen. Die Festlegungen regeln verschiedene Aspekte der marktgebietsweiten Entgeltbildung, beginnend mit den Grundprinzipien der Entgeltbildung im Wege der Einheitsbriefmarke (REGENT 2021, BK9-19/610) über Rabattierungs- und Aufschlagsregelungen (MARGIT 2021, BK9-19/612) bis hin zu den daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (AMELIE 2021, BK9-19/607).

Bei den Festlegungen handelt es sich um Folgeentscheidungen zu entsprechenden Festlegungen aus dem Jahr 2019, die noch bezüglich der bis zum 30. September 2021 getrennten Marktgebiete gültig sind. Wesentliche inhaltliche Änderungen haben sich im Vergleich zu den Vorgängerfestlegungen nicht ergeben. Die vorgenommene Erhöhung des Abschlags für unterbrechbare Kapazitätsprodukte gemäß der Festlegung MARGIT 2021 wird im Rahmen einer Anpassung der Festlegung BEATE 2.0 (BK9-20/608) auch für nationale Punkte erwogen.

Die Vorgängerfestlegungen wurden am 16. September 2020 vom OLG Düsseldorf vollumfänglich bestätigt. Gegebenenfalls werden die Festlegungen noch Gegenstand von Verfahren vor dem Bundesgerichtshof sein.

D Regelenenergie und Bilanzierung

1. Regel- und Ausgleichsenergie

1.1 Regelenenergie

Regelenenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb der Marktgebiete und wird durch die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenenergie (Beschaffung über Börsen und / oder über eine Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Externe Regelenenergie wird von den Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen 1, 2 und 4 (MOL) beschafft.

Grundsätzlich ist der Anteil der internen Regelenenergie (iRE) höher, da die MGV verpflichtet sind, diese prioritär einzusetzen. Da in den Wintermonaten die Schwankungen hinsichtlich Über- und Unterspeisung stärker ausgeprägt sind, steigt in diesem Zeitraum der Anteil externer Regelenenergie (eRE).

Gas: Regelenenergieeinsatz bei NetConnect Germany

in MWh

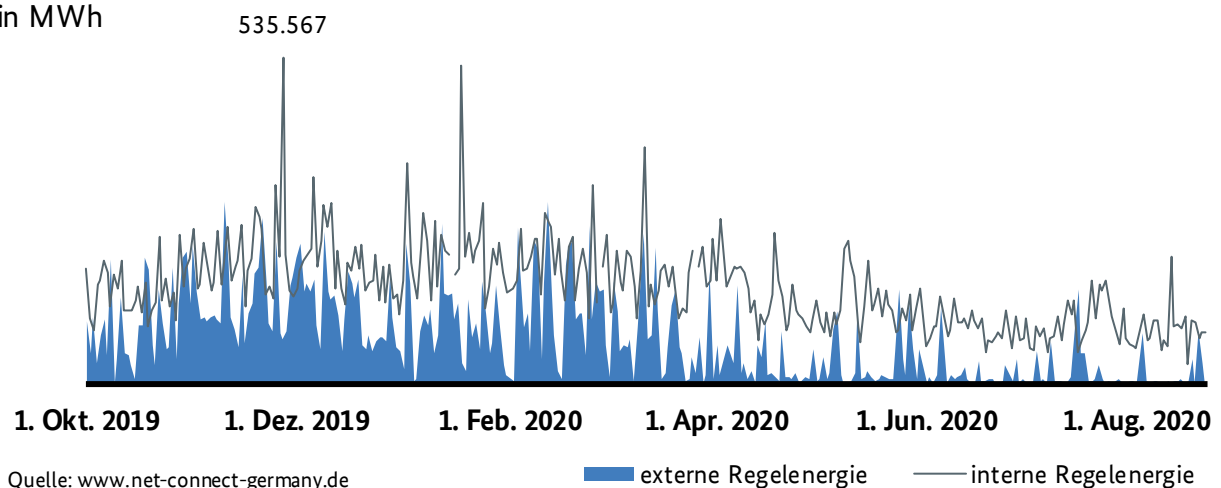


Abbildung 181: Regelenenergieeinsatz ab 1. Oktober 2019 bei NetConnect Germany, Stand August 2020

Gas: Regelennergieeinsatz bei GASPOOL in MWh

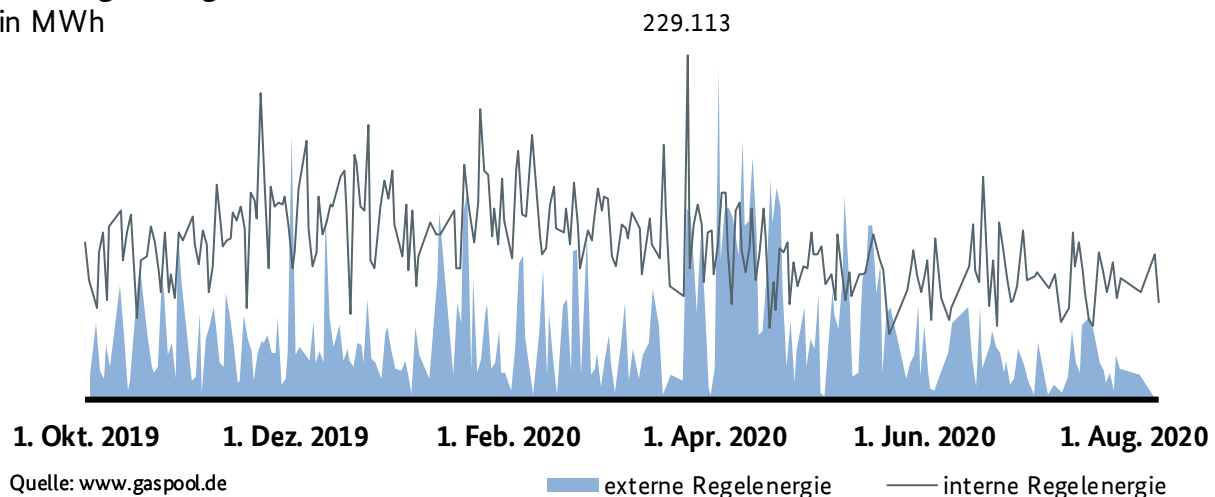


Abbildung 182: Regelennergieeinsatz ab 1. Oktober 2019 bei GASPOOL, Stand August 2020

Die nachfolgend dargestellten Regelennergieeinkaufspreise werden als Mittelwert der täglichen Regelennergieeinkaufspreise gebildet. Die Grafiken zeigen, dass der externe Regelennergiebedarf in beiden Marktgebieten insbesondere durch Produkte der MOL-Ränge 1 und 2 gedeckt wird. Der Großteil der beschafften Menge wird durch gasqualitätsspezifische Produkte in MOL-Rang 2 gedeckt.¹⁴⁷ Die Beschaffungspreise für externe Regelennergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen.

Gas: Externe Regelennergie MOL 1 - NetConnect Germany Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

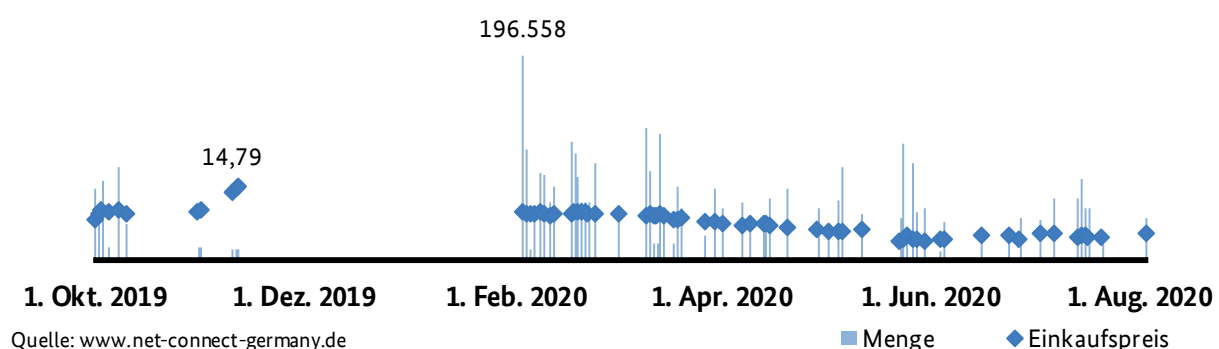


Abbildung 183: Externe Regelennergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020

¹⁴⁷ Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelennergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 sowohl bei GASPOOL als auch bei NetConnect Germany keine Produkte mehr.

Gas: Externe Regelernergie MOL 2 - NetConnect Germany

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

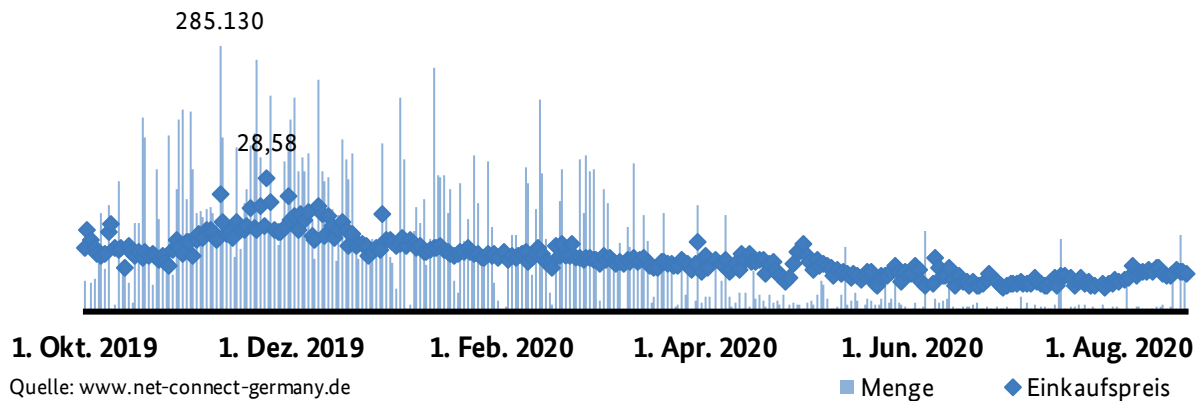


Abbildung 184: Externe Regelernergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020

Gas: Externe Regelernergie MOL 4 - NetConnect Germany

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

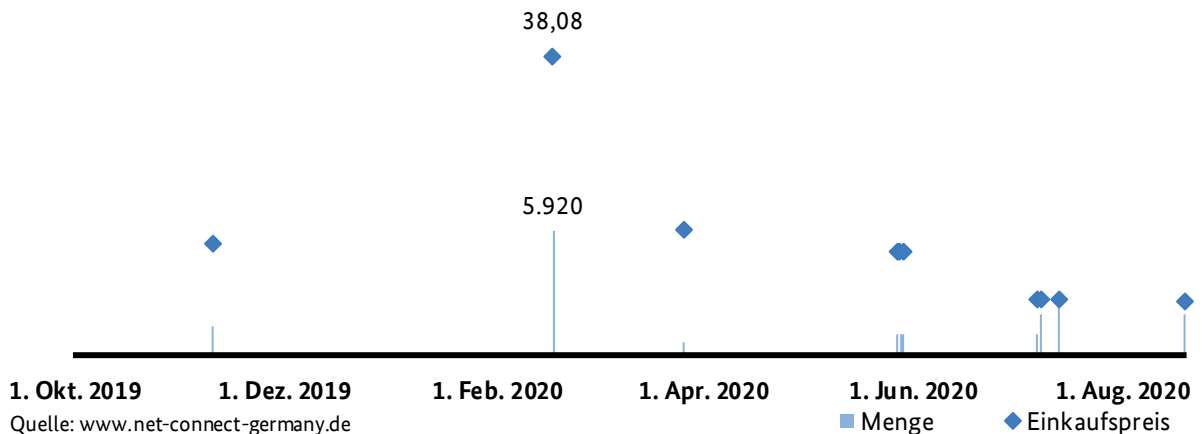


Abbildung 185: Externe Regelernergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020

Gas: Externe Regelenergie MOL 1 - GASPOOL

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

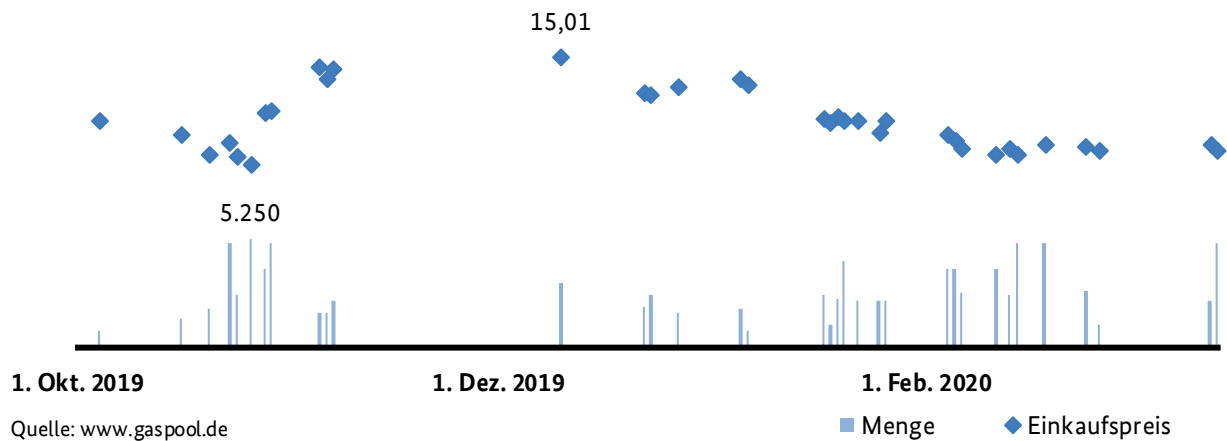


Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 1 in GASPOOL, Stand August 2020

Gas: Externe Regelenergie MOL 2 - GASPOOL

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

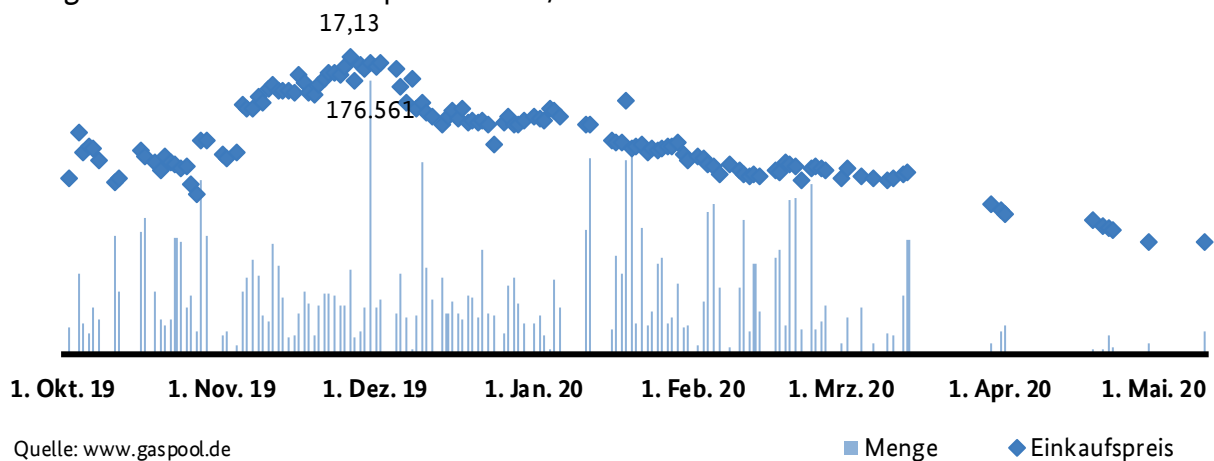


Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand August 2020

Gas: Externe Regelenenergie MOL 4 - GASPOOL

Menge in MWh und Einkaufspreis in Euro/MWh

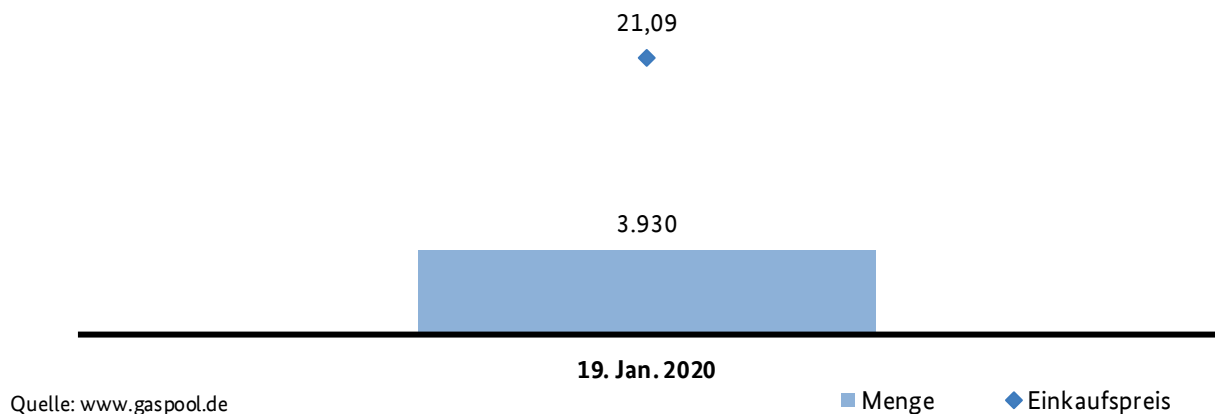


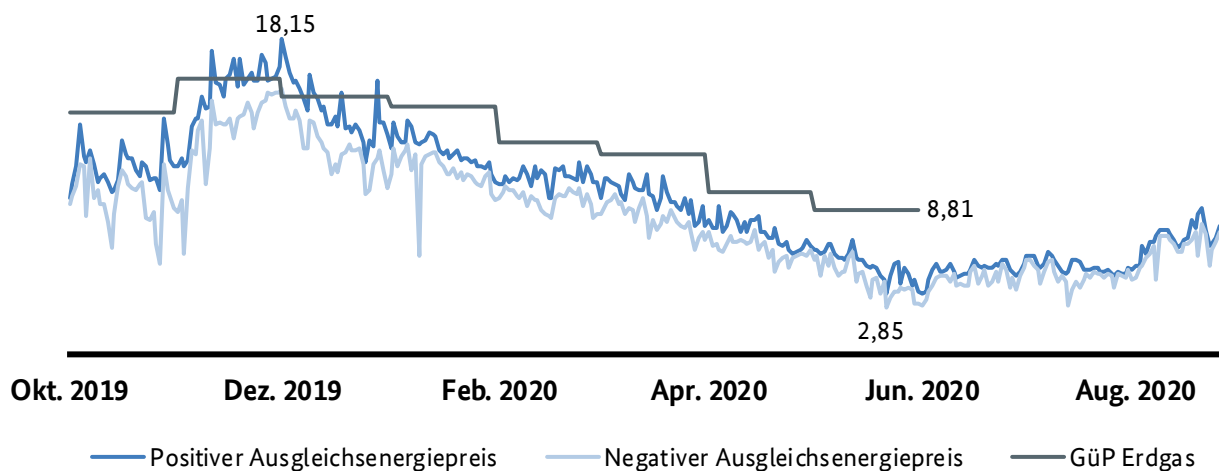
Abbildung 188: Externe Regelenenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand August 2020

1.2 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die 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 ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Für die Bildung des positiven und negativen Ausgleichsenergiepreises werden die Regelenenergiepreise (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale und Stundenprodukte) und der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis inkl. eines Zu- und Abschlags von zwei Prozent herangezogen. Dies führt dazu, dass in den beiden Marktgebieten unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise vorliegen können. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises dargestellt. Als Vergleichswert wird zusätzlich der Grenzübergangspreis für Erdgas, also der Importpreis für Erdgas an der deutschen Grenze, dargestellt.

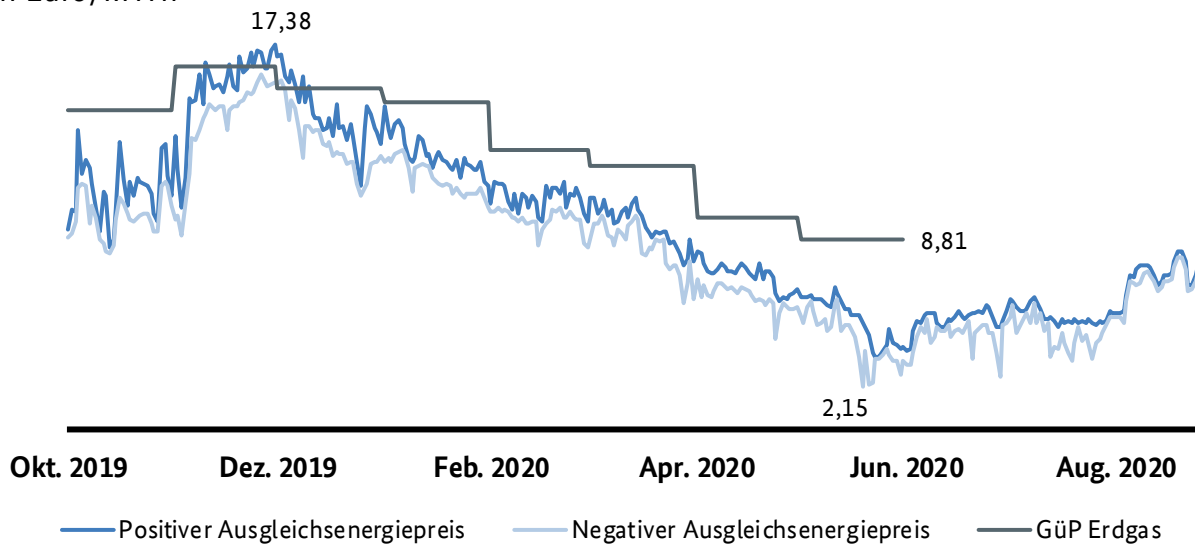
Gas: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise - NetConnect Germany in Euro/MWh



Quelle: Ausgleichsenergiepreis MG: www.net-connect-germany.de, GüP: www.bafa.de, Stand Juli 2019

Abbildung 189: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2019, Stand August 2020

Gas: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise - GASPOOL in Euro/MWh



Quelle: Ausgleichsenergiepreis MG: www.gaspool.de, GüP: www.bafa.de, Stand Juli 2019

Abbildung 190: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab 1. Oktober 2019, Stand August 2020

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen

Die beim MGV anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der jeweilige 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.

Die MGV sind verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für Standardlastprofil (SLP)-Entnahmestellen einerseits und Registrierende Leistungsmessung (RLM)-Entnahmestellen andererseits einzurichten. Die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) gelten jeweils für ein Jahr.

Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0,00 Euro/MWh absenken konnten. Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2020 wird im Marktgebiet NCG eine Bilanzierungsumlage von 0,00 Euro/MWh für SLP und von 0,10 Euro/MWh für RLM erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im Marktgebiet GASPOOL eine Bilanzierungsumlage von 0,00 Euro/MWh für SLP und von 0,00 Euro/MWh für RLM erhoben.

Gas: NetConnect Germany Bilanzierungsumlage in Euro/MWh

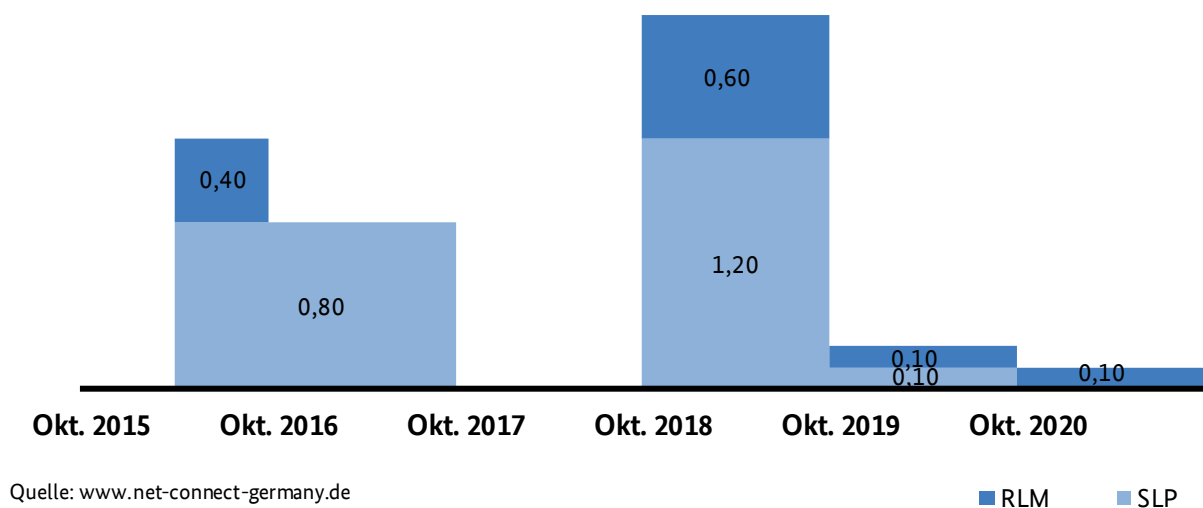


Abbildung 191: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand August 2020

Gas: GASPOOL Bilanzierungsumlage in Euro/MWh

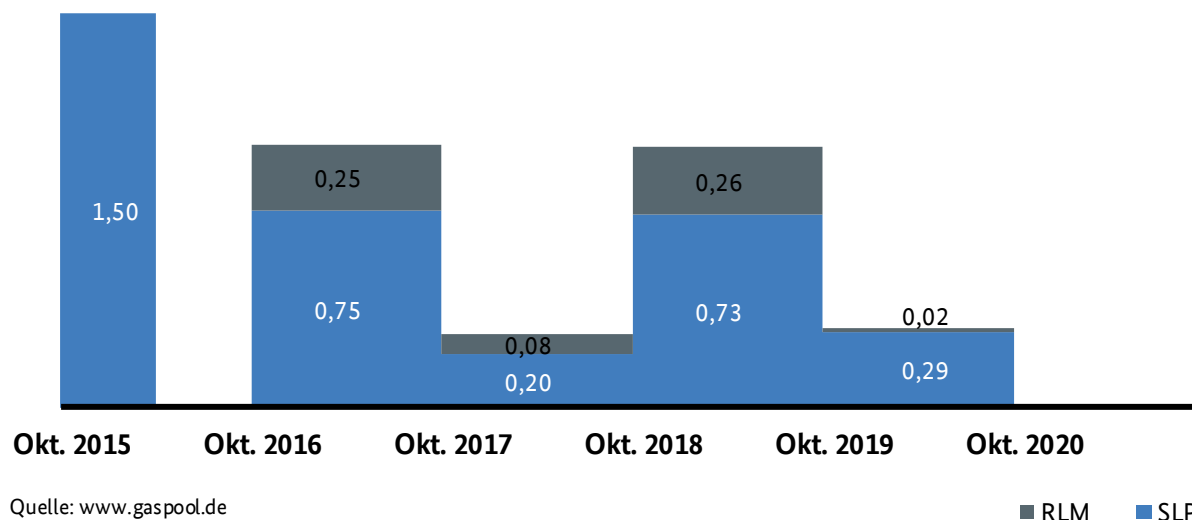


Abbildung 192: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand August 2020

3. Standardlastprofile

Netzbetreiber verwenden für die Allokation von Ausspeisemengen von Letztverbrauchern, insbesondere Haushalts- und Kleingewerbekunden, Standardlastprofile. Angewendet wurden diese Profile von 97,4 Prozent der Netzbetreiber. Der Grenzwert, ab dem eine registrierte Lastgangmessung bei dem Kunden im Regelfall einzusetzen ist, liegt bei einer Anschlussleistung von 500 kW oder einem Jahresverbrauch von 1,5 Mio. kWh. Von der Möglichkeit, von diesem Grenzwert abzuweichen, haben 4,2 Prozent der Netzbetreiber Gebrauch gemacht. Von diesen Netzbetreibern gaben 34,5 Prozent an, die Grenzwerte aus netztechnischen Gründen reduziert zu haben. In 58,6 Prozent der Fälle wurden die Grenzwerte mit den Transportkunden individuell vereinbart. Diese vereinbarten Werte galten den Angaben zufolge dann zu 52,9 Prozent lediglich für einzelne Kundengruppen und zu 47,1 Prozent für alle Kundengruppen.

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden 2019 von 80,8 Prozent (2018: 81,4 Prozent) der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,1 Prozent. Im Jahr 2018 waren es 13,8 Prozent.

Mit einer Marktabdeckung von 94,3 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (93,9 Prozent) nahezu unverändert hoch.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 46,1 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2018 waren es 47,6 Prozent. Wie bereits in den letzten Jahren wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich neun Profile Anwendung fanden (2018: acht).

Die Netzbetreiber, die das analytische Verfahren gewählt haben, nutzten zu 85,4 Prozent das 2-Tagesversatzverfahren 25 Prozent der Netzbetreiber gab an, ein Optimierungsverfahren zur Minimierung des 2-Tagesversatzes zu verwenden.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile (verfahrensunabhängig) aufgrund von hohen Prognoseabweichungen wurden von nur noch 5,3 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2018: 5,1 Prozent). Diese Anpassungen bestanden in der Anwendung von Korrekturfaktoren, der Anpassung der Koeffizienten oder in sonstigen Maßnahmen.

Im Netzkonto des Netzbetreibers werden auf Tagesbasis alle Einspeisungen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und den Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, angrenzende Marktgebiete und ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt. Die Marktgebietsverantwortlichen rechnen diese Netzkonten bei zu starken Unter- oder Überspeisungen ab.

Wegen Unterspeisungen wurden die Netzkonten von 48,2 Prozent der Netzbetreiber in mindestens einem Monat abgerechnet (keine Angaben durch Netzbetreiber: 17,1 Prozent). Im Vorjahr lag der Wert bei 49,5 Prozent. Durchschnittlich war das bei diesen Netzbetreibern in 3 Monaten der Fall. Über alle Netzbetreiber gesehen lag der Schnitt bei 1,8 Monaten.

Aufgrund von Überspeisungen fand diese Abrechnung bei 57 Prozent (2018: 56,2 Prozent) aller Netzbetreiber in mindestens einem Monat statt (keine Angaben der Netzbetreiber: 17,7 Prozent). Bei den betroffenen Netzbetreibern geschah dies im Schnitt in 9,4 Monaten. Inklusive der nicht abgerechneten Netzbetreiber lag der Schnitt noch bei 6,5.

53 Prozent der Netzbetreiber gaben an, dass auf die aus der Abrechnung von Überspeisungen folgende Gutschrift verzichtet wurde.

Gas: Wahl der Wetterprognose in Prozent

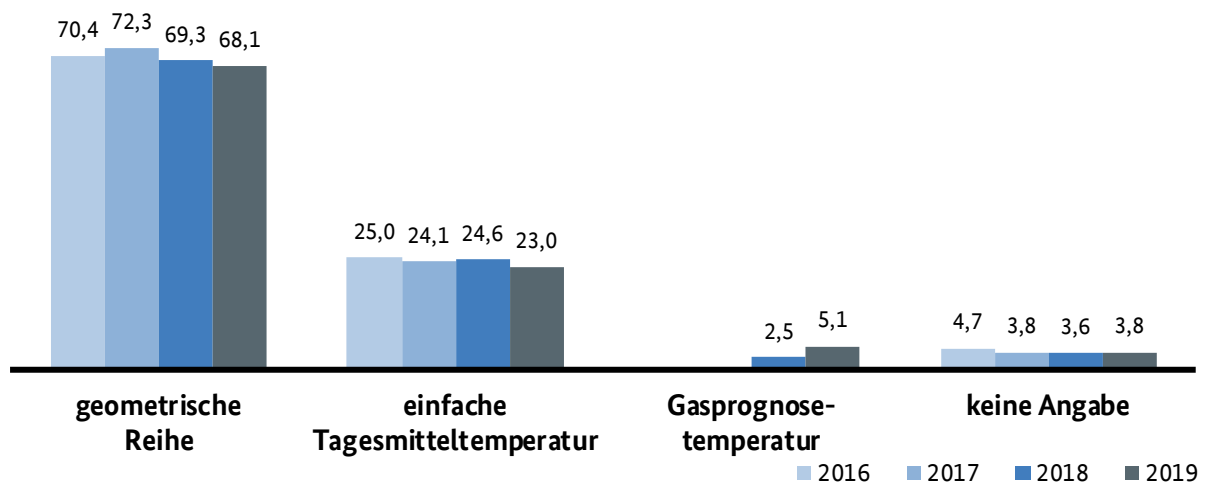


Abbildung 193: Wahl der Wetterprognose

Infolge der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist eine weiterhin eine hohe Präferenz bei der Verwendung einer differenzierten Prognosetemperatur („geometrische Reihe“) zu erkennen. Bei diesem Verfahren werden zur Senkung des Abweichungsrisikos der Prognose auch die Ist-Temperaturen der Tage mit einbezogen, die vor dem Liefertag liegen. Zum zweiten Mal wurde in 2019 auch die Verwendung der Gasprognosetemperatur abgefragt, die bei 5,1 Prozent der Netzbetreiber zur Anwendung kam. Dies entspricht einer Verdopplung des Vorjahreswertes von 2,5 Prozent.

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.

Das Bundeskartellamt geht von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt diesen nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen ab. Dabei findet der wesentliche Teil des Erdgasgroßhandels über außerbörsliche Brokerplattformen statt. So hat sich das Handelsvolumen im brokervermittelten Großhandel um 30 Prozent erhöht, im börslichen Gasgroßhandel beispielsweise der EEX Group ist 2019 eine Volumenzunahme um rund 22 Prozent zu verzeichnen. Neben der EEX existieren noch weitere Gasbörsen wie die ICE, Gazprom ESP und Tender 365.

Im Jahr 2019 war erstmals wieder eine deutliche Abnahme der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. So nahm, beispielsweise, der als Referenzpreis für den mittelfristigen Beschaffungsmarkt betrachtete Index EGIX im ungewichteten Jahresmittel um rund 28 Prozent gegenüber 2018 ab.

1. Börslicher Großhandel

Ein für den deutschen Erdgashandel relevanter Börsenhandelsplatz wird von der schon erwähnten European Energy Exchange AG bzw. deren Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen: EEX) betrieben. Die EEX hat sich wie in den Vorjahren an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings beteiligt.¹⁴⁸ Ihr Handelsplatz umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt) sowie Spreadprodukte. Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutschen Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar.¹⁴⁹

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 einem MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Auch qualitätsspezifische Kontrakte (H-Gas bzw. L-Gas) sind handelbar. Marktteilnehmer nutzen den Terminmarkt in erster Linie zur Absicherung gegen Preisrisiken bzw. Portfoliooptimierung und nur nachrangig für die langfristige Gasbeschaffung.

¹⁴⁸ Es wird angestrebt, in den nächsten Jahren weitere Börsen in die Datenerhebung für das Energie-Monitoring einzubeziehen.

¹⁴⁹ Im Jahre 2021 sollen diese beiden Marktgebiete zu einem gemeinsamen deutschlandweiten Marktgebiet zusammengefasst werden.

Alle Gas-Handelsaktivitäten am europäischen Gasmarkt wurden bis zum 31. Dezember 2019 von EEX und Powernext auf der gemeinsamen Plattform „PEGAS“ betrieben. Über PEGAS konnten Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Österreich, Belgien, Tschechien, Dänemark, Niederlande, Frankreich, Italien, Spanien und dem Vereinigten Königreich gehandelt werden. Zum 1. Januar 2020 erfolgte eine Integration der Geschäfte der Powernext unter einer Börsenlizenz in die EEX AG. Die EEX übernahm damit ab diesem Zeitpunkt den Betrieb der Spot- und Terminmärkte für Erdgas der ehemaligen Powernext.

Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sog. seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Der von der EEX in der zweiten Jahreshälfte 2017 eingeführte europäische Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) ermöglicht es den Marktteilnehmern, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Der Preisindex umfasst die Gasmärkte Deutschland (GASPOOL und NCG), Niederlande (TTF), Frankreich (TRF, bis Oktober 2018: PEG Nord und TRS), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP). An den Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2019 insgesamt 2.542 TWh gehandelt. Dies entspricht einem Anstieg von rund 30 Prozent (2018: 1.963 TWh). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 1.454 TWh (2018: 1.111 TWh); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 1.088 TWh umgesetzt (2018: 852 TWh). Auf beiden Teilmärkten konnte dieses Wachstum im Wesentlichen auf das Wachstum des Gesamtmarktes zurückgeführt werden, wobei im Spotmarkt auch zusätzliche Marktanteile gewonnen werden konnten (plus sieben Prozent im Vergleich zum Vorjahr).¹⁵⁰ Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen an der PEGAS belief sich im Jahr 2019 auf rund 548 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 449 TWh einem Zuwachs um rund 99 TWh bzw. 22 Prozent entspricht. Dabei ist eine Ausweitung der gehandelten Mengen gegenüber 2018 für beide Marktgebiete festzustellen. Das Handelsvolumen für das Marktgebiet GASPOOL nahm um 25 TWh bzw. rund 14,5 Prozent und das Volumen für das Marktgebiet NCG um 74 TWh bzw. rund 27 Prozent zu. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2019 erneut gestiegen und betrug rund 472 TWh (2018: rund 391 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2019 für beide Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 179,5 TWh, Vorjahr: 132,9 TWh; GASPOOL: 121,5 TWh, Vorjahr: 102,8 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 58 TWh im Jahr 2018 auf rund 75 TWh gestiegen, was einer Zunahme von rund 30 Prozent entspricht.

¹⁵⁰ EEX Group Geschäftsbericht 2019, Seite 39.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete in TWh

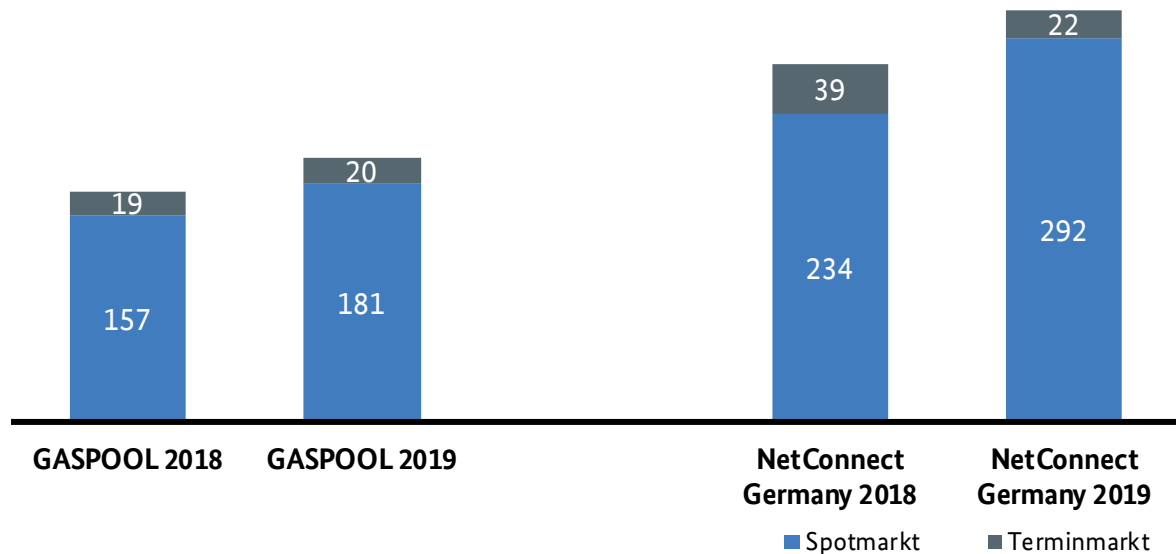


Abbildung 194: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven¹⁵¹ Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 89 Teilnehmer (2018: 87 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 77 (2018: 75). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Anzahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Marktgebiet NCG rund 7,5 Teilnehmer (2018: 5,6 Teilnehmer) bzw. für das Marktgebiet GASPOOL rund 3,9 Teilnehmer (2018: 3,6 Teilnehmer). Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Abnahmemenge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich. Im Hinblick auf die geringeren Steigerungsraten am Terminmarkt spielt es eine Rolle, dass ein an der Börse gehandelter und infolgedessen „geclearter“ Vertrag aufgrund des täglichen Marginings (der täglichen Anpassung der hinterlegten Sicherheiten) über den gesamten langen Zeitraum bis zur Fälligkeit für den Marktteilnehmer ein Liquiditätsrisiko darstellt und auch einen hohen Arbeitsaufwand bedeuten kann.

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, insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf am börslichen Markt übliche Standardisierungen in der Ausgestaltung der Kontrakte. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Angebot und Nachfrage von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann

¹⁵¹ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig wird eine breitere Risikostreuung ermöglicht, da Broker als Dienstleister anbieten, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen. Hiermit wird das Kontrahentenausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens der Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt neun (im Vorjahr acht) Brokerplattformen beteiligt. Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2019 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.853 TWh (im Vorjahr 2.192 TWh)¹⁵². Davon entfielen 1.207 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2019 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Gas: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen in TWh

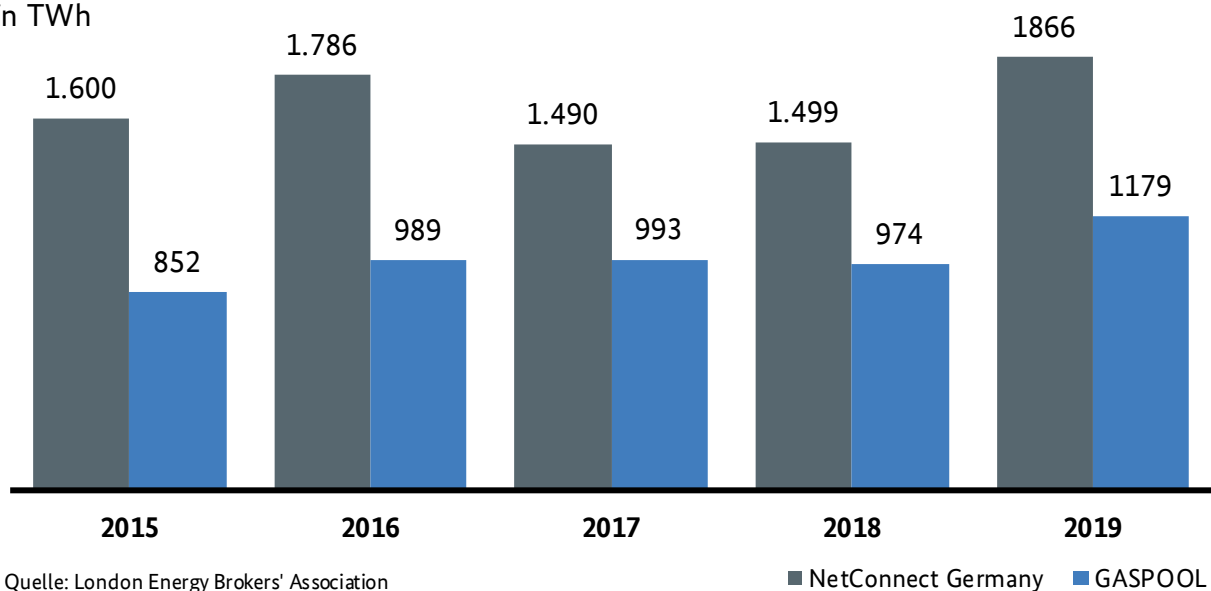


Abbildung 195: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete

Der Volumenanstieg wird durch die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für das Marktgebiet GASPOOL und NCG bestätigt. In der LEBA sind unter anderem sechs der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf alle in der LEBA organisierten Brokerplattformen entfielen im Jahr 2019 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 3.045 TWh (Vorjahr 2.473 TWh).¹⁵³

¹⁵² Wert aufgrund geänderter Daten in 2018 korrigiert.

¹⁵³ Siehe London Energy Brokers' Association, OTC Energy Volume Report, <https://www.lebaltd.com/monthly-volume-reports/> (abgerufen am 8. Oktober 2020).

Auf dem Spotmarkt machen kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche rund 13 Prozent des von den acht Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 87 Prozent den Terminmarkt betreffen. Dabei stellen die Geschäfte für das laufende Jahr den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2019 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 56 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr 2020 immer noch 32 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2021 und später ein Anteil von 12 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis mit einer leichten Zunahme des Anteils für Transaktionen mit Lieferzeitpunkten für das Folgejahr 2020 (plus zwei Prozentpunkte).

Gas: Erdgashandel über neun Brokerplattformen in 2019 nach Erfüllungszeitraum in TWh

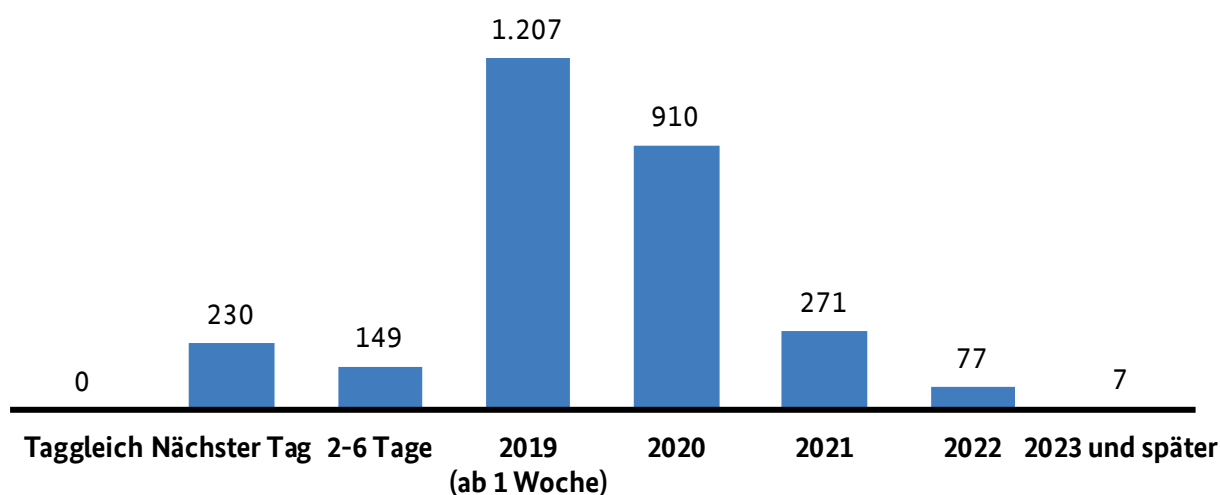


Abbildung 196: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Ebenfalls wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP) von NCG und GASPOOL. Über die VHP können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen mittels Nominierungen übertragen.

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.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich erneut die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und GASPOOL beteiligt. Die an den beiden VHP nominierten Gasmengen

sind von insgesamt 3.780 TWh im Vorjahr auf 4.033 TWh im Jahr 2019 um rund 6,7 Prozent angestiegen. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 46 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 54 Prozent. Fast 91 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen neun Prozent auf L-Gas.¹⁵⁴

Bei H-Gas ist im Vergleich zu 2018 erneute eine Zunahme der Normierungsmenge um 125 TWh am VHP der GASPOOL zu verzeichnen (rund acht Prozent). Am VHP der NCG stieg die Nominierungsmenge um 144 TWh auf 1.970 TWh (ebenfalls rund acht Prozent). Bei L-Gas wurden am VHP der GASPOOL 17 TWh weniger gehandelt, was einer Abnahme von rund 10 Prozent, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina, entspricht. Für den VHP der NCG war im Jahr 2019 lediglich eine Zunahme um 1 TWh (rund 0,5 Prozent) zu verzeichnen.

Gas: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten in TWh

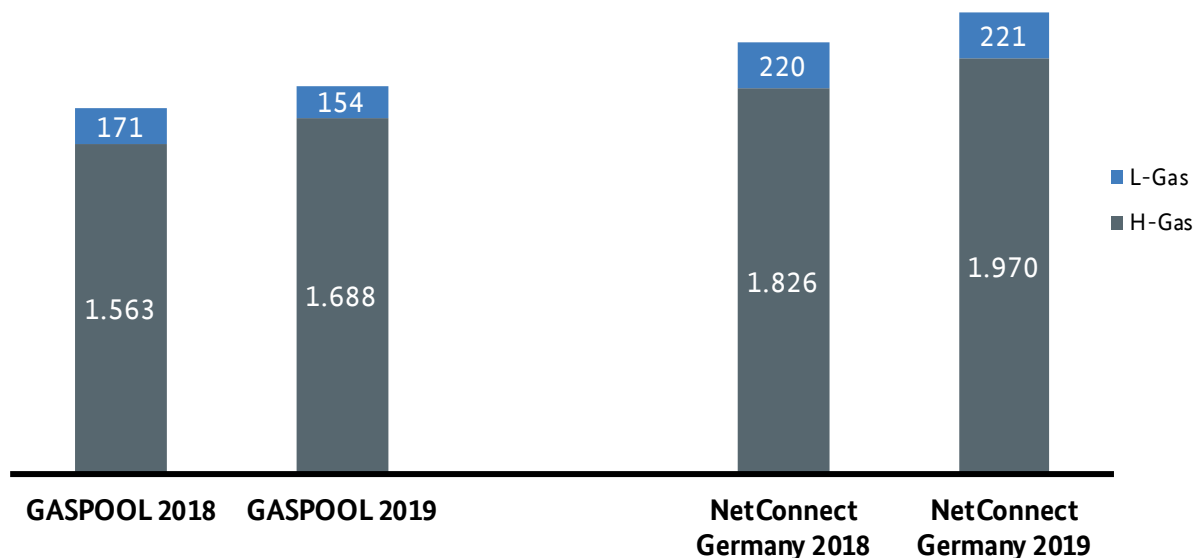


Abbildung 197: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Juni bis August 2019 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 293 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 268 TWh im August 2019, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2019 mit rund 433,5 TWh erreicht.

¹⁵⁴ Im Zuge der o.g. Marktgebietszusammenlegung von NCG und GASPOOL im Jahre 2021 wird es mit dem „Trading Hub Europe“ dann nur noch einen virtuellen Handelspunkt geben; vgl. <https://www.energate-messenger.de/news/195040/deutsches-marktgebiet-wird-trading-hub-europe-heissen>, <http://www.marktgebietszusammenlegung.de/>

Gas: Jahresverlauf der Nominierungsmengen in TWh

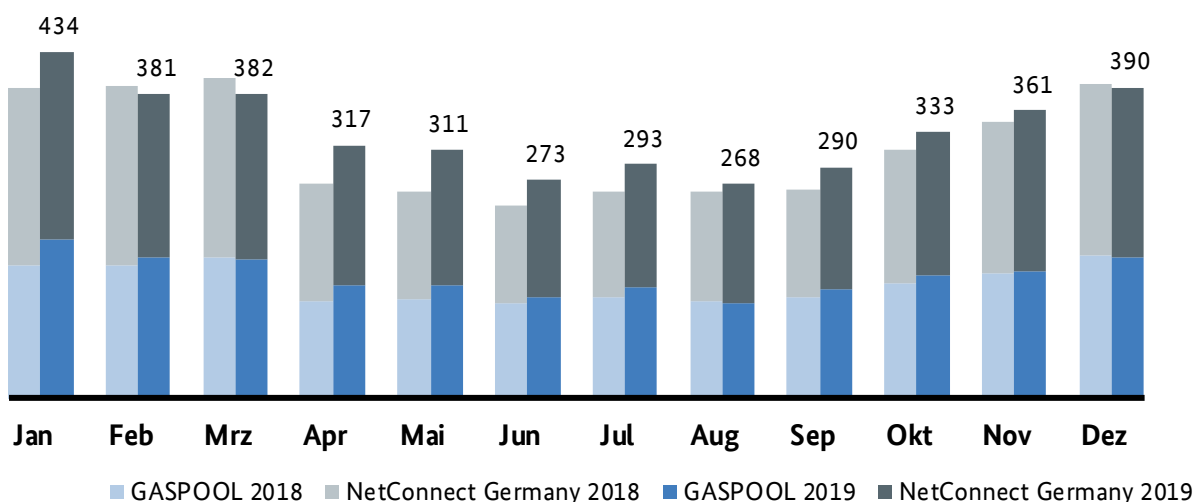


Abbildung 198: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2018 und 2019

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d. h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2019 erneut verändert. Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 327 auf 340. Für L-Gas sank der Wert von 180 auf 179. Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 292 auf 289 verringert. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL hat sich die Handelsteilnehmerzahl ebenfalls von 150 auf 142 reduziert.

3. 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 das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt und somit die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Darüber hinaus steht mit dem European Gas Index Deutschland (EGIX) ein Referenzpreis für die Beschaffung mit einem Zeithorizont von rund einem Monat zur Verfügung. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am BAFA-Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen, der auf Seite 411 dieses Abschnitts näher erläutert wird.

Am börslichen Spotmarkt ermittelte die EEX bis zum Jahresende 2017 Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete GASPOOL und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird. Im September 2017 führte die EEX den European Gas Spot Index (EGSI) ein, der seitdem den Tagesreferenzpreis als kurzfristigen Preisindex ersetzt. Ermittelt wird der EGSI ebenfalls nach dem Prinzip des volumengewichteten Mittelwerts. Anders als der 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 ab¹⁵⁵. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sog. „Day-Ahead“-Produkte.

Der EGSI betrug 2019 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 14,18 Euro/MWh und für GASPOOL 13,75 Euro/MWh. Im Vorjahr betrugen die Vergleichswerte für den Tagesreferenzpreis für NCG und GASPOOL jeweils 22,95 Euro/MWh. Über das Jahr 2019 schwankte der EGSI bezogen auf beide Marktgebiete zwischen 7,79 Euro/MWh (am 5. September 2019) und 23,24 Euro/MWh (am 18. Januar 2019).

Gas: EGS-Index (EGSI) im Jahr 2019 in Euro/MWh

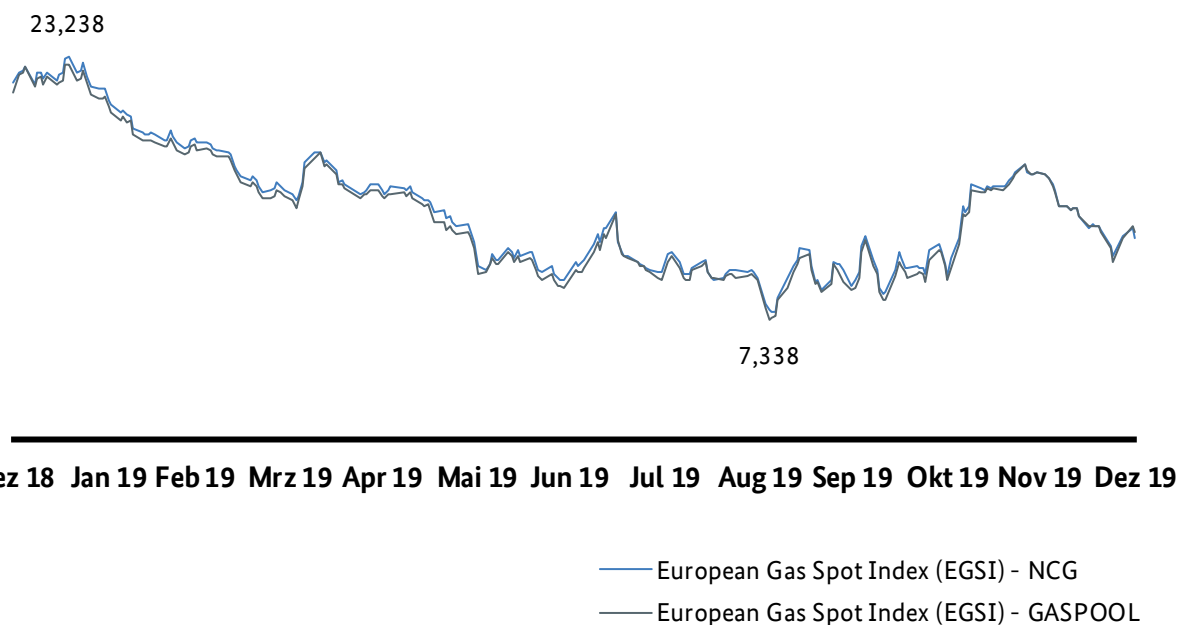


Abbildung 199: EEX-EGSI im Jahr 2019

Die Abweichungen zwischen dem EGSI für NCG und GASPOOL waren im Jahr 2019 wesentlich stärker ausgeprägt als im Jahr 2018. So ergaben sich an 42 Handelstagen Preisunterschiede von drei Prozent (2018: elf Handelstage) und an 25 Handelstagen Preisunterschiede von vier Prozent. Nur an 162 von 251 Börsenhandelstagen (2018: 247 von 253 Börsenhandelstagen) betrug die Differenz maximal zwei Prozent.

¹⁵⁵ Zur Berechnungsmethodik und weiteren Details siehe <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/action-required---pegas-erdgas--index-harmonisierung-und-zusaetzliche-marktdaten/76706> sowie https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/03%20Business%20Development%20Outlook%20-%20Sirko%20Beidatsch.pdf (beide abgerufen am 23. August 2019).

Verteilung der Differenzen zwischen EGSI (Euro/MWh) für die Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany im Jahr 2019

Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

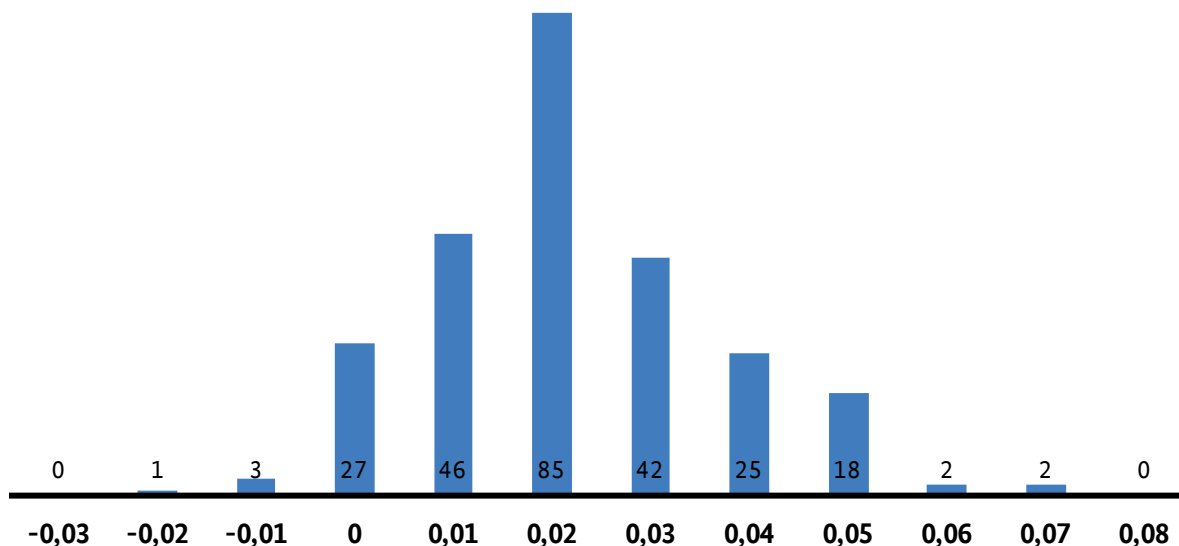


Abbildung 200: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2019

Für mittelfristige Handelskontrakte bildet der EGIX Deutschland einen Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG und GASPOOL abgeschlossen werden¹⁵⁶. Der EGIX Deutschland betrug 2019 zwischen 11,11 Euro/MWh (August) und 24,13 Euro/MWh (Januar). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 15,75 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (21,98 Euro/MWh) einer Senkung um rund 28 Prozent entspricht.

Der Grenzübergangspreis als Referenzpreis des langfristigen Erdgasbezugs wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet. Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen und -preise¹⁵⁷, dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich im Zeitraum 2016 bis 2019 zwischen 12,20 Euro/MWh und 21,68 Euro/MWh. Für 2019 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 15,99 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2018 noch bei 19,15 Euro/MWh lag (minus 16,5 Prozent).

¹⁵⁶ Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/20190801_PEGAS_Reference_Price_EGIX.pdf (abgerufen am 3. November 2020).

¹⁵⁷ Siehe https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 3. November).

Gas: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland in Euro/MWh

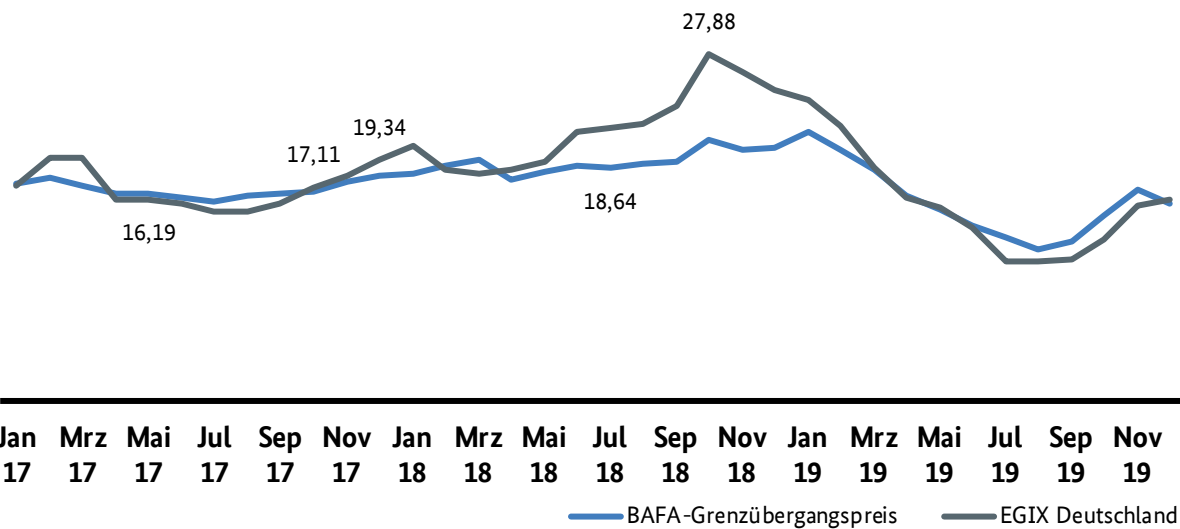


Abbildung 201: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2017 bis 2019

Älteren Gasimportverträgen lag in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde. Hiervon wurde in den letzten Jahren bei Neuverträgen bzw. im Rahmen von Vertragsanpassungen zunehmend abgesehen. Die Preisindizes – wie z. B. der EEX-EGSI bzw. der EGIX – ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2019 zeigt erneut deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

F Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung im Monitoring 2020 haben insgesamt 1.010 Gaslieferanten teilgenommen. Die Auswertung der Angaben der Gaslieferanten als jeweils einzelne juristische Person ohne Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen kommt zu dem Ergebnis, dass der Großteil der Gaslieferanten (507 Unternehmen bzw. 52 Prozent) jeweils zwischen 1.001 und 10.000 Marktllokationen beliefert. Diese 507 Gaslieferanten beliefern 15 Prozent bzw. 2,1 Mio. Marktllokationen aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 140,5 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die erfasste gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 857,7 TWh, entspricht das einem Anteil von 16 Prozent.

Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (24 Unternehmen bzw. gut zwei Prozent), die jeweils mehr als 100.000 Marktllokationen von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen rund 42 Prozent bzw. 5,9 Mio. Marktllokationen aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 210,5 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 857,7 TWh entspricht das einem Anteil von gut 24 Prozent. Die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Gaslieferanten besitzt also eine verhältnismäßig geringe Kundenzahl, während die wenigen großen Gaslieferanten absolut gesehen einen Großteil der Marktllokationen beliefern.

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktllokationen beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

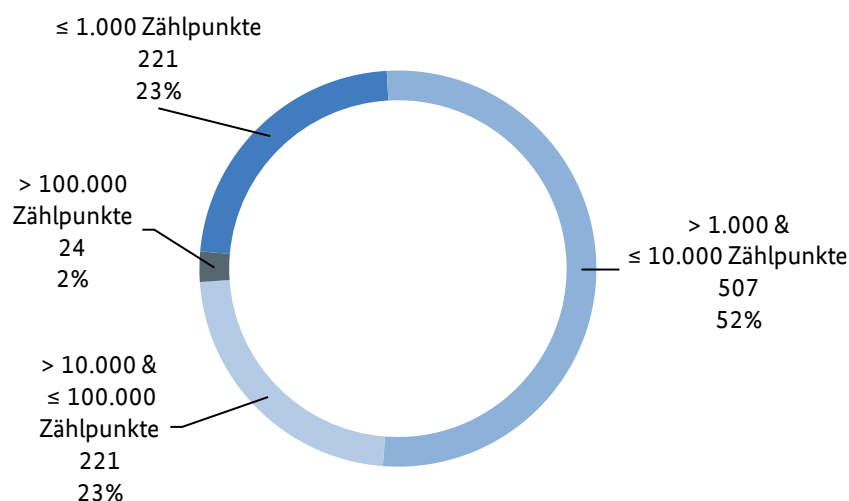


Abbildung 202: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktllokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2019

Gas: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
 (alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts))
 in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

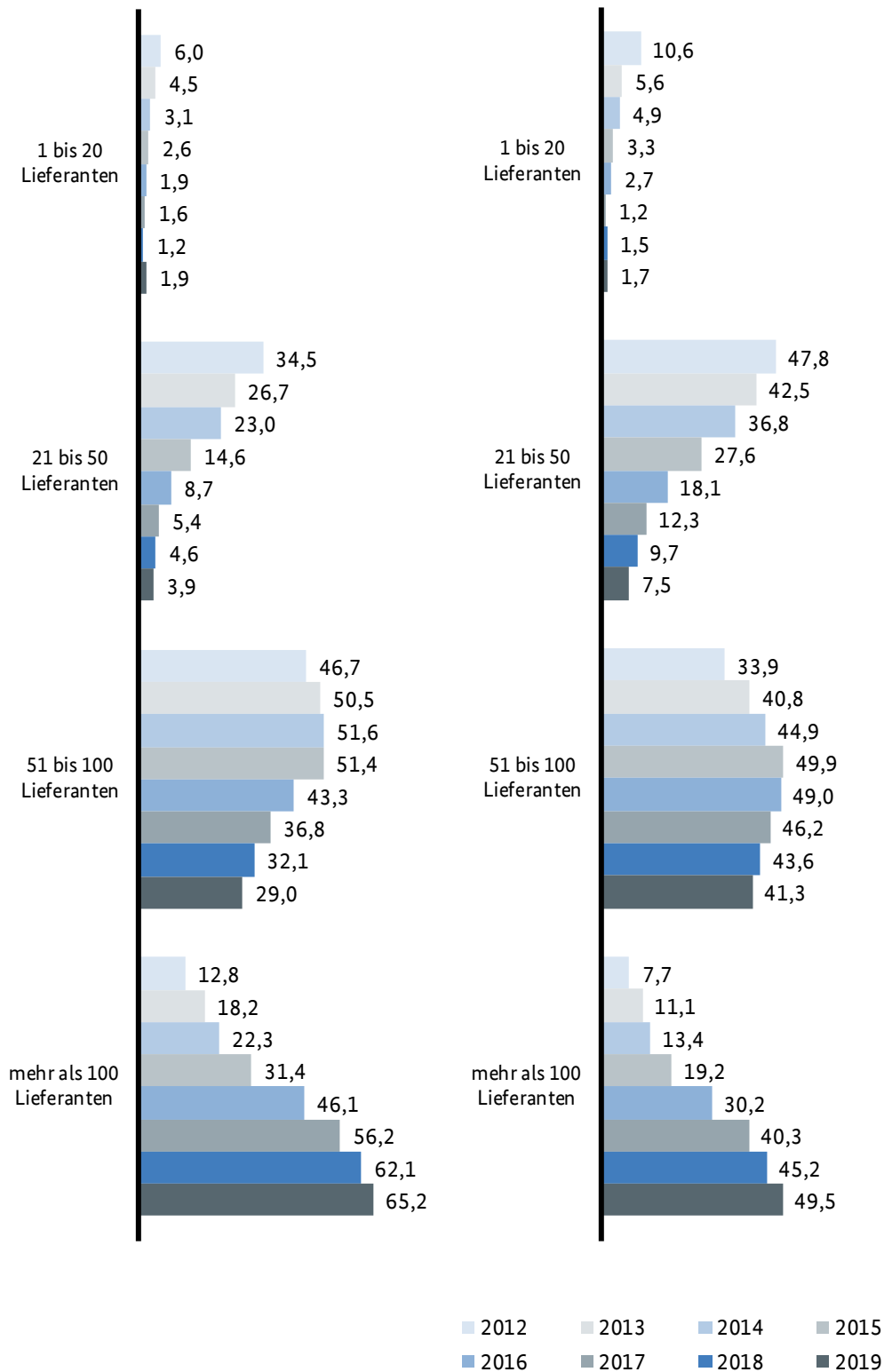


Abbildung 203: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß
 Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2020 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern. Hierbei wird auf die Anzahl der beliefernden juristischen Personen abgestellt, d. h. etwaige Konzernverbindungen unter den Lieferanten werden nicht berücksichtigt. Da viele Gaslieferanten ihre Gastarife in vielen Netzen anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden, liefert aber einen Hinweis auf potenziellen Wettbewerb.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel stieg die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stets an. Dieser positive Trend setzte sich auch 2019 unverändert fort.

In 94 Prozent der Netzgebiete waren 2019 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 65 Prozent der Netzgebiete standen den Letztverbrauchern mehr als 100 Gaslieferanten zur Auswahl. Bei der gesonderten Betrachtung des Bereichs der Haushaltskunden ist die Entwicklung ähnlich positiv. In fast 91 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In knapp 50 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 129 Gaslieferanten (2018: 124 Gaslieferanten) wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 109 Gaslieferanten (2018: 104 Gaslieferanten) (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

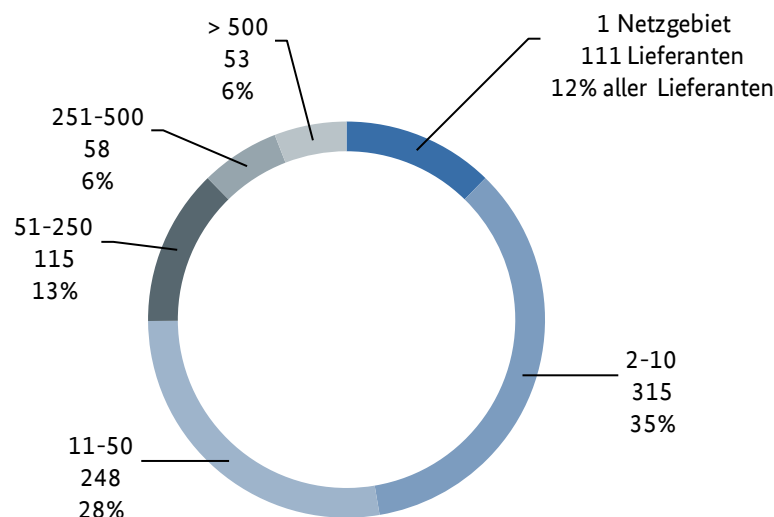


Abbildung 204: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2019

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Nur 12 Prozent der Gaslieferanten sind in einem einzigen angestammten Netzgebiet tätig. Der Großteil der Gaslieferanten (35 Prozent) beliefert Letztverbraucher in höchstens zehn Netzgebieten und ist damit nur regional tätig. Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln wird unterstellt, dass eine Belieferung in über 500 Netzgebieten in Deutschland einer bundesweiten Belieferung gleichkommt. Insgesamt 53 Gaslieferanten (sechs Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 83 Netzgebiete. Ein weiteres Datum, das die bundesweite Tätigkeit von Lieferanten beschreibt, ist die Anzahl der belieferten Bundesländer: 120 Lieferanten haben Verträge in allen 16 Bundesländern abgeschlossen.

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel



Die Hälfte der 12,5 Mio. Haushaltskunden in Deutschland hat einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger abgeschlossen und wird dabei über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert. Gut 17 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der Grundversorgung. Rund ein Drittel der Haushaltskunden hat einen Gasliefervertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Der Anteil der teuren Grundversorgungsverträge geht seit Jahren zurück. Der Anteil der Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, steigt stetig.

Fast 1,6 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2019 ihren Gaslieferanten gewechselt. Insbesondere Haushaltskunden die von einem Umzug oder Neueinzug betroffen sind, entscheiden sich immer häufiger direkt für einen Lieferanten der nicht der örtliche Grundversorger ist, und damit für einen preisgünstigeren Gasliefervertrag.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die aktuellen Preise des derzeitigen Gaslieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Gaslieferanten zu vergleichen. Eine Umstellung des Vertrages beim bestehenden Lieferanten oder der Wechsel des Lieferanten sind in den meisten Fällen mit einer Ersparnis verbunden.

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit Schwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahekommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel differenziert für verschiedene Kundengruppen über Fragen an die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber Gas, sowie an die Gaslieferanten erhoben.

Die Gasletztverbraucher werden nach der Art ihrer Verbrauchserfassung entsprechend in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden ist im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert.¹⁵⁸ Bei allen übrigen Kunden handelt es sich somit um Nicht-Haushaltskunden. Zu diesen zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die bei den Händlern und Lieferanten erhobene Gasabgabemenge an alle Letztverbraucher betrug 857,7 TWh im Jahr 2019 (2018: 818,6 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 501,4 TWh (2018: 450,1 TWh) auf RLM-Kunden und rund 360,1 TWh (2018: 376,4 TWh) auf SLP-Kunden¹⁵⁹. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG wurden im Jahr 2019 rund 262 TWh (2018: 253,1 TWh) abgegeben.

Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Gaslieferanten befragt, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle ein.¹⁶⁰ Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert („Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“). Man spricht hier auch von sogenannten „Sonderverträgen sui generis“ zwischen dem Lieferanten und dem Kunden (vgl. § 1 Abs. 4 KAV). Die Auswertung nach diesen drei Kategorien lässt Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat.

Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Insbesondere ist zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im

¹⁵⁸ 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.

¹⁵⁹ Die Differenz zwischen der Mengenangabe von 861,5 TWh (Summe aus RLM und SLP-Mengen) und der Gesamtabgabemenge von 857,7 TWh resultiert aus abweichenden Angaben der befragten Lieferanten.

¹⁶⁰ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ zählt.¹⁶¹

Wiederholt wurden die Gaslieferanten zudem befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2019 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2019 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, der die Messlokation eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zuordnet. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ist für den Netzbetreiber nicht oder nur mit erheblichem Aufwand von einem kundenseitig initiierten Lieferantenwechsel zu trennen und wird daher ebenfalls als Lieferantenwechsel gezählt. Das Gleiche gilt bei Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder bei einer Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwilliger Lieferantenwechsel“). Daher kann die tatsächliche Anzahl der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten geringfügig abweichen. Neben Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden bei Einzug betrachtet.

2.1 Nicht-Haushaltskunden

2.1.1 Vertragsstruktur

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM), d. h. die Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise im Viertelstundentakt, erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus.¹⁶² Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2019 haben 907 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlifikationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (2018: 934). Unter diesen Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl voneinander unabhängiger Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2019 RLM-Kunden an 44.982 Marktlifikationen mit gut 501,4 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung¹⁶³ (120,9 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (380,3 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht

¹⁶¹ Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

¹⁶² Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

¹⁶³ 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“.

ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/ Ersatzversorgung wurden etwa 0,3 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,05 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen in 2019 ca. 24,1 Prozent (25,7 Prozent in 2018) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 75,9 Prozent (74,2 Prozent in 2018) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Diese Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Gas: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019

Menge und Verteilung

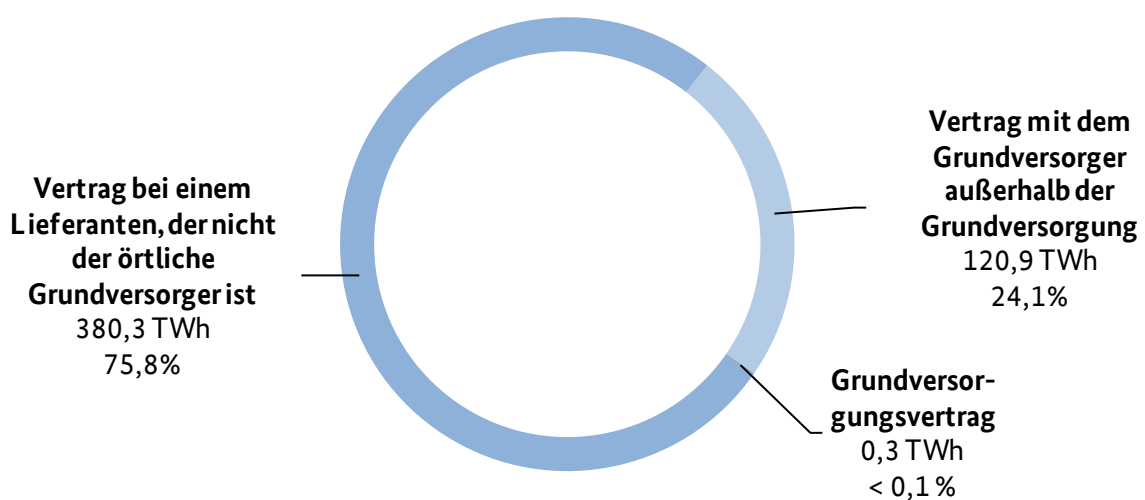


Abbildung 205: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Befragung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s. o.) im Jahr 2019 stattgefunden haben. Nicht berücksichtigt wird, welcher Anteil der „Industrie- und Gewerbekunden“ im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Zahlen zum Lieferantenwechsel wurden nach fünf verschiedenen Verbrauchskategorien differenziert eingeholt. In die Berechnung der Wechselquote bei Nicht-Haushaltskunden fließen nur die vier höchsten Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken ein. Die Erhebung erbrachte die folgenden Ergebnisse:

Gas: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2019

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchs- kategorie	Entnahmemenge an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant wechselte	Anteil an Gesamt- entnahmemenge der Verbrauchs- kategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.472.169	10,4%	34,7 TWh	10,5%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	14.969	11,2%	15,8 TWh	12,4%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	1.142	27,3%	15,8 TWh	14,5%
≥ 100 GWh/Jahr	158	29,2%	12,6 TWh	6,4%
Gaskraftwerke	4	2,0%	3,7 TWh	3,8%
Gesamt	1.488.442		82,6 TWh	

Tabelle 125: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2019

Die Gesamtzahl der Marktllokationen mit Lieferantenwechsel ist in 2019 im Vergleich zum Jahr 2018 von 1.462.060 auf 1.488.442 (+ 1,8 Prozent) gestiegen. Eine Zunahme ist vor allem in den beiden Verbrauchskategorien zwischen ≥ 10 GWh/Jahr und ≥ 100 GWh/Jahr zu verzeichnen, wohingegen die restlichen Verbrauchskategorien nur geringe Veränderungen im Vergleich zum Jahr 2018 haben. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug in allen fünf Kategorien im Jahr 2019 in Summe rund 82,6 TWh. Sie ist im Vergleich zum Vorjahr um rund 8 Prozent gesunken (89,5 TWh in 2018).

Gas: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

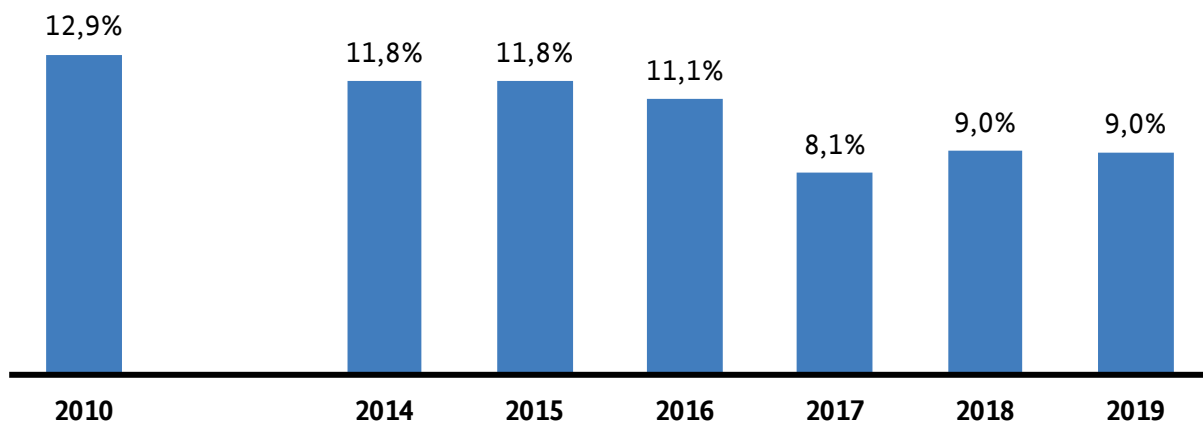


Abbildung 206: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote erneut wie im Jahr 2019 bei 9 Prozent.

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2020 wurde die Abfrage der Gasabgabemengen der Gaslieferanten an die Haushaltskunden in drei unterschiedliche Verbrauchsbänder unterteilt:

- Band I (D1): jährlicher Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh).

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2019 zeigt sich, dass knapp die Hälfte der Haushaltskunden (49 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 128,4 TWh beliefert wurde (2018: 50 Prozent/ 124,7 TWh).

Nur 17 Prozent der Haushaltskunden wurden 2019 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 43,7 TWh beliefert (2018: 18 Prozent/ 45,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 34 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 89,9 TWh (2018: 32 Prozent/ 79,1 TWh).¹⁶⁴ Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

¹⁶⁴ Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 262 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 282,5 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2019

Menge und Verteilung

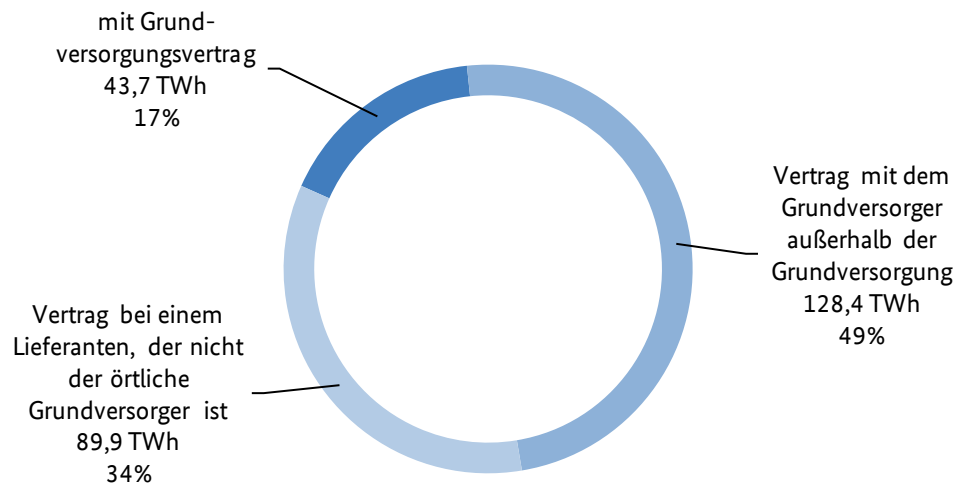


Abbildung 207: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2019

Gas: Anteile der Abgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart in Prozent

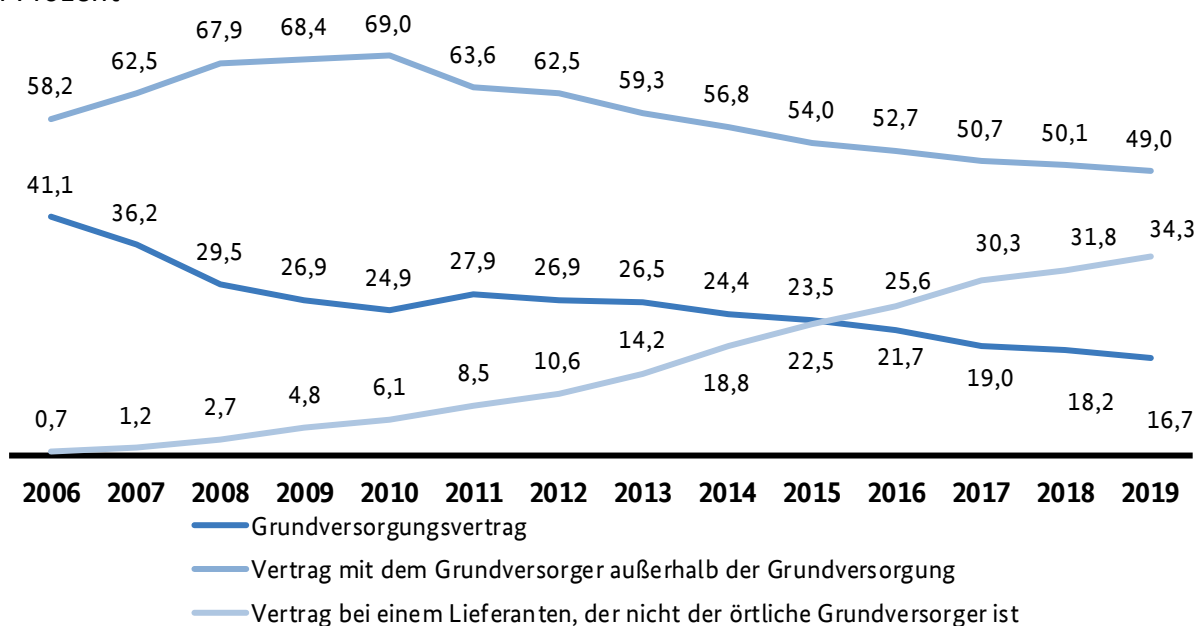


Abbildung 208: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2019

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurden die Abgabemengen an die Haushaltskunden in drei Abnahmebänder D1, D2 und D3 unterteilt. Dabei wird deutlich, dass die Mehrheit der verbrauchsschwachen Haushaltskunden (D1) mit einem überdurchschnittlich hohen, im Vergleich zum Vorjahr aber rückläufigen Anteil von 41 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird (2018: 43 Prozent). Die meisten Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (D2) und verbrauchsstarke Haushaltskunden (D3) werden dagegen über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beim örtlichen Grundversorger beliefert.¹⁶⁵

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband D1, D2 und D3

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)		Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)		Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	2,4	41	32,8	18	6,4	10
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	1,9	32	90,2	50	31,9	52
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	1,6	23	58,2	32	22,8	37
Gesamtsumme	5,9	100	181,2	100	61,1	100

Tabelle 126: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2019

Bei der Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2019 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 43 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat. Insgesamt werden rund 66 bzw. 68 Prozent der Haushaltskunden bei der

¹⁶⁵ Die Analyse beruht auf einer erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden von 248,2 TWh. Die Differenz zu der gesamten erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 262 TWh, ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

mengenmäßigen bzw. bei der anzahlmäßigen Abgrenzung durch den Grundversorger über einen Grundversorgungs- oder einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert.¹⁶⁶

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2019

Anzahl und Verteilung

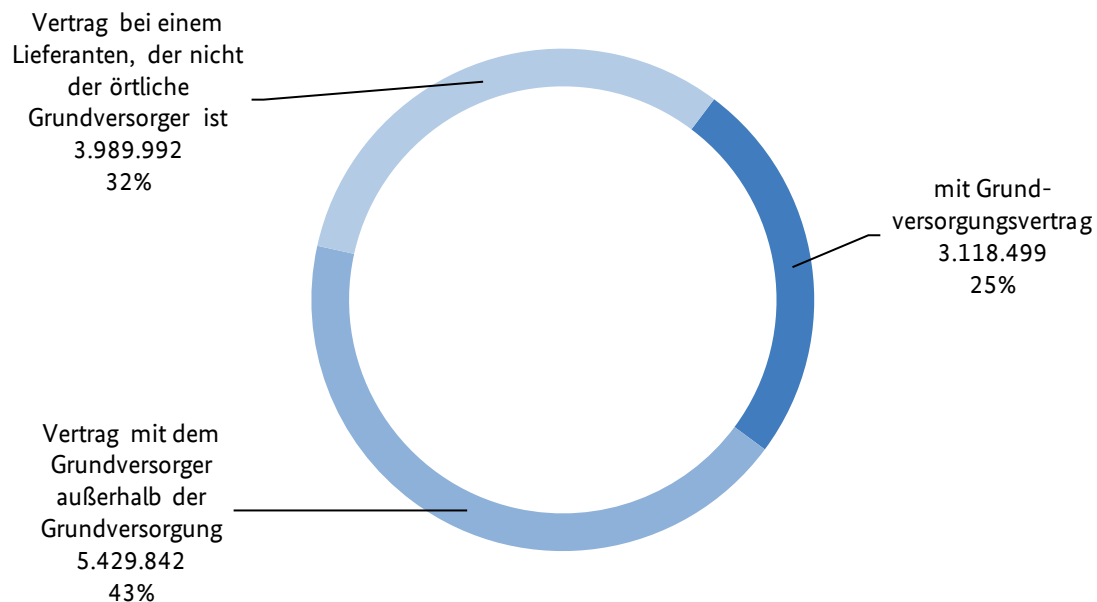


Abbildung 209: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2019

Zur vertieften Analyse der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden wurde auch die Anzahl der belieferten Haushaltskunden in drei Abnahmebänder (D1, D2 und D3) unterteilt. Dabei wird deutlich, dass die Mehrheit der verbrauchsschwachen Haushaltskunden (D1) mit einem Anteil von 50 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird. Die Mehrheit der Kunden mit einem durchschnittlichen Verbrauch (D2) und verbrauchsstarke Haushaltskunden werden in der Mehrzahl über einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert.¹⁶⁷

¹⁶⁶ Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio. weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,8 Mio. ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

¹⁶⁷ Die Analyse beruht auf einer erfassten Gesamtanzahl der Haushaltskunden in Höhe von 11,9 Mio. Die Differenz zu der gesamten erfassten Anzahl der Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 12,5 Mio., ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

Gas: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband D1, D2 und D3

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)		Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)		Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	
	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent	Anzahl in Mio.	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	1,1	50	1,8	22	0,1	17
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	0,6	27	4,4	48	0,3	50
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	0,5	23	2,9	30	0,2	33
Gesamtsumme	2,2	100	9,1	100	0,6	100

Tabelle 127: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2019

2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden nach den im Jahr 2019 durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden befragt. Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.¹⁶⁸ Insgesamt betrug in 2019 die Anzahl der Vertragswechsel 0,6 Mio., die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 13,4 TWh. Daraus ergibt sich eine mengenbezogene Vertragswechselquote von 5,4 Prozent.

¹⁶⁸ Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2019 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (262 TWh) in Prozent	2019 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,5 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	13,7	5,2	0,6 Mio.	4,8

Tabelle 128: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB Gas nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Marktlifikationen sowie nach der Lieferantenwahl von Haushaltskunden, die bei Einzug (Neubezug oder Umzug) direkt einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG wählen, befragt.

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Anzahl

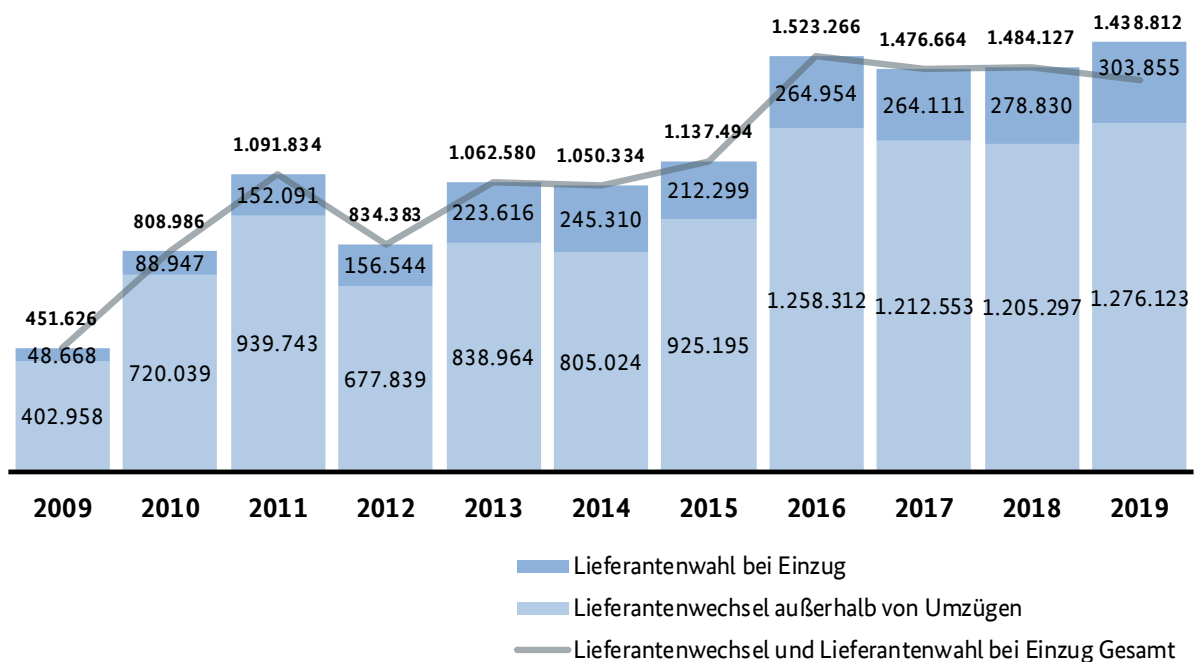


Abbildung 210: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Die gesamte Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden liegt in 2019 bei rund 1,44 Mio. was einem Rückgang um rund 45.000 entspricht. Hierbei wurde für die Auswertung des Monitorings der Sondereffekt von Insolvenzen von der Gesamtanzahl der aktiven (freiwilligen) Lieferantenwechsel abgezogen. Die Kunden dieser Lieferanten sind in einen Grundversorgungsvertrag bei ihrem Grundversorger zurückgefallen oder

haben ein Angebot eines anderen Lieferanten angenommen. Diese Lieferantenwechsel wurden nicht als aktiver (freiwilliger) Wechsel gewertet und daher von der Gesamtanzahl abgezogen. Eine Differenzierung zwischen Lieferantenwechsel außerhalb von Umzügen und Lieferantenwechsel bei Einzug ist ex post mit den vorliegenden Daten nicht möglich.

Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,9 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 11,3 Prozent. Die auf diese Wechsel bezogene Gasmenge liegt bei 35,1 TWh, was etwa dem im Vorjahr ermittelten Wert (2018: 34,3 TWh) entspricht. Die entsprechende mengenbezogene Quote liegt bei 12,4 Prozent und damit höher als die anzahlbezogene Quote, was gegebenenfalls auf ein stärkeres Wechselverhalten von Kunden mit höheren Verbrauchsmengen zurückzuführen ist. In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote seit 2009 dargestellt.

Gas: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden

in Prozent

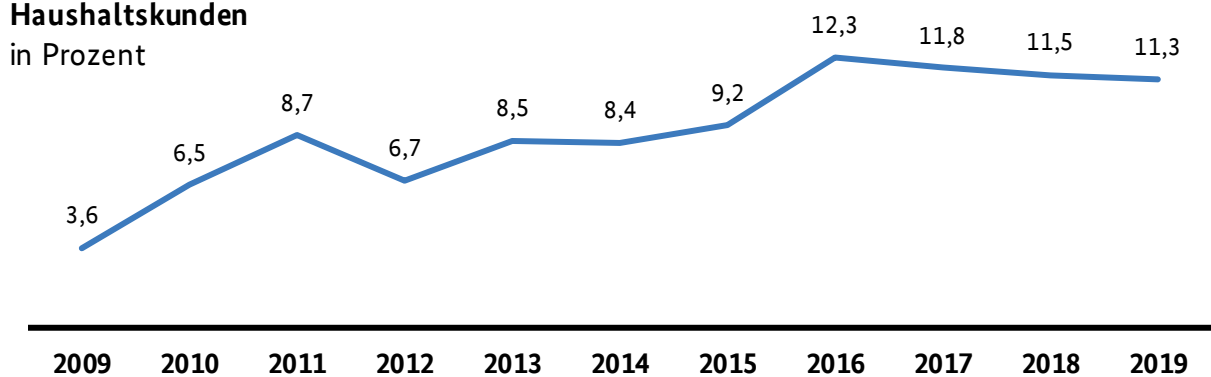


Abbildung 211: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden inklusive der Lieferantenwahl bei Einzug

Kategorie	2019: Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- ausspeisemenge (282,5 TWh) in Prozent	2019: Lieferanten- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden (12,9 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	29,1	10,3	1,3 Mio.	10,1
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	6,0	2,1	0,3 Mio	2,3
Gesamt	35,1	12,4	1,6 Mio	12,4

Tabelle 129: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2019 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen Wechselkunden liegt bei etwa 24.000 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung



Von Gassperrungen waren im Jahr 2019 rund 31.000 Gaskunden betroffen.

Zahlt ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss kann eine so genannte Sperrandrohung erfolgen.

Eine Sperrung (Unterbrechung der Energieversorgung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. Das konkrete Datum der Sperrung muss dem Kunden drei

Werktage im Voraus angekündigt werden.

Im Gasbereich existiert anders als im Strombereich keine Untergrenze der ausstehenden Forderung, ab der eine Sperrung ausgesprochen werden darf. Unabhängig davon ist der Grundversorger angehalten eine Prüfung der Verhältnismäßigkeit vorzunehmen. Dem Kunden können sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung die Kosten vom Lieferanten in Rechnung gestellt werden. Die Höhe der Kosten ist je nach Lieferant und Netzbetreiber sehr unterschiedlich. In der Grundversorgung haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Bei absehbaren Änderungen des Verbrauchs können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht zudem die Möglichkeit Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

Im Jahr 2020 wurde – bedingt durch die COVID-19-Pandemie – zwischen dem 1. April und 30. Juni ein Leistungsverweigerungsrecht (Art. 240 § 1 EGBGB) eingeführt, das sich auch auf Energielieferverträge bezog. Einige Lieferanten kündigten zudem an, auf Sperrungen verzichten zu wollen. Es ist durchaus möglich, dass die Zahl der Sperrungen im Jahr 2020 niedriger ausfallen wird.

3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Für das Jahr 2019 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Gaslieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2019 bei 30.997 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 6,5 Prozent gesunken (2018: 33.145). In Bezug auf alle Marktlokationen von Letztverbrauchern wurden demnach 0,2 Prozent der Anschlüsse gesperrt.

Um eine Sperrung nach § 24 Abs. 3 NDAV zu beauftragen, muss der Lieferant gegenüber dem Anschlussnutzer vertraglich berechtigt sein und gegenüber dem Netzbetreiber glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Die Rechte und

Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer sind in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungs- / Lieferantenrahmenvertrag (Gas) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Im Gegensatz zur StromGVV sieht die GasGVV keinen Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Unabhängig davon ist der Grundversorger angehalten eine Prüfung der Verhältnismäßigkeit vorzunehmen. Bei wettbewerblichen Lieferanten können Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen vereinbart werden.

Die nachfolgende Darstellung zeigt, wie häufig Gaslieferanten in 2019 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben.

Gas: Sperrungen nach Angaben der Lieferanten

Anzahl im Jahr 2015 bis 2019

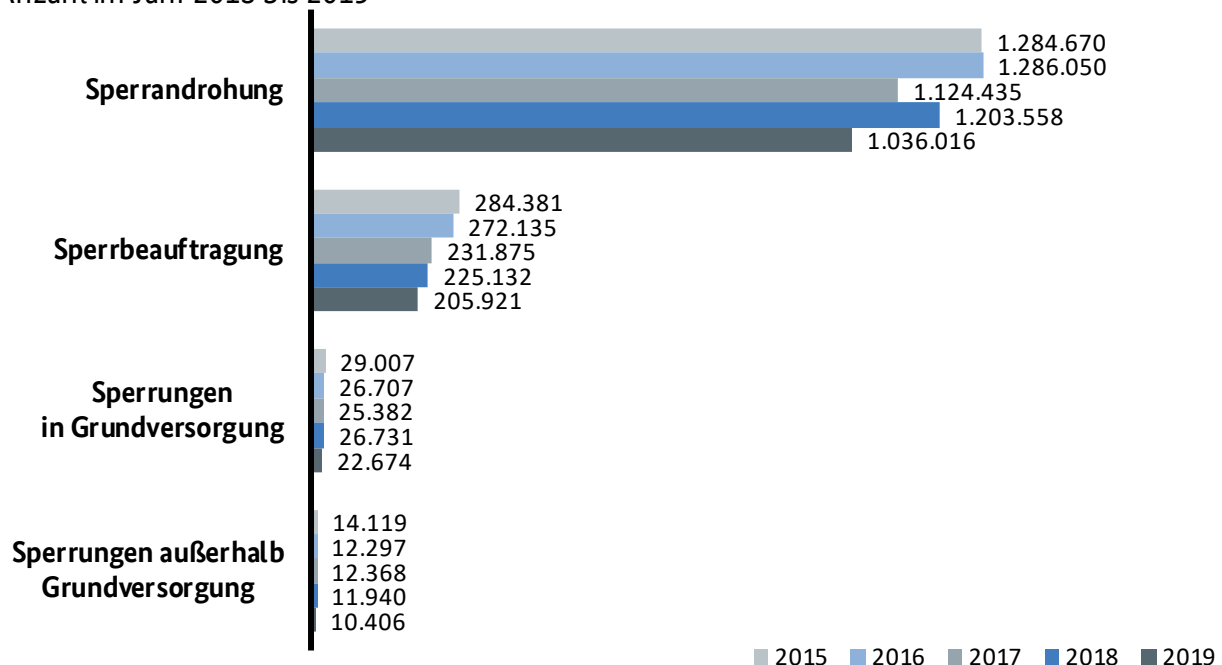


Abbildung 212: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden gut 1 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 0,2 Mio. in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 20 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der angedrohten Sperren.

Zudem gaben die Gaslieferanten an, dass in rund 22.674 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. 0,2 Prozent der Haushaltskunden in der Grundversorgung waren demnach von einer Sperrung betroffen. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der

Grundversorgung wurde gemäß den Lieferanten in 10.406 Fällen vollzogen, was einer Sperrquote von 0,1 Prozent entspricht.

Nach den Angaben der Gaslieferanten sind rund zehn Prozent der Sperrungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen.

Während einige Gaslieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers an ihre Kunden weitergeben, hat ein Teil der Gaslieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzliche eigene Kosten in Rechnung gestellt. Die Lieferanten wurden gefragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 GasGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung haben die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt rund 47 Euro (inkl. USt.) zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 1,40 Euro und 210 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt rund 49 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 3,50 Euro und 210 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 56 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 1,40 Euro bis 222 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 60 Euro (inkl. USt.) betrug mit einer Spanne von ca. 4 bis 210 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,30 Euro, wobei die niedrigsten Mahnkosten bei 3,30 Euro und die höchsten Mahnkosten bei 30 Euro lagen.

Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber Anzahl

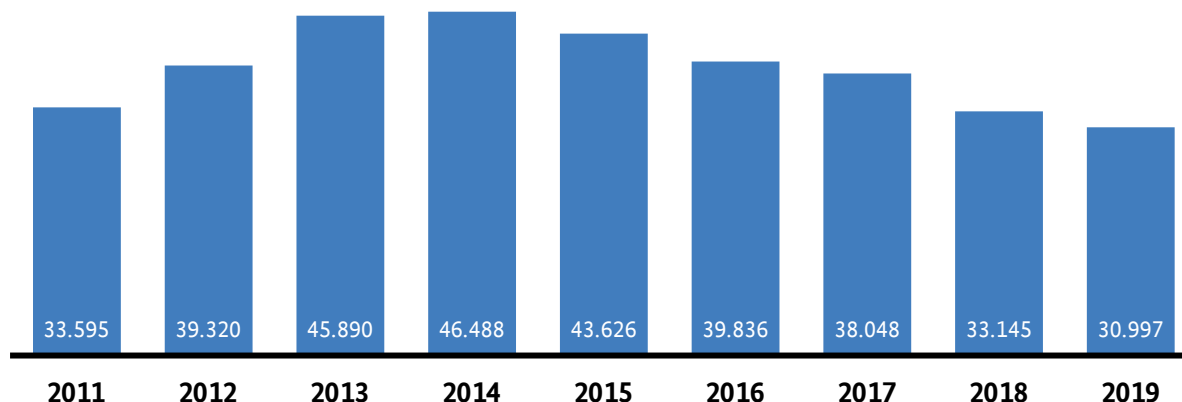


Abbildung 213: Gassperren nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2019

Die obige Abbildung zeigt die Entwicklung der Sperrungen von Letztverbrauchern Gas von 2011 bis 2019. Insgesamt wurden 30.997 (2018: 33.145) Sperrungen im Jahr 2019 durchgeführt und rund 24.500 Anschlüsse wiederhergestellt. Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der Sperrungen:

Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2019 - nach Angaben der VNB

	Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung)	Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Nordrhein-Westfalen	13.333	0,36
Berlin	1.690	0,28
Hessen	2.266	0,22
Brandenburg	1.038	0,20
Niedersachsen	4.196	0,19
Rheinland-Pfalz	1.368	0,17
Sachsen-Anhalt	670	0,16
Schleswig-Holstein	906	0,15
Thüringen	484	0,15
Hamburg	310	0,14
Sachsen	776	0,13
Saarland	249	0,13
Baden-Württemberg	1.803	0,13
Bayern	1.694	0,12
Mecklenburg-Vorpommern	284	0,10
Bremen	15	0,01
Gesamt Deutschland	31.082	0,20

Tabelle 130: Anzahl der Gassperren pro Bundesland im Jahr 2019 gemäß Angaben der VNB Gas¹⁶⁹

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 57 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12,50 Euro und 220 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten zwischen 15 und 350 Euro, durchschnittlich also rund 68 Euro (exkl. USt.).

Durchschnittlich lag die Dauer zwischen tatsächlicher Sperrung und Entsperrung bei 36 Tagen (zur besseren Abgrenzung berücksichtigt dies nur Werte bei denen Sperrung und Entsperrung in 2019 durchgeführt wurden). Rund 3.400 Sperrungen haben länger als 90 Tage andauert. Worauf diese längeren Sperrungen beruhen, wird nicht erhoben. Es kann sich um dauerhafte Zahlungsunfähigkeit handeln, um Leerstände oder um defekte Kundenanlagen, die aus Sicherheitsgründen nicht wieder angeschlossen werden können.

¹⁶⁹ Die Summe der Sperrungen aus der Abfrage nach Bundesländern (31.082 Sperrungen) weicht aufgrund statistischer Differenzen geringfügig von der durch die VNB gemeldeten Gesamtzahl der Sperrungen in Höhe von 30.997 ab.

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 2019 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 54.463 Gaskunden (2018: 54.377) eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung aussprechen müssen. 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 Forderung. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand, mit dem ein Haushaltskunde im Regelfall mit seiner Zahlungsverpflichtung in Verzug und der Auslöser für eine Kündigung war, lag in 2019 bei rund 170 Euro, wobei die Spanne zwischen fünf und 5.000 Euro lag.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Die Messstellenbetreiber Gas und Gaslieferanten beantworteten Fragen zu Vorkassensystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler. Nach Angaben von 46 Gaslieferanten wurden im Jahr 2019 in der Grundversorgung insgesamt 1.093 Haushaltskunden (2018: 1.081) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme versorgt. Es wurden 199 Vorkassensysteme in 2019 neu eingebaut und 214 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 32 Euro bzw. 5 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 120 Euro, wobei die Spanne zwischen 2,40 Euro und 230 Euro lag. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassezähler abgerechnete Gas lag bei 7,75 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne von 4,12 ct/kWh bis 28 ct/kWh.

3.3 Abweichende Abrechnung

Nach § 40 Abs. 3 EnWG müssen Gaslieferanten Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anbieten. Die Abfrage ergab, dass die Nachfrage nach diesen – von der üblichen jährlichen Abrechnung abweichenden – Abrechnungszyklen weiterhin gering ist.

Gas: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2019

	Anzahl Anfragen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	4.006	15,40 Euro (1,85 Euro - 208 Euro)	19,50 Euro (1,28 Euro - 208 Euro)
davon monatlich	589		
davon vierteljährlich	153		
davon halbjährlich	1.041		

Tabelle 131: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten

4. Preisniveau



Die Gaspreise für Haushaltskunden sind zum 1. April 2020, unabhängig von der jeweiligen Belieferungsart, im Vergleich zum Vorjahr stabil geblieben. Im Durchschnitt liegen sie bei 6,31 ct/kWh. Um rund vier Prozent gesunken ist hingegen der Gaspreis in der Grundversorgung. Der Rückgang ist vor allem auf den Rückgang der Gasbeschaffungskosten zurückzuführen. Diese sanken für Kunden, die im Rahmen der Grundversorgung beliefert werden, um rund sechs Prozent.

Die Grundversorgung bleibt im Durchschnitt mit 6,99 ct/kWh die teuerste Belieferungsart. Bereits ein Vertragswechsel beim örtlichen Grundversorger kann eine durchschnittliche Ersparnis von rund 12 Prozent pro kWh bedeuten. Beim Wechsel des Versorgers ist eine durchschnittliche Ersparnis von rund 15 Prozent pro kWh möglich. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde kann bei einer Vertragsumstellung bei seinem örtlichen Gaslieferanten eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von bis zu 163 Euro erreichen. **Durch einen Wechsel des Gaslieferanten beträgt das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial bis zu 240 Euro.**

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, wurden zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2020 für verschiedene Abnahmefälle befragt. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wird in drei Abnahmebänder unterteilt, über die für unterschiedliche Kategorien Preise abgefragt werden. Die niedrigste Kategorie umfasst einen jährlichen Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh), die

höchste Kategorie einen jährlichen Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh). Der Standardfall für Haushaltskunden liegt in dem Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh). Darüber hinaus wurden ebenso wie in den Vorjahren die Abnahmefälle 116 MWh (= 417,6 GJ „Gewerbekunde“) und 116 GWh (= 417.600 GJ „Industriekunde“) betrachtet.

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. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile, die vom Lieferanten nicht beeinflusst werden können – wie insbesondere Netzentgelte¹⁷⁰, Konzessionsabgabe und Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb –, aufgeschlüsselt werden. Nach Abzug dieser Bestandteile vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge umfasst. Da es sich bei der Analyse des Preisniveaus um eine Stichtagsbetrachtung zum 1. April 2020 handelt, wurde die befristete Mehrwertsteuersenkung von 19 Prozent auf 16 Prozent, die vom 1. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2020 galt, nicht berücksichtigt. Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die Abnahmefälle angeben.

Für den Abnahmefall der Haushaltskunden (Band I, II und III) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt:

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung sind im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, wurden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2020 bzw. 1. April 2019 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb der mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlertoleranz liegen.

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 haben (dies traf auf 98 bzw. 777 Lieferanten zu).

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von rund 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i. d. R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die

¹⁷⁰ Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

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 ihren Kunden individuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Für die größten Verbraucher sind die Übergänge zwischen Gaseinzelhandel und Gasgroßhandel naturgemäß fließend, da die Lieferpreise oftmals mit den Großhandelspreisen indiziert werden. Daneben existieren Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber vom Kunden selbst erbracht wird. Solche Vertragsmodelle können so weit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet.

Der Abnahmefall mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh wurde mit einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh bedienen. Aufgrund dieser Kundenmerkmale handelt es sich grundsätzlich um eine kleine Untergruppe von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 98 Lieferanten herangezogen (im Vorjahr: 100 Lieferanten).

Gas: Preisniveau am 1. April 2020 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	0,15 - 0,73	0,37	14,5%
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,004	0,002	0,1%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,00	0,00	0,0%
Gassteuer	0,55	0,55	21,7%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	0,95 - 2,23	1,62	63,9%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	1,80 - 3,20	2,53	

^[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestands 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 132: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen. Die Auswertung ist in Tabelle 132 zu finden.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) beläuft sich für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) auf 2,53 ct/kWh (2019: 2,86 ct/kWh). Er besteht im Mittel zu 14,5 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 dar. Am durchschnittlichen Gesamtpreis (ohne USt.) hat sie einen Anteil von 21,7 Prozent, sodass rund 63,9 Prozent (2019: 69,8 Prozent) auf von Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge) entfallen. Der Anteil der nicht von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist wesentlich höher als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden (s.u.).

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr jeweils zum 1. April in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

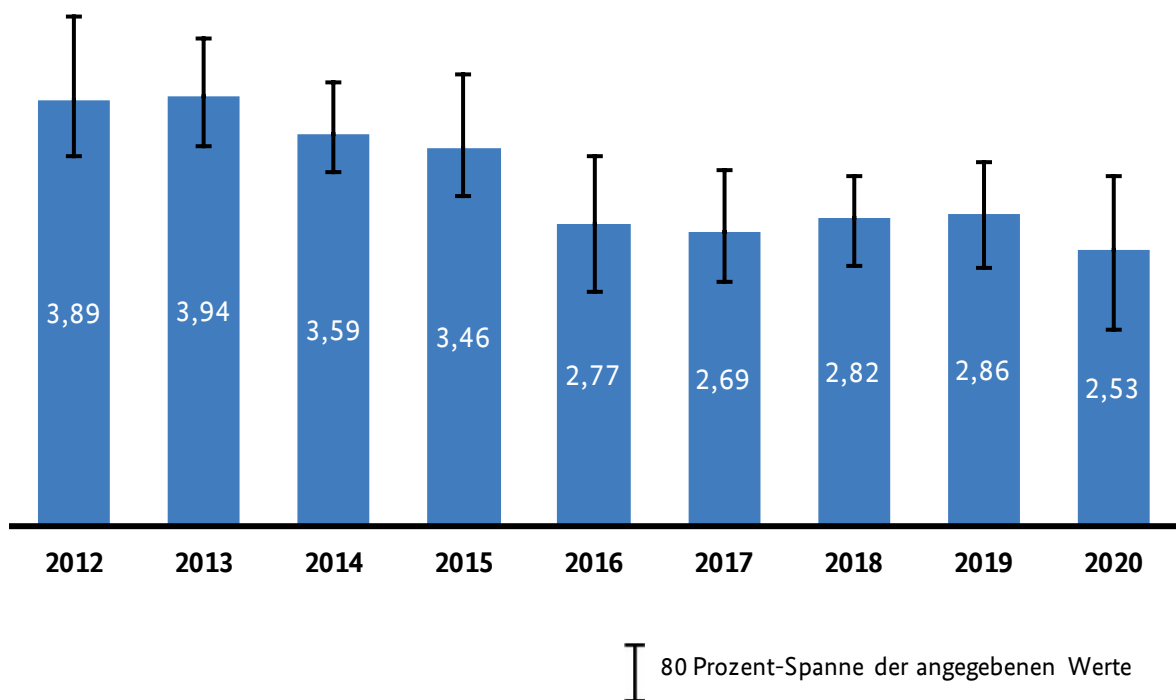


Abbildung 214: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem Gewerbekunden im niedrigeren Verbrauchsspektrum. Der Abnahmefall wurde ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert. Er beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls eines Industriekunden (rund

116 GWh) und entspricht dem Fünffachen des durchschnittlichen Jahresverbrauches eines Haushaltskunden (rund 23 MWh). Da es sich hierbei um einen moderaten Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich geringere Rolle als beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzunehmen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchsprognose über ein Standardlastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2020 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d. h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 777 Lieferanten herangezogen (2019: 794 Lieferanten).

Gas: Preisniveau am 1. April 2020 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	0,90 - 1,57	1,22	27,1%
Messung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,07	0,04	1,0%
Konzessionsabgabe ^[1]	0,03 - 0,03	0,04	0,9%
Gassteuer	0,55	0,55	12,2%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,94 - 3,32	2,66	58,8%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,70 - 5,27	4,52	

^[1] 80 der 777 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 133: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Anhand dieser Angaben wurden, analog zu den „Industriekunden“, jeweils die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Preisbestandteile sowie des Gesamtpreises berechnet sowie die Streuung der Angaben für jeden

Preisbestandteil in Spannen ermittelt. Wie beim Abnahmefall „Industriekunde“ bezieht sich die Untergrenze der Spannenangabe auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil, so dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte in die genannte Spanne fallen. Die Auswertung ist in Tabelle 133 zu finden.

Genau wie im letzten Jahr entfallen beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ (116 MWh) im Durchschnitt rund 41 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). Rund 59 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 4,52 ct/kWh liegt um 0,03 ct/kWh unter dem Vorjahreswert. Der durchschnittliche Nettobetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,01 ct/kWh auf 1,86 ct/kWh gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist um 0,04 ct/kWh (von 2,70 ct/kWh zum 1. April 2019 auf 2,66 ct/kWh zum 1. April 2020), also um rund 1,6 Prozent, gesunken.

Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

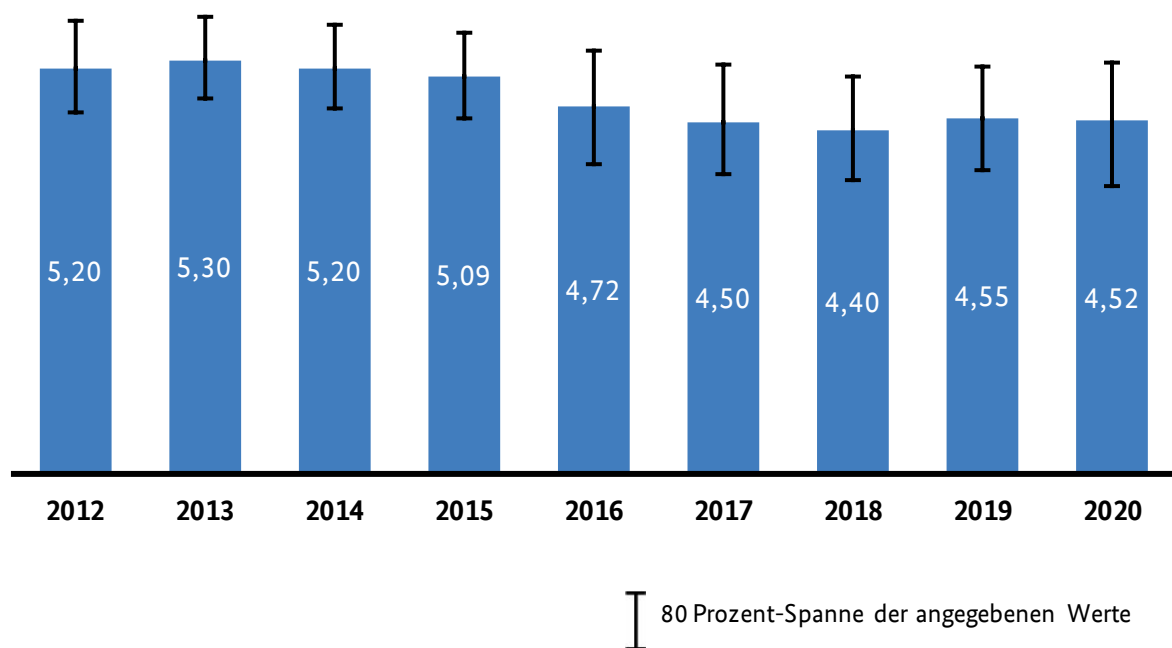


Abbildung 215: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Für die Abfrage der Haushaltskundenpreise wurden diese in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1¹⁷¹): jährlicher Gasverbrauch bis 20 GJ (5.556 kWh),
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) und
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch ab einschließlich 200 GJ (55.556 kWh).

Die Abfrage der Gaspreise in Bändern erfolgt unter Berücksichtigung der Europäischen Abfrage von Preisen durch Eurostat. Zur Gewichtung des Gaspreises wurden die Gasabgabemengen des jeweiligen Gaslieferanten zum Stichtag 31. Dezember 2019 verwendet. Dabei wurden die Preise des jeweiligen Verbrauchsbandes mit der jeweils für dieses Band gültigen Gasabgabemenge des antwortenden Gaslieferanten gewichtet. Bei den Netzentgelten ist zu beachten, dass der ausgewiesene Durchschnittswert innerhalb der jeweiligen Belieferungsart auf Angaben der Lieferanten beruht, die wiederum ein durchschnittliches Netzentgelt aller von ihnen belieferten Netze übermitteln. Demzufolge ist abfragebedingt zwischen den drei Belieferungsarten ein unterschiedliches Netzentgeltniveau zu beobachten.

4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II)

Die große Vielfalt der preisbildenden Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife. Daher wird auf Basis der vorliegenden Daten für die drei Belieferungsarten Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (i.d.R. nach dem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (i.d.R. nach dem Lieferantenwechsel), ein gesonderter synthetischer Durchschnittspreis als Kennzahl errechnet, der alle Belieferungsarten mit den richtigen Verhältnissen berücksichtigt. Dazu werden die Einzelpreise der drei Belieferungsarten mit der jeweiligen Gasabgabemenge gewichtet. Für die Darstellung des synthetischen Gesamtpreises über alle Vertragskategorien zum Stichtag 1. April 2019 wurde das Band II gewählt, da es den Verbrauchsbereich ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) umfasst und somit den deutschen Durchschnittsverbrauch der Haushaltskunden von 20.000 kWh am besten abbildet.

¹⁷¹ Die Bezeichnungen „D1“, „D2“, „D3“ entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach Eurostat.

Gas: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	3,12	49,4%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,47	23,3%
Entgelt für Messung	0,02	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	1,1%
Konzessionsabgabe	0,08	1,3%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,7%
Umsatzsteuer	1,01	16,0%
Gesamt	6,31	100,0%

Tabelle 134: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II

Preisstand 1. April 2020, in Prozent

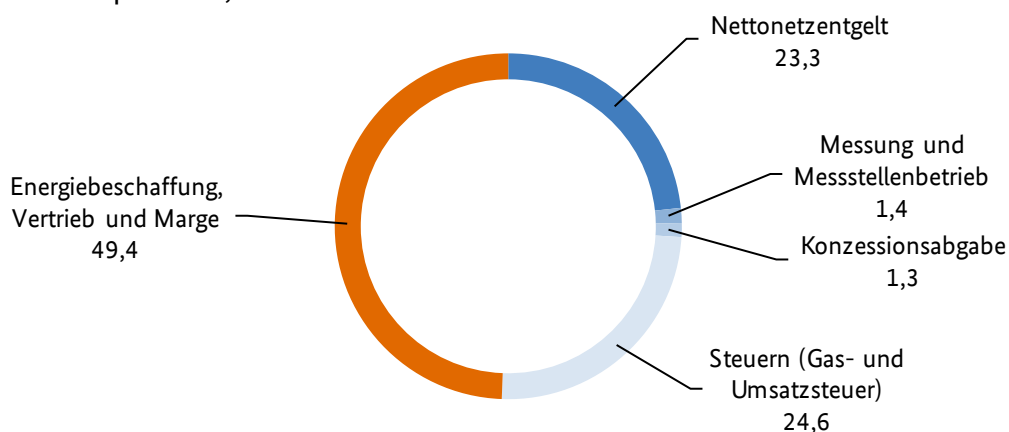


Abbildung 216: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden. Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh), (Band II; Eurostat: D2)

Preisbestandteil	1. April 2019 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	1. April 2020 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
			in ct/kWh	in Prozent
Preisbestandteil für Energie- beschaffung, Vertrieb und Marge	3,13	3,12	-0,01	-0,3%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,48	1,47	-0,01	-0,7%
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,00	0,0%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,07	0,00	0,0%
Konzessionsabgabe	0,08	0,08	0,00	0,0%
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,00	0,0%
Umsatzsteuer	1,01	1,01	0,00	0,0%
Gesamt	6,34	6,31	-0,03	-0,5%

Tabelle 135: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2019 und 1. April 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises jeweils zum 1. April für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II in ct/kWh

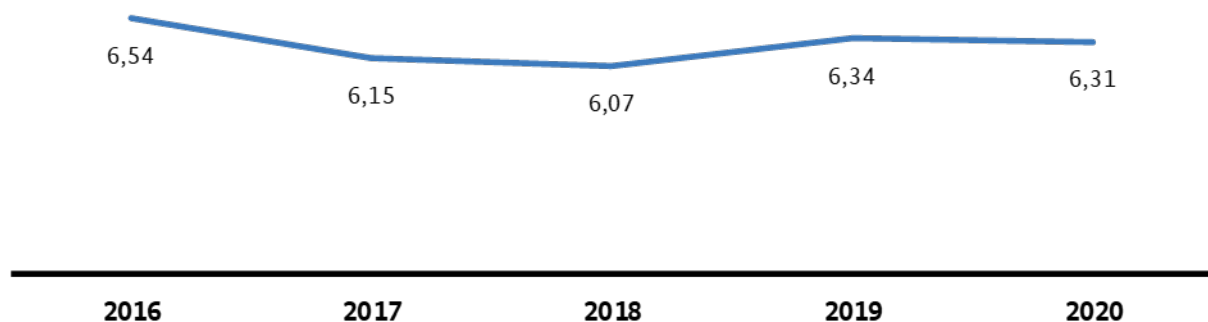


Abbildung 217: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert und liegt bei 6,31 ct/kWh.

4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten detaillierte Angaben über die Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden, unterteilt nach den Bändern I bis III und den Belieferungsarten.

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband bis 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1)

Preisstand 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie- beschaffung, Vertrieb und Marge	4,76	4,69	4,47
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,44	2,31	2,28
Entgelt für Messung	0,20	0,12	0,15
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,50	0,42	0,35
Konzessionsabgabe	0,47	0,05	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,70	1,55	1,49
Gesamt	10,62	9,69	9,31

Tabelle 136: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 20 GJ (5.556 kWh) bis 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie- beschaffung, Vertrieb und Marge	3,51	3,18	2,80
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,45	1,45	1,52
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,03
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	0,06	0,08
Konzessionsabgabe	0,27	0,03	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,12	1,00	0,95
Gesamt	6,99	6,29	5,96

Tabelle 137: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2020 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Preisbestandteil für Energie- beschaffung, Vertrieb und Marge	3,30	2,86	2,63
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,23	1,28	1,34
Entgelt für Messung	0,01	0,01	0,01
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,03	0,03	0,03
Konzessionsabgabe	0,28	0,04	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,03	0,90	0,87
Gesamt	6,43	5,67	5,46

Tabelle 138: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Grundversorgungsvertrag

Zum Stichtag 1. April 2020 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,99 ct/kWh (2019: 7,28 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut vier Prozent entspricht.

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - Band II (mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April in ct/kWh

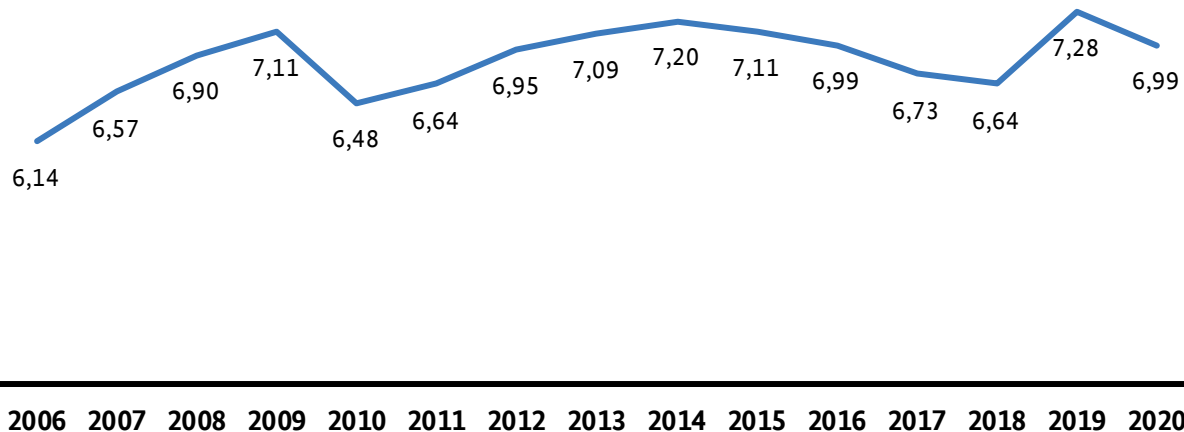


Abbildung 218: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - Band II
Preisstand 1. April 2020, in Prozent

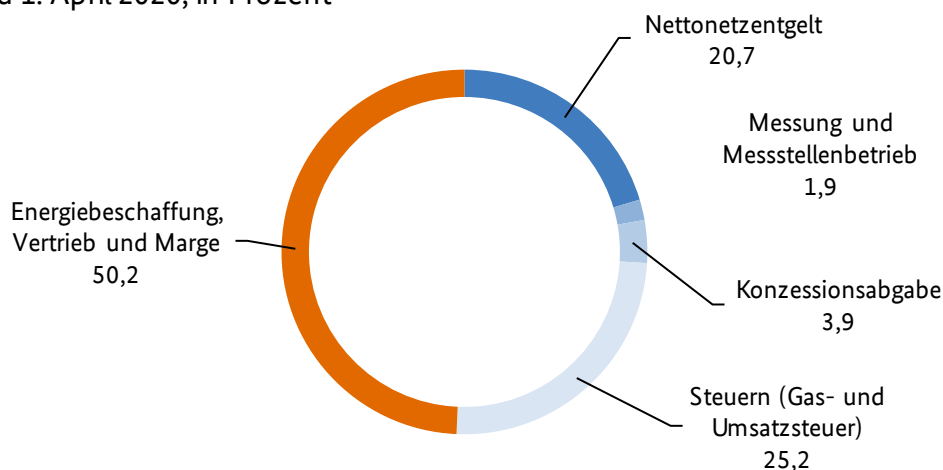


Abbildung 219: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2020 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung durch den Grundversorger über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung

Zum Stichtag 1. April 2020 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,29 ct/kWh (2019: 6,44 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut zwei Prozent entspricht.

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung- Band II
(mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April in ct/kWh

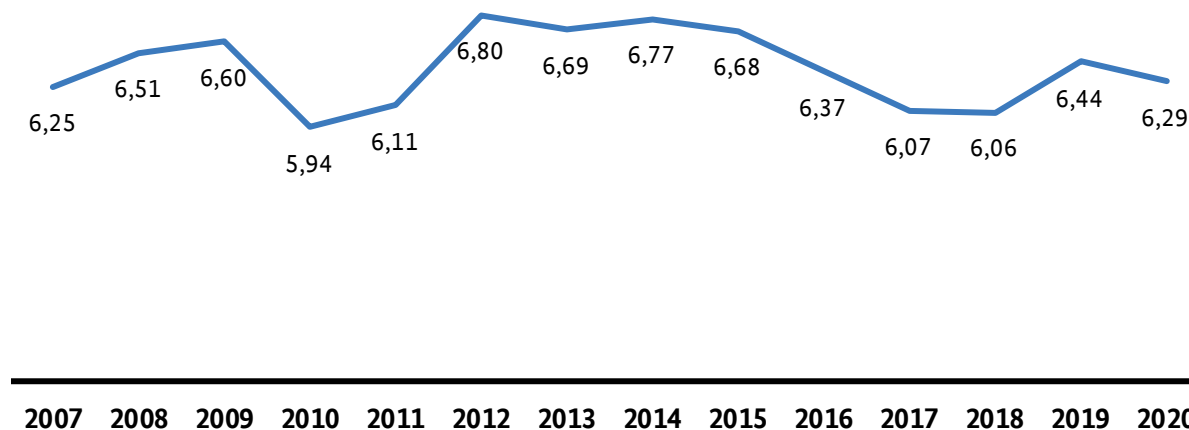


Abbildung 220: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung- Band II
Preisstand 1. April 2020, in Prozent

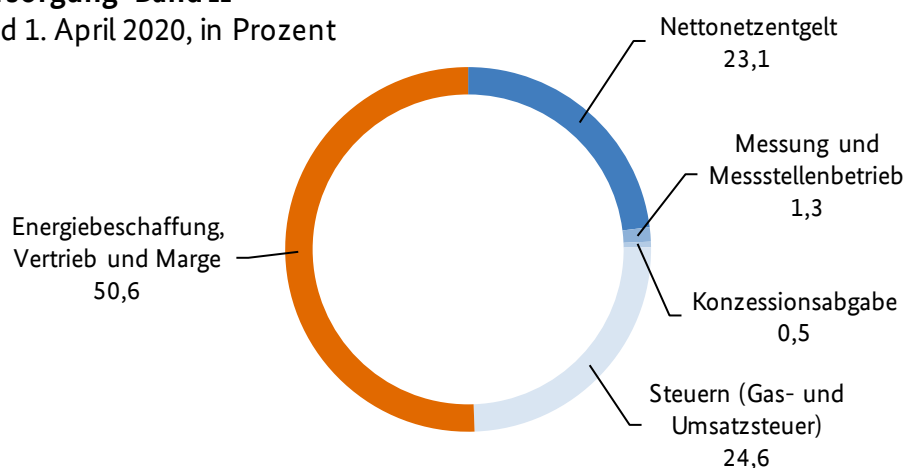


Abbildung 221: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2020 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Belieferung über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist

Zum Stichtag 1. April 2020 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, im Band II bei 5,96 ct/kWh (2019: 6,22 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um gut vier Prozent entspricht.

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II (mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April in ct/kWh

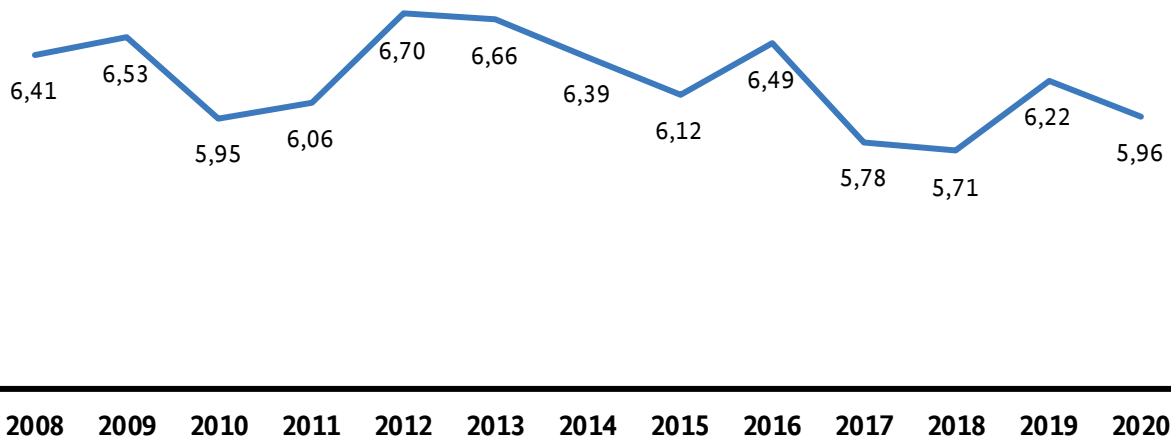


Abbildung 222: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II
Preisstand 1. April 2020, in Prozent

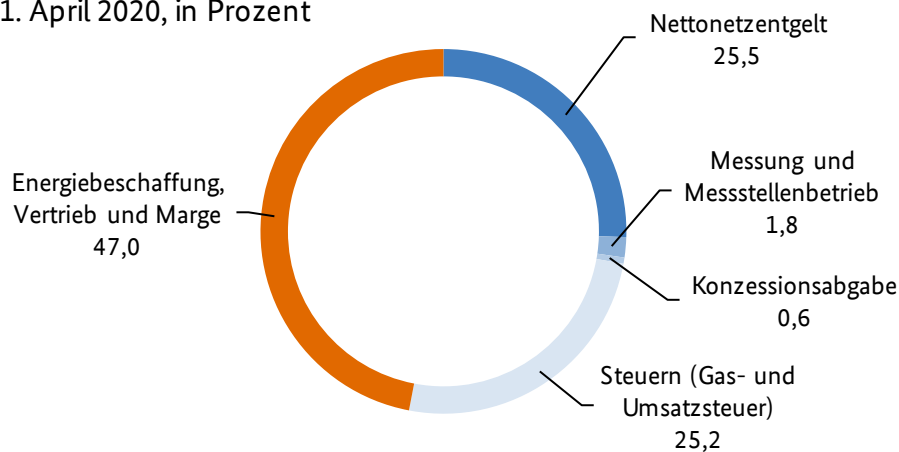


Abbildung 223: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2020 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag können Gaskunden durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel realisieren. Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2020 bei

einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 163 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 240 Euro.

Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden - Band II
(mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April
 in ct/kWh

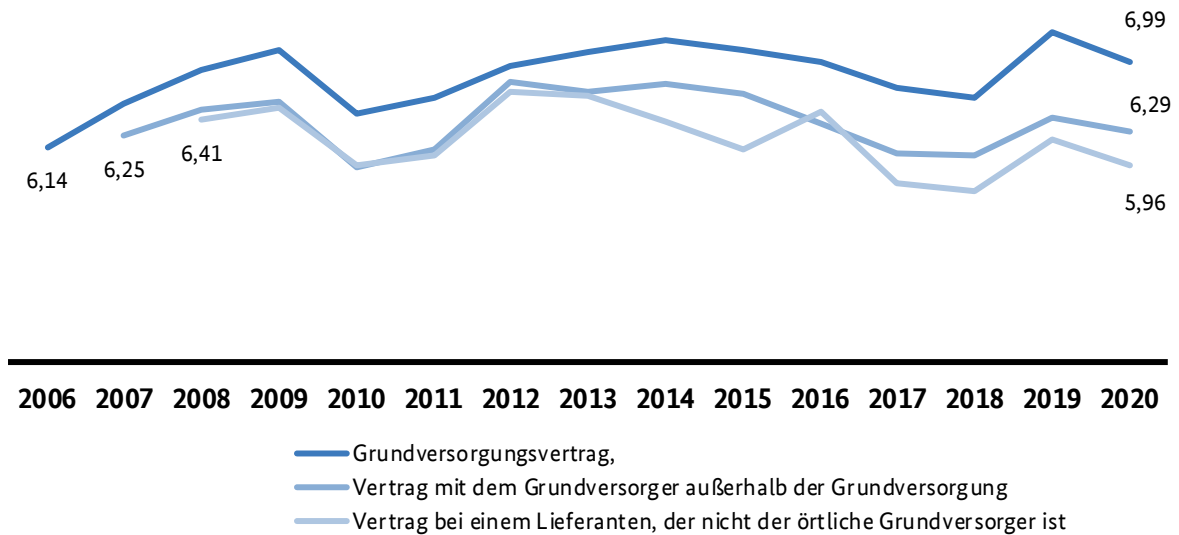
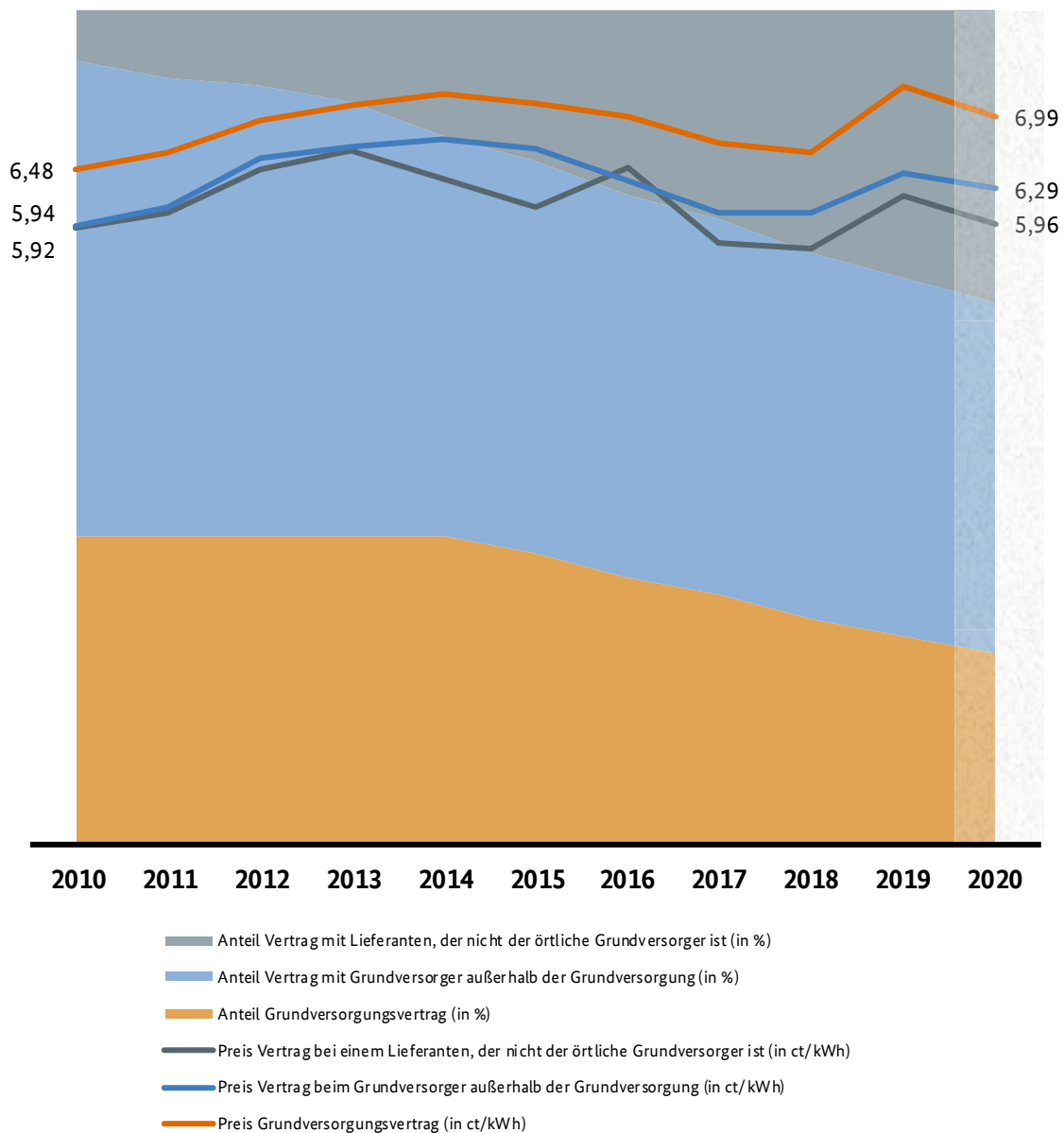


Abbildung 224: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Gaspreises vor dem Hintergrund der Entwicklung der Anteile der drei Belieferungsarten Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Gas: Haushaltskundenpreise (Band II, Eurostat: D2, Stichtag 1. April) in ct/kWh sowie Anteile der Haushaltskunden (in Prozent) je Vertragsart



Die Anteile der Vertragsarten liegen für das Jahr 2020 noch nicht vor und wurden zur Darstellung auf dem Trend der Vorjahre fortgeführt.

Abbildung 225: Haushaltskundenpreise Gas sowie Anteile an den jeweiligen Vertragsarten

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,51 ct/kWh (2019: 3,74 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2020. Dies entspricht einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten um gut sechs Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut vier Prozent von 3,30 ct/kWh auf 3,18 ct/kWh. Für Gaskunden die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert wurden, sanken die Gasbeschaffungskosten um gut sieben Prozent auf 2,80 ct/kWh (2019: 3,02 ct/kWh).

Gas: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden - Band II (mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April in ct/kWh

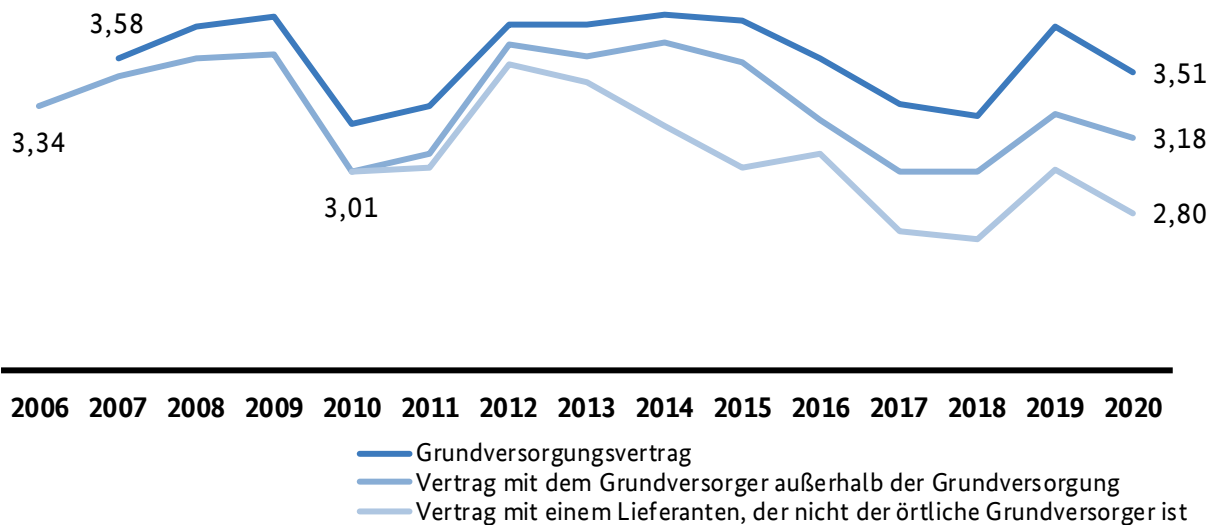


Abbildung 226: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen

Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, können neben dem Gesamtpreis weitere Unterschiede aufweisen, mithilfe derer Gaslieferanten in Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Vertragsinhalte handeln, die dem Gaskunden (z. B. Preisstabilitätsgarantien) oder aber dem Gaslieferanten (z. B. Vorauskasse, Mindestvertragslaufzeit) eine gewisse Sicherheit bieten. Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung hinsichtlich ihrer Vertrags- und Angebotsgestaltung befragt.

Die nachfolgende Übersicht beinhaltet unterschiedliche Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden, die von den Gaslieferanten angeboten werden. Zu den am häufigsten eingesetzten Elementen gehören die Mindestvertragslaufzeit (12 Monate im Durchschnitt) sowie eine Preisgarantie (16 Monate im Durchschnitt). Bei den Bonuszahlungen gibt es naturgemäß eine sehr große Spreizung der Werte. So liegen die gewährten Boni zwischen fünf und 330 Euro. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 bis 80 Euro.

Gas: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2020	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe
Mindestvertragslaufzeit	339	12 Monate	380	12 Monate
Preisstabilität	318	16 Monate	373	16 Monate
Vorauskasse	50	10 Monate	31	9 Monate
einmalige Bonuszahlung	126	70 Euro	194	80 Euro
Freikontingent an kWh	8	1.300 kWh	8	510 kWh
Kaution	7	-	7	-
andere Sonderbonifikationen	86	-	91	-
andere Sonderregelungen	30	-	28	-

Tabelle 139: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr die durchschnittlichen Gasletzterverbraucherpreise, die in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten von Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden entrichtet wurden. Die Veröffentlichung umfasst für die einzelnen Verbrauchsgruppen jeweils (i) einen Preis inkl. aller Steuern und Abgaben, (ii) einen Preis ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben (insbesondere ohne Umsatzsteuer), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Daten von nationalen Stellen, für Deutschland auf die des Statistischen Bundesamtes, zurück.¹⁷² Diese sind aufgrund einer abweichenden Methodik nicht mit den Daten des Monitorings vergleichbar. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1552, Artikel 3, den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

5.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von

¹⁷² Für das 2. Halbjahr 2019 wurden die Durchschnittspreise für Strom und Erdgas für Deutschland erstmals durch das Statistische Bundesamt ermittelt. Zuvor wurden die Preisdaten durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erhoben. Dieser Wechsel bedingt natürlich auch Änderungen der Erhebungsmethodik, z.B. Größe und Zusammensetzung der Stichprobe, oder dass jetzt Verwaltungs- und Steuerdaten genutzt werden können, um die Höhe der effektiv gezahlten Steuern, Abgaben und Umlagen zu ermitteln.

diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie mit einem Jahresverbrauch „zwischen 27,8 GWh und 278 GWh“ (entspricht 100.000 GJ bis 1.000.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt in diesem Verbrauchsbereich.

EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben

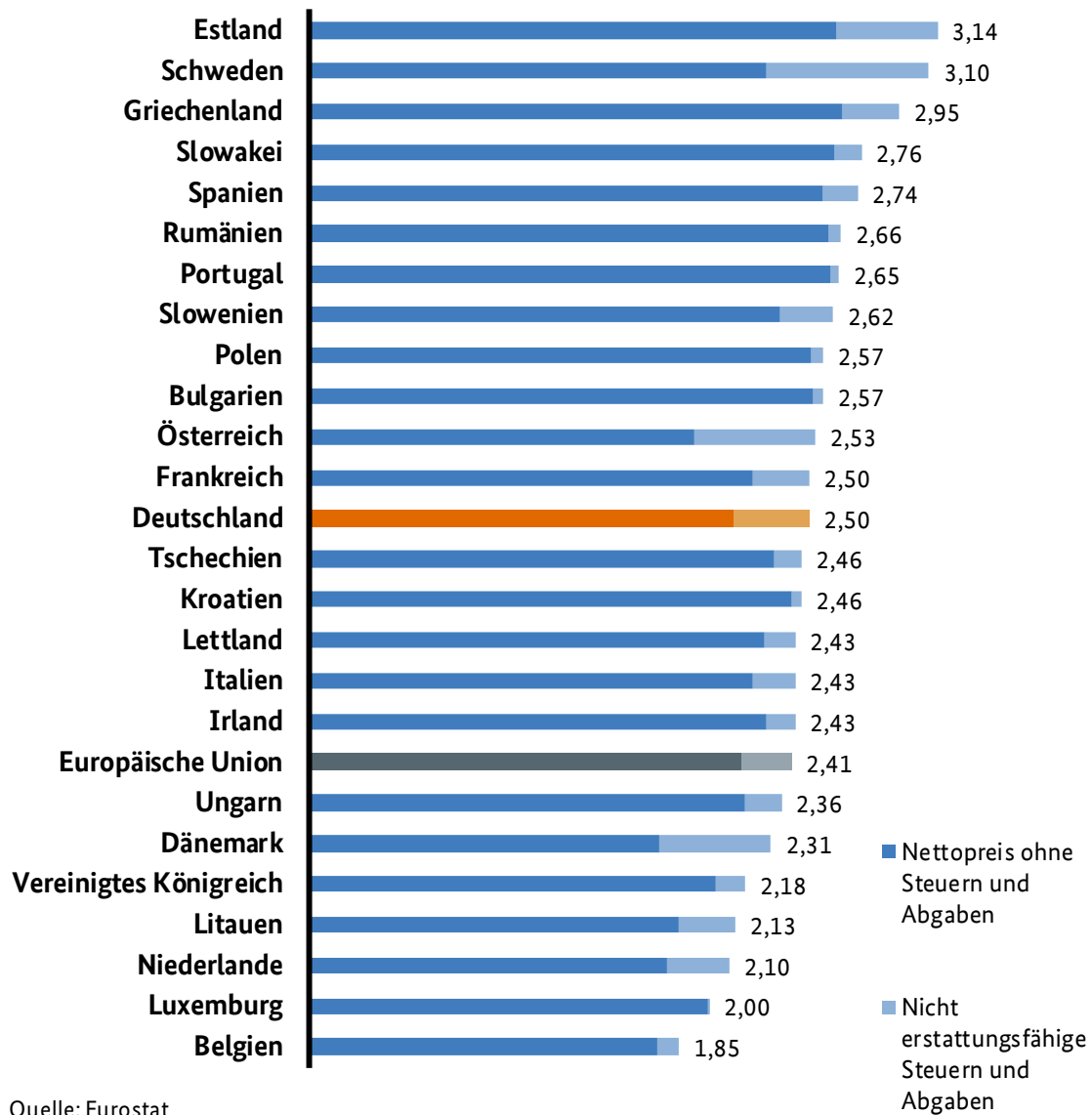


Abbildung 227: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh¹⁷³

¹⁷³ Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

Bei den Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den europäischen Vergleich auf den Preis ohne Umsatzsteuer abgestellt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es aufgrund nationaler Besonderheiten z. T. weitere Steuern und Abgaben, die für diese Kundengruppe typischerweise erstattungsfähig sind. Diese werden daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen.¹⁷⁴ Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die europaweiten Preisunterschiede fielen für Industriekunden wesentlich geringer aus als für Haushaltskunden. Den mengengewichteten¹⁷⁵ EU-Durchschnitt im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2019 gibt Eurostat mit 2,41 ct/kWh an. Der arithmetische Mittelwert über die Gaspreise in den teilnehmenden Mitgliedsstaaten entsprach rund 2,50 ct/kWh. In Deutschland betrug der Netto-Gaspreis in diesem Verbrauchsbereich für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2019 ebenfalls 2,50 ct/kWh, was exakt dem arithmetisch ermittelten EU-Durchschnitt entspricht. Im europäischen Vergleich fallen Steuern und Abgaben, welche die Mitgliedsstaaten für den Verbrauch von Erdgas erheben, zum Teil sehr unterschiedlich aus. Im Schnitt wurde der Nettopreis mit rund 9,5 Prozent (0,24 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland wies in dieser Hinsicht im Jahre 2019 mit ca. 15 Prozent (0,38 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder. Im Detail handelt es sich um Jahresverbräuche von (i) unter 5.555 kWh, (ii) zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh, sowie (iii) über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden, liegt im mittleren Eurostat-Verbrauchsband. Dementsprechend wird im Folgenden der EU-weite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

Im Vergleich zu den Gaspreisen für Industriekunden bestehen EU-weit relativ große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. So zahlten beispielsweise die Haushalte in Schweden für Erdgas mehr als das Doppelte im Vergleich zu Deutschland, im Vergleich zu Lettland, Rumänien und Ungarn zahlten sie sogar mehr als das Dreifache. Den mengengewichteten EU-Durchschnitt für Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2019 gibt Eurostat unverändert zum letzten Jahr mit 6,70 ct/kWh an. Der arithmetische Mittelwert über die Gaspreise in den teilnehmenden Mitgliedsstaaten entsprach rund 6,16 ct/kWh. Für Deutschland belief sich das Gaspreisniveau für Haushaltskunden auf 5,88 ct/kWh. Somit lag der Wert für deutsche Erdgas-Konsumenten pro Kilowattstunde rund fünf Prozent unter dem EU-Durchschnitt.

¹⁷⁴ Zu den einzelnen länderspezifischen Abzügen vgl. Eurostat, Gas Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition:

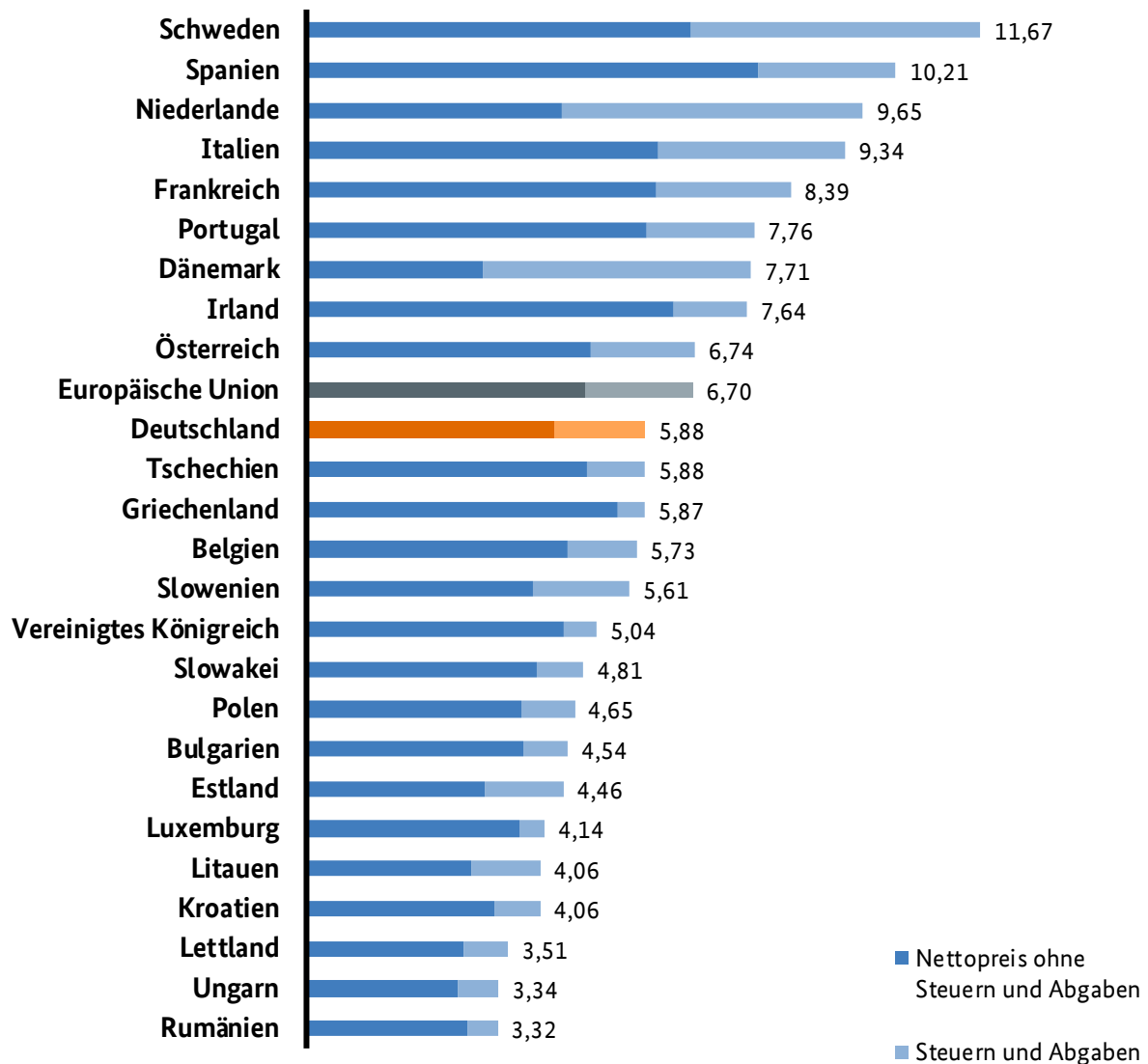
<http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Gas-prices-Price-systems-2014.pdf/30ac83ad-8daa-438c-b5cf-b52273794f78> (abgerufen am 10. November 2020).

¹⁷⁵ Details zur Berechnungsmethodik der EU-Aggregate in Absatz 18.1:

https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_pc_202_esms.htm#stat_process1554804191624 (abgerufen am 10. November 2020)

Im Bereich Haushaltskunden fiel auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis EU-weit stark unterschiedlich aus. Während ihr Anteil in Griechenland lediglich rund acht Prozent betrug, waren es in Dänemark etwa 75 Prozent. Deutschland lag mit einem Anteil von rund 32 Prozent auch in dieser Hinsicht im EU-Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfielen ca. 1,57 ct/kWh auf Steuern und Abgaben; der arithmetische EU-Durchschnitt betrug 1,70 ct/kWh (rund 33 Prozent).

EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 228: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh¹⁷⁶

¹⁷⁶ Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

G Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 650 Unternehmen. Für die Markttrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2019 das folgende Bild.

Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2019
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	637
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)	6
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	10
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	6

Tabelle 140: Markttrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2019

Die Gesamtzahl der gemeldeten Messlokationen aufgeteilt nach Bundesländern ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass Nordrhein-Westfalen mit ca. 3,6 Mio. die meisten Messlokationen aufweist, gefolgt von Niedersachsen (2,1 Mio.), Bayern (1,4 Mio.) und Baden-Württemberg (1,3 Mio.).

Gas: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2019

Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.344.897
Bayern	1.414.488
Berlin	596.118
Brandenburg	539.479
Bremen	155.892
Hamburg	230.296
Hessen	986.715
Mecklenburg-Vorpommern	263.809
Niedersachsen	2.158.580
Nordrhein-Westfalen	3.652.977
Rheinland-Pfalz	802.444
Saarland	189.745
Sachsen	589.484
Sachsen-Anhalt	424.738
Schleswig-Holstein	553.189
Thüringen	359.487

Tabelle 141: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2019

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2019 rund 5,9 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können.

Gas: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2019

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Messlokationen nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	5.861.819	198.595	23.956
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	7.181.046	229.863	44.332
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-ENCODER)	595.917	16.691	3.533
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	5.880	226	108
Ultraschall Gaszähler	9.828	-	55
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	75	577	2.692
andere mechanische Gaszähler	8.638	2.647	27.620
andere elektronische Gaszähler	13.731	389	430
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	5.658.370	171.404	34.684
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	203.430	5.628	2.849

Tabelle 142: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße¹⁷⁷ für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019

Bei der verwendeten Kommunikationstechnologie am Zählwerk kommt nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsgeber zum Einsatz (86 Prozent). Lediglich bei rund 14 Prozent der Zähler werden Cyble-Sensor, Absolut-Encoder, elektronisches Zählwerk oder Sonstiges verwendet.

¹⁷⁷ Zählergröße nach DVGW.

Gas: Kommunikationstechnologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2019 Anzahl und Verteilung

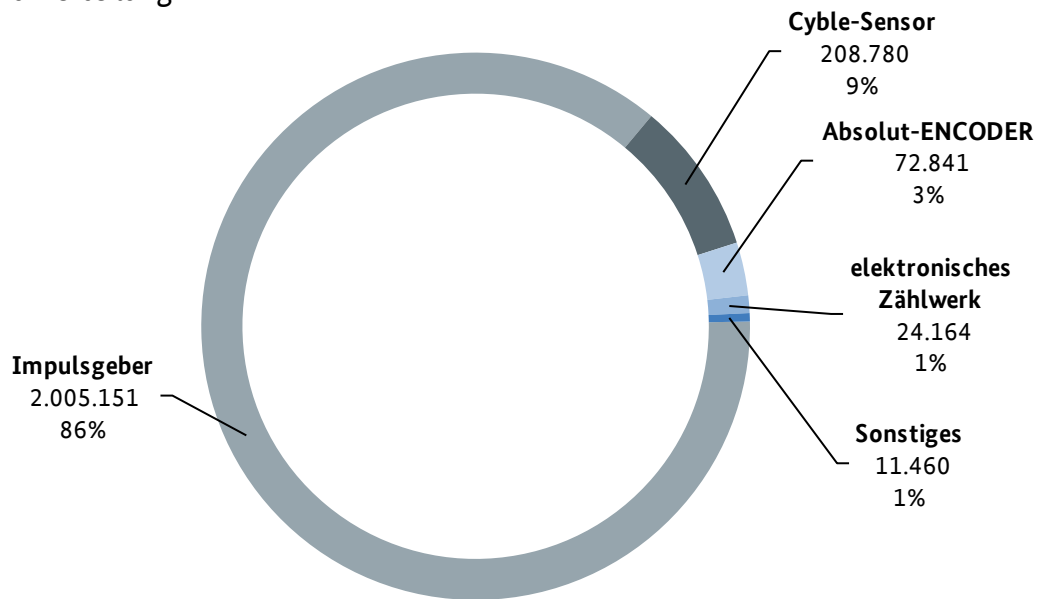


Abbildung 229: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019

Bei der dabei verwendeten Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden dominiert mit rund 55 Prozent die Telekommunikationstechnologie wie die klassische Telefonleitung, DSL oder Mobilfunk.

Gas: Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden im Jahr 2019 Anzahl und Verteilung

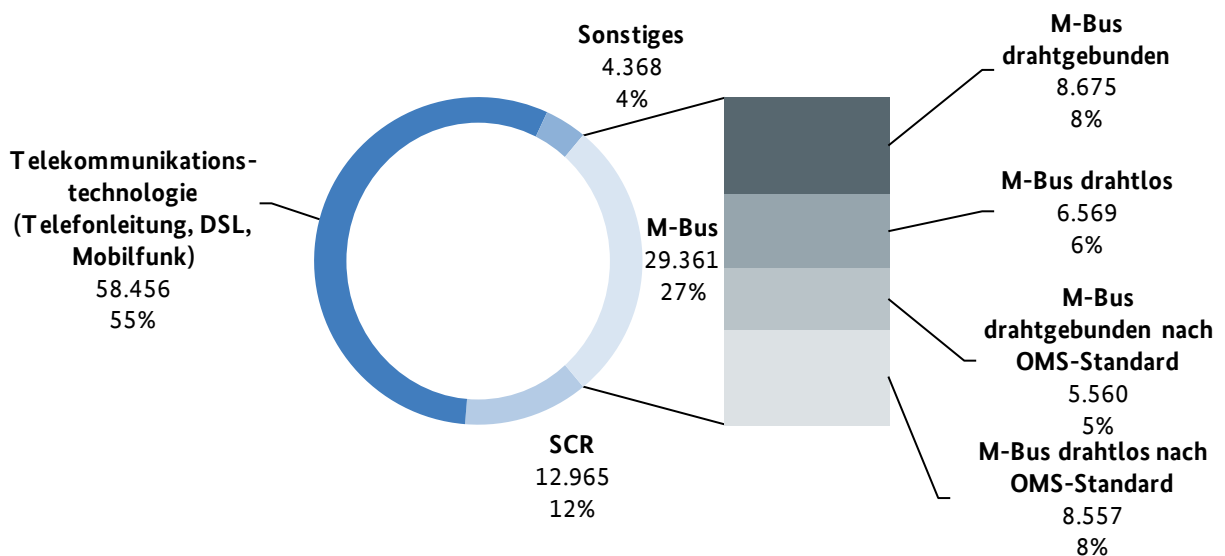


Abbildung 230: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2019 wie folgt dar.

Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2019

Funktion	Anzahl Messlokationen
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.996
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	9.133
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	284
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	15.373
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	670
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	8
Sonstige	32

Tabelle 143: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2019

Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2019

Anzahl und Verteilung

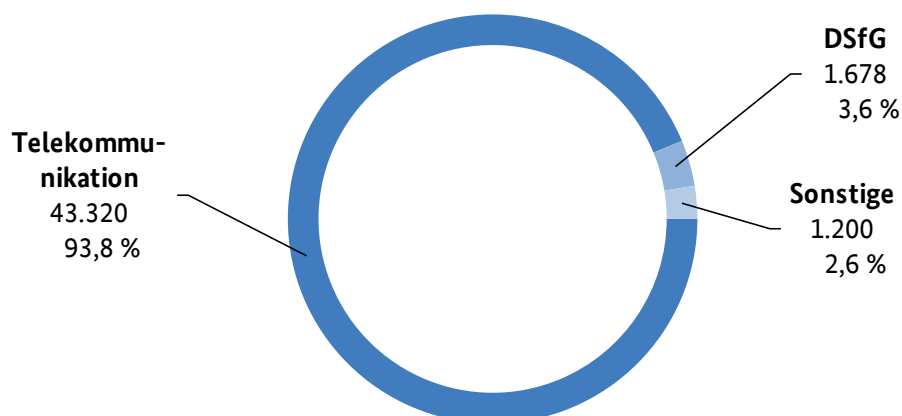


Abbildung 231: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2019

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme (93,8 Prozent). In den Bereich Telekommunikation fallen Mobilfunk bis 2,5 G (GSM, GPRS, EDGE), Mobilfunk bis 3 G (UMTS, HSDPA, LTE), Telefonleitungen, DSL bzw. Breitband sowie Stromleitungen. Alternativ ist die digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSfG) zu nennen. Diese wird ebenfalls zur Übertragung der Messdaten genutzt und kommt auf einen Anteil von 3,6 Prozent.

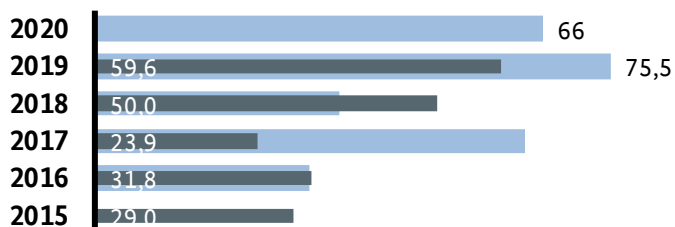
4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Für das Monitoring wurden die Messstellenbetreiber im Bereich Gas nach ihrem Investitionsverhalten befragt. Die Auswertung basiert auf Angaben von rund 650 Messstellenbetreibern Gas.

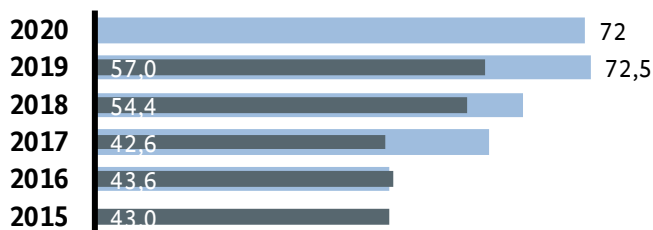
Gas: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

Investitionen in Neuinstallation, Ausbau, Erweiterung



Investitionen in Erhalt, Erneuerung



Aufwendungen

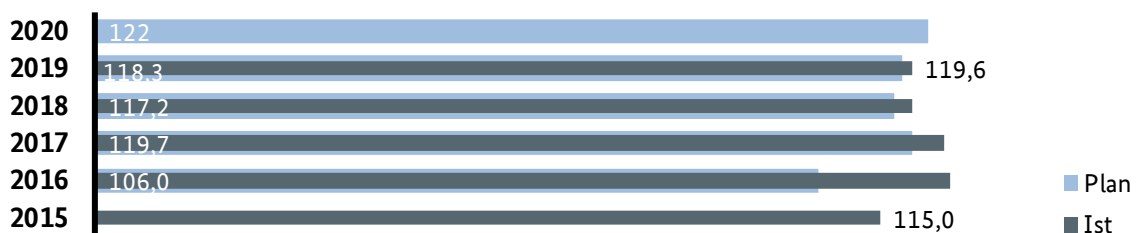


Abbildung 232: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III

Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas¹⁷⁸

Zur Sicherstellung einer wettbewerbskonformen Bildung der Großhandelspreise überwachen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gemeinsam in der Markttransparenzstelle den Großhandel mit Strom und Gas. Grundlage der gemeinsamen Marktüberwachung sind die Handels- und Fundamentaldaten, die von den Marktteilnehmern gemeldet werden.

Wer meldepflichtige Strom- oder Gasgroßhandelsverträge abschließt, muss sich nach der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) bei der zuständigen Energieregulierungsbehörde registrieren. Seit März 2015 registriert die Bundesnetzagentur für Deutschland Marktteilnehmer. Derzeit sind 4.745 Marktteilnehmer in Deutschland registriert. Europaweit sind es 15.587 Marktteilnehmer. Zu Beginn der Meldepflichten in den Jahren 2015 und 2016 registrierten sich die meisten Marktteilnehmer. Seit dem Jahr 2017 gibt es deutlich weniger Neuregistrierungen pro Jahr.¹⁷⁹

Neuregistrierungen nach REMIT

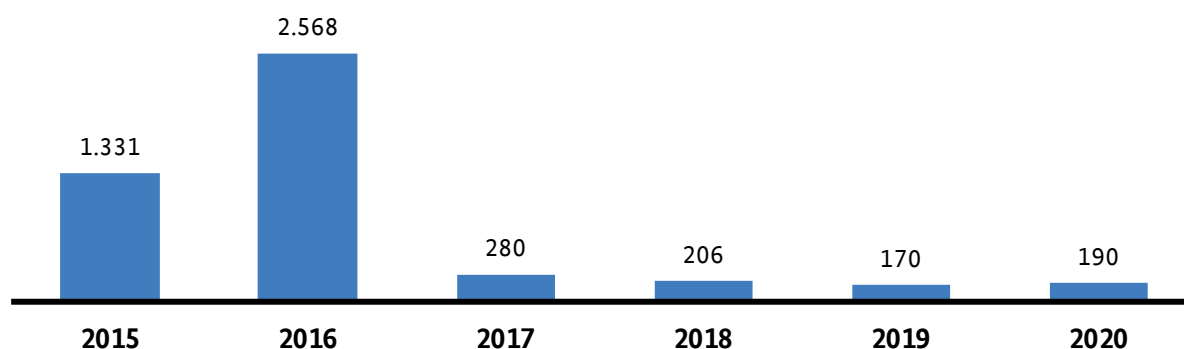


Abbildung 233: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland

ACER¹⁸⁰ erhält von allen registrierten Marktteilnehmer Daten über ihre Handelsaktivitäten am Strom- und Gasgroßhandelsmarkt. Diese betreffen sowohl Geschäfte mit den Energieträgern Strom und Gas als auch Geschäfte zu Einspeise-, Ausspeise- und Übertragungskapazitäten. Darüber hinaus erhebt ACER Fundamentaldaten von den Übertragungsnetzbetreibern, die Informationen zu den Bereichen Netz und Erzeugung beinhalten.

¹⁷⁸ Zugleich auch Bericht über die Tätigkeit der Markttransparenzstelle nach § 47h Abs. 2 GWB.

¹⁷⁹ Teilweise wurden registrierte Marktteilnehmer im Zeitverlauf wieder gelöscht, da bspw. Umwandlungen stattgefunden haben.

¹⁸⁰ Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Die Markttransparenzstelle erhält von ACER die für die Überwachung des deutschen Markts relevanten Handelsdaten. Weiterhin erhält sie die Fundamentaldaten aller Europäischen Länder.

Der Hauptanteil der an die Markttransparenzstelle gemeldeten Daten bezieht sich auf den Handel von Strom und Gas. Die Handelsdaten teilen sich in Kauf- und Verkaufsaufträge (sog. „Orders“) sowie abgeschlossene Geschäfte (sog. „Trades“). Eine Order ist ein Angebot zum Kauf oder Verkauf von Strom oder Gas, welches durch einen anderen Marktteilnehmer angenommen werden kann. Sofern eine Order durch einen anderen Marktteilnehmer angenommen wird, kommt ein Geschäft zwischen diesen beiden Marktteilnehmern zustande. Es wurde folgender Datenumfang übermittelt:

Anzahl der Datenmeldungen pro Monat in Mio. Zeilen

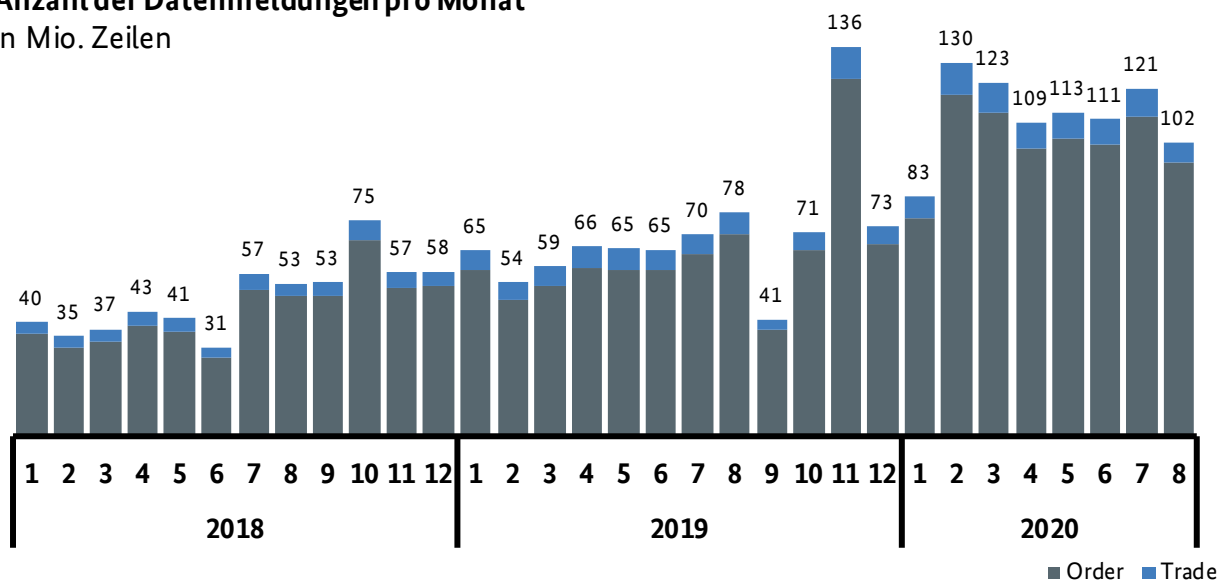


Abbildung 234: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat¹⁸¹

Bezüglich Anzahl der Meldungen ist zu beachten, dass sie keinen direkten Schluss auf die Anzahl der erteilten Orders oder abgeschlossenen Geschäfte zulassen. Dies liegt daran, dass die aufgeführten Meldungen auch Korrekturen und Löschungen enthalten, so dass hinter einer Order oder einem abgeschlossenen Geschäft mehrere technische Meldungen stehen können.

Die Anzahl der Meldungen zu Orders übersteigt die Anzahl der Meldungen zu abgeschlossenen Geschäften deutlich. Grund hierfür ist vor allem, dass jeder Marktteilnehmer bestrebt ist, ein Geschäft zu für ihn möglichst vorteilhaften Bedingungen abzuschließen. Dazu passt er seine Order möglicherweise mehrfach an oder storniert diese, z.B. als Reaktion auf die Orders anderer Marktteilnehmer oder sich ändernde Marktbedingungen.

¹⁸¹Durch technische Verzögerungen bei der Datenübermittlung können fortlaufend Meldungen zu vergangenen Berichtszeiträumen empfangen werden. Daher können die angegebenen Werte zu einem späteren Zeitpunkt auch gegenüber den Angaben in vorherigen Monitoringberichten abweichen.

Aus der Abbildung geht ebenfalls hervor, dass die Anzahl der Meldungen zu Orders seit 2018 weiter ansteigt (2020: durchschnittlich 103 Mio. pro Monat; 2019: 63 Mio. pro Monat; 2018: 44 Mio. pro Monat). Die Zahl der Meldungen zu abgeschlossenen Geschäften steigt ebenfalls kontinuierlich (2020: durchschnittlich 9 Mio. pro Monat; 2019: 7 Mio. pro Monat; 2018: 5 Mio. pro Monat). Gründe dafür können neben den technischen Aspekten der Datenmeldung u.a. auch der vermehrte Einsatz von automatischen Handelsalgorithmen sein.

Die folgende Grafik zeigt die Aufteilung der Datenmeldungen im Zeitraum Dezember 2017 bis August 2020 kategorisiert nach Börsen, Brokerplattformen und bilateralen Geschäften.

Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Orders und Trades im Zeitraum Dezember 2017 bis August 2020 in Prozent

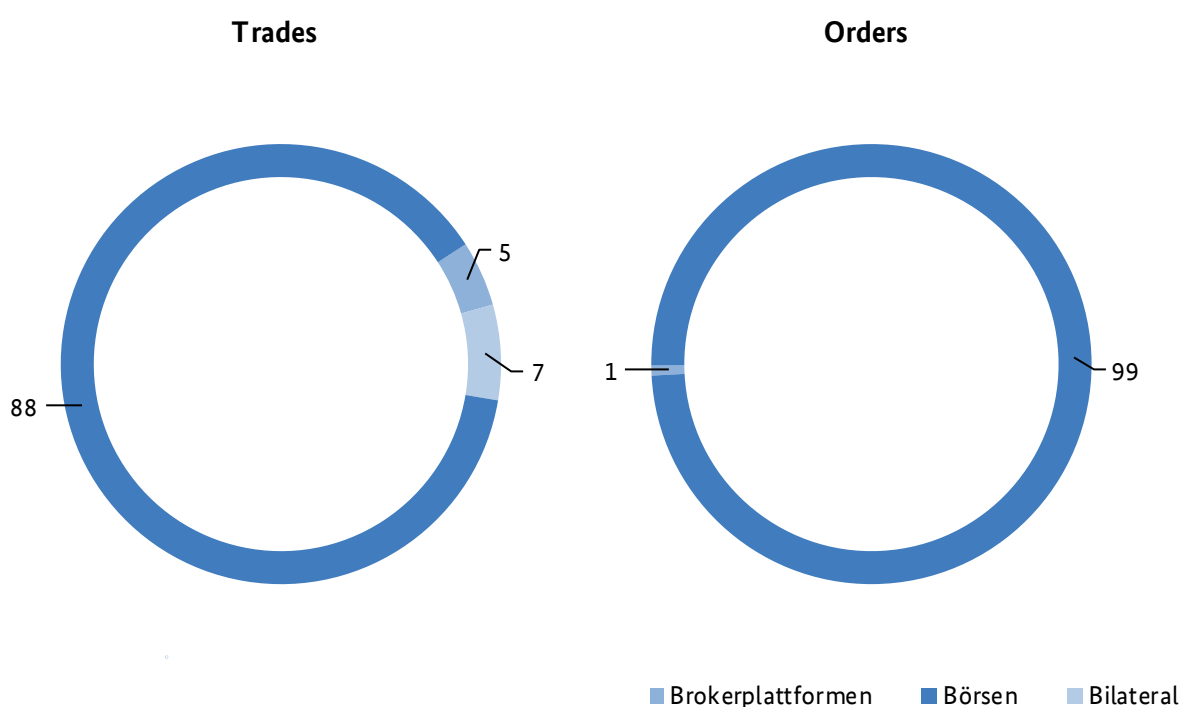


Abbildung 235: Meldungen zu Trades („Geschäfte“) und Orders („Aufträge“) nach Art des Marktplatzes

Es fällt auf, dass von Börsen sowohl bei den Trades als auch bei den Orders mit Abstand die meisten Datenmeldungen übermittelt werden. Dies liegt daran, dass an den Strom- und Gasbörsen eine hohe Zahl von Geschäften mit geringen Volumina und kurzer Laufzeit abgeschlossen werden. Genau gegensätzlich verhält es sich an Brokerplattformen und bei bilateralen Geschäften, bei denen eine geringere Anzahl an Geschäften abgeschlossen wird, jedoch mit hohen Volumina und einer meist längeren Laufzeit. Eine Auswertung der an den einzelnen Börsen und Brokern gehandelten Volumina findet sich in den Kapiteln zum Strom- und Gasgroßhandel.

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Aufgaben nach REMIT

Die Bundesnetzagentur überwacht den Energiegroßhandelsmarkt nach den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Kernstück der REMIT sind die Verbote von Insiderhandel (Artikel 3) und Marktmanipulation (Artikel 5).

Insiderhandel ist die Nutzung von Insiderinformationen, der Versuch der Nutzung für eigene Zwecke, die Weitergabe von Insiderinformationen an Dritte, oder die Empfehlung/Verleitung zum Erwerb oder zur Veräußerung von Energiegroßhandelsprodukten auf Basis von Insiderinformationen. Bei den Insiderhandelsfällen geht es zum Beispiel um Handelsgeschäfte, die vor der Veröffentlichung von Kraftwerksausfällen getätigt wurden.

Unter Marktmanipulation versteht man u.a. den Abschluss eines Handelsgeschäfts oder das Einstellen eines Handelsgebots, das falsche oder irreführende Signale für das Angebot, die Nachfrage oder den Preis eines Energiegroßhandelsprodukts gibt oder geben könnte. Darunter können beispielsweise Handelsgebote ohne Ausführungsabsicht oder sog. Wash Trades fallen, bei welchen die gleiche Person sowohl auf der Kauf- als auch der Verkaufsseite der Transaktion steht.

Verdächtiges Handelsverhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer wird von Börsen, Brokerplattformen, Marktteilnehmern, ACER oder auch anonym angezeigt. Verdachtsanzeigen, die die Bundesnetzagentur erhält, werden nachfolgend als Verdachtsfälle bezeichnet. Es sind damit Fälle, bei denen Anhaltspunkte für den Verdacht eines REMIT-Verstoßes vorliegen.

Die jährliche Anzahl der Verdachtsfälle steigt seit Beginn der Überwachungstätigkeit im Jahr 2012.

Verdachtsfälle

Anzahl

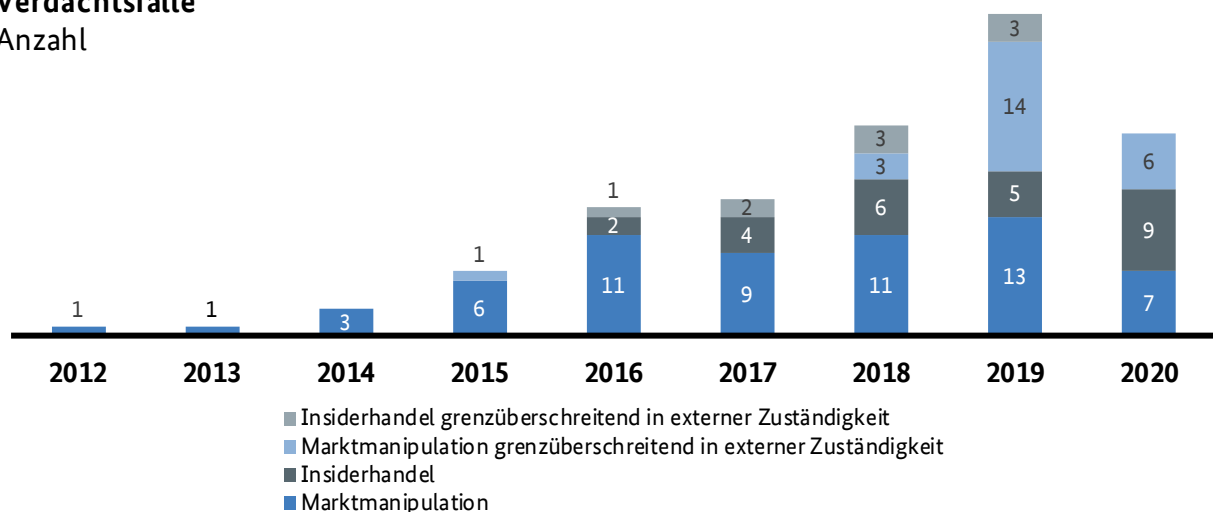


Abbildung 236: Verdachtsfälle 2012 bis 2020

a) Grenzüberschreitende Fälle

Teilweise handelt es sich bei den angezeigten Verdachtsfällen um solche mit grenzüberschreitenden Aspekten. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn das Handelsverhalten an der Börse ein Produkt eines anderen Mitgliedstaates betrifft als der Marktteilnehmer aufgrund seines Sitzes registriert ist. In grenzüberschreitenden Fällen sind auch die Energieregulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten betroffen bzw. werden durch diese federführend bearbeitet. Eine grenzüberschreitende Bearbeitung in Federführung einer anderen Energieregulierungsbehörde erfolgt derzeit in 33 Fällen.

b) Interne Bearbeitung

Die bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Verdachtsfälle werden zunächst durch eine Erstanalyse bewertet. Hierbei verwendet die Bundesnetzagentur von ACER übermittelte Handelsdaten und führt ggfs. weitere Datenabfragen durch. Finden sich nach der Erstanalyse nicht genügend Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT, wird der Fall eingestellt. Soweit es um eine Ordnungswidrigkeit geht, können weitere Gründe, wie Geringfügigkeit oder fehlende Wiederholungsgefahr, zu einer Einstellung führen. Von insgesamt 88 intern bearbeiteten Verdachtsfällen wurden bisher 60 Fälle eingestellt.

Bestehen nach der Erstanalyse weiterhin Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT, führt die Bundesnetzagentur eigene Ermittlungen durch. Wenn sich der Verdacht eines Verstoßes im Laufe dieser Ermittlungen hinreichend bestätigen lässt, kann die Bundesnetzagentur ein Ordnungswidrigkeitenverfahren einleiten. Soweit es sich um einen strafrechtlich relevanten Verstoß handelt, gibt die Bundesnetzagentur den Fall an die Staatsanwaltschaft ab.

Bisher hat die Bundesnetzagentur einen Verdachtsfall mit drei Bußgeldbescheiden abgeschlossen. Eine Abgabe an die Staatsanwaltschaft erfolgte bisher nicht. 26 Verdachtsfälle befinden sich derzeit in der Bearbeitung.

In einem Verdachtsfall wurden in 2020 von der Bundesnetzagentur Ordnungswidrigkeitenverfahren gegen drei Marktteilnehmer eingeleitet. Hintergrund sind die Ereignisse rund um die Systembilanzungleichgewichte im Juni 2019. An drei Tagen im Juni 2019 wurde die Regelenenergie über längere Zeiträume vollständig ausgeschöpft und weitere Maßnahmen von den ÜNB ergriffen, um das System stabil zu halten. Bei den Bußgeldverfahren nach REMIT steht das Handelsverhalten der Marktteilnehmer und damit die Frage im Fokus, ob die extreme Situation an den drei Tagen im Juni handelsseitig ausgenutzt wurde. Da der Börsenpreis teilweise deutlich über dem Ausgleichsenergiepreis lag, besteht der Verdacht, dass die betroffenen Marktteilnehmer gezielt Strom am Intradaymarkt zu sehr hohen Preisen verkauft haben, ohne die Absicht, diesen Strom tatsächlich zu beschaffen oder selber zu erzeugen.¹⁸²

¹⁸² Zur neuen Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises siehe S. 208

Eingestellte Verdachtsfälle

Anzahl

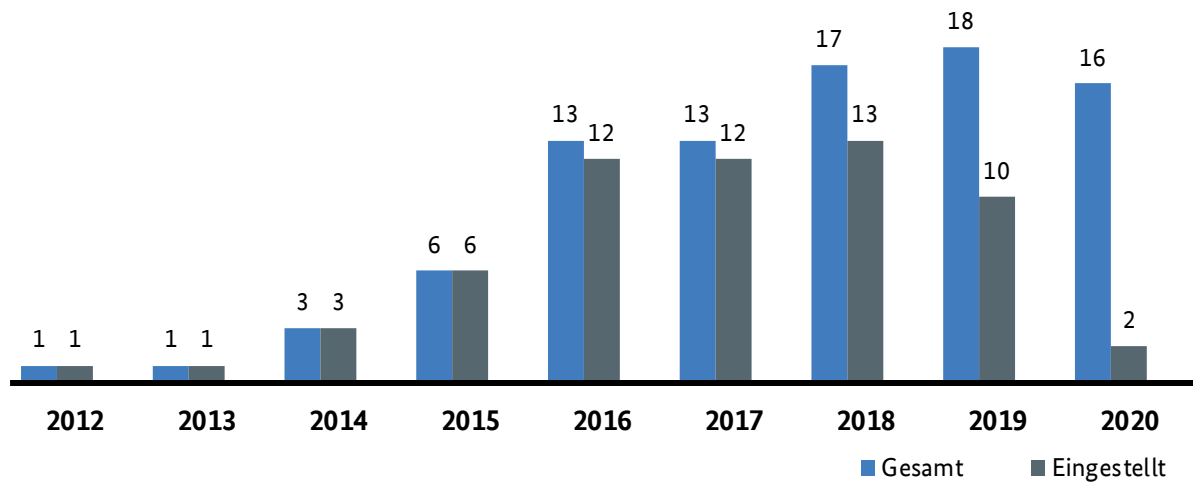


Abbildung 237: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2020¹⁸³

c) Identifizierte Verdachtsfälle von ACER

Im Rahmen seiner Marktüberwachungsaufgaben nach der REMIT wertet ACER seit Anfang 2018 alle Handelsdaten mithilfe eines speziell zugeschnittenen Marktüberwachungssystems und durch Marktüberwachungsspezialisten nach bestimmten Maßstäben EU-weit auf Auffälligkeiten aus. Die Besonderheit ist dabei, dass ACER einen sowohl grenzüberschreitenden als auch handelsplatzübergreifenden Blick auf den Strom- und Gashandel hat. Dadurch wird die Überwachungstätigkeit der Handelsplätze und nationalen Regulierungsbehörden komplettiert. Die Ergebnisse dieser Analysen – sog. Alerts – sendet ACER regelmäßig an die relevanten nationalen Regulierungsbehörden. Solche Alerts sind zunächst einmal Auffälligkeiten, die aus den bei ACER vorliegenden Daten ermittelt werden, also bspw. Ausreißer aus bestimmten definierten Bandbreiten. Aus den Alerts können sich Verdachtsfälle ergeben. Hierfür erarbeitet ACER ein PIA (Preliminary Initial Assessment), eine tiefergehende Analyse der Daten und eigene Bewertung zum Vorliegen eines Verdachtsfalles. Das PIA wird dann an die zuständige(n) Energieregulierungsbehörde(n) zu weiteren Bearbeitung übermittelt. Von den angezeigten Verdachtsfällen wurden sieben Fälle als PIAs von ACER angezeigt, von denen vier in Federführung bearbeitet werden.

¹⁸³ Die Anzahl Gesamt bezieht sich auf Verdachtsfälle in interner Bearbeitung, vor diesem Hintergrund kommt es zu Abweichungen in den Darstellungen der letzten Monitoringberichte.

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Sektoruntersuchung Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Das Bundeskartellamt hat im Juli 2020 eine Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eingeleitet.

Die Untersuchung betrifft öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten, die sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befinden und von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbaren Personenkreis genutzt werden können. Das Bundeskartellamt hat in diesem Bereich zuletzt vermehrt Beschwerden, auch über die Preise und Konditionen an den Ladesäulen, erhalten.

Nach den Plänen der Bundesregierung soll in Deutschland bis zum Jahr 2030 eine flächendeckende Ladeinfrastruktur entstehen, zu der insbesondere auch öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge gehören. Mit der Sektoruntersuchung sollen strukturelle Wettbewerbsprobleme bei der Bereitstellung und Vermarktung dieser öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur bereits in einer frühen Marktphase identifiziert werden, um einen Beitrag zu einem erfolgreichen Ausbau zu leisten.

Der Aufbau und Betrieb von Ladesäulen unterliegt nicht der für Stromnetze geltenden umfassenden Regulierung. Mögliche Wettbewerbsprobleme in diesem Bereich können aber mit Hilfe des Kartellrechts aufgegriffen werden. Für die Gewährleistung eines funktionsfähigen Wettbewerbs sind neben dem diskriminierungsfreien Zugang zu geeigneten Standorten für Ladesäulen auch die konkreten Nutzungsbedingungen an den Ladesäulen von ausschlaggebender Bedeutung.

Zur Durchführung der Sektoruntersuchung befragt das Bundeskartellamt die relevanten Akteure zur Planung und zum Stand des Aufbaus öffentlicher Ladeinfrastruktur in Städten, Kommunen und an den Bundesautobahnen. Darauf aufbauend werden insbesondere Fragen des Zugangs von Mobilitätsdienstleistern und Ladekunden zu den Ladesäulen und deren Auswirkungen auf den Wettbewerb in den Blick genommen.

Die Ermittlungsergebnisse sowie daraus zu ziehende wettbewerbliche Schlussfolgerungen werden im Anschluss der Öffentlichkeit in einem Bericht vorgestellt.

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

- 3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- 6. Ökostromsegment
- H Mess- und Zählwesen
- II Gasmarkt
- A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
- 2. Netzübersicht
- B Aufkommen von Gas
- C Netze
- D Regelernergie und Bilanzierung
- F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
- 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl
- 2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden
- 3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- G Mess- und Zählwesen
- III Übergreifende Themen
- A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas
- B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

- I Elektrizitätsmarkt
- A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)
- 3. Marktkonzentration
- F Großhandel

G	Einzelhandel
2.1	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
4.1	Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
5.	Heizstrom
7.	Europäischer Strompreisvergleich
II	Gasmarkt
A	Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
3	Marktkonzentration
E	Großhandel
F	Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
2.1	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
4.1	Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
5.	Europäischer Gaspreisvergleich
III	Übergreifende Themen
C	Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz 2019.....	32
Abbildung 2: Marktllokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB	36
Abbildung 3: Marktllokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB.....	36
Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom	37
Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktllokationen gemäß Abfrage VNB Strom	37
Abbildung 6: Anteil der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet.....	43
Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2019.....	48
Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen.....	49
Abbildung 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: Dezember 2020)	53
Abbildung 10: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung.....	56
Abbildung 11: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung	58
Abbildung 12: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	60
Abbildung 13: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	65
Abbildung 14: Im Probetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke	66
Abbildung 15: Standorte mit erwartetem Zubau und Marktaustritten von Kraftwerksblöcken bis 2023.....	71
Abbildung 16: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2019.....	73
Abbildung 17: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW.....	73
Abbildung 18: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW.....	75
Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2019.....	81
Abbildung 20: Ausbauziele Wind an Land	85
Abbildung 21: Ausbauziele solare Strahlungsenergie	85
Abbildung 22: Ausbauziele Biomasse	86
Abbildung 23: Ausbauziele Wind auf See.....	86
Abbildung 24: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	87
Abbildung 25: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands	89

Abbildung 26: Maximale Einspeisung.....	90
Abbildung 27: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2019.....	90
Abbildung 28: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktpremie	91
Abbildung 29: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktpremie auf die Energieträger	92
Abbildung 30: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern	94
Abbildung 31: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG.....	95
Abbildung 32: Entwicklung der EEG-Umlage.....	96
Abbildung 33: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen 2019/2020.....	104
Abbildung 34: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2020	114
Abbildung 35: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 2020.....	116
Abbildung 36: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 380kV-Ebene)	118
Abbildung 37: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (Angaben für die 220kV-Ebene)	119
Abbildung 38: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung	121
Abbildung 39: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarf Elektrizität gem. der Abfrage nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG.....	122
Abbildung 40: Anzahl und Kostenumfang der gemeldeten Maßnahmen pro Netzebene für die nächsten 10 Jahre.....	123
Abbildung 41: Netzausbau aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien und zur Behebung von bestehenden Engpässen für die nächsten 10 Jahre.....	124
Abbildung 42: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inklusive grenzüberschreitenden Verbindungen)	126
Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB.....	127
Abbildung 44: Anzahl der Verteilnetzbetreiber nach Investitions- und Aufwendungssummen.....	128
Abbildung 45: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen.....	130
Abbildung 46: Entwicklung der Eigenkapitalzinsen (vor Körperschaftssteuer).....	131
Abbildung 47: Entwicklung der EKII-Verzinsung	132
Abbildung 48: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene.....	133
Abbildung 49: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2019.....	137
Abbildung 50: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2019.....	142

Abbildung 51: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2019 ..	144
Abbildung 52: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019.....	145
Abbildung 53: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2019.....	146
Abbildung 54: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2019.....	147
Abbildung 55: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen.....	149
Abbildung 56: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2019.....	152
Abbildung 57: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen.....	154
Abbildung 58: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen	154
Abbildung 59: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte	161
Abbildung 60: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2006 bis 2020.....	163
Abbildung 61: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh.....	164
Abbildung 62: Grundpreise der Netzbetreiber für SLP-Kunden pro Jahr	165
Abbildung 63: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020.....	168
Abbildung 64: Verteilung der Netzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020.....	170
Abbildung 65: Verteilung der Netzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020.....	172
Abbildung 66: Höhe der vermiedenen Netzentgelte (ausgezahlt durch Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit).....	175
Abbildung 67: Regionale Verteilung der Höhe der Netzentgelte am Beispiel von Haushaltskunden im Jahr 2017 (links) und 2020 (rechts)	177
Abbildung 68: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge	183
Abbildung 69: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2020	190
Abbildung 70: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland	191
Abbildung 71: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland.....	192
Abbildung 72: Verteilung der Marktlifikationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland.....	193
Abbildung 73: Verteilung der Marktlifikationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten.....	194
Abbildung 74: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.....	195
Abbildung 75: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden	197

Abbildung 76: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2019	198
Abbildung 77: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf.....	199
Abbildung 78: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	202
Abbildung 79: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	203
Abbildung 80: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.....	205
Abbildung 81: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	207
Abbildung 82: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	208
Abbildung 83: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV	208
Abbildung 84: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (SRL und MRL).....	209
Abbildung 85: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise.....	212
Abbildung 86: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F).	213
Abbildung 87: Im Zeitraum von Januar 2019 bis Dezember 2019 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung [MW] getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.	216
Abbildung 88: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel in 2020.....	219
Abbildung 89: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel).....	224
Abbildung 90: Physikalische Lastflüsse	224
Abbildung 91: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2019.....	226
Abbildung 92: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	227
Abbildung 93: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe	228
Abbildung 94: Ungeplante Flüsse	229
Abbildung 95: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA	236
Abbildung 96: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT, der EXAA und der Nord Pool	238
Abbildung 98: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT	240
Abbildung 99: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT	241
Abbildung 100: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2019	241
Abbildung 101: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT- sowie Phelix-DE-Futures an der EEX.....	243

Abbildung 102: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr	244
Abbildung 103: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2019	244
Abbildung 104: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX.....	245
Abbildung 105: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT.....	247
Abbildung 106: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten.....	250
Abbildung 107: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr	251
Abbildung 108: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktllokationen.....	252
Abbildung 109: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete.....	253
Abbildung 110: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist	254
Abbildung 111: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019	258
Abbildung 112: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden.....	259
Abbildung 113: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2019	260
Abbildung 114: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität	261
Abbildung 115: Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden Elektrizität	262
Abbildung 116: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten	264
Abbildung 117: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber.....	265
Abbildung 118: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.....	277
Abbildung 119: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert).....	278
Abbildung 120: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb.....	279
Abbildung 121: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis	280
Abbildung 122: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.....	280
Abbildung 123: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC).....	285
Abbildung 124: Haushaltskundenpreise Strom sowie Anteile der jeweiligen Vertragsarten	286
Abbildung 125: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden.....	287

Abbildung 126: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage	292
Abbildung 127: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden.....	295
Abbildung 128: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden	296
Abbildung 129: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden.....	300
Abbildung 130: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 für Ökostrom.....	302
Abbildung 131: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh.....	305
Abbildung 132: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh.....	306
Abbildung 133: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen.....	309
Abbildung 134: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden ..	309
Abbildung 135: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs	314
Abbildung 136: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway	315
Abbildung 137: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme	315
Abbildung 138: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb	316
Abbildung 139: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer	317
Abbildung 140: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich	318
Abbildung 141: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich.....	319
Abbildung 142: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	320
Abbildung 143: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2019.....	333
Abbildung 144: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019.....	334
Abbildung 145: Marktllokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019	336
Abbildung 146: Marktllokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand 31. Dezember 2019	336
Abbildung 147: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktllokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019.....	339
Abbildung 148: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten	340

Abbildung 149: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2019.....	342
Abbildung 150: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2000.....	343
Abbildung 151: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Übergabeländern.....	345
Abbildung 152: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Quellenländern.....	345
Abbildung 153: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2019 - Aufteilung nach Übernahmeländern.....	346
Abbildung 154: Umzustellende RLM-Kunden bis 2024	349
Abbildung 155: Umzustellende SLP-Kunden bis 2024	350
Abbildung 156: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet.....	352
Abbildung 157: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2019.....	354
Abbildung 158: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. Januar 2021	355
Abbildung 159: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	357
Abbildung 160: Ausbaumaßnahmen für das Erdgasnetz gemäß Ausbauvorschlag der FNB zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Quelle: FNB Gas e.V.)	359
Abbildung 161: Ausbaumaßnahmen für ein potientiell Wasserstoffnetz gemäß Ausbauvorschlag der FNB zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (Quelle: FNB Gas e.V.).....	361
Abbildung 162: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastuktur der Fernleitungsnetzbetreiber .	364
Abbildung 163: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur der Verteilernetzbetreiber Gas...	365
Abbildung 164: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2019.....	366
Abbildung 165: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2019	366
Abbildung 166: Entwicklung der regulatorisch gewährten EK-Renditen.....	368
Abbildung 167: Entwicklung der EKII-Verzinsung.....	369
Abbildung 168: Entwicklung der Fremdkapitalzinsen nach Aufindexierung (VPI-XGen).....	370
Abbildung 169: Angebot von Einspeisekapazitäten.....	372
Abbildung 170: Angebot von Ausspeisekapazitäten.....	372
Abbildung 171: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet.....	374
Abbildung 172: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet.....	374
Abbildung 173: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2019.....	376
Abbildung 174: Kapazitätskündigungen nach Produktart	376
Abbildung 175: Unterbrechungsmengen nach Regionen.....	377
Abbildung 176: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten.....	379

Abbildung 177: Zeitablauf des SAIDI-Wertes	381
Abbildung 178: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas	384
Abbildung 179: Verteilung der Netzentgelte Gas für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2020 (Karte).....	387
Abbildung 180: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020 (Karte).....	389
Abbildung 181: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020 (Karte).....	391
Abbildung 182: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2019 bei NetConnect Germany, Stand August 2020	393
Abbildung 183: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2019 bei GASPOOL, Stand August 2020	394
Abbildung 184: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020.....	394
Abbildung 185: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020.....	395
Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand August 2020.....	395
Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 1 in GASPOOL, Stand August 2020.....	396
Abbildung 188: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand August 2020.....	396
Abbildung 189: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2019 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand August 2020.....	397
Abbildung 190: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2019, Stand August 2020.....	398
Abbildung 191: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab 1. Oktober 2019, Stand August 2020	398
Abbildung 192: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand August 2020	399
Abbildung 193: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand August 2020	400
Abbildung 194: Wahl der Wetterprognose	401
Abbildung 195: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	405
Abbildung 196: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für die deutschen Marktgebiete	406
Abbildung 197: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum.....	407
Abbildung 198: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten.....	408
Abbildung 199: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2018 und 2019	409

Abbildung 200: EEX-EGSI im Jahr 2019	410
Abbildung 201: Verteilung der Differenzen zwischen dem EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2019.....	411
Abbildung 202: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2017 bis 2019.....	412
Abbildung 203: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlifikationen beliefern – Stand 31. Dezember 2019.....	413
Abbildung 204: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019.....	414
Abbildung 205: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2019	415
Abbildung 206: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2019	419
Abbildung 207: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden.....	420
Abbildung 208: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2019	422
Abbildung 209: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten - Stand 31. Dezember 2019	422
Abbildung 210: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2019	424
Abbildung 211: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas	426
Abbildung 212: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas	427
Abbildung 213: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten	430
Abbildung 214: Gassperren nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2019.....	431
Abbildung 215: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr	437
Abbildung 216: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ...	439
Abbildung 217: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	441
Abbildung 218: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten	442
Abbildung 219: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	446
Abbildung 220: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2020 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	446

Abbildung 221: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	447
Abbildung 222: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2020 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	447
Abbildung 223: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	448
Abbildung 224: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2020 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	448
Abbildung 225: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	449
Abbildung 226: Haushaltskundenpreise Gas sowie Anteile an den jeweiligen Vertragsarten	450
Abbildung 227: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten.....	451
Abbildung 228: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh.....	453
Abbildung 229: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2019 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh	455
Abbildung 230: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019	459
Abbildung 231: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019.....	459
Abbildung 232: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2019.....	460
Abbildung 233: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	461
Abbildung 234: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland.....	464
Abbildung 235: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat.....	465
Abbildung 236: Meldungen zu Trades („Geschäfte“) und Orders („Aufträge“) nach Art des Marktplatzes.....	466
Abbildung 237: Verdachtsfälle 2012 bis 2020.....	467
Abbildung 238: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 – 2020	469

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2019 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber	31
Tabelle 2: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent	33
Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom.....	33
Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	33
Tabelle 5: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2015 bis 2020.....	34
Tabelle 6: Netzstrukturdaten 2019 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	35
Tabelle 7: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch).....	42
Tabelle 8: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger.....	44
Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung	54
Tabelle 10: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung	55
Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung.....	57
Tabelle 12: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2013	59
Tabelle 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland	61
Tabelle 14: Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gemäß § 13g EnWG	64
Tabelle 15: Reduktionspfad für die großen Braunkohleanlagen gemäß KVBG	67
Tabelle 16: Übersicht über die bezuschlagten Gebote zum Gebotstermin 1. September 2020	68
Tabelle 17: Erwartete aus dem Markt ausscheidende Kraftwerksleistung.....	70
Tabelle 18: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW.....	74
Tabelle 19: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW	75
Tabelle 20: Inbetriebnahmen KWK-Anlagen	76
Tabelle 21: Inbetriebnahmen nach Energieträger	77
Tabelle 22: Inbetriebnahmen nach Größenklassen	77
Tabelle 23: Inbetriebnahmen nach Bundesländern.....	78
Tabelle 24: KWK-Ausschreibungen	79
Tabelle 25: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember).....	82
Tabelle 26: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG	83

Tabelle 27: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember).....	83
Tabelle 28: Ausbaupfade	84
Tabelle 29: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember).....	88
Tabelle 30: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie	92
Tabelle 31: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)	94
Tabelle 32: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie	97
Tabelle 33: Durchgeführte Ausschreibungen in 2019 und 2020 für die Energieträger Solar und Windenergie an Land	99
Tabelle 34: Durchgeführte Ausschreibungen 2019 und 2020 für die Energieträger Biomasse, KWK, technologieübergreifend und Innovation.....	100
Tabelle 35: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen	101
Tabelle 36: Ausschreibungen für Solaranlagen 2019.....	102
Tabelle 37: Ausschreibungen für Solaranlagen 2020.....	103
Tabelle 38: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2019.....	106
Tabelle 39: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2020.....	107
Tabelle 40: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer.....	108
Tabelle 41: Ausschreibungen Biomasse 2019.....	109
Tabelle 42: Ausschreibungen Biomasse 2019/2020.....	110
Tabelle 43: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2019/2020	111
Tabelle 44: Geplanter Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre	125
Tabelle 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB.....	126
Tabelle 46: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2019	135
Tabelle 47: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen	136
Tabelle 48: Redispatch i. S. d. §13 Abs. 1 EnWG im Jahr 2019	138
Tabelle 49: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019.....	140
Tabelle 50: (Fortsetzung von Tabelle 49) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019	141
Tabelle 51: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2019	143
Tabelle 52: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2019.....	148
Tabelle 53: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen.....	150

Tabelle 54: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2019	151
Tabelle 55: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2019.....	152
Tabelle 56: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2019..	155
Tabelle 57: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2019	156
Tabelle 58: Entwicklung der Grundpreise.....	166
Tabelle 59: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2020.....	167
Tabelle 60: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020.....	169
Tabelle 61: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2020.....	171
Tabelle 62: Prozentualer Anteil der vermiedenen Netzentgelte an den Netzentgelten für Haushalte (NS o. Leistungsmessung), unter Berücksichtigung der Kaskadierung für das Jahr 2017 im Vergleich zum Jahr 2020.....	176
Tabelle 63: Maximale Belastung durch vermiedene Netzentgelte im Jahr 2020.....	178
Tabelle 64: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung.....	184
Tabelle 65: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung.....	185
Tabelle 66: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien.....	185
Tabelle 67: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs für die stromintensive Netznutzung nach Netzebenen-Kategorien.....	186
Tabelle 68: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2020).....	189
Tabelle 69: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung.....	204
Tabelle 70: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve	206
Tabelle 71: Maximale Ausgleichsenergiepreise.....	211
Tabelle 72: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten	222
Tabelle 73: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten.....	222
Tabelle 74: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse	225
Tabelle 75: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen	225
Tabelle 76: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen.....	226
Tabelle 77: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse).....	227

Tabelle 78: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2019.....	239
Tabelle 79: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2017 bis 2019	242
Tabelle 80: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2019 nach Erfüllungszeitraum	249
Tabelle 81: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2019	258
Tabelle 82: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität).....	260
Tabelle 83: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2019.....	266
Tabelle 84: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten.....	268
Tabelle 85: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen	271
Tabelle 86: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2020	273
Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr	274
Tabelle 88: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2020.....	276
Tabelle 89: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2019 zum 1. April 2020 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden.....	277
Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2020.....	282
Tabelle 91: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2020.....	283
Tabelle 92: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2020	284
Tabelle 93: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden	288
Tabelle 94: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2020	289
Tabelle 95: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2020.....	290
Tabelle 96: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2020	291
Tabelle 97: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh	298
Tabelle 98: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr.....	299
Tabelle 99: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2019	300
Tabelle 100: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2020 für Ökostrom.....	301

Tabelle 101: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom).....	303
Tabelle 102: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom	308
Tabelle 103: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern	310
Tabelle 104: Übersicht der nach § 24 MsbG zertifizierten Smart Meter Gateways zum Stand 23. November 2020.....	311
Tabelle 105: Pflichteinbaufälle i. S. d. § 29 i. V. m. 31, 32 MsbG.....	312
Tabelle 106: Optionaler Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG	313
Tabelle 107: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich	317
Tabelle 108: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich	319
Tabelle 109: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs	321
Tabelle 110: (Fortsetzung von Tabelle 109) Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs	322
Tabelle 111: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG.....	322
Tabelle 112: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 4. Januar 2021	334
Tabelle 113: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31. Dezember 2019.....	335
Tabelle 114: Ausspeisemengen Gas in 2019 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	337
Tabelle 115: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2019 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten	338
Tabelle 116: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2019 und 2018.....	347
Tabelle 117: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2019 und 2018.....	347
Tabelle 118: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2016 bis 2019	350
Tabelle 119: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2019.....	353
Tabelle 120: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	356
Tabelle 121: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2019.....	380
Tabelle 122: Verteilung der Netzentgelte für Gas-Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020...	386
Tabelle 123: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020.....	388
Tabelle 124: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2020	390
Tabelle 125: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien 2019.....	420
Tabelle 126: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2019	423

Tabelle 127: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2019	425
Tabelle 128: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	426
Tabelle 129: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2019 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas	428
Tabelle 130: Anzahl der Gassperren pro Bundesland im Jahr 2019 gemäß Angaben der VNB Gas	432
Tabelle 131: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten	434
Tabelle 132: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr.....	436
Tabelle 133: Preisniveau am 1. April 2020 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr.....	438
Tabelle 134: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	441
Tabelle 135: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2019 und 1. April 2020 gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	442
Tabelle 136: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	443
Tabelle 137: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	444
Tabelle 138: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten	445
Tabelle 139: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas	452
Tabelle 140: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2019	456
Tabelle 141: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern in 2019.....	457
Tabelle 142: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2019.....	458
Tabelle 143: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2019	460

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.
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
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 Netzknoten zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
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).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten 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 ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird 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 werden durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.
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.
Einspeise- management (EinsMan)	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. 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 auszus zahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	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.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Energieinformations- netz (EIN)	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).
Entgelt für Messstellenbetrieb	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.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
ENTSO-E	Die ENTSO-E ist der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (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 Transparenzinformatiionsplattform für Fundamentaldaten im europäischen 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.
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).
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	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. 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).
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	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).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	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.
Kondensationsstrom (netto)	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 gleichzusetzen. Der Netto-Kondensationsstroms einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensationsstrom verminderte Bruttostromkondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit)

Konventioneller Messstellenbetrieb	Der konventionelle Messstellenbetrieb beinhaltet alle Messeinrichtungen, die nicht moderne Messeinrichtung oder intelligentes Messsystem sind (z. B. Ferraris-Zähler, eHZ, EDL21, EDL40, RLM-Zähler usw.).
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	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.
Lastvariabler Tarif	Als lastvariabler Tarif wird ein Stromtarif bezeichnet, bei dem der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung abhängt.
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.
Marktlotation	In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation 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.
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	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 Kühlwasser-Temperaturverlaufes). 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 Luft Eintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden. 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: - 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	<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. <i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.
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	<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). <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.
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) 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) $> 125 \text{ kV}$
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 Preisvergleichsportal) 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)	<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. <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.
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 Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten 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 Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast 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.
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und –abnahme zu gewährleisten.
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	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. 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.
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 Frequenzänderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofilkunde)	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). 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).
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, Zählernummer.
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)
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.
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.
Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne 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
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de/

Tel. +49 (0)228 9499-0

Fax +49 (0)228 9499-400

Stand

01. März 2021

Druck

MKL Druck GmbH & Co. KG, Ostbevern

Bildnachweis

Titel: Getty Images: astrid tschuden, wakila

Text

Bundesnetzagentur
Referat 615

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

Telefon: +49 228 9499-0

Telefax: +49 228 9499-400

E-Mail: info@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de



Nachhaltige und energiebewusste
Produktion in einer Druckerei,
deren Umweltmanagement
nach EMAS zertifiziert ist.